МИНИСТЕРСТВО НАУКИ
И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«УХТИНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ» (УГТУ)

Материалы 18-й международной конференции «Рассохинские чтения – 2026» (05 – 06 февраля 2026 года)

Ухта
УГТУ
2026

НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ

РАССОХИНСКИЕ ЧТЕНИЯ - 2026

МАТЕРИАЛЫ 18-Й МЕЖДУНАРОДНОЙ КОНФЕРЕНЦИИ

(05 – 06 февраля 2026 года)

УДК 622.32(061.3)
ББК 33.36 я5
К 65

18-я конференция международная (05 – 06 февраля 2026 г. Ухта).

К 65 Рассохинские чтения – 2026 : материалы конференции / под редакцией Р. В. Агиней. – Ухта : Изд-во УГТУ, 2026. – 586 с. – Текст : электронный.

ISBN 978-5-88179-859-8 (серия)
ISBN 978-5-6051496-6-8

05-06 февраля 2026 года в Ухтинском государственном техническом университете в 18-й раз прошла Международная конференция «Рассохинские чтения».

Ежегодно в Ухтинском государственном техническом университет проводится традиционное, самое значительное по масштабам и научном резонансу событие – Международная конференция «Рассохинские чтения», посвященная памяти выдающегося учёного и организатора научной деятельности Г. В. Рассохина. За свою историю форум заработал признание ведущих экспертов, как авторитетная площадка для обсуждения и поиска решений практических задач нефтегазовой отрасли России.

С момента первого научно-практического семинара, проходившего в 2009 году, в истории конференции произошли значительные изменения: количество докладов увеличилось в пять раз, вырос масштаб проведения – и по количеству участников, и по географии.

В 2017 году международный семинар «Рассохинские чтения» приобрел статус международной конференции. В конференции принимают участие представители целого ряда учебных заведений и промышленных предприятий страны и зарубежья.

УДК 622.32(061.3)
ББК 33.36 я5

Редакционная коллегия: д-р техн. наук, профессор Р. В. Агиней (гл. редактор); канд. техн. наук, доцент М. А. Михеевская; канд. геол.-минерал. наук, доцент Н. П. Демченко; канд. геол.- минерал. наук, доцент В. Б. Ростовщиков; канд. техн. наук, доцент В. В. Дуркин; д-р физ.-мат. наук, профессор В. О. Некучаев; канд. техн. наук Е. Е. Яворская; канд. техн. наук, доцент М. А. Михеев; канд. техн. наук Е. Л. Полубоярцев; канд. техн. наук И. Д. Киборт (научный секретарь); Е. В. Михеевский; Д. А. Кривко (секретарь).

Материалы, помещённые в настоящий сборник, даны в авторской редакции с минимальными правками.

Техническое редактирование и компьютерная вёрстка: Л. Р. Мартюшева.

© Ухтинский государственный технический университет, 2026.

ISBN 978-5-88179-859-8 (серия)
ISBN 978-5-6051496-6-8

Компьютерный набор. Гарнитура Times New Roman.
Уч.-изд. л. 34

Ухтинский государственный технический университет.
169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13.

СОДЕРЖАНИЕ

ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО РЕКТОРА УГТУ, ПРОФЕССОРА Р. В. АГИНЕЙ 11

СЕКЦИЯ 1. ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ **12**

Пути освоения залежей углеводородов в доюрском комплексе Западной Сибири
Бембель С. Р. 12

Оценка роли вторичных преобразований в формировании коллекторских свойств пластов группы Зл месторождений Оренбургской области
Салтанова Т. А., Кривчикова Е. В. 16

Трещинно-разрывные сети чехла Сибирской платформы в окрестностях скважин Ковыктинского газоконденсатного месторождения: тектонофизические реконструкции
Черемных А. В., Декабрёв И. К., Черемных А. С. 25

Изменение структуры порового пространства терригенных коллекторов под действием бурового раствора
Габова С. Н. 33

Использование данных геолого-технологических исследований для уточнения газонефтяного контакта
Кочкина Ю. В., Вишератина Н. П., Козаченко В. И. 42

Опыт изучения геологического строения территории Зее-Буреинской впадины Дальнего Востока
Мелькова Л. В., Шабалин С. В., Половников С. С. 47

Строение разнофациальных елецких отложений нижнего фамена в южной части Хорейверской впадины
Петренко Е. Л. 54

Геоплотностное моделирование как инструмент выявления перспективных объектов в разломно-блоковых зонах гряды Чернышева
Маракова И. А., Вельтистова О. М., Бужгулашвили М. Д. 60

Анализ радиоактивного состояния земель, прилегающих к посёлку Водный, в зоне бывшего радиевого производства
Берг Н. В., Коснырев Е. А., Симоненко И. П. 63

Нефтегазогенерационный потенциал силурийских отложений Денисовского прогиба
Котик И. С., Котик О. С., Козлова Е. В. 67

Палеотектоническая эволюция Косью-Роговской впадины Тимано-Печорского бассейна и её роль в нефтегазогенезе и формировании зон нефтегазоносности
Утопленников В. К., Ершов А. В. 70

Коэффициенты подтверждаемости и достоверности оценки ресурсов углеводородного сырья Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции
Куранов А. В. 79

Перспективные рифогенные объекты в нижнепермских отложениях восточной части Хорейверской впадины: ресурсная оценка углеводородного сырья
Желудова М. С., Куранов А. В. 85

Гидрогеологические критерии верхнедевонского водоносного комплекса в центральной и южной частях Хорейверской впадины на основе сравнительного анализа с нижележащим водоносным комплексом
Ростовщиков В. Б., Овчарова Т. А., Белая И. В. 88

Наша планета Земля занялась самолечением
Богданов Б. П. 91
Геологическое строение Нововоргамусюрского вала гряды Чернышева
и его периферии в связи с перспективами нефтегазоносности
Богданов Б. П., Заборовская В. В., Горобец С. А. 97
Влияние Уральского орогенеза на формирование нефтегазоперспективных структур
Северо-Предуральского нефтегазоносная область (НГО)
Ростовщиков В. Б., Сбитнева Я. С., Демченко Н. П.,
Колоколова И. В., Сотникова А. Г. 109
Нефтегазоперспективные объекты Республики Коми:
состояние фонда и ресурсная оценка
Матвеева С. Ю., Рочева А. В., Гайдамака О. В. 115
Литолого-седиментационная модель верхнедевонских отложений
и перспективы нефтегазоносности центральной части Ухта-Ижемского вала
Куранова Т. И., Попова Е. В.,
Петренко Е. Л., Куранов А. В. 118
Вклад отечественной науки в мировой опыт освоения месторождений
высоковязких нефтей и природных битумов
Шишелов Н. С. 123
Анализ комплекса методов геофизического исследования скважин
при разработке Кыртаельского нефтегазоконденсатного месторождения
Бондаренко Т. М., Вельтистова О. М. 131

СЕКЦИЯ 2. РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА 136
Анализ эффективности мероприятий по ограничению газопритока
на нефтяных скважинах, осложнённых прорывами газа
Кусова Л. Г., Близнюков В. Ю.,
Жарикова Н. Х., Лиманов М. Н. 136
Проблемы и перспективы повышения эффективности
добычи и использования углеводородных ресурсов
Игнатская Л. Я. 145
Проблема образования азеотропных смесей при производстве пропана-хладагента
для промысловых холодильных циклов
Маслов А. А., Кувакина А. О. 148
Технико-экономическая оценка эффективности
разработки Мусюршорского месторождения
Сарданашвили О. Н., Богаткина Ю. Г. 153
Стендовые исследования износостойкости штангового насоса
Кязимов Ш. П., Байрамов С. Б. 160
Гидродинамическое моделирование процесса добычи нефти
из нефтяной оторочки для условий пласта НХ-III нефтегазового месторождения
Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции
Кусова Л. Г., Близнюков В. Ю.,
Жарикова Н. Х., Лиманов М. Н. 163
Сравнительный анализ систем сбора и подготовки нефти и газа
на месторождениях с различными коэффициентами
аномальности пластового давления
Дуркин В. В., Близнюков В. Ю., Ковалев С. А.,
Ходжиметов Х. Н., Абдулазизов И. А. 170
Изучение характеристик структуры и стабильности пены на основе
двуокиси углерода для увеличения нефтеотдачи
Моренов В. А., Щиголев К. В., Пушин П. П. 178

Увеличение добычи природного газа на Южном месторождении
Субочев Р. Б., Кашигин В. А. , Ганчишен К. Д. 183
Усовершенствование разработки месторождений
с помощью горизонтальных скважин
Мойлав С. Р. , Яраханова Д. Г. 188
Метод циклической разработки нефтяного пласта,
состоящего из несвязных разнопроницаемых слоев
Телегин И. Г. 192
Сравнительный анализ энергозатрат работы кольцевого газлифта
периодического действия и многосекционного газлифта
Хозяинов В. П. 196
Выбор рационального типа электродвигателя
для привода станков-качалок
Керимова И. М. 202
Исследование многокомпонентных нефтяных систем
Керимова А. Г. 204
Эффективный анализ методов воздействия на забой скважин
для повышения продуктивности истощенных нефтяных месторождений
Мамедова Г. Г. 207
Создание физической модели восстановления фильтрационных свойств
призабойной зоны скважины сонохимическим методом
Жданов К. Ю., Волков А. Н.,
Латышев А. А., Шиков И. А. 212
Эффективность создания подземных хранилищ газа,
их назначение и классификация
Алиева О. А. 215
Теоретическая исследовательская работа
автоколебания забойных вибраторов
Рагимова М. С., Намазова Г. И.,
Сулейманов Ш. М., Рзаева Х. Дж. 219
Особенности циклического заводнения расчлененных нефтяных пластов
Телегин И. Г. 221
Комбинаторные классификации и уровни сложности ТрИЗ
Бруслов А. Ю. 226
Программно-аспектный подход для решения сложных задач
освоения месторождений углеводородов
Бруслов А. Ю. 231
Применение кустовой дожимной мультифазной установки
в системе нефтесборных трубопроводов
Горбачев Н. Г. 237
«Анализ эффективности лучевой обвязки автоматизированных
групповых замерных установок с применением
трехходовых кранов на устьях скважин»
Кириллов М. Д. 240
Бурение скважин с применением обсадных труб /
Drilling wells using casing pipes
Чернова К. А., Шарифуллина Л. С. /
Chernova K. A., Sharifullina L. S.
Научный руководитель: Султанов Рустам Иршатович/
Scientific supervisor: Sultanov Rustam Irshatovich. 245
Технологии обработки призабойной зоны пласта карбонатных коллекторов
Звездин А. Ю., ... 249

Способ выравнивания фронта вытеснения в неоднородных пластах
Абдуллаев М. Г., Мансурова С. И., Раджабли Т. Х. 253
Методика безгидратной закачки водогазовой смеси
в пласт при водогазовом воздействии
Шейко А.
Научный руководитель: Горелкина Е. И. 258
Регулирование процессов вытеснения нефти в условиях
высокой активности подошвенных вод
Мамедова Е. В. 262
Анализ и перспективы повышения эффективности гидравлического разрыва пласта
на зрелых месторождениях (на примере месторождений Ставропольского края)
Стасенко А. А., Верисокин А. Е., Ахмедов К. С., Близнюков В. Ю. 267
Автоматизированные системы управления добычей
и интеллектуальные скважины: сравнительный анализ
Трофимова Д. С. 271
Комплексный подход к борьбе с асфальтосмолопарафинистыми отложениями
на нефтяном месторождении
Аскарова А. А., Хайруллин А. А. 274
Повышение эффективности работы скважин осложненных
содержанием механических примесей в продукции
Яковлев А. А., Хайруллин А. А. 277
Глубинная добыча нефти горизонтальными скважинами
Яраханова Д. Г. 280
Эффективность гидроразрыва на полиакриламиде
Миронов А. И. 283
Результаты внедрения водогазового воздействия
на Ромашкинском месторождении
Горелкина Е. И. 289

СЕКЦИЯ 3. ТРАНСПОРТ, ХРАНЕНИЕ
И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА..... 293
Оптимизация функционирования установок воздушного охлаждения
компрессорных станций: разработка программного комплекса
Беляев С. Н., Богданов Н. П. 293
Совершенствование пассивных методов защиты от коррозии
для обеспечения безопасной и надёжной эксплуатации газопроводов
Низамов А. М.
Научный руководитель: Якупов Азамат Ульфатович 296
Разработка технологий эксплуатации ПХГ для увеличения притока газа
из коллекторов с низкой проницаемостью в процессе отбора
Орехов И. А. 303
Совершенствование методов балластировки:
разработка устройств для обеспечения устойчивости газопроводов
в сложных грунтовых условиях
Кузьбожев П. А. 308
Анализ методов повышения эффективности работы аппаратов
воздушного охлаждения типа АВГ-120 МГ-3/9/2
Быков Е. А., Агиней Р. В. 311
Разработка технологии каталитического нагрева газа
на газораспределительных станциях ПАО «Газпром»
Шишкин И. В., Бесов А. С., Галкин С. С.,
Филиппов П. В., Федотов Д. В., Циммерман С. А. 316

Мобильное устройство сбора конденсата и влаги вертикального исполнения
Вавилов А. Ф., Никитин С. А. 322
Повышение несущей способности основания кранового узла,
эксплуатируемого в криолитозоне
Кудров С. И., Шарыгин В. М. 325
Применение реакторов со стационарным слоем катализатора
в процессе дегидрирования изобутана
Коровкин С. Э., Землянский Е. О. 328
Анализ эффективности и конструктивные особенности центробежного сепаратора
для глубокой очистки нефтепродуктов /
Analysis of Efficiency and Design Features of the Centrifugal Separator "CleanSpin"
for Deep Purification of Oil Products
Курилова М. А., Страхов А. А., Рерих А. В. /
Kurilova M.A., Strakhov A. A., Rerikh A. V. 335
«Анализ традиционных и инновационных технологий защиты
от испарения при хранении нефтепродуктов»
Зыбарева Н. А., Бердник М. М. 340
Исследование влияния переменного тока промышленной частоты
на скорость коррозии в различных электролитах
Кохан Д. А., Ракито О. Н. 345
Алгоритм учета, информирования и расследования отказов
газоперекачивающих агрегатов
Шиловский И. А., Багнюк Д. Г. 350
Разработка комплекса научно-технических решений для испытаний оборудования
газораспределительных станций с применением альтернативных сред
Шишкин И. В., Янчук В. М., Сюткин Е. В.,
Бирилло И. Н., Работинская Т. И., Шкулов С. А. 353
Альтернативный способ закрепления магистрального газопровода
в слабонесущих и сезонно-талых грунтах
Кривов В. Е., Терентьева М. В. 357
Оценка эффективности рекуперации тепла промежуточных потоков
на установке АВТ и рекомендации по ее повышению
Губина Д. Ю., Фитц В. С.
Научный руководитель: Ратиер Н. И. 360
Оценка энергетической эффективности замены регулятора давления
на турбодетандер на компрессорной станции
Ульмаскулов А. Р., Байков И. Р. 364
Оптимизация режимов электрохимической защиты магистральных трубопроводов
на основе мониторинга и анализа геомагнитной активности
Потапова А. С., Бойчук З. В., Алефиров И. А. 369
Роль мобильных компрессорных станций в работе объектов
ООО «Газпром трансгаз Ухта»
Кокорин А. А., Агиней Р. В. 373
Моделирование распределения потенциалов и плотности тока
в подземных трубопроводах при геомагнитных возмущениях
Алефиров И. А., Агиней Р. В. 380
Сравнительный анализ норм ГОСТ, API И ASME
для оценки влияния коррозии на срок службы резервуаров
Нджана А. С.
Научный руководитель: Бердник Мария Михайловна 384

Оценка прочности и выбор рациональных методов ремонта
магистральных трубопроводов при коррозионных повреждениях /
Strength assessment and selection of rational methods for repairing
main pipelines in case of corrosion damage
Попова А. М. / Popova A. M.
Научный руководитель: Плотникова К. И. 388
Анализ энергосберегающих технологий для узла охлаждения газа
на компрессорной станции
Марчук Р. В., Зорин А .Е. 390
Оценка напряжённо-деформированного состояния трубы при воздействии
изгибающей нагрузки и внутреннего давления методом тензометрии
Медведев Д. Ю., Игнатик А. А. 393
Комплексная модель определения условий образования газовых гидратов
при эксплуатации систем сбора газа
Выдренков А. Д., Земенкова М. Ю.,
Земенков Ю. Д., Старикова П. В. 401
Анализ вариантов выделения этана из метан-этановой фракции
на газоперерабатывающем предприятии
Верзун А. Д. 406
Изучение распределения напряженности поля в зоне
влияния двухцепных высоковольтных линий электропередач 110 кВ
в летнее и зимнее время года
Ракито О. Н., Семяшкина М. Ф., Агиней Р. В. 410
Глубокая переработка пропилена нефтегазового происхождения в нитрилы
методом гетерогенно-каталитического аммонолиза на полиметаллических
Мо-оксидных системах: современное состояние и перспективы
Кореньков Б. Д., Кузьмина Р. И. 415

**СЕКЦИЯ 4. ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ
И ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ 420**
Комплексное геомеханико-гидродинамическое моделирование процесса
развития трещины автогидроразрыва пласта при кольматации её границ
Касперович А. М. 420
Моделирование геомеханических рисков
в условиях термошахтной добычи высоковязкой нефти
Грунской Т. В., Михеевский Е. В. 423
Интеллектуальная приоритизация и распределение заявок на предприятиях
нефтегазового сектора в системе на базе 1С:Предприятие
Каганяк Д. С.
Научный руководитель – Шпаковский Д. В. 427
Сравнительный анализ научно-образовательного потенциала
нефтегазовых университетов Российской Федерации с помощью
информационной системы «UNI-METRICS»
Сурай А. А., Рочев К. В., Маринина А. А. 430
Математическая модель минимизации рисков для персонала при ЧС
на химически опасных объектах нефтегазовой отрасли
Мордвинцев Д. Е., Ханова И. А. 434
Моделирование температурного режима
в горных выработках Ярегских нефтешахт
Грунской Т. В., Михеевский Е. В. 438
Сравнительный анализ цифровых моделей рельефа, применяемых
при проектировании объектов газотранспортного комплекса
Митькина Н. Н., Лосев М. В. 442

Методы восстановления статических объектов скважинной телеметрии
по зашумленной серии изображений в условиях ограниченной выборки
Стрюков П. В., Герберт Д. В., Кунцев В. Е. 448
Оценка эффективности применения технологий Big Data для обеспечения
целостности конфигураций прикладного программного обеспечения
объектов критической информационной инфраструктуры
Лембак В. Д., Григорьевых А. В. 452
Оценка коррозии углеродистой стали методом
компьютерного анализа изображений
Хачиниколаев В. В., Гусева М. С., Петроченко И. О. 457
Возможности корреляции юрских отложений в тНавигаторе
на примере пласта Ю2 месторождения Х
Довгаль А. Е., Белкина В. А.,
Староселец Д. А., Усманова О. Ю. 460
Математическое моделирование работы горизонтальной скважины
в условиях образовании песчаной пробки
Коркин С. Ю. 467

СЕКЦИЯ 5. СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ
НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ И БУРОВОЙ МЕХАНИКИ 473
Способ высокоэффективного вихретокового неразрушающего контроля
электропроводящих объектов по всему сечению объекта контроля
Горелов И. В. 473
Динамика бурильной колонны и ее регулирование
с применением двухсекционного винтового забойного двигателя
биротворного механизма действия
Двойников М. В., Морозов Д. О. 476
Оценка параметров технологических жидкостей при
их смешивании в процессе цементирования
Лысенко А. С., Логачев Ю. Л., Вороник А. М., Трохов В. В. 481
Повышение технико-экономических показателей путем оптимизации
конструкции скважины на некотором месторождении
Политов Н. М., Хорошилов Р. А., Матюшин С. В.,
Носов С. В., Шелковников А. В. 485
О методах определения критической частоты
вращения бурильной колонны
Каменских С. В., Савич В. Л. 490
Решение проблем бурения в мерзлых горных породах
Попова М. С., Старыгин Г. С. 495
Анализ напряженного состояния бурильной колонны в зависимости
от рассматриваемого участка
Хламов В. А., Савич В. Л. 499
Сравнительный анализ реологических моделей
для гидравлического расчёта цементирования скважин
Хорошилов Р. А., Политов Н. М., Логачёв Ю. Л. 503
Структурные основы функциональности и уязвимости полимерных реагентов
для буровых растворов
Цуканова А. Н. 511
Применение теории подобия для повышения эффективности
бурения нефтяных и газовых скважин
Шмелев В. А. 517

Сравнительный анализ эффективности экзополисахаридов
и акриловых реагентов в качестве компонентов буровых растворов
Цуканова А. Н. 521
Применение приустьевых сепараторов песчано-жидкостных смесей
в системах промыслового сбора продукции газодобывающих скважин
Зыбарева Н. А., Юшин Е. С. 526
Группа факторов риска, недостаточно учитываемая при проектировании
и строительстве скважин
Уляшева Н. М., Михеев М. А. 531
Циклическая стойкость элементов грузоподьемных машин
в коррозионных средах
Намазова Г. И., Рзаева Х. Дж. 535
Перспективы технологии внутрискважинных дронов
Андрианов Н. И. 539

СЕКЦИЯ 6. SPECIAL FEATURES OF OIL AND GAS MINING REGIONS (GEOLOGICAL, ECOLOGICAL, CULTURAL ECT.) / ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕ- И ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ РЕГИОНОВ (ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ, ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ, КУЛЬТУРНЫЕ И ДР.)..... 543
Geopolitical risks and sustainable development in transboundary petroleum regions
Зиатдинова И. И. 543
Oil Wealth and Social Transformation in Baku:
Urbanization, Migration, and Lifestyle Changes
Khan K. 550
On the question of studying the definitions of professional
concepts in the oil and gas industry
Miklina O. A. 554
How the industrial development shaped urban toponymy of Ukhta
Lukyanov S. A., Lozhkina T. V. 558
Genesis of methane in groundwater of the ayachyaginskaya subformation
within the aquifer complex of Permian sediments: case study of
the Zmeykinskoe drinking water deposit at Compressor Station № 44
Vorkuta, Gazprom transgaz Ukhta LLC
Medvedev A. V. 561
Geological Exploration of Global Oil Resources
in the Context of the Energy Transition
Sokhodon G.V. 566
The Venezuelan oil region: geology, economics, and
management of the world's largest oil reserves
Matveev V. I. 569
Features of the development of the Iranian oil industry in modern times
Matveev V. I. 574
Features of the productivity of the gallery
and wells operating viscous-plastic oil fields
Novruzova S. G., Abdullayev M. M., Mammadov R. M. 578
Evaluation of the polymer injection effectiveness
Mammadov R. M., Sultanova A. V. 581
АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ..... 585

ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО РЕКТОРА УГТУ, ПРОФЕССОРА Р. В. АГИНЕЙ

Уважаемые коллеги, участники и гости международной конференции
«Рассохинские чтения»!

От лица Ухтинского государственного технического университета приветствую вас на нашей традиционной и всегда актуальной научной площадке. Для нас честь вновь собрать ведущих специалистов, исследователей и молодых учёных, чья работа определяет будущее нефтегазового комплекса и технологическое развитие страны.

В этом году конференция проходит в особый период. Мы не только продолжаем дело выдающегося учёного и педагога, профессора Геннадия Васильевича Рассохина, но и отмечаем 35-летие лицея, названного в честь него. Его наследие живёт не только в научных трудах и университетских аудиториях, но и в школьных классах, где закладывается основа для будущих инженерных побед. Преемственность поколений, верность знаниям и ответственность перед отраслью – принципы, которые он завещал и на которых сегодня строится развитие Республики Коми как стратегически важного региона, чей потенциал неразрывно связан с прогрессом России.

Эти же принципы определяют наше движение вперёд. Отрасль и наука нуждаются в опережающем развитии, самостоятельных и эффективных решениях. От наших общих усилий зависят технологический суверенитет и экономическая безопасность страны. Успех таких регионов, как наша республика, с её мощным ресурсным и производственным потенциалом, вносит прямой вклад в устойчивость и независимость Отечества.

Миссия нашего университета – быть не только образовательным, но и исследовательским, проектно-внедренческим центром, где рождаются и апробируются такие решения. Уверен, что каждая секция, каждое выступление на этой конференции станут шагом к созданию прорывных технологий, новых методик и практик, востребованных реальным производством. Поэтому сегодня я хочу особо подчеркнуть значение личных качеств, которые в эпоху перемен выходят на первый план: сплочённость, профессиональная солидарность, упорство в достижении цели и готовность брать на себя ответственность. Именно эти черты всегда отличали российскую инженерную школу. Именно они позволяют превращать сложные вызовы в возможности для роста.

Желаю всем плодотворной работы, конструктивных обсуждений и уверенности в значимости нашего общего труда.

Благодарю за внимание и объявляю конференцию «Рассохинские чтения» открытой!

Р. В. Агиней,
председатель оргкомитета конференции,
ректор УГТУ, доктор технических наук,
профессор

СЕКЦИЯ 1. ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

УДК 550.834:553.98

Пути освоения залежей углеводородов в доюрском комплексе Западной Сибири

Бембель С. Р.

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», г. Тюмень, Россия

Поиск, разведка и освоение нижних горизонтов геологического разреза территории Западной Сибири является в настоящее время одной из актуальных задач геологоразведочной и нефтегазовой отрасли. Закономерная выработка запасов углеводородов (УВ) за прошедшие несколько десятилетий на большинстве открытых в 1970-1980 гг. месторождений связана в основном с неокомским интервалом геологического разреза, содержащим высокопродуктивные залежи нефти и газа. Смещение интереса геологов и геофизиков к нижним интервалам разреза в связи с этим закономерно. Именно здесь сосредоточены до сих пор недостаточно разведанные и изученные участки, не опробованные интервалы и, ввиду этого, сложные по строению и пониманию геологов и разработчиков залежи УВ. Таким интервалом является доюрский комплекс Западной Сибири, в котором уже зафиксировано более сотни нефте- и газопроявлений, известно несколько десятков залежей нефти и газа. При этом необходимо сказать, что отдельные нефтяные залежи успешно разрабатываются уже более 20-30 лет, а другие, наоборот, находятся в стадии пробной эксплуатации и освоении.

Интервал доюрских образований называют также доюрским нефтегазоносным комплексом (ДЮК), в пределах которого на территории Западной Сибири выделяют образования коры выветривания, эффузивно-осадочные пермско-триасовые отложения и палеозойский фундамент. Нефтегазоносность комплекса связана с зоной контакта юрских и доюрских образований, с эффузивными породами пермо-триаса и палеолеозоя.

В рамках представленного доклада рассмотрены известные к настоящему времени особенности строения, существующие методы исследований и перспективы освоения залежей ДЮК на территории восточной части Красноленинского свода Западной Сибири, где открыто уникальное нефтяное Рогожниковское месторождение с крупной залежью нефти в кислых эффузивах триасовых отложений, разрабатываемой уже более 20 лет [1].

Эффективность геологоразведочных работ, направленных на исследование геологических особенностей строения интервалов и залежей в ДЮК, в настоящее время невысокая. Принятой методики для поиска и выявления закономерностей распределения нефтегазоносности в этом интервале до сих пор нет, как нет и единого мнения об источнике УВ, заполняющих открытые в нем ловушки и залежи. Автор придерживается мнения исследователей, которые связывают происхождение залежей УВ в интервале. ДЮК с флюидно-геодинамической моделью, согласно которой залежи приурочены к участкам глубинных разломов [1] и имеют глубинный источник УВ [2].

Технология поиска и разведки залежей УВ в доюрском комплексе, в первую очередь, связана с использованием данных сейсморазведки и глубокого бурения, материалы и исследования которых являются основой прогноза и открытия залежей в этом интервале геологического разреза. Основным эффективным видом сейсмических исследований являются различные модификации 3D работ [3].

На рисунке 1 представлен участок сочленения в интервале ДЮК палеозойских образований (PZ) и триасовых отложений (Tr). Скважиной, показанной на рисунке 1, вскрыто около 300 м триасовых отложений, при опробовании которой получен дебит до 8,5 $м^3$/сут нефти. После проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП) дебит нефти составил более 150 $м^3$/сут.

На основании материалов 3D сейсмических работ и данных ГИС в вулканогенно-осадочном триасовом интервале Рогожниковского месторождения выделено несколько сейсмостратиграфических комплексов, ограниченных в кровле сейсмической поверхностью отражающего горизонта (ОГ) А, представляющего поверхность эрозионного среза на границе отложений триаса (палеозоя) и тюменской свиты.

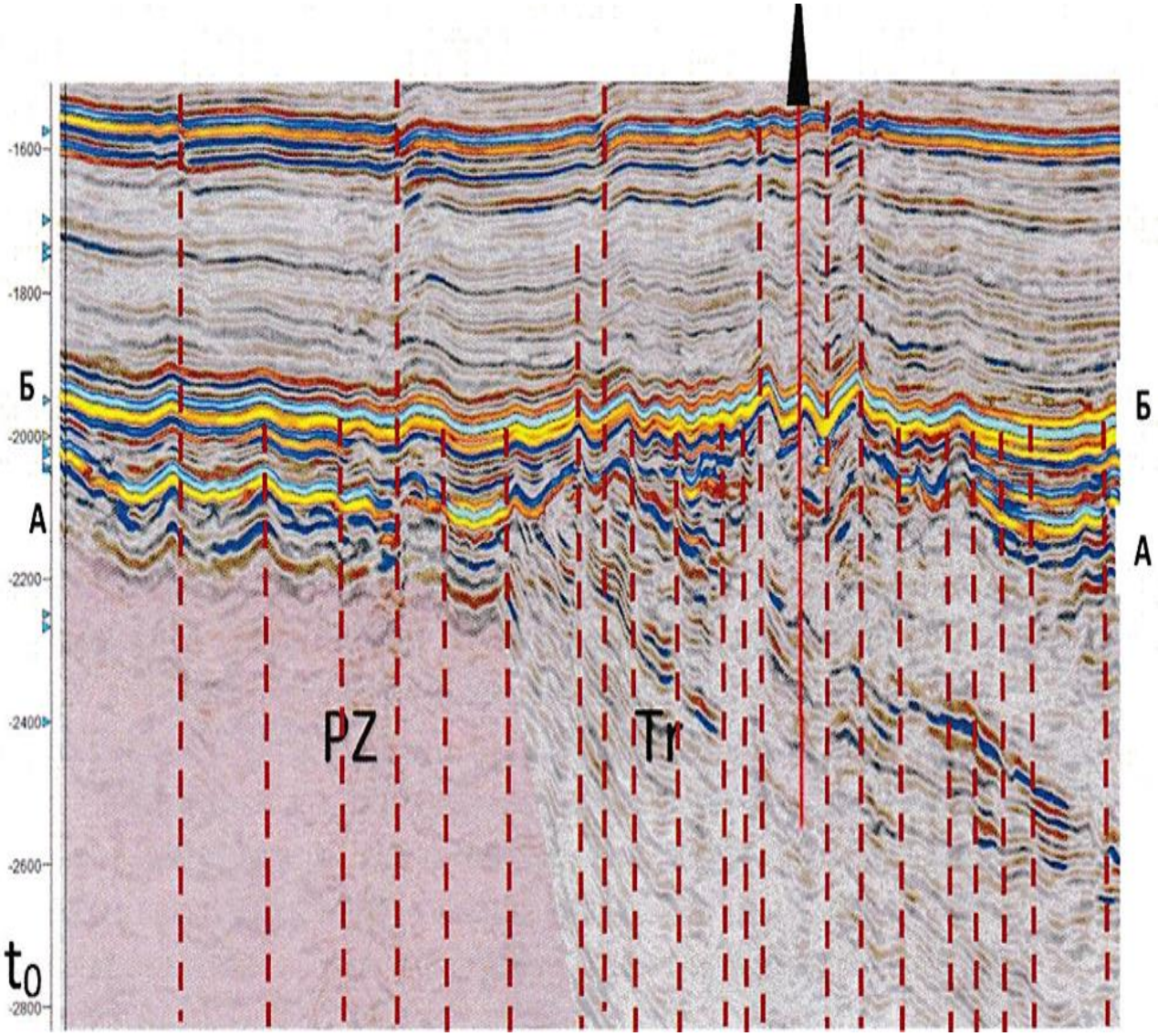


Рисунок 1 – Временной разрез на участке Рогожниковского нефтяного месторождения

Внутреннее строение вулканогенно-осадочной толщи триаса отражают наклонные отражения, прослеживаемые ниже ОГ А (рис. 1), выклинивающиеся на поверхность ДЮК. На приведенном временном разрезе уверенно можно выделить также субвертикальные разрывные нарушения, характеризующиеся ослаблением амплитуд в волновом поле ниже ОГ А, которые пронизывают всю толщу доюрского комплекса. Подобные участки могут представлять собой субвертикальные каналы для миграции УВ и заполнения ловушек в ДЮК и юрском интервале геологического разреза. Материалы 3D сейсморазведки позволяют проследить участки трещиноватости на поверхности доюрского основания с помощью визуализации кубов данных отдельных сейсмических атрибутов (рис. 2).

По результатам бурения и испытания скважин выявлена приуроченность нефтеносности к отложениям всех сейсмостратиграфических комплексов. Таким образом, триасовая толща характеризуется блоковым строением и пронизана разрывными нарушениями, заметно осложняющими волновую картину и прослеживаемыми на некоторых участках в нижнемеловом интервале геологического разреза.

Кроме триасовых продуктивных отложений, вскрытых на Рогожниковском месторождении, на ближайших участках недр открыты и разрабатываются залежи нефти в палеозойских образованиях, представленных метаморфизованными породами - амфиболитовыми, слюдистыми и хлоритовыми сланцами, карбонатами и серпентинитами [1]. Палеозойский фундамент осложнен зонами тектонического дробления и глубинными разломами. Нефтеносность палеозойских образований установлена в районе нескольких поисково-разведочных скважин, при опробовании которых получены притоки нефти дебитами до 60 $м^3$/сут. На государственном балансе числятся несколько самостоятельных залежей нефти, часть которых уже полностью разбурена эксплуатационным фондом скважин и находится в разработке более 10 лет. Примечательно, что залежи разрабатываются на естественном режиме.

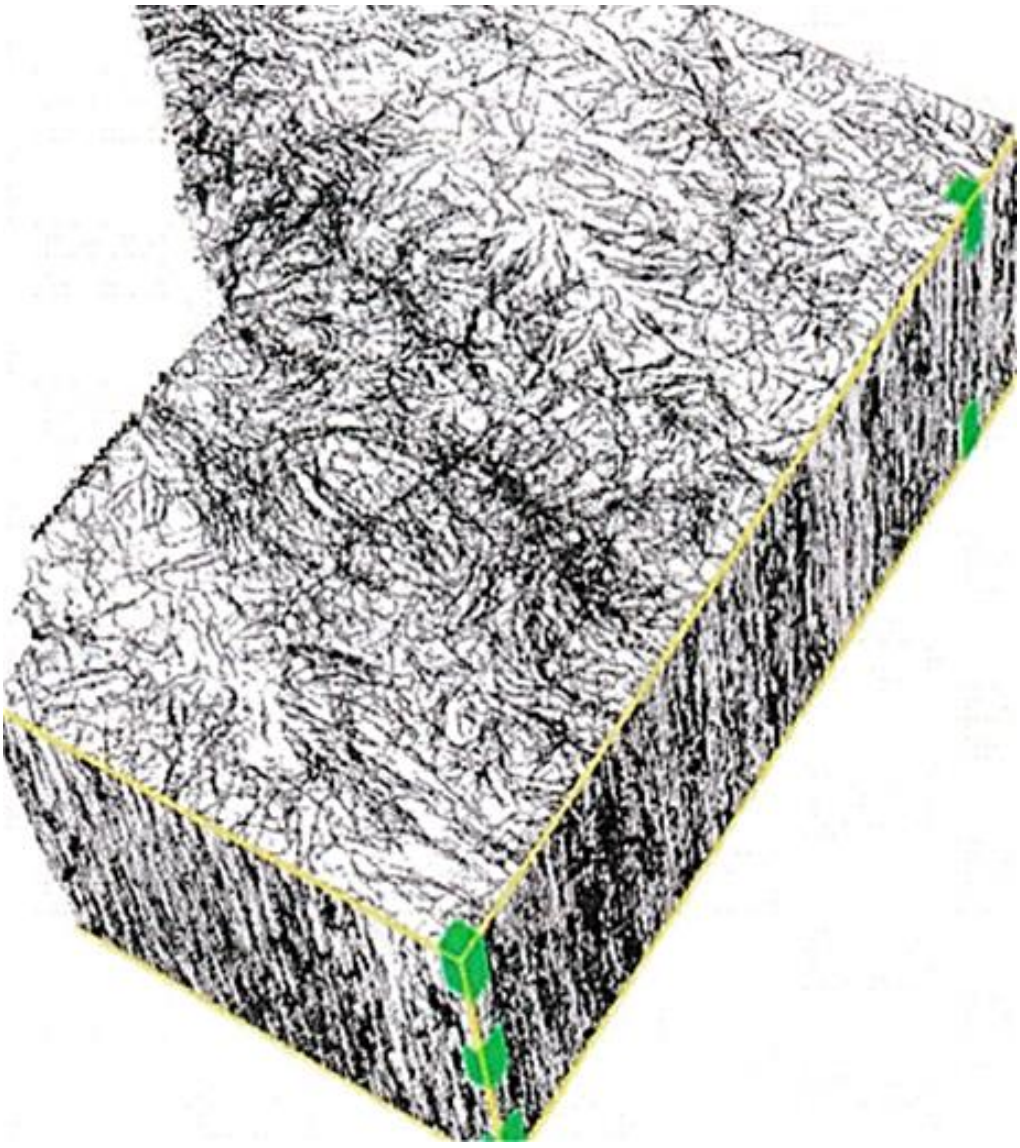


Рисунок 2 – Мелкие трещины и разломы на поверхности доюрского основания по данным 3D сейсморазведки

Технологии разведки строения залежей в палеозойских образованиях также в основе своей опираются на данные интерпретации материалов 3D сейсмических исследований в комплексе с материалами петрофизической интерпретации данных ГИС и керна [3]. Эффективность комплекса таких работ подтверждена нами на нескольких площадях и месторождениях [3, 4]. В качестве примера получения и использования необходимой информации о прогнозных интервалах продуктивности объекта PZ на рисунке 3 показан глубинный разрез одного из сейсмических атрибутов (когерентность) на участке пробуренной скважины № 1.

Прослеживаемые на материалах 3D сейсморазведки аномалии позволили установить взаимосвязь прогнозных участков трещиноватости палеозойских образований с интервалом получения высокого дебита в скважине №1. Таким образом, по сейсмическому кубу атрибута когерентности были установлены и выделены потенциальные каналы вертикальной газо- и флюидомиграции при заполнении ловушек верхней части ДЮК, а также выполнены рекомендации по местоположению и интервалам опробования эксплуатационных скважин, проектируемых на разработку объекта PZ.

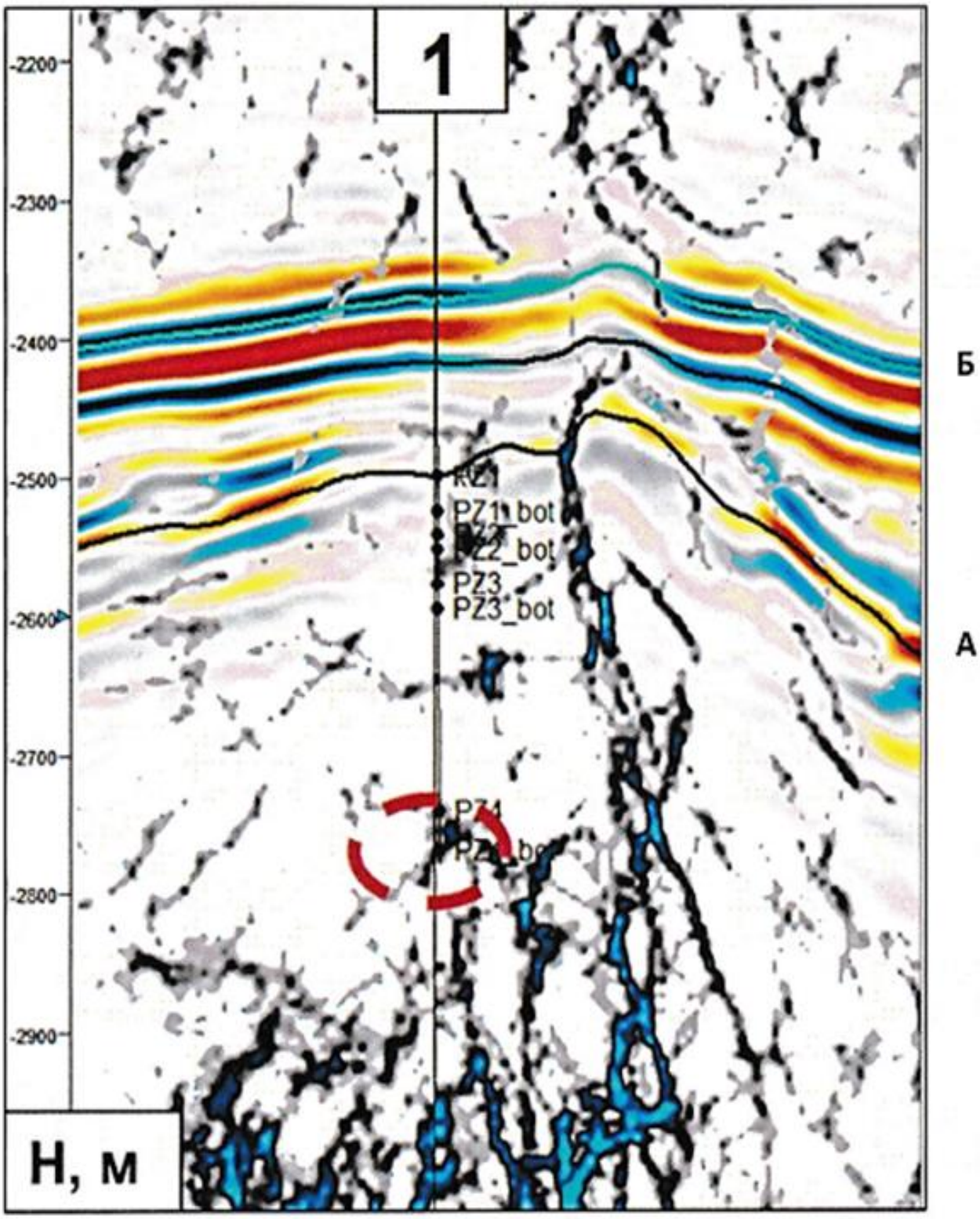


Рисунок 3 – Глубинный разрез с выделением трещиноватых участков в интервале объекта PZ из которых в скважине №1 получен приток нефти

Выводы. Освоение сложнопостроенных интервалов и залежей УВ доюрского комплекса Западной Сибири представляет собой нетривиальную задачу, решение которой связано с использованием материалов 3D сейсмических работ, выполненных с высоким разрешением записи по вертикали и латерали, а также комплексной интерпретации данных ГИС, опробования и динамики работы эксплуатационных скважин на основе петрофизической интерпретации керновых исследований. Одним из ключевых моментов эффективности вовлечения в разработку интервалов доюрского комплекса является выполнение прогноза трещиноватости, картирование и локализация каналов миграции на основе концепции глубинного происхождения УВ. Выполненные работы по интерпретации сейсмической и геолого-промысловой информации позволили не только произвести оценку геологических запасов нефти залежей в доюрском комплексе, но и сделать прогноз наиболее благоприятных для перфорации и вовлечения в разработку интервалов геологического разреза.

Библиографический список:

1. Атлас месторождений нефти и газа Ханты-Мансийского автономного округа - Югры / АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования имени В.И. Шпильмана». – Екатеринбург: «ИздатНаукаСервис», 2013. – Т. 1. – 236 с. Текст: непосредственный.
2. Муслимов Р.Х. Определяющая роль фундамента осадочных бассейнов в формировании, постоянной подпитке (возобновлении) месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство, 2007. – №3. – С.24-29. Текст: непосредственный.
3. Бембель С.Р., Бембель Р.М. Карпов Д.О. Перспективы открытия и вовлечения в разработку продуктивных интервалов доюрского комплекса Западной Сибири // Известия вузов. Нефть и газ, 2024. – №5. – С.11-22. Текст: непосредственный.
4. Бембель С.Р., Шулик С.И. Технологии разведки и перспективы нефтегазоносности доюрского комплекса восточной части Красноленинского свода // Нефть и газ: технологии и инновации: материалы Международной научнопрактической конференции / отв. ред. Д.В. Пяльченков, 25-2].I,2025. – Тюмень: ТИУ, 2025. – С.13-18. Текст: непосредственный.

УДК 553.98.041:552.5(470.56)

Оценка роли вторичных преобразований в формировании коллекторских свойств пластов группы Зл месторождений Оренбургской области

Салтанова Т. А., Кривчикова Е. В.

ООО «РН – Геология Исследования Разработка», г. Тюмень, Россия

Волго-Уральская провинция является одной из значимых и старейших нефтегазоносных провинций Российской Федерации. На данный момент она обеспечивает почти одну треть нефтедобычи страны и содержит ресурсы как традиционных, так и нетрадиционных коллекторов.

Эффективная разработка сложнопостроенных коллекторов требует углубленного изучения при помощи петрографических методов диагенетических преобразований, зависящих не только от структурных особенностей пород. Анализ на микроуровне предоставляет детальную информацию о характере постседиментационных изменений и позволяет идентифицировать процессы как снижающие, так и повышающие емкостные свойства пород. Выявленные зависимости могут служить дополнительными критериями по ранжированию и прогнозу пород-коллекторов.

Рассматриваемые ЛУ (рис. 1) связаны с Волго-Уральской нефтегазоносной провинцией, тектонически приурочены к Бузулукской впадине и, согласно палеогеографическим представлениям, относятся к мелководным карбонатным шельфам.

Актуальность состоит в значительной доле карбонатных коллекторов среди мировых запасов и малой вовлеченности петрографического анализа для изучения вторичных преобразований в комплексе с другими методами для установления причин, влияющих на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС). Целью исследования является выявление связи

фильтрационно-емкостных свойств и литологических особенностей карбонатных пород-коллекторов в пластах ЗЛІ и ЗЛІІ с учетом их постседиментационных преобразований. Для достижения поставленной цели решены следующие задачи: выполнено петрографическое описание шлифов с выделением структурных и литологических типов, сопоставлены результаты лабораторных исследований, проанализировано влияние диагенетических преобразований на емкостные свойства. Фактическим материалом для исследований являлся керн по 7-ми скважинам четырёх лицензионных участков (ЛУ) (Бузулукский, Залесский, Чернояровский и Покровско-Сорочинский) общим метражом 407,94 м. По керновому материалу осуществлён седиментологический анализ, реализовано петрографическое описание большеразмерных и стандартных шлифов в количестве 109 штук в комплексе с рентгеноструктурным анализом и ФЕС по 109 образцам. Количественная оценка вторичного минералообразования и пористости производилась согласно общепринятой методике. Генетические структуры выделялись согласно классификации Данхэма с дополнениями Эмбри и Клована, литотипы по классификации Саввы Гавриловича Вишнякова. Работы выполнялись в Центре Исследований Керна ООО «РН – Геология Исследования Разработка».

Рисунок 1 – Карта тектонического районирования района работ

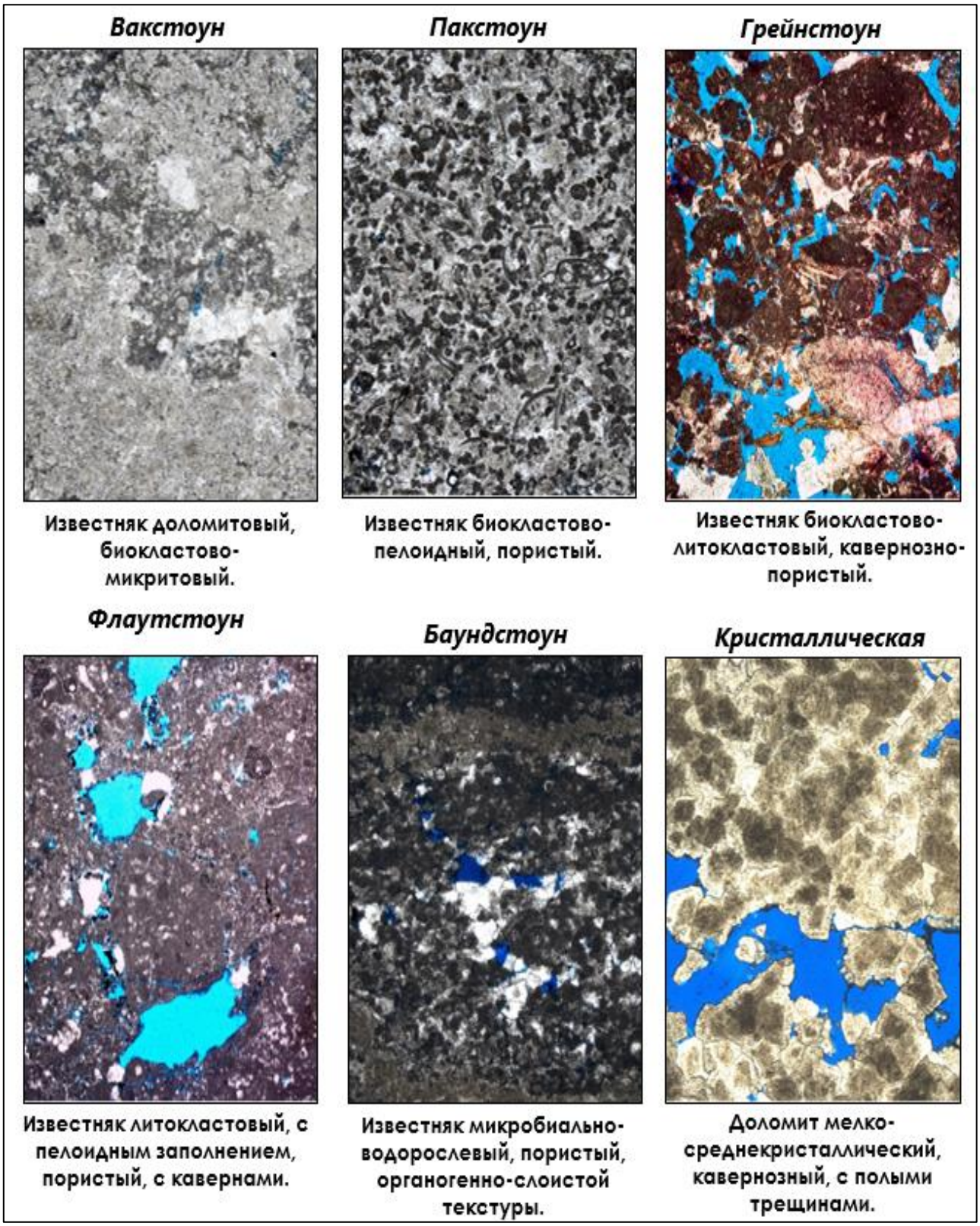


Рисунок 2 – Генетические структуры, характерные для изучаемых ЛУ

Актуальность состоит в значительной доле карбонатных коллекторов среди мировых запасов и малой вовлеченности петрографического анализа для изучения вторичных преобразований в комплексе с другими методами для установления причин, влияющих на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС). Целью исследования является выявление связи фильтрационно-емкостных свойств и литологических особенностей карбонатных пород-коллекторов в пластах ЗЛІ и ЗЛІІ с учетом их постседиментационных преобразований. Для достижения поставленной цели решены следующие задачи: выполнено петрографическое

описание шлифов с выделением структурных и литологических типов, сопоставлены результаты лабораторных исследований, проанализировано влияние диагенетических преобразований на емкостные свойства. Фактическим материалом для исследований являлся керн по 7-ми скважинам четырёх лицензионных участков (ЛУ) (Бузулукский, Залесский, Чернояровский и Покровско-Сорочинский) общим метражом 407,94 м. По керновому материалу осуществлён седиментологический анализ, реализовано петрографическое описание большеразмерных и стандартных шлифов в количестве 109 штук в комплексе с рентгеноструктурным анализом и ФЕС по 109 образцам. Количественная оценка вторичного минералообразования и пористости производилась согласно общепринятой методике. Генетические структуры выделялись согласно классификации Данхэма с дополнениями Эмбри и Клована, литотипы по классификации Саввы Гавриловича Вишнякова. Работы выполнялись в Центре Исследований Керна ООО «РН – Геология Исследования Разработка».

Анализ данных литологического описания керна и петрографических исследований по пластам Зл группы месторождений Оренбургской области позволил выделить шесть структурных типов (рис. 2).

- первый тип: структура вакстоун, для которой характерны не высокие значения емкостных свойств (среднее значение коэффициента пористости – менее 1 %, коэффициента проницаемости – 0.02 мД) и поровый, трещинный тип коллектора;

- второй тип: структура пакстоун с разбросом емкостных значений на примере пористости от 0.4 до 12.3% с усреднённым значением почти 6%, коэффициента проницаемости от 0.01 до 10.2 мД и средним значением 1.5 мД. Тип коллектора - поровый, трещинный, каверновый и кавернозно-поровый;

третий тип представлен структурой грейнстоун с хорошими емкостными характеристиками, усредненное значение пористости почти 10 процентов, проницаемости 33 мД. Коллектора разнотипичны: поровый, трещинный, каверновый и кавернозно-поровый;

- четвертый тип: структура флаутстоун, значения пористости варьируют от 0.3 до 9.2 %, проницаемости от 0.01 до 19 мД. Тип коллектора: кавернозно-поровый, трещинный, поровый и каверновый;

- пятый тип – структура баундстоун с емкостными значениями пористости до 12.3 %, проницаемости – до 154.3 мД с такими типами коллекторов как поровый, каверновый, трещинный и кавернозно-поровый;

- заключительный тип – кристаллическая структура, усредненные значения пористости – 5 %, проницаемости – 34 мД с различным типом коллекторов.

Дополнительно структурные типы рассмотрены по минералогическому составу (рис. 3), среди которых выделены шесть литотипов.

- литотип 1: известняк, встречен в структурах пакстоун, грейнстоун, флаутстоун и байндстоун. Минеральный состав, помимо известковой составляющей, содержит примесь сульфатов, кварца и доломита. Усредненное значение пористости равно 6 %, проницаемости – 3 мД;

- литотип 2: известняк доломитистый, приурочен к структурам, аналогичным литотипу один. По данным РСА, содержание доломита может доходить до 12 %, диапазон емкостных свойств на примере пористости высок: от 1 до 15.4 %.

- литотип 3 – известняк доломитовый, встречаемые структуры – вакстоун, пакстоун и баундстоун. Значения пористости варьируют от почти 1 до 4.2 %, проницаемости от 0.05 до 0.1 мД. Содержание доломита в литотипе доходит до 30 %;

- литотип 4: доломит известковистый с кристаллической структурой. Согласно данным РСА, содержание кальцита и ангидрита в литотипе доходит до 10 %.

- Пятый литотип – доломит известковый, встречается только в структуре баундстоун и представлен лишь в одном образце, чем объясняется его малая изученность;

- шестой литотип: доломит, отмечается в структурах баундстоун и кристаллическая. Содержит примесь ангидрита, реже – кальцита. Усредненные значения пористости достигают 7 %, проницаемости – 51 мД.

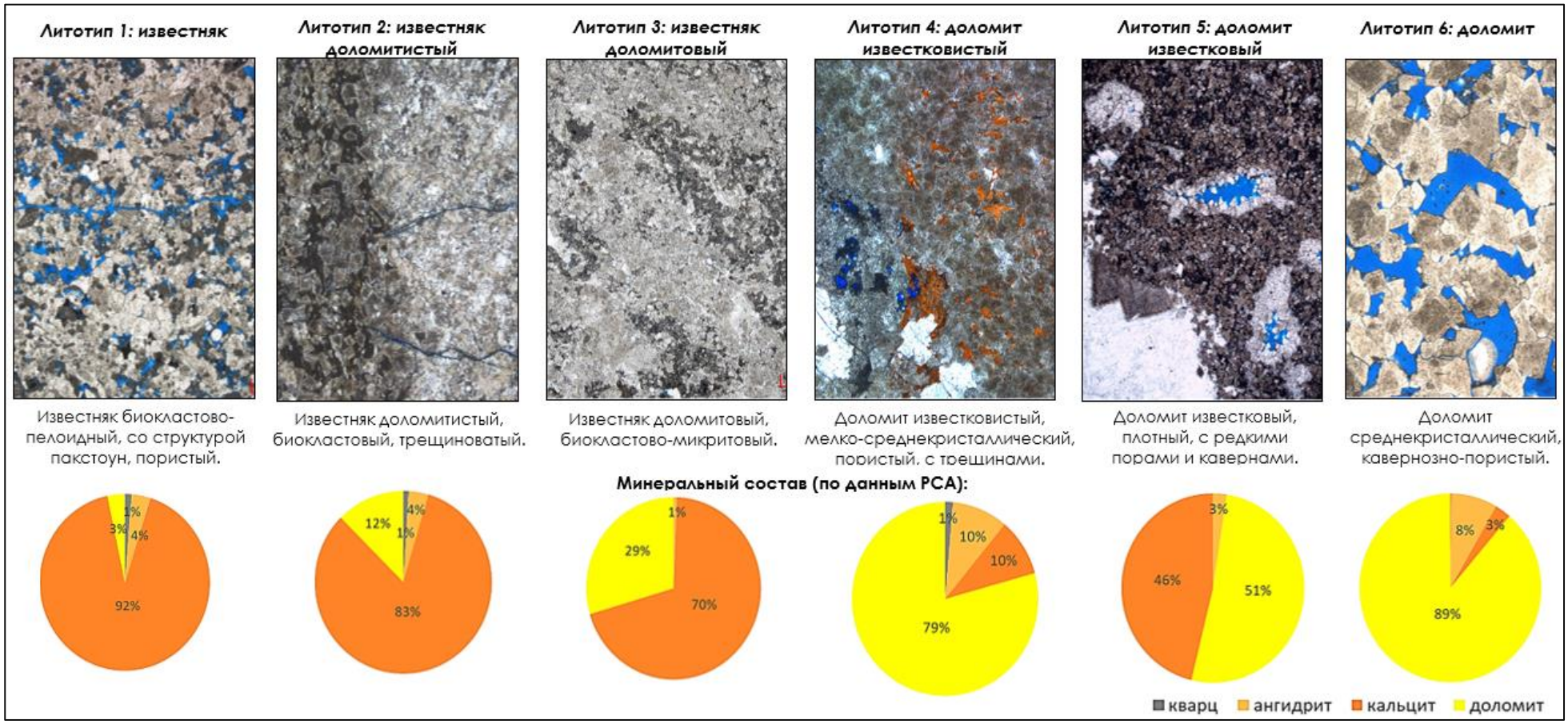


Рисунок 3 – Вещественный состав, выявленный для изучаемых ЛУ

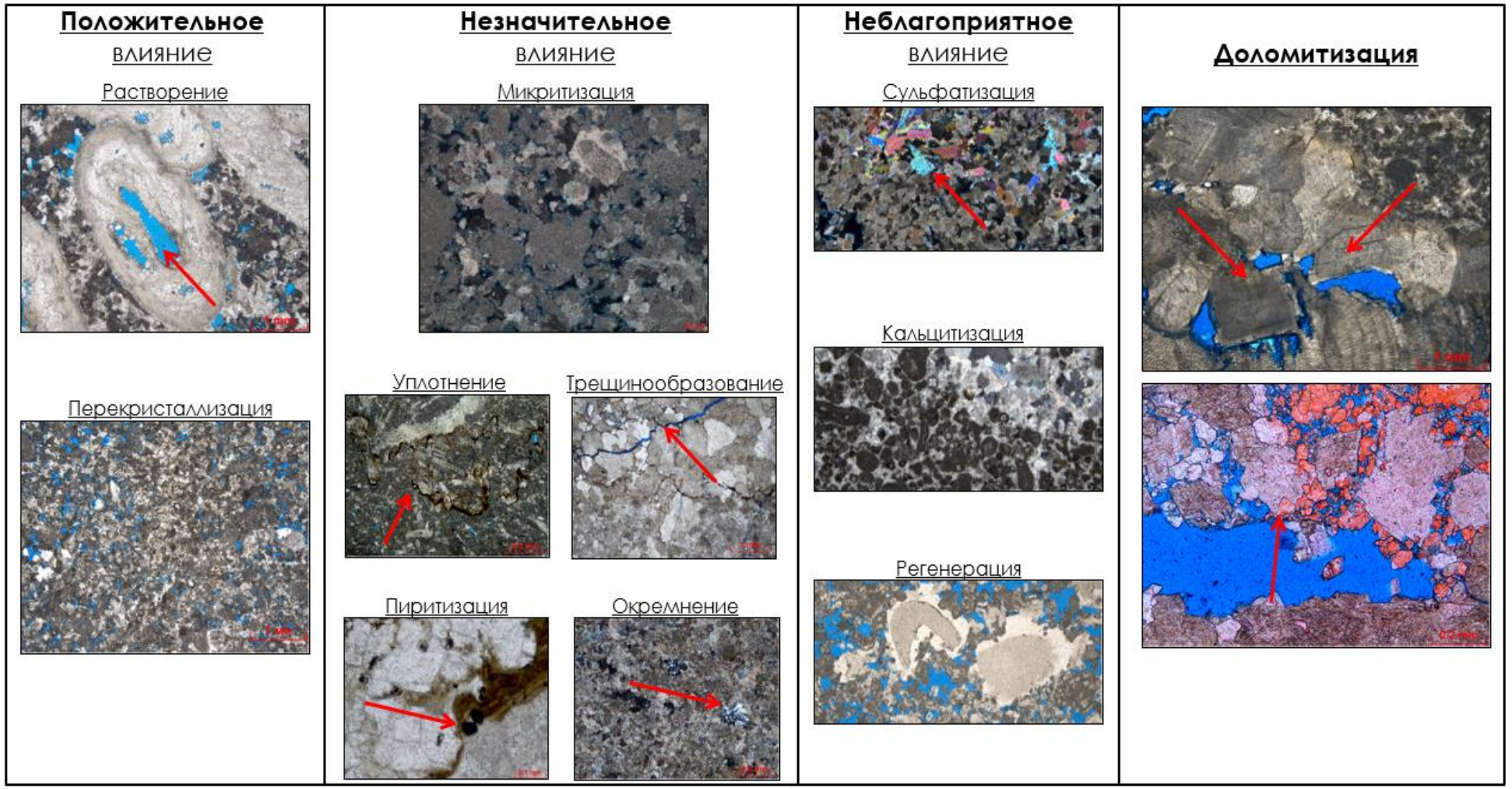


Рисунок 4 – Постседиментационные изменения, наблюдаемые на рассматриваемых ЛУ

На рисунке 4 представлены постседиментационные преобразования, выявленные для изучаемых структурно-литологических разностей.

В ходе изучения выяснено:

- процессы, которые положительно влияют на емкостные свойства - растворение и перекристаллизация. Процесс растворения заключается в выносе легкорастворимых компонентов пород и сопровождается образованием пустотного пространства, а процесс перекристаллизации приводит к образованию более крупных пор;

- процессы, которые оказывают незначительное влияние на емкостные свойства микритизация, уплотнение, трещинообразование ввиду микрораскрытости и отсутствия сообщаемости с пустотным пространством, а также пиритизация и окремнение из-за малочисленного содержания в изучаемых пластах;

- негативное влияние - сульфатизация, цементация и регенерация. Сульфатизация закупоривает поровое пространство скоплениями и отдельными кристаллами, процессы цементации и регенерации карбонатных зёрен приводят к сокращению пустот.

- процессом, который двояко влияет на фильтрационно-емкостные свойства, является доломитизация. Доломитизация способствует улучшению емкостных свойств при замещении известняка, ухудшению - в случае цементации пустотного пространства.

Следующий этап работ заключался в построении корреляционных зависимостей (рис. 5).

На левой части рисунка представлена зависимость структурных типов от петрофизических параметров, где каждая структура выделена в отдельное поле, позволяющее определить диапазон емкостных свойств. На правой части рисунка проиллюстрирована зависимость для литологических типов от петрофизических параметров. Анализируя график, можно сказать, что наилучшими ФЕС характеризуются известняки, известняки доломитистые и доломит, также на графике отмечены зоны с ухудшенными коллекторскими свойствами, которые обусловлены такими вторичными процессами как сульфатизация и цементация. Нельзя не отметить, что первичные признаки могут являться маркерами зон развития пород-коллекторов.

Дополнительно авторами выделены петрофизические классы пород-коллекторов, за основу принята классификация коллекторских свойств пород по Александру Ивановичу Кринари, согласно которой рассматривалось 4 класса: от плотных пород до высокопористых. Анализируя график (рисунок 6) можно сказать, что:

- первый класс (плотные породы) включает литотип 1,2 и 6 и структуры пакстоун, баундстоун и кристаллическая. Ухудшенные емкостные свойства объясняются процессами сульфатизации, цементации пустот и трещин, регенерацией карбонатных зёрен и наличием микритового матрикса;

- ко второму классу относятся породы аналогичных структур и литотипов. Улучшенные свойства (относительно первого класса) объясняются наиболее интенсивным растворением, размером зёрен и слабым развитием аутигенных минералов. Ухудшенные свойства и пересечение с первым классом обуславливаются наличием матрикса, обильной цементацией, приводящей к запечатыванию пустот;

- третий класс – литотип 2 и 6, структуры грейнстоун и кристаллическая. Кавернозно-пористый тип коллектора, отсутствие матрикса и развития аутигенных минералов.

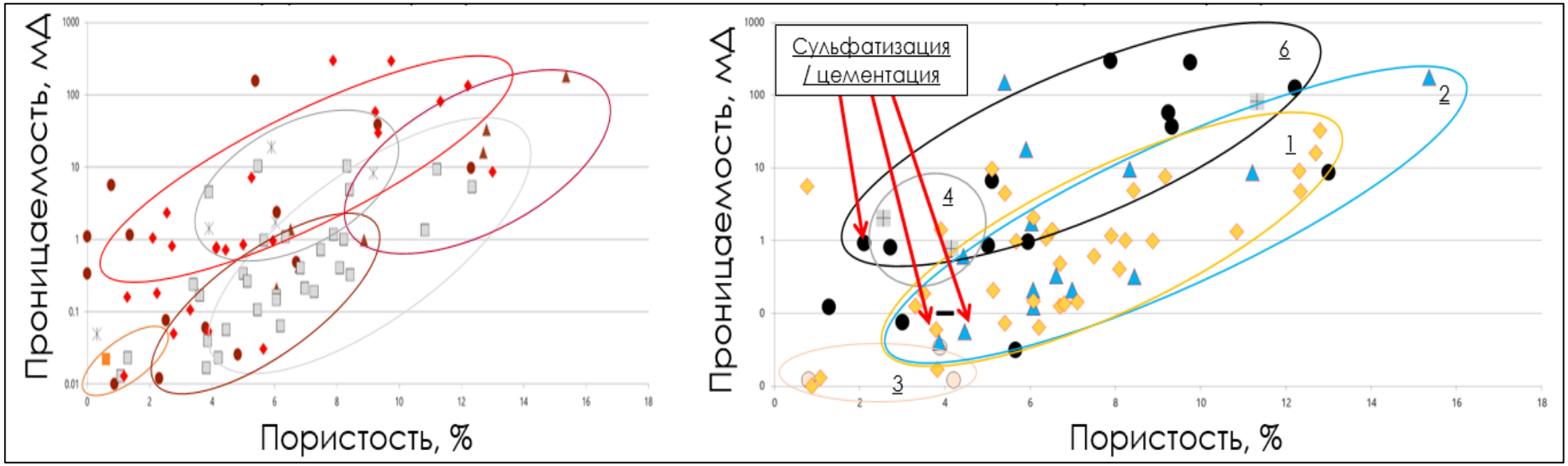
Данная классификация подтверждает выводы, полученные в результате проведённых авторами исследований.

В рамках исследования подведены следующие итоги:

1) наилучшие коллекторские свойства у структуры пакстоун, грейнстоун, кристаллическая и литотипы известняк, известняк доломитистый и доломит;

2) положительное влияние на ФЕС оказывают процессы перекристаллизации и растворения. Незначительное воздействия связано с окремнением, микритизацией, уплотнением и трещинообразованием. Неблагоприятные свойства обусловлены регенерацией карбонатных зёрен, сульфатизацией и цементацией;

3) доломитизация способствует как ухудшению, в случае цементации пустотного пространства, так и улучшению фильтрационных характеристик при замещении известковой породы.



Условные обозначения

Баундстоун	●	Известняк	◆
Вакстоун	■	Известняк доломитистый	▲
Грейнстоун	▲	Известняк доломитовый	○
Пакстоун	□	Доломит известковистый	┼
Флаутстоун	ж	Доломит известковый	▬
Кристаллическая	◆	Доломит	●

Рисунок 5 - Корреляционные зависимости ФЕС от структурных и минералогических особенностей

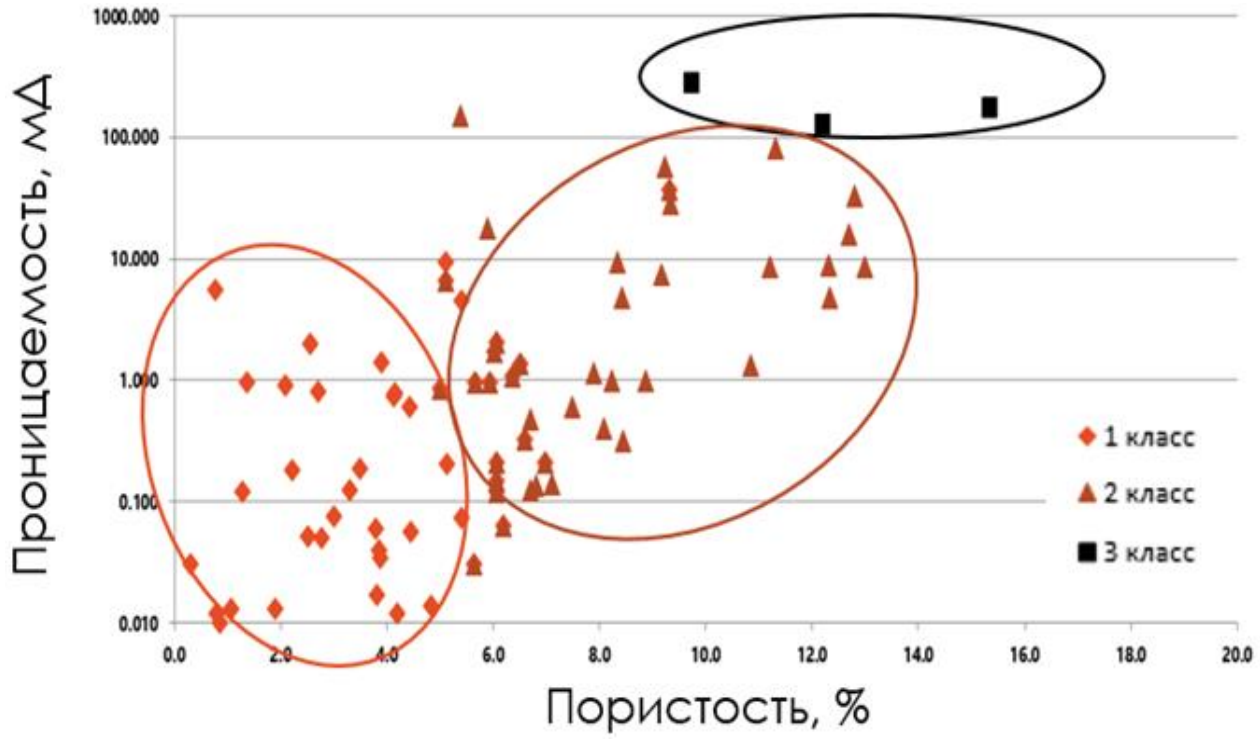


Рисунок 6 - Петрофизические классы пород-коллекторов, выделенные по рассматриваемым ЛУ в пределах пластов Зл

Полученные результаты могут быть полезны для установления закономерностей распространения пород-коллекторов и способствовать геологоразведочным работам без привлечения дополнительных средств.

Библиографический список:

1. Особенности изучения карбонатных пород-коллекторов лабораторными методами / И. П. Гурбатова, Д. В. Глушков, Н. П. Рехачев [и др.] ; ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермьНИИнефть в г. Перми". – Пермь : ЛУКОЙЛ-Инжиниринг, 2017. – 263 с.
2. Багманова, С. В. Геология Волго-Уральской нефтегазоносной провинции : учебное пособие / С. В. Багманова, А. С. Степанов, А. В. Коломоец ; Оренбург. гос. ун-т. – Оренбург : ОГУ, 2019. – 127 с.
3. Геологические особенности флюидопроводов в разрезе карбонатной толщи фаменского яруса Оренбургской области / В. А. Шакиров, А. П. Вилесов, Л. А. Лузина, Н. Н. Чикина, К. А. Габдрахманова, К. Ф. Миропольцев, И. А. Максимова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 7. – С. 27–35.
4. Прогнозная оценка распространения флюидопроводов в карбонатном верхнем девоне Оренбургской области / В. А. Шакиров, К. Ф. Миропольцев, А. П. Вилесов, И. А. Максимова, В. И. Соболев // Нефтяная провинция. – 2018. – № 4(16). – С. 133–153.
5. Вилесов, А. П. Типизация разномасштабных карбонатных осадочных тел верхнего девона - выход на новый уровень геологоразведки в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / А. П. Вилесов // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 11. – С. 76–81.

РАССОХИНСКИЕ ЧТЕНИЯ

УДК 551.24+553.98

Трещинно-разрывные сети чехла Сибирской платформы в окрестностях скважин Ковыктинского газоконденсатного месторождения: тектонофизические реконструкции

Черемных А. В.[1], Декабрёв И. К.[1], Черемных А. С.[2]

1 – Институт земной коры СО РАН, г. Иркутск, Россия

2 – ОП АО «Росгео» «ИГП», г. Иркутск, Россия

При изучении структуры осадочного чехла платформ широко используются геофизические методы, которые к настоящему времени характеризуются высокой точностью и разрешающей способностью. Однако, непосредственные наблюдения деформаций горных пород в чехле платформы позволяют получить важный геолого-структурный материал о строении осадочного чехла, детализировать существующие геолого-геофизические модели и провести тектонофизические реконструкции специфики формирования его структуры. Такие исследования возможны в приповерхностных условиях на естественных или искусственных обнажениях горных пород и в скважинах колонкового бурения.

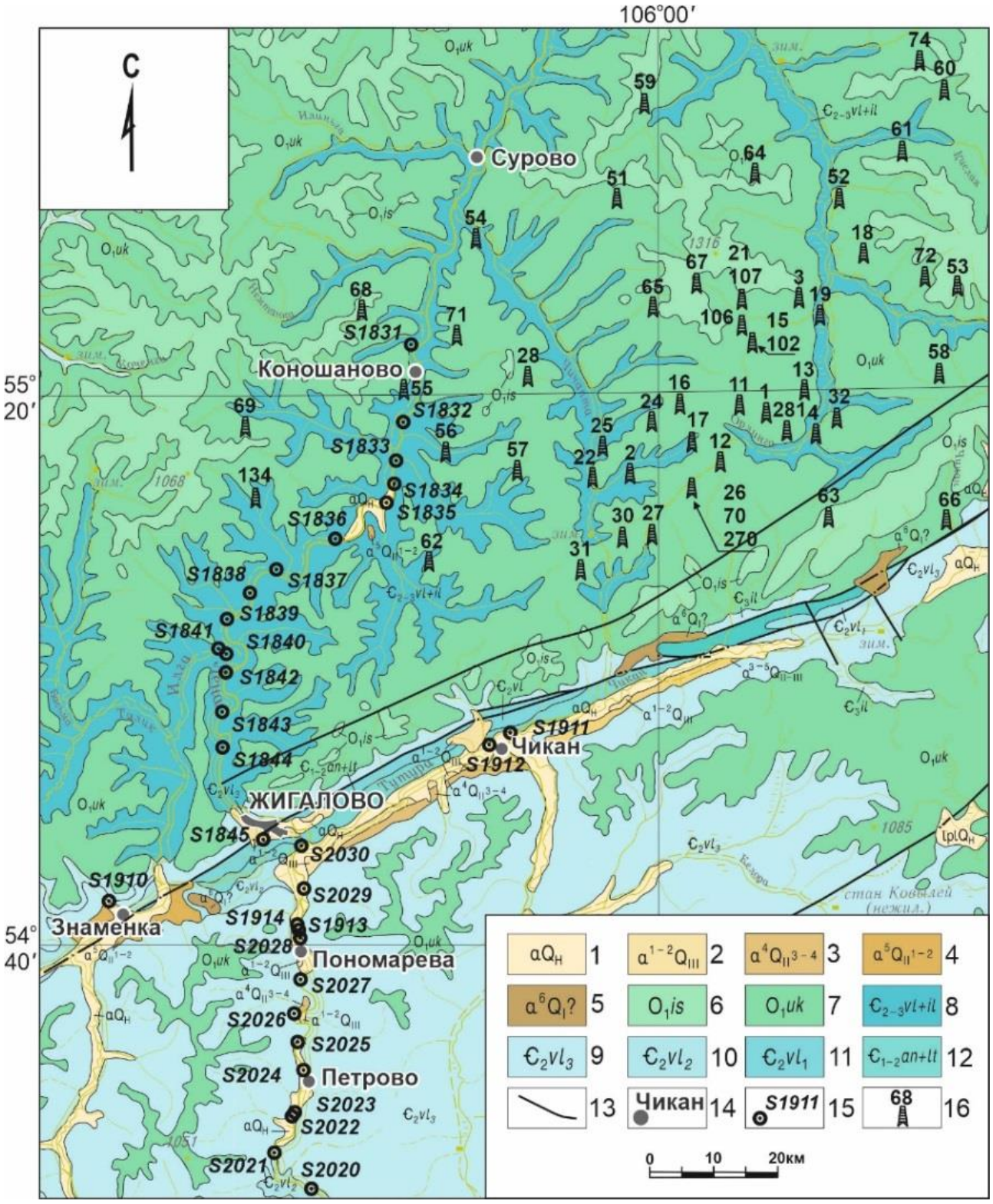
Исследования, приведенные в данной работе, выполнены в ходе изучения зонно-блоковой структуры и напряженно-деформированного состояния осадочного чехла на Ковыктинском газоконденсатном месторождении [1]. Месторождение расположено на Сибирской платформе к северо-западу от Жигаловского разлома, проходящего в долинах р. Лена, р. Тутура и р. Чикан. Здесь была создана сеть точек геолого-структурных наблюдений разрывных нарушений и трещиноватости в пределах обнажений горных пород, а также проведен анализ трещиноватости на основе материалов бурения скважин, предоставленных ПАО «Газпром» (рис. 1).

Осадочный чехол платформы в пределах района исследования подразделяется на три структурных комплекса – 1) подсолевой венд-раннекембрийский (ушаковская, чорская, катангская, собинская, тетерская и частично усольская свиты, включая осинский горизонт), 2) соленосный ранне-среднекембрийский (усольская, бельская, булайская, ангарская и литвинцевская свиты) и 3) надсолевой позднекембрийский-ранеордовикский (верхоленская, илгинская и усть-кутская свиты). Геолого-структурные наблюдения на поверхности, как правило, проведены в породах надсолевого комплекса, а именно в отложениях верхоленской и усть-кутской свит. В этих породах распространены трещинные сети, характерные для зон сдвигов и взбросов (рис. 2).

Верхний солевой комплекс обнажается в пределах Жигаловского вала, где геолого-структурные наблюдения проведены в отложениях ангарской свиты. Наблюдения здесь позволили реконструировать правосторонний сдвиг субмеридионального простирания, левосторонний сдвиг восток-северо-восточного простирания и сброс северо-восточного простирания. Кроме того, наблюдения трещиноватости в Жигаловской зоне проведены в четвертичных валунно-галечных отложениях (т.н. S1910), где реконструирован левосторонний сдвиг восток-северо-восточного простирания (рис. 3). Возможность использования трещиноватости таких слабосцементированных обломочных отложений для проведения структурного анализа показана ранее в статье [2].

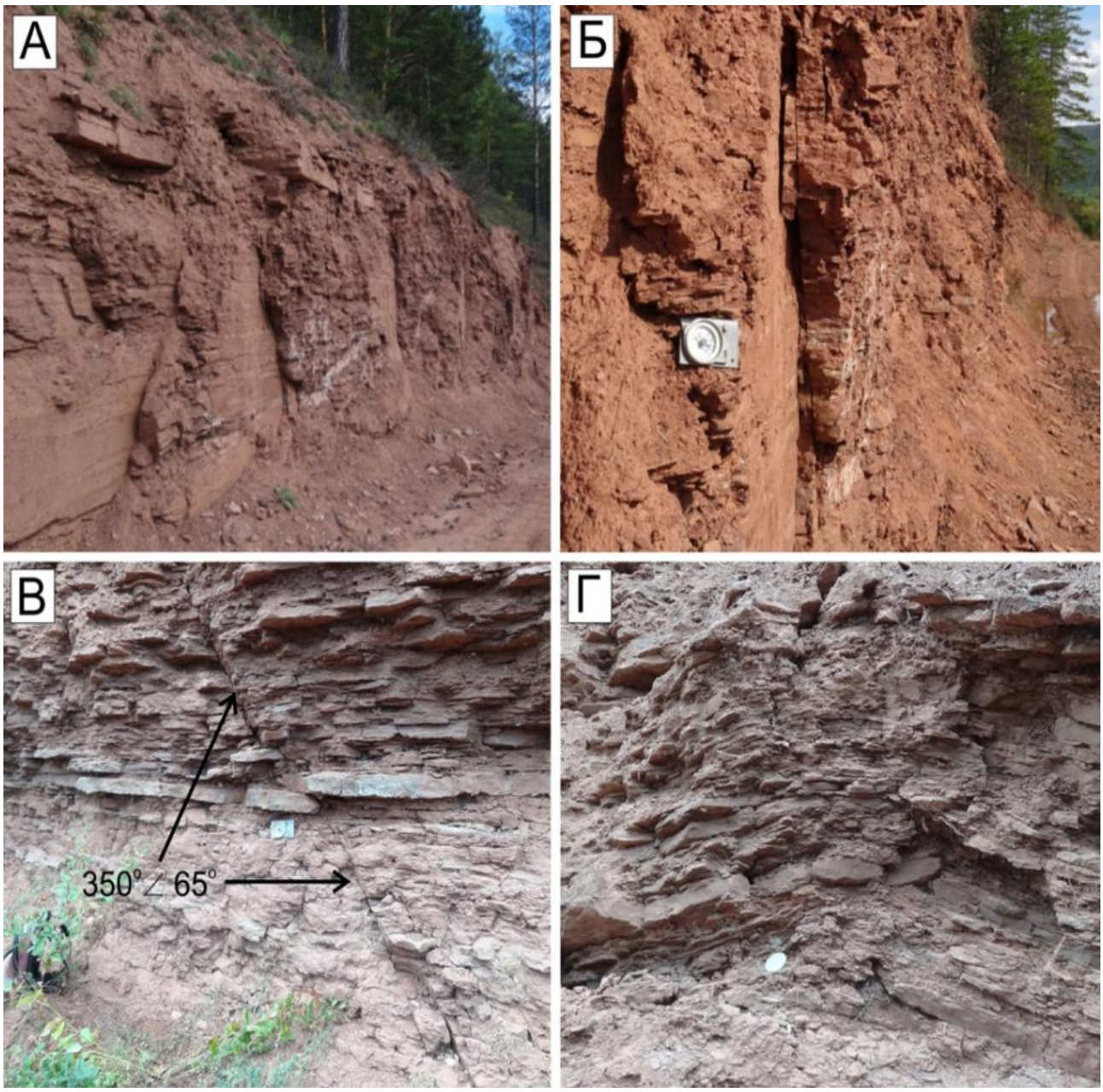
Разными цветами обозначены разрывы соответствующих типов.

Локальные реконструкции, проведенные для трещинно-разрывных сетей горных пород, были сопоставлены с известными полями тектонических напряжений района проведения исследования [4, 5]. Сдвиги различного простирания распространены на всей изученной площади (рис. 4). Практически все взбросы наблюдаются к югу от пос. Жигалово, что подтверждает представления [6] о прохождении фронта Предбайкало-Патомского платформенного надвигового пояса в передовой Жигаловской зоне Прибайкальского сектора (рис. 4, *а*). К северу и югу от Жигаловского разлома наблюдается широкая область распространения левосторонних сдвигов восток-северо-восточного простирания (рис. 4, *б*). Трещинно-разрывные сети, характерные для условий регионального растяжения с северо-запад-юго-восточной ориентировкой субгоризонтальной оси, равномерно распространены на всей изученной площади (рис. 4, *в*).



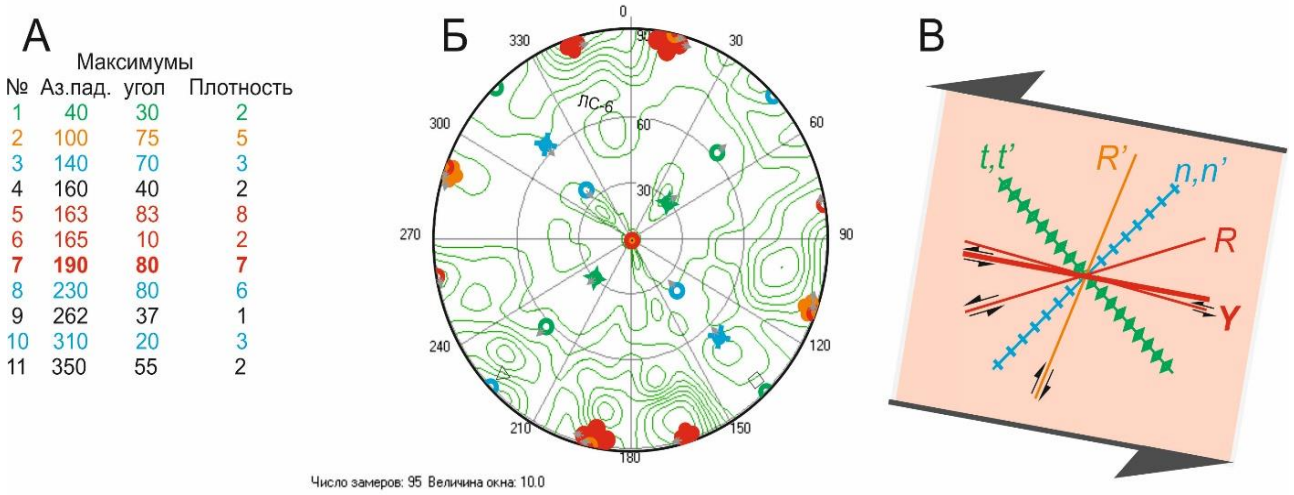
1 - голоценовые отложения русла и поймы, 2 - верхний неоплейстоцен низких надпойменных террас, 3 - средний неоплейстоцен четвертой надпойменной террасы р. Лены, 4 - средний неоплейстоцен пятой надпойменной террасы р. Лены, 5 - нижний неоплейстоцен VI террасы р. Лены, 6 - нижний ордовик (ийская свита), 7 - нижний ордовик (усть-кутская свита), 8 - средний - верхний кембрий (илгинская и верхоленская свиты), 9-11 - средний кембрий верхней (9), средней (10) и нижней (11) пачек верхоленской свиты, 12 - нижний - средний кембрий (ангарская и литвинцевская свиты); 13 - разломы; 14 - населенные пункты; 15 - точки геолого-структурных наблюдений и их номера; 16 – скважины и их номера

Рисунок 1 – Расположение точек геолого-структурных наблюдений и скважин на фрагменте Государственной геологической карты м-ба 1:1 000 000



А – общий вид трещиноватости в зоне сдвига (т.н. S1836);
Б – зона, состоящая из субпараллельных крупных трещин (т.н. S1836);
В – взброс в комбинации с послойным смещением и штрихами на поверхности разрыва (т.н. S1838);
Г – складка с трещиноватостью по слоистости горных пород (т.н. S1838)
Рисунок 2 – Трещинно-разрывные сети в породах верхоленской свиты

Трещинно-разрывные сети в подсолевом комплексе изучались нами на основе материалов колонкового бурения и геофизического исследования скважин микроимиджерами, которые были предоставлены ПАО «Газпром». Для шести Ковыктинских скважин проведено изучение трещинных сетей по фотографиям метровых столбиков керна, которое позволило оценить плотность трещин на погонный метр, углы их наклона, генетический тип некоторых трещин и сопоставить эти параметры с литологией горных пород. Таким образом, была создана база данных о трещиноватости, использованная для выделения интервалов горных пород, наиболее нарушенных хрупкими деформациями. Керновый материал был ключевым (прямым) источником информации о характеристиках трещиноватости в изученных интервалах скважин: № 62 – интервал глубин 2975-3055 м; № 66 – интервал глубин 2926,65-3110 м; № 68 – интервал глубин 1184-3221,2 м; № 69 – интервал глубин 3210-3257,2 м; № 71 – интервал глубин 3042-3131 м; № 74 – интервал глубин 3431-3508,7 м.



А – максимумы плотности трещин; Б – диаграмма плотности трещин, построенная в проекции верхней полусферы (изолинии 0,5-1,5-2,5-3,5…7,5 %) на которую наложен трафарет, отражающий положение на круговой диаграмме эталонного парагенеза разрывов в зоне левостороннего сдвига из работы [3]; В – парагенез разрывов в зоне левостороннего сдвига в условиях транспрессивного скалывания (в плане) согласно [3]

Рисунок 3 – Трещинная сеть в четвертичных валунно-галечных отложениях

В каждом метровом интервале керна было посчитано количество субгоризонтальных (угол наклона к горизонту до 10°), наклонных (углы от 11° до 70°) и субвертикальных (угол > 70°), измерены углы падения наклонных трещин, по возможности установлен тип первичных, вероятно тектонического генезиса (скол или отрыв), и вторичных трещин, формирование которых связано с проведением колонкового бурения и отбором керна в напряженном породном массиве [7]. Во всех изученных скважинах наиболее распространены субгоризонтальные трещины, а количество наклонных и субвертикальных значительно меньше, а также существенно отличается от скважины к скважине (табл. 1).

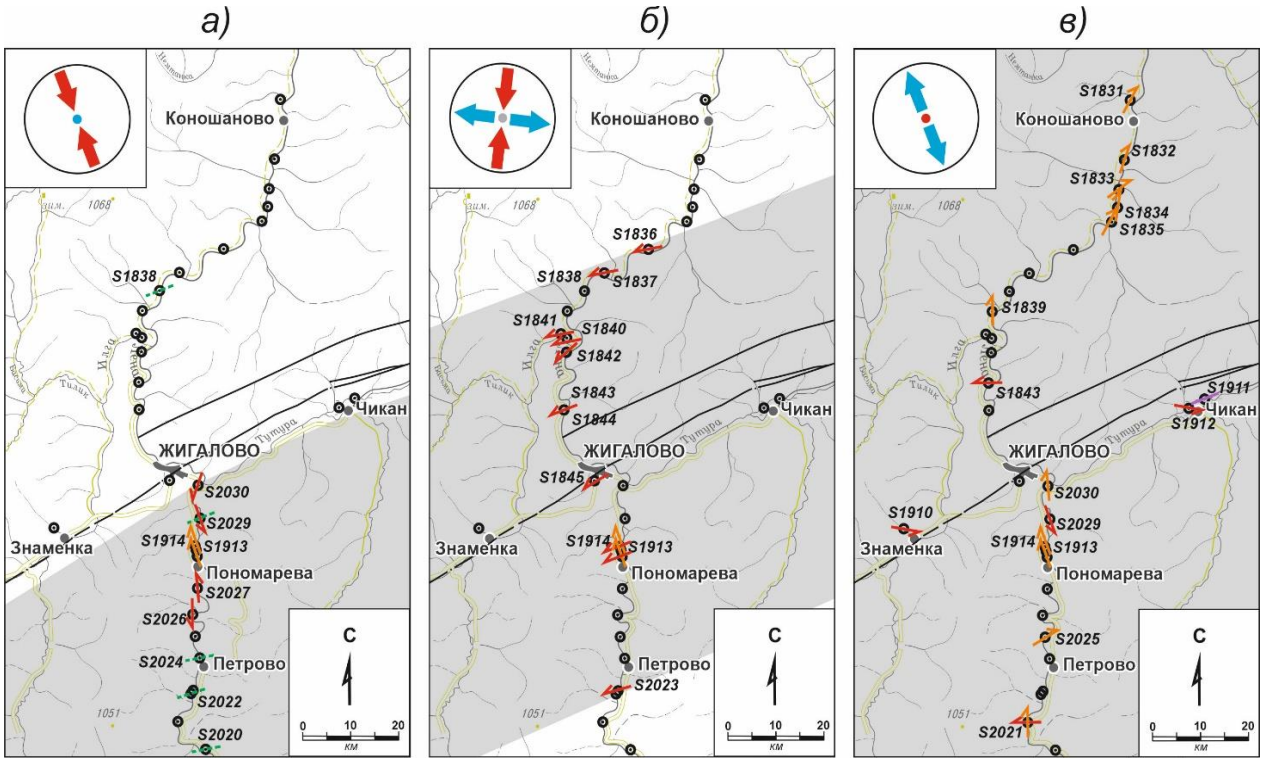


Рисунок 4 – Сопоставление локальных реконструкций разрывов с известными полями тектонических напряжений регионального ранга

Таблица 1 – Процент трещин с различным углом наклона к горизонту в керне скважин

Трещины	Скв. 62	Скв. 66	Скв. 68	Скв. 69	Скв. 71	Скв. 74
Субгоризонтальные	82/80 %	78/78 %	78/78 %	63/69 %	75/76 %	74/70 %
Наклонные	5/7 %	21/21 %	18/18 %	28/28 %	19/22 %	9/12 %
Субвертикальные	13/13 %	1/1 %	4/4 %	9/3 %	6/2 %	17/18 %

Примечание: первая цифра получена из исходного массива данных/ вторая – после исключение вторичных трещин.

Серым цветом выделены области преимущественного распространения реконструкций локальных разрывов, удовлетворяющих региональным условиям сжатия (а), сдвига (б) и растяжения (в).

Малое количество субвертикальных трещин в керне ожидаемо, т. к. диаметр скважин значительно меньше интервала отбора керна, в связи с чем, горизонтальные и слабонаклонные трещины встречаются чаще. Однако, в керне скважин № 62 и № 74 наблюдается значительное количество субвертикальных трещин (см. табл. 1). Последние в процентном отношении преобладают над наклонными, что вместе с горизонтальной трещиноватостью является отличительной особенностью сетей трещин в зонах сдвига. Исключение из анализа вторичных трещин практически не изменило соотношение дислокаций с различным углом падения. В двух скважинах № 66 и № 68 оно осталось без изменений. В остальных скважинах произошли незначительные вариации процентных соотношений. Так, в одних скважинах – № 69 и № 71, уменьшилось количество субвертикальных трещин и, соответственно, увеличилось процентное соотношение субгоризонтальных и (или) наклонных трещин. В других скважинах – № 62 и № 74 – при стабильно высоком количестве субвертикальных трещин процентное отношение субгоризонтальных трещин уменьшилось, а наклонных – увеличилось. Последнее обусловлено тем, что субвертикальные трещины часто сопровождаются новообразованными субгоризонтальными и слабонаклонными трещинами.

В таблице 2 приведены процентные соотношения сколов и отрывов, характерные признаки которых можно было выявить на фотографиях. Высокий процент сколов свидетельствует о приразломной трещиноватости, сформированной в условиях транспрессивного скалывания. Значительный процент сколовых трещин, установленный для скважины № 66, свидетельствует о пересечении стволом скважины зоны разлома. Однако, кинематический тип этого разлома не сдвиговый, т.к. трещиноватость керна этой скважины характеризуется минимальным процентом субвертикальных трещин (см. табл. 1).

Таблица 2 – Процент трещин скола и отрыва в керне скважин Ковыктинской площади

Трещины	Скв. 62	Скв. 66	Скв. 68	Скв. 69	Скв. 71	Скв. 74
Скола	3 %	7 %	3 %	2 %	1 %	3 %
Отрыва	<1 %	2 %	1 %	2 %	9 %	2 %

Таким образом, анализ трещиноватости керна позволяет оценить интервалы пересечения стволов скважин зонами разрывных нарушений и получить их количественные характеристики, такие как средние или преимущественные (медианные) значения углов наклона трещин, вертикальную мощность зоны и другие. Далее были составлены и проанализированы выборки плотности трещин на погонный метр для песчаников, алевролитов, аргиллитов, доломитов и других пород в скважинах. Из выборок исключены интервалы, в пределах которых выход керна был менее 100 %. На основе итогового массива данных о трещиноватости керна изученных скважин составлена таблица средних значений плотности трещин на погонный метр для пород осадочного чехла, пересеченных шестью скважинами (табл. 3).

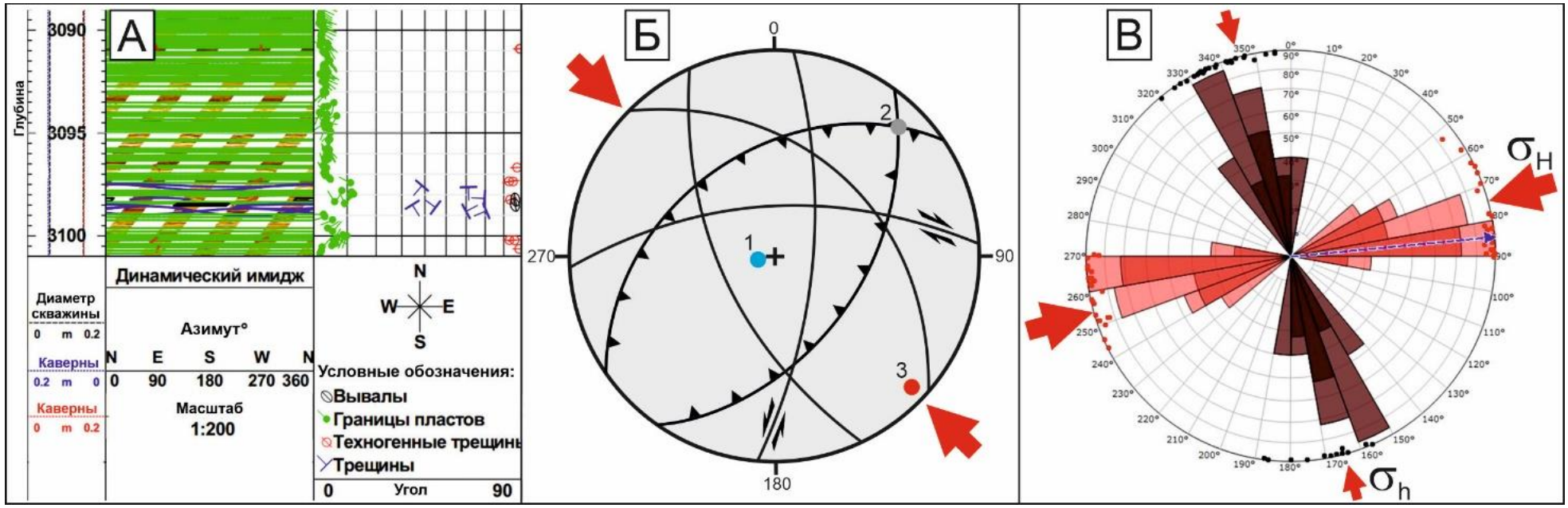
Таблица 3 – Средняя плотность трещин на погонный метр керна в горных породах

Породы	Исходные значения плотности	Плотность без вторичных трещин
мергель	13	13
аргиллит	13	12
доломит	12	12
соль	8	8
алевролит глинистый	11	7
известняк доломитовый	7	7
переслаивание аргиллита с алевролитом	8,5	6,5
алевро-песчаник слюдистый	8	6
переслаивание аргиллитов	7	6
песчаник	6	4,5
алевролит	6,5	4

Разломные зоны характеризуются повышенными значениями плотности трещин, поэтому были определены интервалы керна с повышенной трещиноватостью и предпринята попытка выделения зон трещиноватости. Для этого, использовались значения о средних значениях плотности трещин в соответствующих породах из таблицы 3. Интервалы, сложенные породами для которых значения плотности трещин были выше средних показателей, отнесены к зонам трещиноватости. Кроме того, к зонам отнесены и слабонарушенные интервалы пород, если их мощность была менее мощности ограничивающих их зон. Таким образом, в исследованных интервалах шести скважин было выделено 54 зоны повышенной трещиноватости горных пород. Так, в скважине № 69, характеризующейся минимальным интервалом изучения керна равным всего 47 м, выделено 4 участка керна с повышенной плотностью трещин в горных породах – предполагаемые зоны разрывных нарушений. Максимальная мощность зон в этой скважины не превышает 5 м. В скважине № 74 выделено 7 зон трещиноватости мощностью от 2 до >17,6 м. Скважина № 71 характеризуется 9 выявленными зонами, мощностью от 1 м до 11 м. В скважинах № 62 и № 66 установлено по 10 зон мощностью от 1 м до >10 м и от 1 м до > 4 м, соответственно. Наибольшее количество (14 зон) и максимальные мощности выделенных зон характерны для скважины № 68 с интервалом исследования керна равным 279 м. Самая крупная зона повышенной трещиноватости выявлена в этой скважине и имеет мощность > 83 м.

Собранный материал по трещиноватости керна скважин Ковыктинской площади не позволяет реконструировать стресс-тензоры, т.к. для этого необходимы данные не только об углах, но и об азимутах падения трещин. Тектонофизические реконструкции проведены на основе данных геофизических исследований скважин микроимиджерами. В скважинах 62, 66 и 71 применен азимутальный пластовый микроимиджер FMS; в остальных скважинах исследования проведены имиджером электрической микропроводимости MCI. Первичные трещины тектонического происхождения, выявлены в скважинах № 62 и № 66. В скважине № 62, в интервале глубин 3013-3014 м, зафиксированы две трещины с аз. пад. 112º∠ 32º и аз. пад. 300º∠ 52 º. В стенках скважины № 66 установлено 8 трещин: одна трещина с аз. пад. 7º∠ 46º выявлена на глубине 2950 м и семь трещин – в интервале глубин 3097-3099 м: аз. пад. 220º∠ 39º; аз. пад. 179º∠ 61º; аз. пад. 274º∠ 70º; аз. пад. 149º∠ 35º; аз. пад. 306º∠ 45º; аз. пад. 248º∠ 71º; аз. пад. 62º∠ 60º. Эти данные позволили выполнить структурный анализ трещинной сети и реконструкцию осей напряжений на момент их формирования.

Так, трещиноватость в скважине №66 образует зону (рис. 5, *а*), в пределах которой трещины имеют закономерную ориентировку в пространстве, характерную для разрывов зон сжатия с северо-запад – юго-восточной ориентировкой соответствующей субгоризонтальной оси (рис. 5, *б*). Проведенные реконструкции позволили установить погружение оси сжатия по азимуту 314º ∠ 5º. К зоне также тяготеют техногенные трещины и вывалы стенок скважины, которые позволили реконструировать направления максимальных и минимальных современных горизонтальных напряжений (рис. 5, *в*).



А – Интерпретация данных пластового микроимиджера FMS согласно [8];
Б – Структурная диаграмма (верхняя полусфера), на которой показаны трещинно-разрывная сеть сопряженных сколов (плоскости показаны в виде дуг) и реконструкция осей главных нормальных напряжений: 1 – растяжения (синего цвета), 2 – промежуточная (серого цвета), 3 – сжатия (красного цвета); В – реконструкция максимальных (σ_H) и минимальных (σ_H) современных горизонтальных напряжений

Рисунок 5 - Реконструкции стресс-тензоров по анализу трещиноватости горных пород подсолевой толщи в скважине № 66

Заключение. Исследования подтвердили представления о том, что трещинно-разрывные сети горных пород осадочного чехла Сибирской платформы в районе Ковыктинского газоконденсатного месторождения, сформировались в условиях: 1) сжатия с СЗ-ЮВ ориентировкой соответствующей субгоризонтальной главной оси, 2) сдвига с субмеридиональной ориентировкой оси сжатия и субширотной ориентировкой оси растяжения, 3) растяжения с СЗ-ЮВ ориентировкой субгоризонтальной оси. Создана база данных о трещиноватости керна горных пород отличающихся структурно-механическими свойствами и выделены интервалы глубин скважин, в которых отмечается повышенная плотность трещин (зоны трещиноватости). Трещинно-разрывные сети, полученные при анализе трещиноватости установленной при микроимиджеровых исследованиях в скважинах, позволили для глубоких горизонтов скважин 66-ков и 74-ков реконструировать поля тектонических напряжений сдвига и сжатия, которые подтверждают напряженно-деформированное состояние, установленное при анализе разрывных нарушений по данным 3D сейсморазведки [5].

Авторы благодарны заведующему лабораторией тектонофизики Института земной коры СО РАН К. Ж. Семинскому, за возможность проведения исследований в рамках изучения зонно-блоковой структуры и напряженно-деформированного состояния осадочного чехла на Ковыктинском газоконденсатном месторождении, а также другим сотрудникам ИЗК СО РАН за помощь в сборе и обработке фактического материала, а именно В. А. Санькову, И. В. Буддо, А. Г. Вахромееву, А. А. Боброву, А. В. Санькову, С. А. Сверкунову.

Библиографический список:

1. Геологические модели строения региональных резервуаров и пластовые флюидные системы Ангаро-Ковыктинской зоны нефтегазонакопления. Коллективная монография в 5-и томах. Т. 1. Зонно-блоковая структура и напряженно-деформированное состояние осадочного чехла на Ковыктинском газоконденсатном месторождении: тектонофизический анализ / Авт.: К. Ж. Семинский, Ю. П. Бурзунова, С. А. Борняков, А.И. Мирошниченко, И. В. Буддо, А. С. Смирнов, А. В. Черемных, Н. В. Мисюркеева, А. А. Бобров, И. А. Шелохов, А. К. Семинский, В. В. Рыбальченко, А. В. Абрамович, А. А. Никишин, А. Ю. Петухов, А. В. Бушуев. – Под. ред. Д.П. Гладкочуба. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2024. – 173 с.
2. Гладков А. С., Лунина О.В. Трещины в позднекайнозойских отложениях: новые возможности для структурного анализа // ДАН. 2004. Т.398. №6. С. 782–785.
3. Семинский К. Ж. Спецкартирование разломных зон земной коры. Статья 1: Теоретические основы и принципы // Геодинамика и тектонофизика. – 2014. – т. 5. – № 2. – С. 445-467.
4. Саньков В. А., Парфеевец А. В., Мирошниченко А. И., Бызов Л. М., Лебедева М. А., Саньков А. В., Добрынина А. А., Коваленко С. Н. Позднекайнозойское разломообразование и напряженное состояние юго-восточной части Сибирской платформы // Геодинамика и тектонофизика. 2017. Т. 8. № 1. С. 81–105.
5. Семинский К. Ж., Бурзунова Ю. П., Борняков С.А., Мирошниченко А. И., Черемных А.С., Семинский А. К., Буддо И. В., Смирнов А.С., Горлов И. В. Анализ разломно-блоковой структуры и напряженного состояния осадочного чехла на газоконденсатных месторождениях: основы тектонофизического подхода // Геодинамика и тектонофизика. 2023. 14(2). 0689.
6. Сметанин А. В. Предбайкало-Патомский надвиговый пояс // Геология нефти и газа. – 2000. – № 1. – С. 14–20.
7. Lei Zhang, Currie C.A., Schmitt D.R. Drilling Induced Core Fractures and Crustal Stress // AAPG Search and Discovery Article #90172 © CSPG/CSEG/CWLS GeoConvention 2010, Calgary, Alberta, Canada, May 10–14, 2010.
8. Егоров С. Интерпретация данных ГИС (FMS) в открытом стволе: Ковыктинское газоконденсатное месторождение, скважина 66, интервал 2925—3101. — Тюмень: ООО «Георесурс», 2014. — 20 с.

УДК 553.98:622.244

Изменение структуры порового пространства терригенных коллекторов под действием бурового раствора

Габова С. Н.

Филиал «Газпром ВНИИГАЗ Ухта», г. Ухта, Россия

В результате физико-химических взаимодействий буровых растворов (БР) с призабойной зоной скважины происходит ухудшение фильтрационных характеристик коллектора, которое обусловлено рядом геологических и технологических факторов. Исследованиями подтверждено, что существенное влияние на поровое пространство коллекторов при бурении скважин оказывает как твердая фаза (кольматация) [1], так и фильтрат бурового раствора [2].

В настоящее время для вскрытия продуктивных пластов применяют БР на основе биополимера. В случае применения высокоминерализованных биополимерных растворов в условиях повышенных пластовых температур могут наблюдаться процессы образования полимерных частиц – глобул. Эти частицы обладают способностью к набуханию, деформации и продвижению вглубь пласта. Глобулы кольматируют поровые каналы, размер которых сопоставим с их диаметром.

Для вскрытия продуктивных пластов применяются требования, при которых твердая фаза БР не должна глубоко проникать в пласт (содержание частиц размером $d_ч \leq 1/3\ d_{пор}$, где $d_{пор}$ – размер пор коллектора) [3].

Использование полимеров в составе БР оказывает благотворное влияние на технологические показатели в процессе бурения, предотвращая его поглощение и изолируя водоносные горизонты. Однако на этапе заканчивания, освоения и перевода скважины в эксплуатацию возникает проблема очистки призабойной зоны пласта (ПЗП).

При вскрытии продуктивных отложений в условиях повышенных давлений и температур могут создаваться низкопроницаемые барьеры, способствующие снижению зоны проникновения фильтрата бурового раствора. Таким образом, при освоении скважины часто затруднительно разрушить «сетку» полимера [4]. В отличие от обычной глинистой корки, которая счищается механически, глобулы образуют «внутренний» барьер в поровом пространстве [5]. Если не разрушить химические связи полимера в процессе освоения, очистить ПЗП простой промывкой будет практически невозможно.

Экспериментальные исследования с отдельными полимерами, входящими в состав БР, приведенные в работах [3], показали, что частицы полимеров, проникнув с фильтратом бурового раствора в пустотное пространство коллекторов, не всегда удаляются при выполнении начальных этапов подготовки керна к лабораторным исследованиям (экстракции, сушки). В процессе промывки они могут вступать во взаимодействие с дистиллированной водой, разбухать и блокировать часть фильтрационных каналов породы, а при сушке (105 °С) может образовываться твердая полимерная пленка.

Цель работы – исследовать влияние БР на изменение порового пространства коллекторов на основе экспериментальных петрофизических методов и статистического анализа полученной информации. Объектом исследования являлась коллекция образцов керна с различными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и промывочные жидкости, используемые при первичном вскрытии продуктивных пластов.

Программа исследований включала следующие этапы: подготовку образцов керна к исследованиям, определение проницаемости по гелию, пористости в пластовых условиях, остаточной водонасыщенности, сушку образцов, насыщение образцов модельными промывочными жидкостями (МПЖ). Далее образцы отмывались от МПЖ, сушились и эксперимент повторялся.

Исследования проводились на образцах керна, отобранных из продуктивных поддомаников терригенных отложений месторождений, расположенных в южной части Лыжско-Кыртаельского вала – структуры II порядка, входящей в состав Печоро-Кожвинского мегавала Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Коллекция включала 57 образов стандартной формы (3×3 см). По ФЕС отобранный керн соответствует коллекторам III–V классов (по классификации А. А. Ханина), с преобладанием коллекторов IV класса (79 %).

Вся коллекция образцов керна была разделена на две группы для насыщения минерализованной (группа 1) и пресной (группа 2) МПЖ. Каждая группа образцов характеризовалась равномерным распределением ФЕС (табл. 1).

Таблица 1 – Характеристика коллекций образцов керна, отобранного для исследований

Группа образцов	Тип МПЖ	Тип разреза	Возраст отложений	Количество образцов	Проницаемость			Пористость		
					min	Среднее	max	min	Среднее	max
1	Минерализованный	Терригенный	D_3dzr-D_2st	28	1,1	52,5	125,2	6,5	8,9	10,6
2	Пресный			29	1,5	52,4	124,9	6,5	8,7	10,4

Для насыщения образцов применялись МПЖ на водной основе с использованием полимера марки «Биоксан», ТУ 2458-025-97457491-2010, подготовленные кафедрой бурения ФГБОУ ВО «УГТУ». Исследования керна проводились в лабораториях Центра исследований керна ФГБОУ ВО «УГТУ» и филиала «Газпром ВНИИГАЗ Ухта».

Работы по исследованию керна проводились в соответствии с требованиями общепринятых стандартов и методических указаний (ГОСТ 26450.0-85).

Для насыщения керна использовали сатуратор «ПИК-СК». Режим насыщения выбирался в зависимости от проницаемости образца: чем меньше проницаемость, тем больше время вакуумирования.

Пористость определялась в условиях, приближенных к пластовым (ГОСТ 26450.1-85).

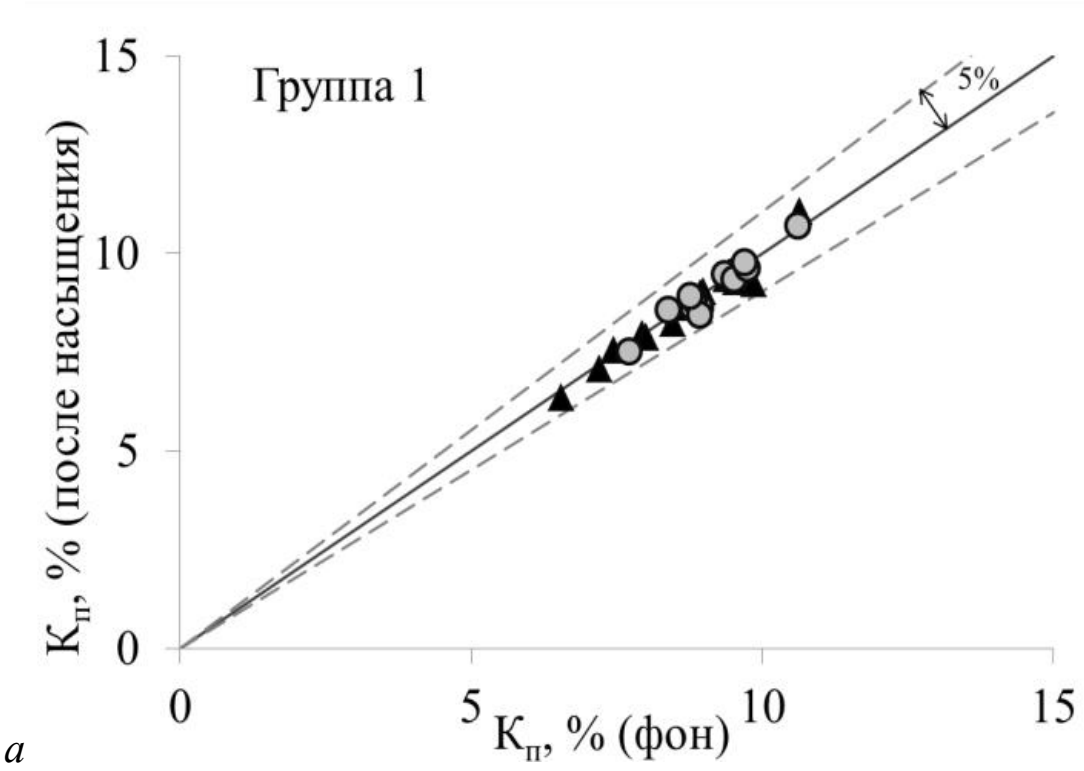
Результаты сопоставлений открытой пористости до и после воздействия МПЖ приведены на рисунке 1. Анализ данных показал отсутствие влияния раствора на конечные результаты определения открытой пористости. Значения пористости остаются сопоставимыми независимо от применяемой жидкости. Значения лежат в пределах погрешности ± 5 %.

Определение газопроницаемости пород производилось по газу при стационарной фильтрации и линейном направлении потока газа согласно ГОСТ 26450.2-85. Результаты экспериментальных исследований по определению проницаемости до и после воздействия МПЖ приведены на рисунке 2.

Независимо от типа МПЖ, наблюдается ухудшение фильтрационных свойств коллекторов. Это может свидетельствовать о том, что компоненты модельных жидкостей вступают в реакцию с породой или физически блокируют пути фильтрации.

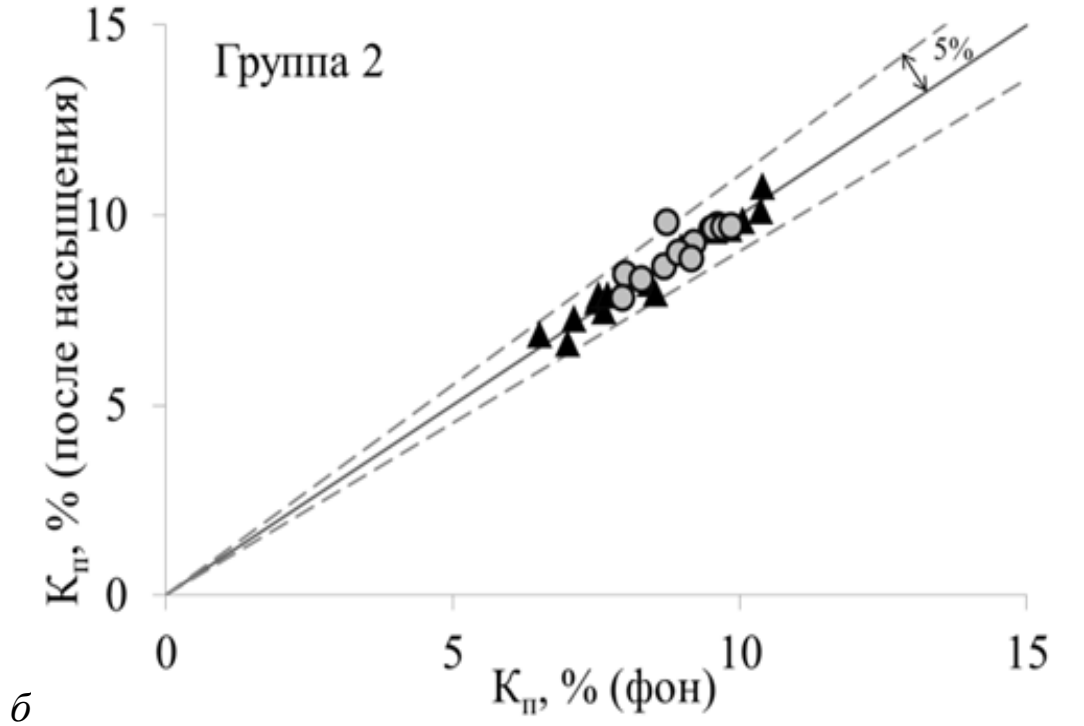
В большей степени влияние на проницаемость отмечено при воздействии на образец минерализованной МПЖ с проницаемостью более $50 \cdot 10^{-3}$ мкм^2. Падение проницаемости для

таких образцов может свидетельствовать о глубоком проникновении фильтрата МПЖ в поры. Это, в свою очередь, позволяет твердой фазе или полимерным цепочкам раствора проникать вглубь структуры, формируя внутреннюю кольматационную корку.



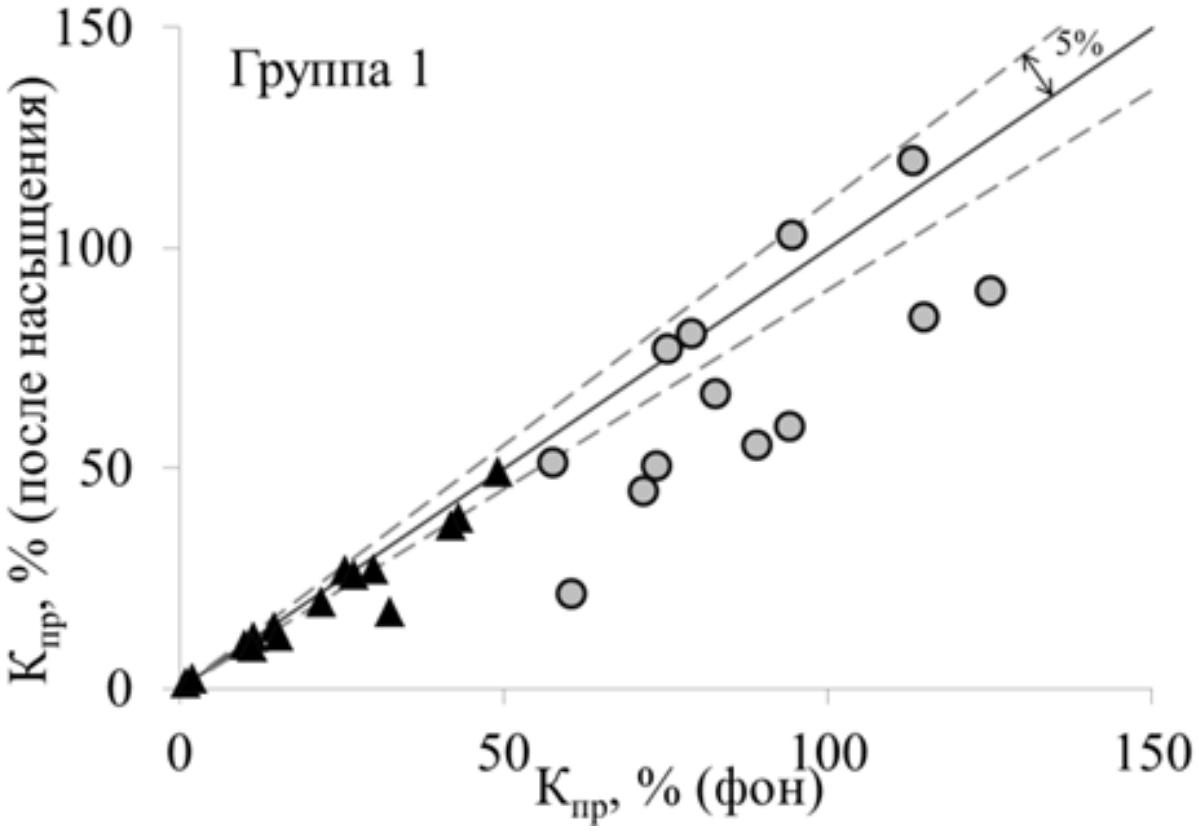
а

▲– коллектора с $К_{пр}<50\cdot10^{-3}$ мкм^2; ○ – коллектора с $К_{пр}>50\cdot10^{-3}$ мкм^2



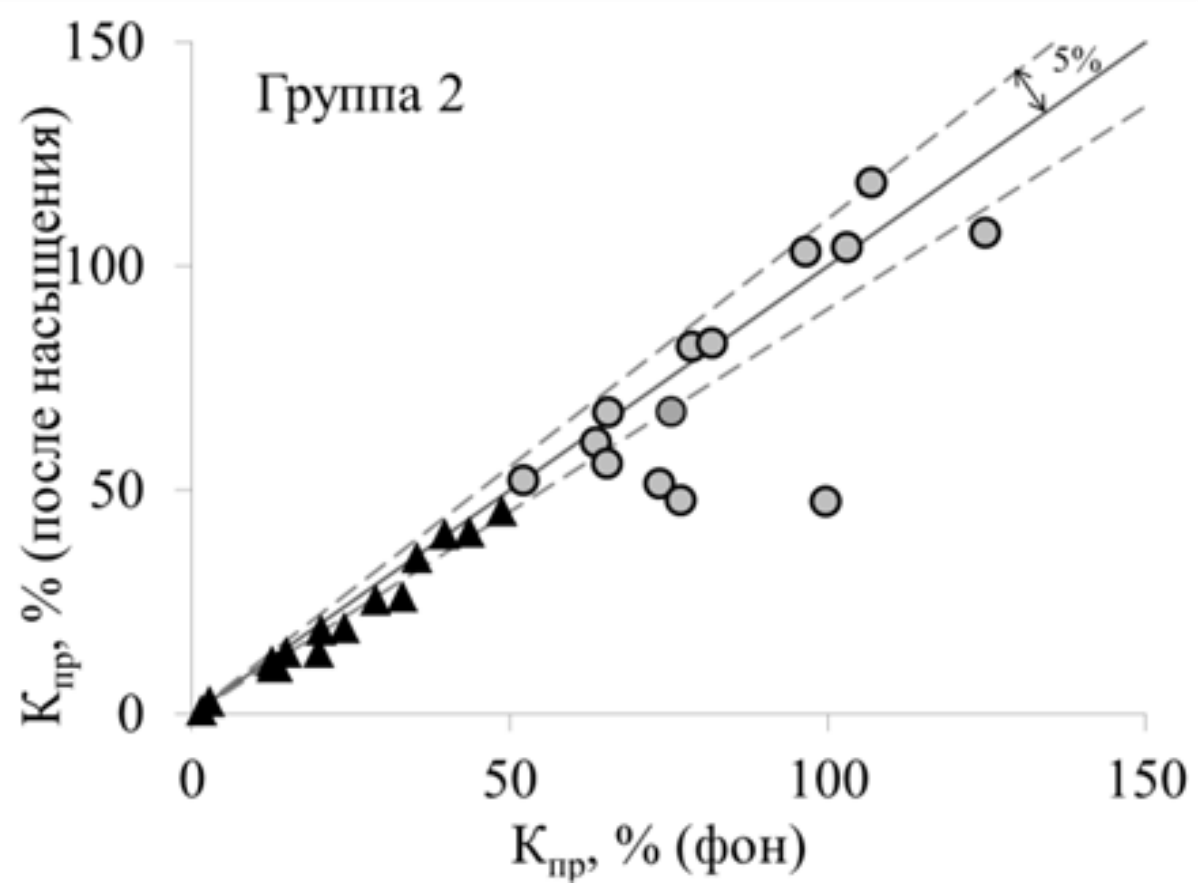
б

Рисунок 1 – Результаты сопоставления $К_п$ до и после воздействия на образцы керна МПЖ, приготовленными с использованием различных реагентов:
а) на минерализованной основе; б) на пресной основе



а

▲ – коллектора с Кпр<50·10-3 мкм2 ○ – коллектора с Кпр>50·10-3 мкм2



б

Рисунок 2 – Результаты сопоставления Кпр до и после воздействия на образцы керна МПЖ, приготовленными с использованием различных реагентов:
а) на минерализованной основе; б) на пресной основе

При взаимодействии с пресной МПЖ наблюдается ухудшение проницаемости, в большей степени для образцов с проницаемостью менее $50 \cdot 10^{-3}$ мкм^2. Это может указывать на механизм взаимодействия фильтрата раствора с матрицей породы. Глинистые частицы минерального скелета, вступая во взаимодействие с пресной МПЖ, набухают. Также при взаимодействии породы с пресными растворами может происходить реакция фильтрата раствора со связанной водой, находящейся в порах, образуя нерастворимые осадки (химическая несовместимость флюида с матрицей породы). В результате такого взаимодействия глинистые минералы увеличиваются в объеме, перекрывая узкие поры и поровые каналы.

Для исследования капиллярных свойств использовался метод капилляриметрии (полупроницаемой мембраны), основанный на измерении содержания воды в капилляриметре при вытеснении воды из образцов горной породы воздухом при различных перепадах давления (ОСТ 39-204-86). Исследования проводились на групповых капилляриметрах производства ВНИИГИС (г. Тверь), позволяющих создавать давление вытеснения в диапазоне от 0,001 до 0,5 МПа.

По результатам проведенных экспериментальных исследований были получены зависимости капиллярного давления (P_c) от коэффициента водонасыщенности ($К_в$), называемые кривыми капиллярного давления (ККД), для изучаемых групп образцов (рис. 3). За остаточную водонасыщенность ($К_{ов}$) принималось неснижаемое значение водонасыщенности при увеличении давления.

Чтобы оценить степень влияния МПЖ на величину остаточной водонасыщенности, ККД группировались по проницаемости (<10, 10 – 50, 50 – 100, >100 $\cdot 10^{-3}$ мкм^2).

Анализ экспериментальных ККД позволил сделать выводы, что в большинстве случаев после воздействия различными МПЖ величина остаточной водонасыщенности увеличивается для коллекторов IV класса. Для коллекторов III и V классов по классификации А. А. Ханина значения $К_{ов}$ изменяются несущественно.

По кривым ККД установлено, что величина $К_{ов}$ увеличивается в среднем в 1,5 – 1,6 раз при воздействии минерализованной МПЖ. Наибольшее влияние на форму ККД оказывает пресный раствор, увеличивая $К_{ов}$ в 2,0 – 2,5 раза.

В породах с проницаемостью более $10 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 наблюдается ухудшение фильтрационных свойств, как следствие ухудшение величины $К_{ов}$. В результате, даже при максимальном давлении вытеснения (0,5 МПа), которое было создано при проведении экспериментальных исследований, вода полностью не вытеснялась, полученное значение водонасыщенности не является остаточным.

На основании экспериментальных ККД рассчитывались функции распределения пор по размерам для каждого исследованного образца керна. Связь между капиллярным давлением и структурой порового пространства описывается выражением Лапласа:

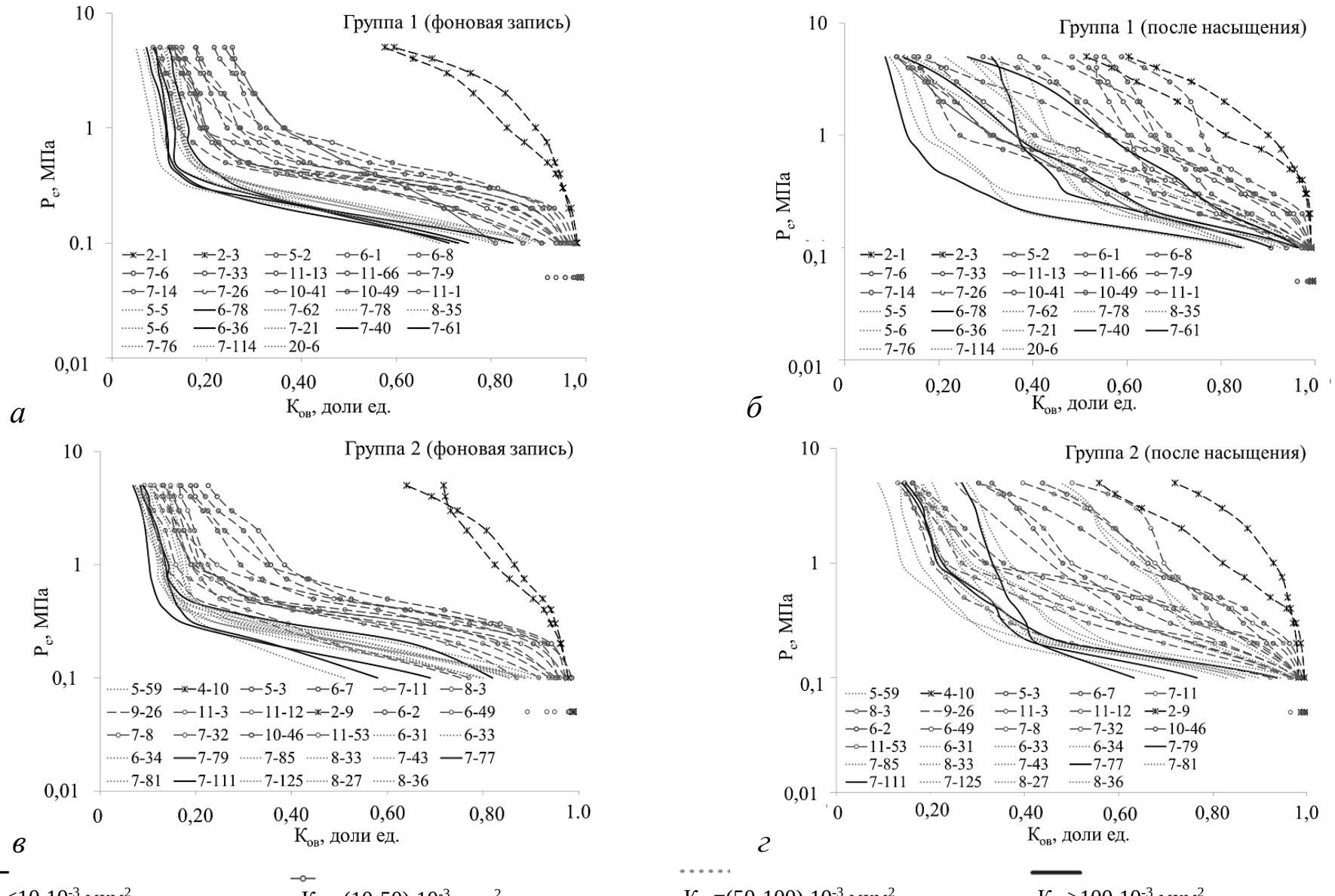
$$P_к = \frac{2 \cdot \sigma \cdot cos\theta}{R_к},$$

где $P_к$ – капиллярное давление, σ – поверхностное натяжение на границе раздела фаз, Ɵ – угол смачивания, $R_к$ – радиус капилляра.

Проницаемость напрямую зависит от радиусов пор, проводящих флюиды, а также от соединяющих их каналов. Для оценки снижения фильтрационных свойств пород при воздействии с МПЖ данные капилляриметрии обрабатывались по методу И.В. Шершукова [6], который позволяет учитывать структурную взаимосвязь проводящих каналов. Рассчитывались радиусы поровых каналов: средние ($R_{ср}$), средние по долевому участию фильтрации ($R_{ф\ ср}$), минимальные средние фильтрующих пор ($R_{ф\ min}$).

Для обеих групп коллекторов наблюдается снижение $R_{ср}$ (рис. 4). Наибольшее влияние на снижение радиусов пор оказал минерализованный раствор (рис. 4, *а*). Случаи нетипичного увеличения $R_{ср}$ на фоне снижения проницаемости имели единичный характер и были исключены из анализа как статистические выбросы (рис. 4, *а*).

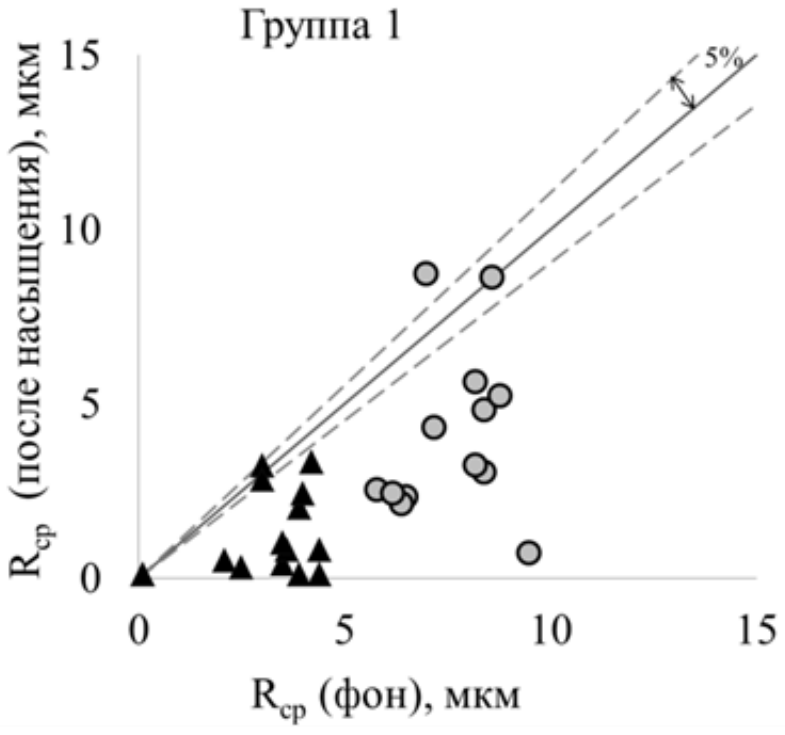
Увеличение $R_{ср}$ при равномерном увеличении их проницаемости (рис. 4, *б*) может быть связано с растворением скелета породы, в процессе взаимодействия пресной МПЖ с глинистыми частицами скелета.



а *б* *в* *г*

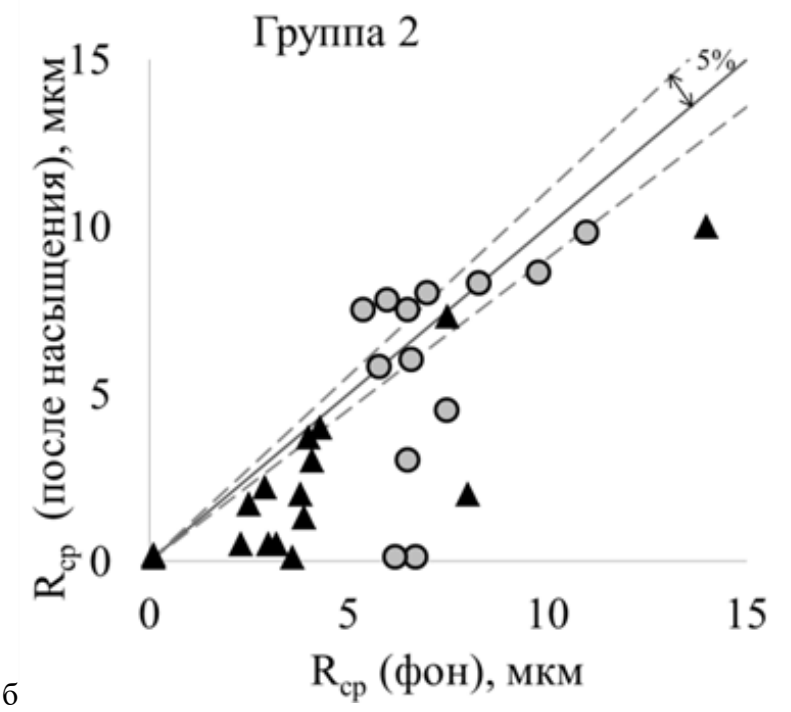
- $К_{пр}<10\cdot10^{-3}$ мкм^2 - $К_{пр}=(10\text{-}50)\cdot10^{-3}$ мкм^2 - $К_{пр}=(50\text{-}100)\cdot10^{-3}$ мкм^2 - $К_{пр}>100\cdot10^{-3}$ мкм^2

Рисунок 3 – Кривые капиллярного давления до (а, в) и после (б, г) воздействия на образцы керна МПЖ, приготовленными с использованием реагентов на минерализованной (а, б) и пресной (в, г) основе



а

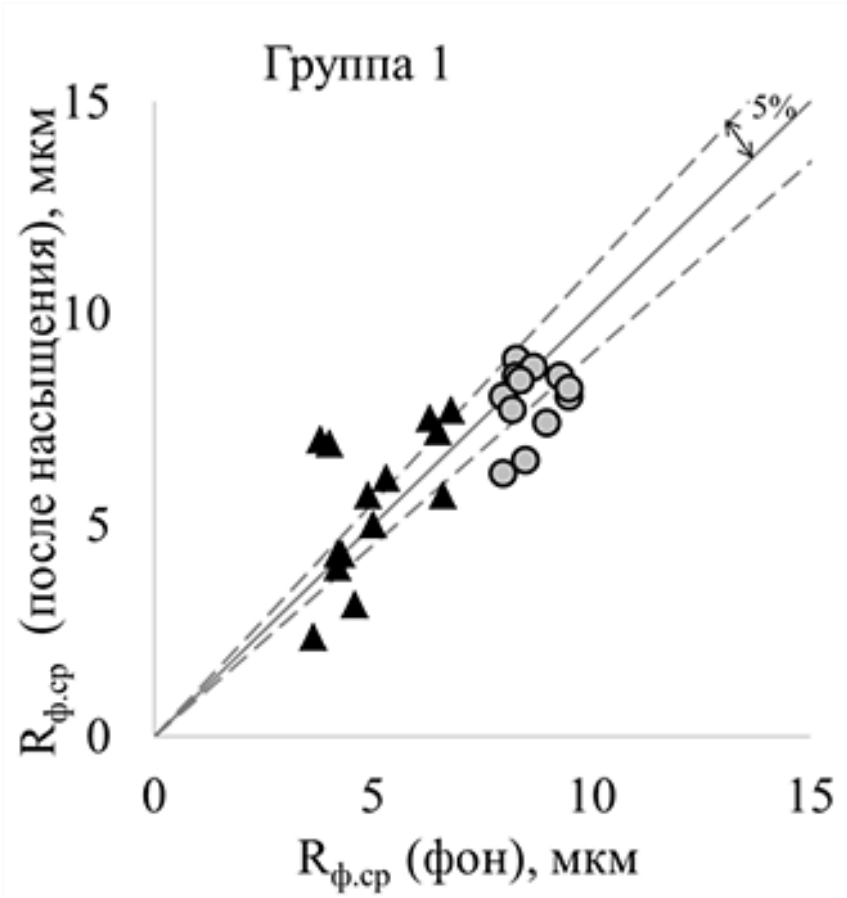
▲ – коллекторы с $К_{пр}<50\cdot10^{-3}$ мкм^2; ○ – коллекторы с $К_{пр}>50\cdot10^{-3}$ мкм^2



б

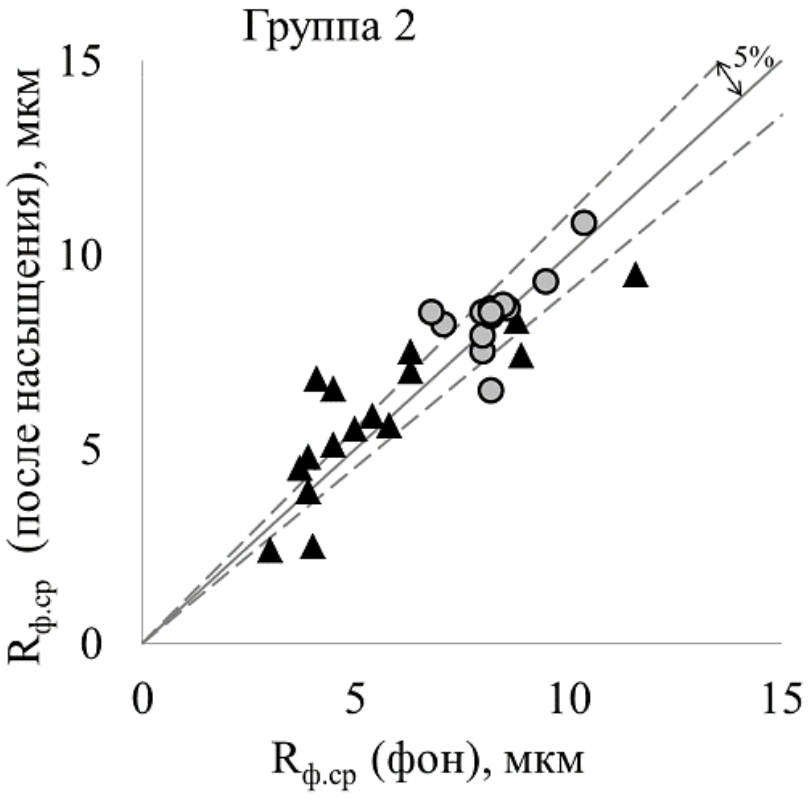
Рисунок 4 – Результаты сопоставления $R_{ср}$ до и после воздействия минерализованной (а) и пресной (б) МПЖ

Объемы поровых каналов, составляющих открытые фильтрационные пути, характеризуются значением среднего радиуса по долевому участию фильтрации – $R_{ф\ ср}$ (рис. 5). При взаимодействии образцов породы с минерализованной (рис. 5, *а*) МПЖ наблюдается снижение $R_{ф\ ср}$ для коллекторов IV и V классов. Это указывает на уменьшение эффективного сечения крупных пор, и, как следствие, падение проницаемости. После воздействия пресным раствором (рис. 5, *б*) снижение $R_{ф\ ср}$ наблюдается в коллекторах с $К_{пр} < 50\cdot10^{-3}$ мкм^2.



а

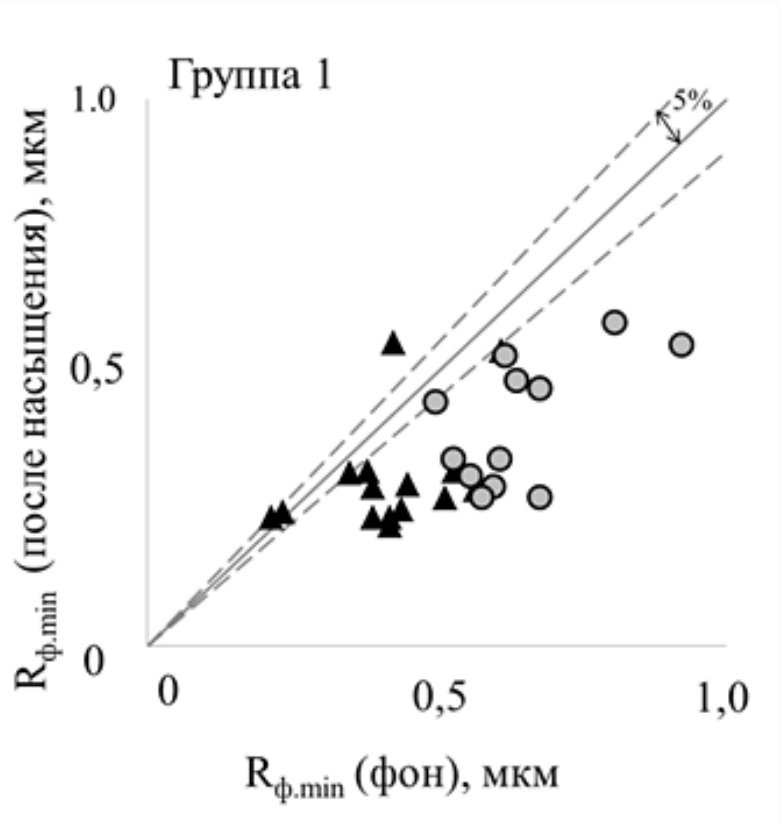
▲ – коллекторы с $К_{пр}<50\cdot10^{-3}$ мкм^2; ○ – коллекторы с $К_{пр}>50\cdot10^{-3}$ мкм^2



б

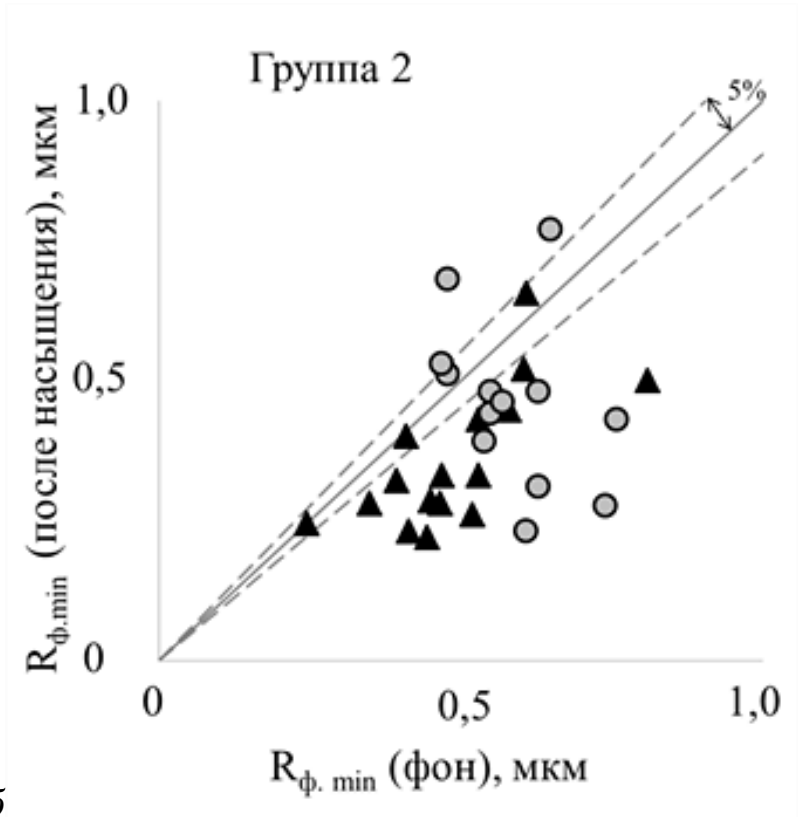
Рисунок 5 – Результаты сопоставления $R_{ф\ ср}$ до и после воздействия минерализованной (а) и пресной (б) МПЖ

Под действием минерализованного и пресного растворов происходит закупорка мелких пор, об этом свидетельствует сопоставление минимальных фильтрующих радиусов – R_{min} до и после насыщения (рис. 6, *а*, *б*).



а

▲ – коллекторы с $К_{пр}<50\cdot10^{-3}$ мкм^2 ○ – коллекторы с $К_{пр}>50\cdot10^{-3}$ мкм^2



б

Рисунок 6 – Результаты сопоставления $R_{ф.min}$ до и после воздействия минерализованной (а) и пресной (б) МПЖ

В результате работ по исследованию влияния БР на ФЕС коллекторов были получены следующие результаты:

- независимо от типа МПЖ не обнаружено влияния на определение открытой пористости (значения варьируются в пределах погрешности метода);
- отмечается высокая чувствительность поровой среды к изменению минерализации закачиваемой воды. Под действием минерализованной МПЖ происходит ухудшение фильтрационных свойств коллекторов с $К_{пр} > 50 \cdot 10^{-3}$ мкм^2. Воздействие пресного раствора также приводит к сокращению средних фильтрующих радиусов, однако этот эффект наиболее выражен в коллекторах с $К_{пр} < 50 \cdot 10^{-3}$ мкм^2;
- независимо от степени минерализации воздействующего агента, ключевым фактором ухудшения фильтрующей способности пор является закупорка мелких пор. Данная тенденция протекает на фоне общего снижения проницаемости. Это обусловлено тем, что загрязнение происходит в узких каналах (минимальных радиусах), создавая непреодолимые барьеры для фильтрации флюида.

Библиографический список:

1. Скальская У. Л., Бондарук Т. М. Влияние твердой фазы промывочной жидкости на снижение проницаемости низкопроницаемых коллекторов // РНТС Бурение. – 1970. – № 2. – С. 18 – 23.
2. Малышева И. А., Дубровский В. С., Хисметов Т. В. Информативность комплекса геофизических исследований скважин при бурении с использованием полимерсолевых растворов // Нефтяное хозяйство. – 1990. – № 8. – С. 16 – 20.
3. Свихнушин Н. М. Влияние твердой и коллоидной фаз глинистого раствора на снижение проницаемости призабойной зоны // Бурение. – 1965. – №1. – С. 22 – 24.
4. Галкин С. В., Рожкова Ю. А. Анализ опыта применения предварительно сшитых полимерных гелей при разработке высокообводненных эксплуатационных объектов в условиях низкотемпературных нефтяных пластов // Записки горного института. – 2024. – Т. 265. – С. 55-64.
5. Петров А. А., Николаев Н. И. Результаты исследования влияния жидкостей-разрушителей на полиминеральную фильтрационную корку // Недропользование. – 2021. – № 2. – С. 58 – 63.
6. Шершуков И.В. Учет связанности проводящих каналов при обосновании фильтрационных свойств трещиноватых и пористых сред / В кн. Эффективные методы прогноза нефтегазоносности природных резервуаров. – М.: ВНИГНИ, 1988. – С. 65 – 76.

УДК 550.8.05 (470.13)

Использование данных геолого-технологических исследований для уточнения газонефтяного контакта

Кочкина Ю. В.[1], Вишератина Н. П.[2], Козаченко В. И.[2]

1 – Филиал «Газпром ВНИИГАЗ Ухта», г. Ухта, Россия;

2 – Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Обоснование газонефтяного контакта (ГНК) является весьма актуальной задачей при построении геологических моделей, как для подсчета запасов, так и для принятия проектных решений по разработке нефтегазовых месторождений.

При исследовании газонефтяных скважин серьезные проблемы возникают при установлении ГНК по данным геофизических исследований скважин (ГИС). Нефть и газ являются неполярными природными флюидами, одинаково не электропроводны, поэтому применение электрических методов ГИС не эффективно. Для установления ГНК по комплексу методов пористости (НК, ГГК-П, АК), требуются определенные условия: пласт, в котором устанавливается ГНК, должен обладать большой толщиной, иметь мономинеральный состав и близкие фильтрационно-емкостные свойства; обладать высокой пористостью и неглубокими

зонами проникновения фильтрата бурового раствора в пласт; газовая часть должна иметь низкий коэффициент конденсатосодержания, а нефтяная – низкий газовый фактор. Такие условия в большинстве случаев не соблюдаются и ГНК обычно устанавливают по результатам поинтервального испытания в приконтактной зоне, которые не всегда бывают однозначны.

Знание точного и обоснованного положения ГНК крайне важно как при проектировании бурения, в особенности наклонно-направленных и горизонтальных скважинах, так и при эксплуатации газонефтяных залежей. В соответствии с технологической схемой разработки в первую очередь из них должна быть извлечена нефть, что влечет за собой необходимость изоляции интервалов перфорации газовой части залежи от нефтяной.

В связи с этим для обоснования ГНК представляется целесообразным более широко использовать данные газового каротажа. В этом случае положение ГНК может быть определено достаточно точно по характеру изменения флюидных коэффициентов, обобщенным показателям углеводородного состава (ОПУС) и другим критериям [1 – 3].

При этом очень важно, чтобы измерения проводились поверенной газокаротажной аппаратурой, откалиброванной по эталонным углеводородным (УВ) смесям. По флюидным коэффициентам и обобщенным показателям ОПУС строятся вертикальные модели нефтегазонасыщенности по каждой скважине. При бурении скважины в непродуктивной части разреза газовых аномалий по газовому каротажу, как правило, не фиксируется. Вскрытие газовой части залежи фиксируется резким (ураганным) повышением газопоказаний. При вскрытии нефтяной части залежи в смеси горючих газов в больших количествах появляются тяжелые УВ. Обычно их состав существенно не меняется до выхода скважины из нефтяной части. После выхода скважины из продуктивной части газопоказания резко падают до фоновых. По этим данным довольно уверенно определяется положение ГНК.

Методика опробована на примере Северо-Югидского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), на котором качество выполненных геолого-технологических исследований (ГТИ), включая методы газового каротажа, признаны хорошими и удовлетворительными.

Северо-Югидское НГКМ характеризуется сложным геологическим строением и приурочено к приразломному поднятию в южной части Лыжско-Кыртаельского вала, выделенного в составе Печоро-Кожвинского мегавала. Продуктивные отложения залегают на глубинах 3070,0 – 3274,0 м, сложены песчаниками старооскольского (дзельская свита) надгоризонта среднего девона, джьерского и тиманского горизонтов верхнего девона (D_2st(dz)-D_3dzr-tm-sr). Покрышкой для залежей служат плотные разности (глины, аргиллиты) тиманского-саргаевского горизонтов верхнего девона (D_3tm-sr).

На месторождении по данным бурения и испытания пяти поисковых и разведочных скважин (скв. 1, 4, 5, 6, 10) открыты две залежи УВ-сырья: нефтегазоконденсатная, основная по запасам, и меньшая по запасам газоконденсатная, установленная в тектонически обособленном северном блоке. Запасы газа, конденсата и нефти обеих залежей утверждены Государственным балансом Российской Федерации.

На этапе подсчета запасов нефтегазоконденсатной залежи основную сложность представляло обоснование уровня раздела газа и нефти. Методы ГИС оказались не эффективны. Поэтому ГНК был принят по результатам испытания скважины-первооткрывательницы (скв. 1). Самая низкая абсолютная отметка (абс. отм.), на которой получен чистый конденсатный газ в этой скважине, зафиксирована на уровне минус 3068 м (подошва интервала, опробованного в процессе бурения, I* объект). При испытании в эксплуатационной колонне II объекта в интервале абс. отм. минус 3083 – 3051 м получен приток конденсатного газа с нефтью. Уровень ГНК был принят на абс. отм. минус 3068 м по подошве интервала опробования, давшего приток конденсатного газа без примеси нефти.

Результаты бурения последующих скважин (скв. 4, 5, 10) ясности в обоснование контакта не внесли. По скв. 4 конденсатный газ без признаков нефти получен при опробовании в открытом стволе двух объектов, расположенных выше принятого контакта: I* объект (абс.

отм. минус 2932 – 3010 м) и II* объект (абс. отм. минус 2933 – 3061 м). Пласты-коллекторы в пределах абс. отм. минус 2997,1 – 3053,1 м, попавшие в интервалы опробования, отнесены к газонасыщенным и характеризуются удельным электрическим сопротивлением ($\rho_п^{БК}$) 362 – 940 Ом·м. Приток газоконденсатнонефтяной смеси получен из широкого интервала абс. отм. минус 3046 – 3087 м (I объект в колонне).

В скв. 5 пласты-коллекторы в интервале абс. отм. минус 3026,9 – 3028,3 и 3054,4 – 3055,1 м опробованы и в открытом стволе, и в колонне. Наиболее низкая абс. отм., на которой получен газ, – минус 3055 м, соответствует подошве газонасыщенного интервала, доказанного опробованием в эксплуатационной колонне (II объект, абс. отм. минус 3058 – 3054 м, 3038 – 3024 м). Пласты имеют продуктивную по ГИС характеристику с более низкими значениями $\rho_п^{БК}$ = 65 – 100 Ом·м. Приток чистой нефти получен из «подошвенного» интервала абс. отм. минус 3100 – 3118 м, в котором кровля нефтенасыщенного коллектора составляет минус 3101 м. Зона неопределенности – 46 м.

В скв. 10 газонасыщенные коллекторы опробованы в кровле пласта, но притока газа из-за закупорки впускного клапана испытателя пластов не получено. Фонтанный приток нефти получен ниже абс. отм. минус 3094 м (кровля I объекта, испытанного в колонне).

Таким образом, при пересчете запасов в связи с тем, что в трех последующих пробуренных скважинах новых данных по обоснованию контакта не получено, ГНК оставлен на уровне, утвержденном в скв. 1 на абс. отм. минус 3068 м.

Для уточнения ГНК по данным газового каротажа во всех рассматриваемых скважинах были рассчитаны флюидные коэффициенты (Wh, Bh, Ch), суммы легких (ЛУ) и тяжелых (ТУ) УВ, их отношения и различные ОПУС [3].

Формулы расчета ОПУС и основного флюидного коэффициента W_h в общем виде имеют вид:

$$\text{ОПУС}n = \frac{C_1 \cdot C_2 \cdot C_3 \cdot \ldots \cdot C_{n-1}}{(C_2 + C_3 + \cdots + C_n)^{n-1}}, \quad (1)$$

где n – порядковый номер УВ-компонента. Значения УВ C_1, …, C_n берутся в относительных процентах.

$$W_h = \frac{C_2 + C_3 + C_4 + C_5}{C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5} \cdot 100, \quad (2)$$

где C_1, …, C_5 – УВ от C_1 до C_5 (значения берутся в относительных процентах).

Для рассматриваемых продуктивных отложений было установлено, что параметр Wh в газонасыщенных пластах изменяется в пределах 0 – 17, в нефтенасыщенных 30 – 60 и в водонасыщенных 80 – 100; значения ОПУС3 в газонасыщенных пластах равны 0 – 30, в нефтенасыщенных 0 – 10 и в водонасыщеных 0 – 2; показания ОПУС4 колеблются в пределах 0,09 – 10, 0,06 – 0,3 и 0,01 – 0,06, соответственно в газо-, нефте- и водонасыщеных пластах. Наименьшая область неоднозначности наблюдается при сопоставлении следующих пар коэффициентов:

- сумма ЛУ – Wh;
- сумма ЛУ/сумма ТУ – сумма ТУ;
- ОПУС4 – Wh.

Результат расчета параметров ОПУС4 и Wh по скв. 10 и их нормализация с целью уточнения ГНК приведены в таблице 1 и на рисунке 1.

На основе интерпретации данных газового каротажа и ГИС по скв. 1, 4, 5, 10, расчета и сопоставления флюидных коэффициентов, ГНК был выделен на абс. отм. минус 3080 м. Результатам испытания полученные результаты не противоречат.

Снижение уровня ГНК на 12 м по сравнению с принятым приведет к увеличению запасов конденсатного газа на рассматриваемом месторождении на 7 %.

Таблица 1 – Расчет флюидных коэффициентов по скв. 10

Глубина, м	Флюидные коэффициенты					Характер насыщенности
	∑ ЛУ	∑ ТУ	∑ ЛУ/∑ ТУ	ОПУС4	Wh	
3208,0	0,02490	0,0007	35,57	0,67	7,97	Газ
3208,5	0,01270	0,0007	18,14	0,52	15,09	Газ
3209,0	0,01780	0,0007	25,43	0,81	8,92	Газ
3209,5	0,01940	0,0008	24,25	0,75	8,11	Газ
3210,0	0,02100	0,0004	52,50	0,60	10,56	Газ
3210,5	0,01540	0,0003	51,33	0,55	13,08	Газ
3211,0	0,01170	0,0005	23,40	0,38	16,23	Газ
3211,5	0,01280	0,0006	21,33	0,45	15,09	Газ
3212,5	0,01060	0,0008	13,25	0,31	19,20	Газ
3213,0	0,01280	0,0008	16,00	0,49	16,47	Газ
3213,5	0,01290	0,0008	16,13	0,43	16,20	Газ
3215,0	0,02400	0,0011	21,82	0,65	14,30	Газ
3216,5	0,00890	0,0011	8,09	0,45	14,24	Газ
3217,0	0,01320	0,0008	16,50	0,22	11,43	Газ
3217,5	0,01480	0,0011	13,45	0,44	14,05	Газ
3219,5	0,00840	0,0006	14,00	0,57	12,22	Газ
3220,0	0,00740	0,0006	12,33	0,41	15,00	Газ
3221,5	0,01280	0,0010	12,80	0,41	17,27	Газ
3223,0	0,01370	0,0009	15,22	0,47	14,66	Газ
3223,5	0,00930	0,0009	10,33	0,43	16,47	Газ
3226,0	0,00750	0,0004	18,75	0,47	14,05	Газ
3226,5	0,01260	0,0007	18,00	0,55	10,15	Газ
3227,0	0,01860	0,0008	23,25	0,64	7,32	Газ
3227,5	0,01100	0,0006	18,33	0,52	11,74	Газ
3228,0	0,01700	0,0009	18,89	0,60	11,79	Газ
3228,5	0,01300	0,0009	14,44	0,41	16,54	Газ
3229,0	0,01600	0,0012	13,33	0,32	17,10	Газ
3229,5	0,01800	0,0012	15,00	0,38	16,90	Газ
3230,0	0,02000	0,0012	16,67	0,32	17,05	Газ
3230,5	0,02350	0,0012	19,58	0,33	17,15	Газ
3231,0	0,02800	0,0014	20,00	0,27	29,97	Нефть
3231,5	0,01400	0,0012	11,67	0,26	30,91	Нефть
3232,0	0,01400	0,0012	11,67	0,25	30,84	Нефть
3232,5	0,01800	0,0015	12,00	0,32	35,90	Нефть
3233,0	0,02100	0,0011	19,09	0,30	32,13	Нефть
3233,5	0,02700	0,0014	19,29	0,30	29,22	Нефть
3235,0	0,02600	0,0017	15,29	0,31	29,41	Нефть
3241,5	0,01500	0,0012	12,50	0,28	28,08	Нефть
3242,0	0,00900	0,0012	7,50	0,22	31,18	Нефть
3242,5	0,00890	0,0011	8,09	0,23	29,39	Нефть
3243,0	0,00920	0,001	9,20	0,16	31,37	Нефть
3244,0	0,00900	0,0008	11,25	0,26	38,78	Нефть
3244,5	0,00850	0,0009	9,44	0,26	31,49	Нефть
3245,0	0,00900	0,0009	10,00	0,26	30,39	Нефть
3245,5	0,00900	0,0009	10,00	0,26	30,09	Нефть
3246,0	0,00900	0,0026	3,46	0,26	38,28	Нефть

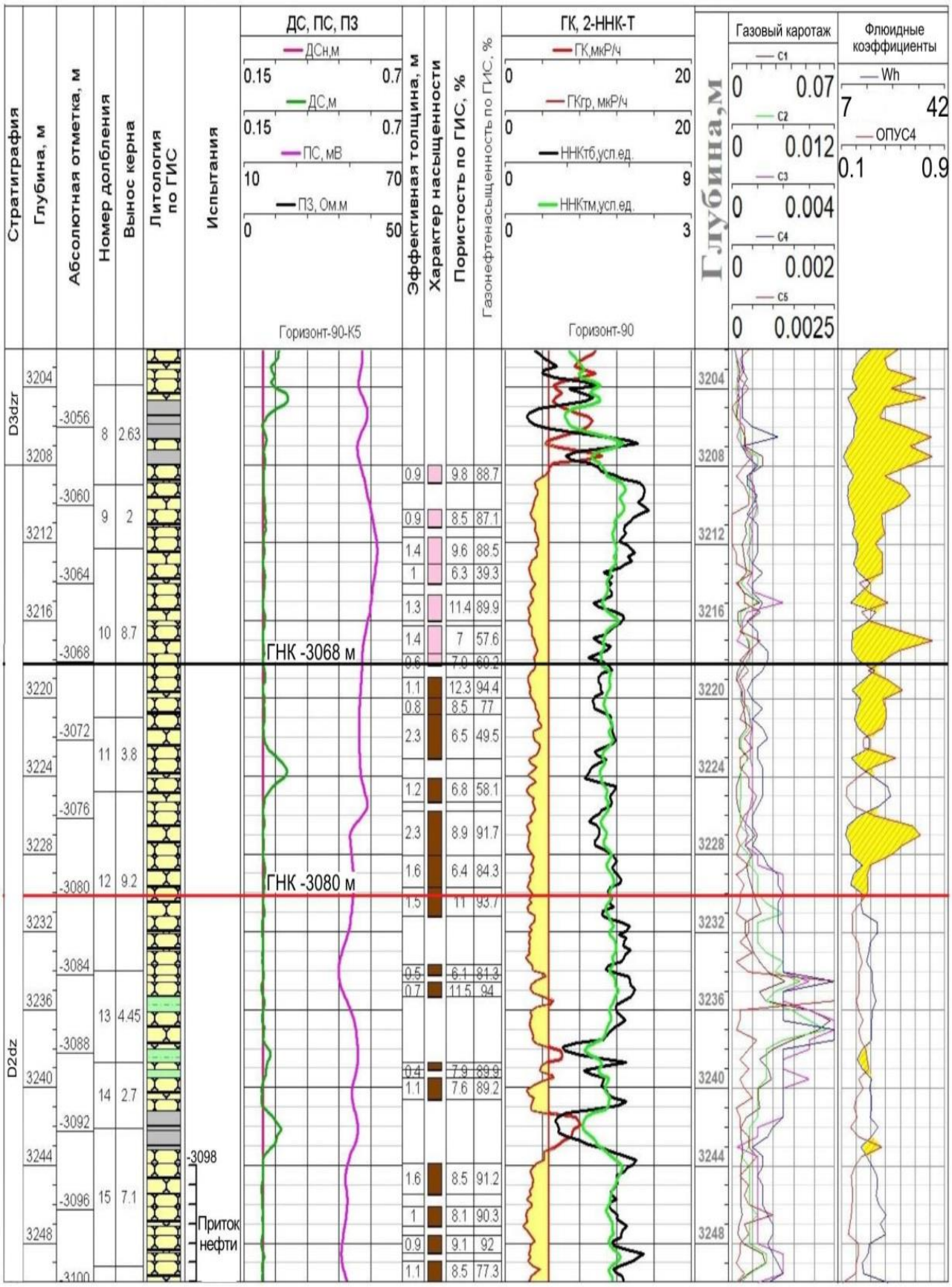


Рисунок 1 – Уточнение газонефтяного контакта по данным ГИС и ГТИ в скв. 10

Таким образом, комплекс ГТИ является эффективным инструментом для уточнения и установления ГНК, особенно в комплексе с геофизическими и петрофизическими данными. Его основное преимущество – оперативность и возможность получения информации в реальном времени.

Полученные результаты могут быть рекомендованы для применения при геолого-технологическом сопровождении бурения на месторождениях с аналогичными условиями строения, а также при построении и уточнении цифровых геологических моделей в рамках подсчета запасов и оптимизации разработки залежей.

Библиографический список:

1. Лукьянов Э. Е., Стрельченко В. В. Геолого-технологические исследования в процессе бурения. – М.: Нефть и газ, 1997. – 688 с.
2. Лукьянов Э. Е. Критерии определения типа пластового флюида в залежи по соотношению легких углеводородов газовой части флюида // Каротажник. – 2000. – № 71. – С. 17 – 21.
3. Зимин В. И, Седой С. С. Нормализация показаний газового каротажа с целью оценки характера насыщения пластов // Каротажник. – 2004. – № 115. – С. 45 – 58.

УДК 55(571.61)

Опыт изучения геологического строения территории Зее-Буреинской впадины Дальнего Востока

Мелькова Л. В., Шабалин С. В., Половников С. С.
Филиал «Газпром ВНИИГАЗ Ухта», г. Ухта, Россия

Зее-Буреинский потенциально нефтегазоносный осадочный бассейн расположен на равнинной территории Амуро-Зейского плато в бассейне рек Амура, Зеи и Буреи, приурочен к одноименной впадине. Название равнины произошло от местоположения на реках Зее («лезвие») и Бурее («большая река»).

Зее-Буреинская впадина в геоморфологическом отношении представляет собой низменную равнину, сложенную аллювиальными и песчано-глинистыми отложениями, снесенными водными потоками с окружающих равнину гор. Наиболее древними осадочными породами, выходящими на дневную поверхность в ее пределах, являются отложения цагаянской свиты верхнемелового возраста. Эти отложения вместе с рыхлыми кайнозойскими осадками мощным чехлом покрывают территорию равнины, поэтому ее глубинное строение до постановки геофизических и буровых работ оставалось неизученным.

Изучаемый участок расположен в центральной части Зее-Буреинской впадины, расположенной в Амурской области Дальневосточного федерального округа и находящейся в зоне палеозойской складчатости (рис. 1).

Зейско-Буреинский бассейн (ЗББ) входит в структуру Восточно-Азиатского внутриконтинентального рифтогенного пояса, включающего нефтегазоносные и перспективные на нефть и газ мезозойско-кайнозойские осадочные бассейны: Верхне-Зейский, Сунляо, Ляохэ, Северо-Китайский (Бохайвань), глубинное строение которых в настоящее время хорошо изучено. В отличие от них ЗББ в глубинном отношении изучен недостаточно.

Строение фундамента ЗББ неоднородное и характеризуется чередованием погруженных и приподнятых блоков и зон, разделенных глубинными разломами. Осадочный чехол бассейна сложен позднемезозойско-кайнозойскими вулканогенно-осадочными образованиями небольшой мощности, оцениваемой по данным сейсморазведки до 3 км. Впадина разделена на ряд трогов и выступов, разграниченных в основном разломами северо-северо-восточного простирания с амплитудой до сотен метров. В пределах выступов локально обнажаются выходы домезозойского фундамента и меловых гранитов. В толще чехла отмечается чередование осадочных и вулканогенных пород, существенно осложняющих сейсмогеологические условия.

Геологические исследования на территории Зее-Буреинской впадины до 1951 г. носили характер отдельных маршрутов и проводились с целью поиска в первую очередь золота и бурых углей. Нефтепоисковые работы в 30 – 40-х гг. прошлого столетия дали отрицательную оценку перспектив на нефть и газ. Открытие промышленных месторождений нефти и газа в

Китае способствовали интенсивным геолого-геофизическим исследованиям и специализированным нефтепоисковым работам в пределах Зее-Буреинской впадины в конце 50-х – начале 60-х гг. прошлого столетия. В течение последующих 20 лет на всей территории бассейна были выполнены гравиметрическая и аэромагнитная съемки масштаба 1:1000 000 и 1:500 000, электроразведочные работы методами ВЭЗ, ДЭЗ, ТТ масштабов 1:500 000 и 1:200 000.

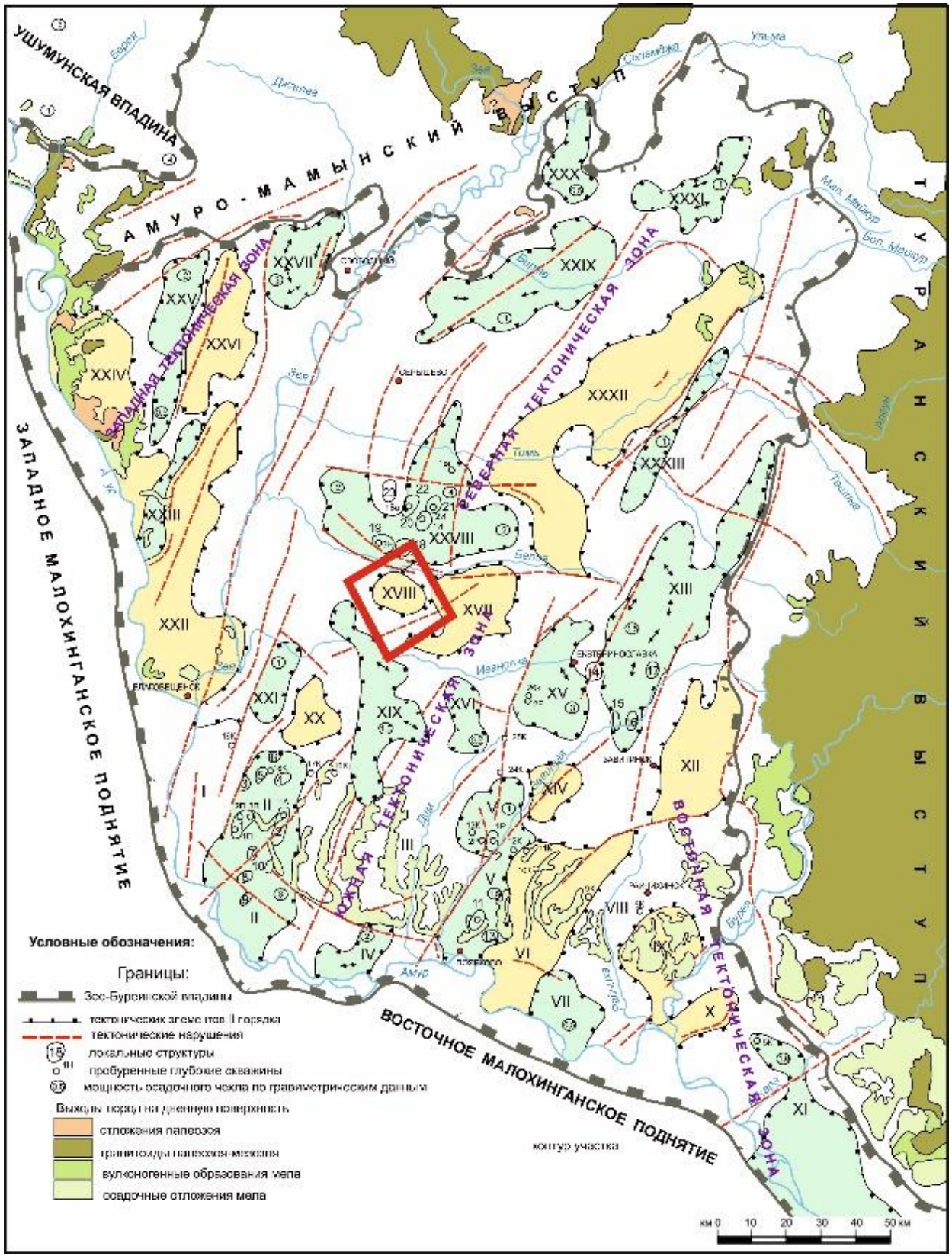


Рисунок 1 – Выкопировка из тектонической карты Зее-Буреинской впадины

В начале 1960-х гг. трест «Иркутскгеология» (ныне АО «Росгеология») по материалам геофизических работ составили структурно-тектоническую схему ЗББ, которая в дальнейшем уточнялась сейсморазведкой МОВ, КМПВ, МРНП. В результате этих исследований составлены схемы глубинного строения, структурно-тектонические карты [1].

С 1970 г. все нефтегазопоисковые работы были прекращены и возобновились только в 1987 г. За два года работы Дальневосточной геофизической экспедиции ПГО «Сахалингеология» в южной части Зее-Буреинской впадины была отработана серия региональных профилей с использованием невзрывных источников возбуждения упругих волн. В результате проведённых работ по всей южной части Зее-Буреинской впадины были прослежены и взаимоувязаны сейсмокомплексы, составлена схема тектонического районирования впадины с указанием первоочередных зон для проведения нефтегазоразведочных работ. В 1989 г., в связи с финансовыми затруднениями, сейсморазведочные работы в Зее-Буреинской впадине были прекращены.

В 2014 – 2015 гг. АО «Иркутскгеофизика» на территории, захватывающей участок работ, проведены региональные сейсморазведочные работы МОГТ-2D. Непосредственно через участок проходят два региональных профиля МОГТ-2D [2].

В 2016 – 2017 гг. на изучаемой территории выполнены сейсморазведочные работы МОГТ-3D на общей площади 448 км^2 с целью уточнения геологического строения в интервале глубин 400 – 2500 м. В 2018 г. камеральными сейсморазведочными работами МОГТ-3D на южной границе участка работ выделялось малоамплитудное изометричное куполовидное поднятие, замыкание которого предполагалось южнее.

Для установления замыкания выявленного ранее поднятия были спроектированы и выполнены сейсморазведочные работы МОГТ-2D в объеме 497 пог. км. Обработка материалов выполнялась в обрабатывающем комплексе ProMAX на двухпроцессорных рабочих станциях DEPO Race G770R под управлением операционной системы Linux.

При обработке и интерпретации необходимо было увязать построения съемок 3D и 2D. Полученные после обработки временные разрезы 2D хорошо сопоставлялись по волновой картине с данными съемки 3D. В пределах изучаемого участка пробуренных скважин нет, однако за пределами участка имеются три скважины, расположенные относительно близко друг к другу, поэтому имеющийся скважинный материал не мог охарактеризовать всю изменчивость гипсометрического уровня изучаемых площадей.

На этапе сбора информации были выявлены многочисленные разночтения в определении литолого-стратиграфических границ в отчетах предыдущих лет. Поэтому в процессе выполнения данной работы авторами скорректированы стратиграфические разбивки. Следует отметить, что применяемый в 1960-е годы комплекс ГИС и качество каротажных данных в современном представлении оставляют желать лучшего. Решение геологических задач по материалам каротажа КС, ПС, ГК, НГК (определение литологии пород, выделение коллектора по качественным признакам) также было осложнено наличием в песчаниках включений туфогенно-осадочных и эффузивных пород.

Интерпретация сейсмических данных, включающая корреляцию сейсмических границ, выделение тектонических нарушений, построение предварительных карт изохрон и анализ особенностей волновой картины, проводилась с использованием программно-интерпретационного комплекса Geoplat Pro-S. Корреляция отражающих горизонтов по всему разрезу выполнялась в ручном режиме и была проведена с учетом разрывных нарушений.

Участок работ находится в зоне довольно сложного геологического строения. Доюрский комплекс характеризуется блоковым строением фундамента, представленного магматическими и метаморфическими породами палеозойского возраста, с многочисленными внутриформационными нарушениями и интрузивными образованиями. В волновом сейсмическом поле тектонические нарушения трассируются от подошвы осадочного чехла вверх до кровли завитинской свиты. Они различаются по направлению, амплитуде и степени проникновения (рис. 2).

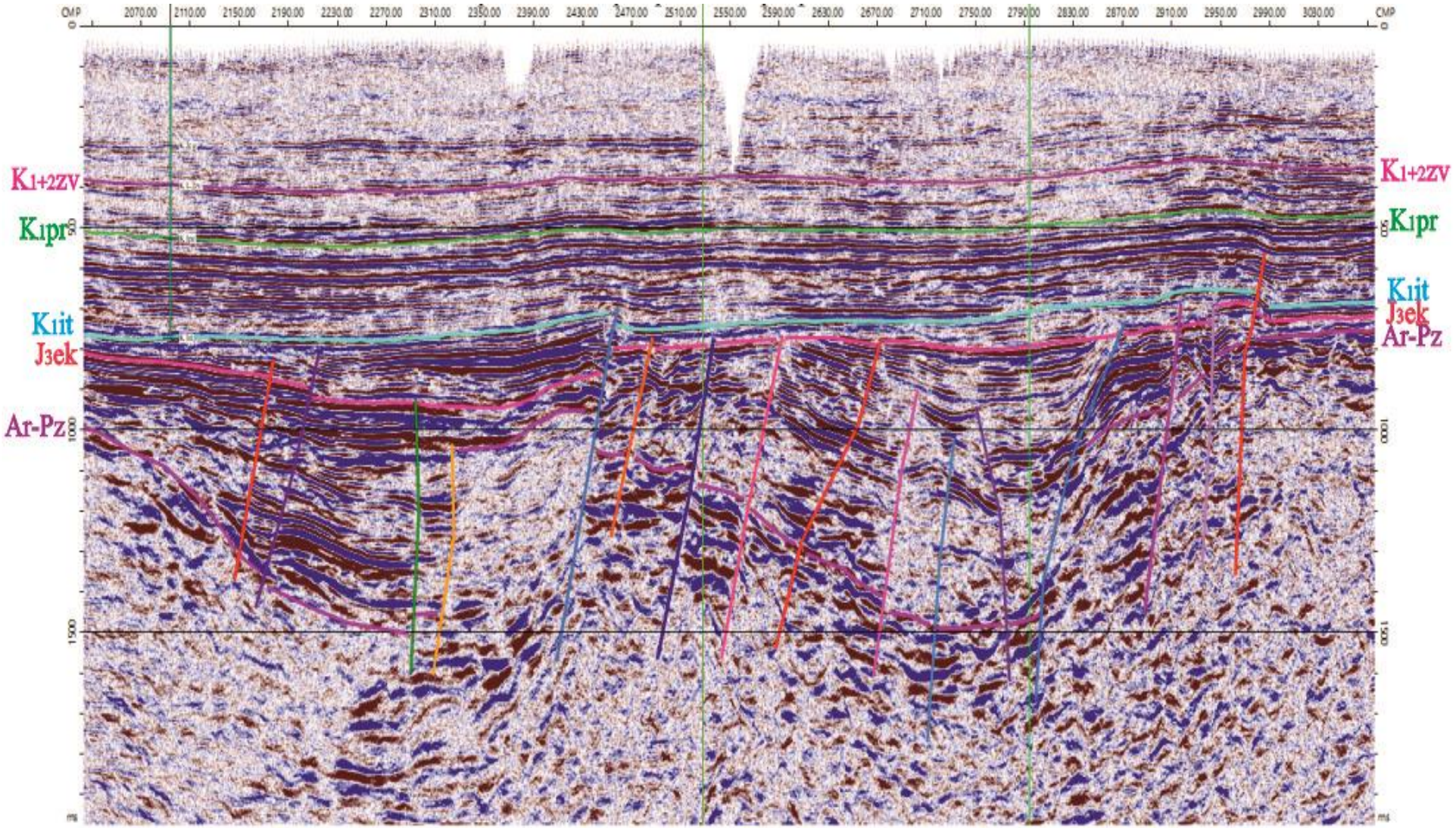


Рисунок 2 – Характер дизъюнктивной тектоники в волновом поле

Большинство разломов имеют юго-запад – северо-восточное направление. С глубиной количество нарушений увеличивается. Особо хотелось бы отметить, что трассируемые тектонические нарушения носят авторский характер, так как прослежены по 20 сейсмическим профилям съемки МОГТ-2D. На данном этапе изученности территории объединить их в полигоны не представляется возможным. Для этого требуется проведение сейсморазведочных работ МОГТ-3D.

В истории развития исследуемой территории выделяются рифтогенный, плитный и неотектонический этапы.

Нижний структурный этаж (фундамент) сложен рифтогенными образованиями архея, имеет сложное блоковое строение. Осадочный чехол изучаемой территории складывают отложения верхнего структурного яруса, накопившиеся в позднеюрско-четвертичное время.

Вплоть до начала позднеюрской эпохи осадконакопления на рассматриваемом участке не происходило, на поверхность были выведены ранее сформированные породы фундамента, которые подвергались выветриванию. В центральной части участка локализуется крупное поднятие, ограниченное со всех сторон малоамплитудными нарушениями до 100 – 150 м (рис. 3). На юге и в центральной части поднятия прослежено протяженное нарушение амплитудой от 500 (в центральной части поднятия) до 2200 м (на южной его границе). В пределах поднятия выделяются центральный и западный купола амплитудами 150 и 200 м.

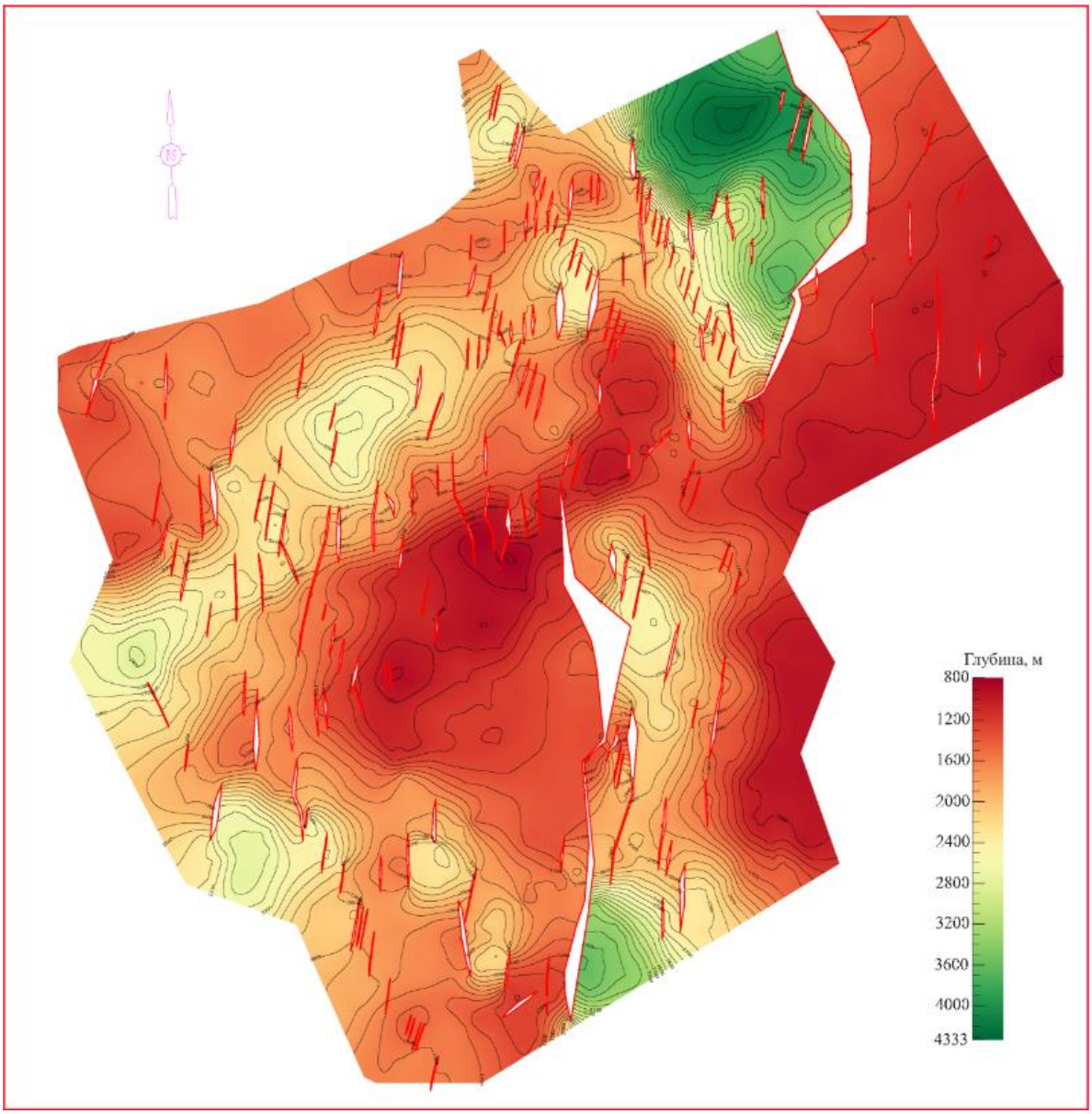


Рисунок 3 – Структурная карта по подошве осадочного чехла

Постепенное прогибание территории с накоплением в наиболее погруженных зонах отложений екатеринославской свиты (самых нижних пород осадочного чехла) началось в позднеюрскую эпоху. Центральная часть исследуемой территории продолжала оставаться приподнятой.

В итикутское время раннемеловой эпохи общее погружение территории сохранилось. Область поднятия продолжала существовать, толщина отложений 50 – 100 м. Наибольшее погружение, сопровождавшееся осадконакоплением, продолжалось в ранее сформированных грабенах, сохраняющимся здесь благодаря дизъюнктивной тектонике. Толщина пород в них составила до 600 м. В это время на территории отмечалась активизация глубинных дизъюнктивов и интенсивная вулканическая деятельность вдоль зон тектонических разломов. Терригенные отложения, формировавшиеся в это время в условиях резко расчлененного рельефа, характеризуются грубообломочным и полимиктовым составом, плохой сортировкой и окатанностью зерен. На площади прослеживается очаговое распространение эффузивно-пирокластических пород возможно в прибортовой юго-западной части территории вблизи зон разломов (рис. 4).

В поярковское время раннего мела осадконакопление продолжалось на всей территории, но выделенное поднятие сохраняет свое конседиментационное развитие, вследствие чего толщина поярковских отложений в его центральной части значительно меньше, чем на остальной территории. В своде поднятия их толщина составляет 420 м, на склонах увеличивается до 550 м, а на остальной территории, в прогибах, изменяется от 550 до 700 м и более. Поднятие представляет собой брахиантиклинальную складку размерами 20,0 × 6,7 км, амплитудой 130 м.

Нижняя часть разреза поярковской свиты сложена песчаниками, алевролитами, аргиллитами с прослоями конгломератов, гравелитов и пепловых туфов. В бортах прогибов наблюдается более грубообломочный состав – преобладают мелкогалечные конгломераты.

Может встречаться и смешанный тип разреза: песчаники, иногда туфогенные алевролиты, аргиллиты, гравелиты, конгломераты, прослои угля, андезиты, туфы, туффиты. Верхняя часть поярковской свиты представлена преимущественно эффузивами среднего и основного составов и их туфами и лавобрекчиями. В период накопления осадков поярковской свиты преобладал сравнительно спокойный тектонический режим – вулканическая деятельность с меньшей активностью продолжала сохраняться вдоль краевых глубинных разломов.

В начале позднего альба изучаемая территория испытала общее поднятие. В результате бокового сжатия отложения были дислоцированы в брахиформные складки.

В завитинское время мелового периода изучаемый район характеризуется общим погружением. Сложена свита песчаниками, алевролитами и аргиллитами. В базальных слоях наблюдаются конгломераты и гравелиты, в средней и верхней части преобладают глинисто-алевролитовые разности пород. Песчаники в основном мелкозернистые и имеют подчиненное значение.

Начиная с конца мелового периода осадконакопление в пределах поднятия прекратилось. Таким образом, поднятие, выделяемое в центральной части изучаемого участка, сохранялось как наиболее приподнятый участок, начиная с позднемеловой эпохи и до настоящего времени.

Прямые признаки нефтегазоносности в Зее-Буреинской впадине немногочисленны и представлены нефтегазопроявлениями, полученными при бурении глубоких скважин (нефтяные газы и пленки нефти) из отложений итикутской, поярковской, завитинской и цагаянской свит, а также в некоторых колонковых скважинах (нефтяные пленки, масляные битумоиды, выделение газа). Наиболее значительные нефтегазопроявления приурочены к поярковской и завитинской свитам, в которых присутствуют водорастворенные газы, содержащие высшие гомологи, вплоть до гексана, составляющие до 20 – 25 % от объема углеводородов (УВ).

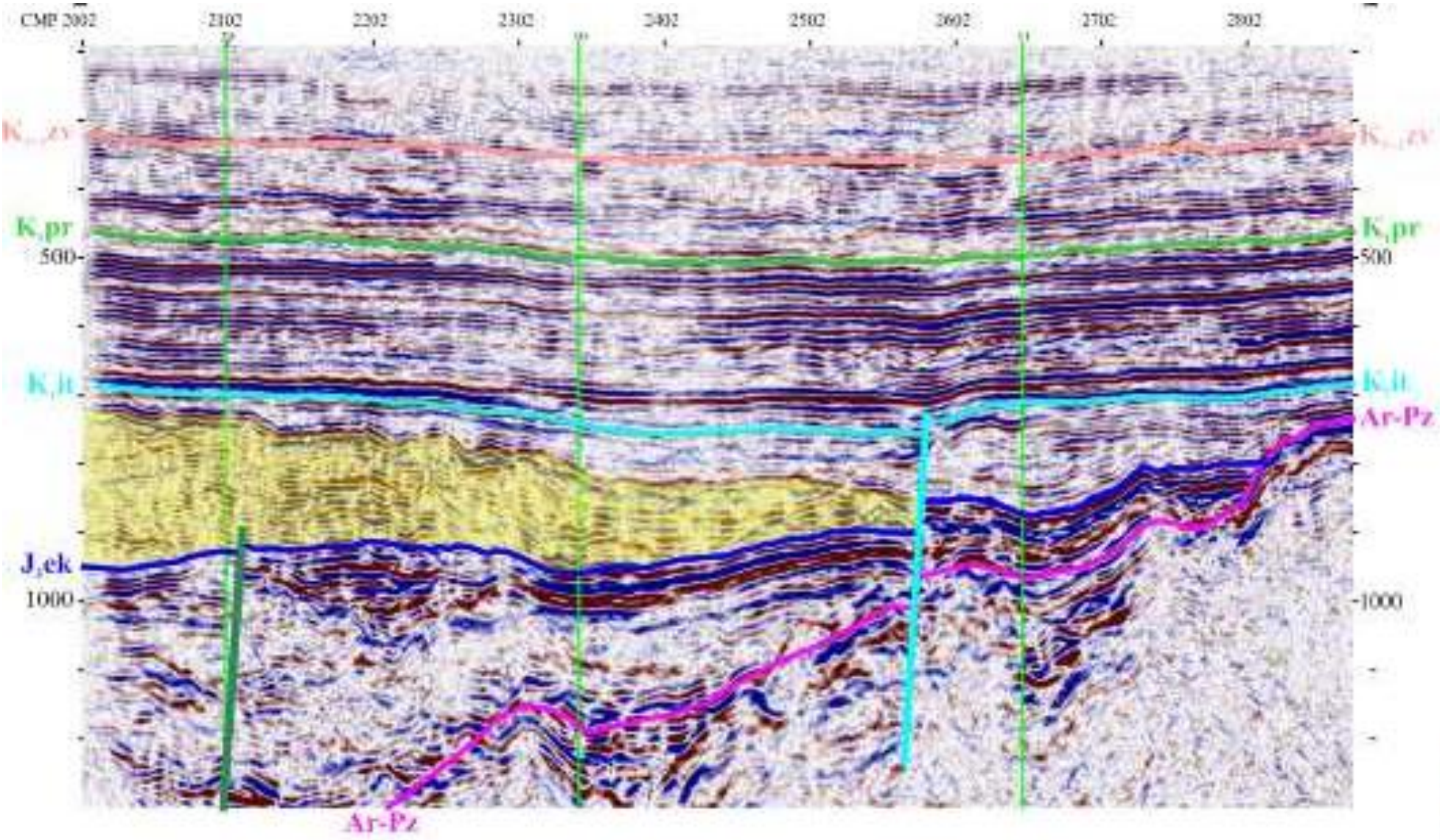


Рисунок 4 – Эффузивная аномалия в итикутских отложениях нижнего мела

В составе итикутской и поярковской свит присутствуют нефтегазоматеринские горизонты. Вверх по разрезу возрастает содержание органического углерода ($C_{орг}$) в материнских породах: в итикутской свите 0,01 – 1,00 %; в поярковской свите 0,04 – 3,84 %; в завитинской свите 2,5 – 3,0 %. В целом $C_{орг}$ в аргиллитах и алевролитах составляет 0,15 – 2,5 %, в песчаниках 0,5 – 0,7 %. Преобладание гумусовой органики позволяет рассматривать ЗББ как преимущественно газоносный. Степень катагенетической преобразованности в наиболее погруженных частях рифтов – мезокатогенез для пород екатеринославской, итикутской и нижней части поярковской свит. Эта стадия катагенеза дает предпосылки для генерации как жидких, так и газообразных УВ [1]. При бурении глубоких скважин из отложений поярковской и итикутской свит наблюдались выбросы газа, разгазирование глинистого раствора, притоки воды с растворенным газом. С отложениями завитинской свиты связаны газопроявления, наблюдавшиеся при бурении ряда скважин впадины.

Таким образом, выявленное поднятие, а также грабенообразные прогибы, его обрамляющие, могут иметь важное значение для поисков нефти и газа в данном регионе. Поэтому с целью уточнения структурного плана, а также для уверенной трассировки тектонических нарушений поднятия рекомендуется проведение детальных сейсморазведочных работ МОГТ-3D. По результатам работ следует заложить поисково-оценочную скважину в центральном куполе поднятия глубиной порядка 1200 м до вскрытия отложений фундамента. Вторую скважину глубиной до 1700 м рекомендуется заложить в прогибе, примыкающем к поднятию, с целью опоискования возможных залежей в екатеринославских отложениях верхней юры, так как здесь могли существовать условия, благоприятные для накопления и преобразования первичной органики.

Библиографический список:

1. Комплексные полевые геолого-геофизические работы на Зее-Буреинской площади: отчет / Л. А. Кольга, А. В. Никонорова и др. – АО «Росгео». – Москва, 2016. – 172 с.
2. Гаченко С. В., Маргулис Л. С. Обоснование перспектив нефтегазоносности Зее-Буреинской депрессии с целью возобновления на ее территории геолого-геофизических работ по поискам промышленных запасов нефти и газа: отчет / ФГУНПГП «Иркутскгеофизика». – ФГУП ВНИГРИ. – Иркутск, 2012. – 299 с.

УДК 551.7.022.4

Строение разнофациальных елецких отложений нижнего фамена в южной части Хорейверской впадины

Петренко Е. Л.

ООО «Тимано-Печорский Научно-исследовательский Центр», г. Ухта, Россия

В Тимано-Печорской провинции в разрезе елецких отложений установлено 4 этапа карбонатообразования, представленные литологически (классические разрезы Ижма-Печорской впадины) карбонатными пачками $Ф_1$, $Ф_2$, $Ф_3$ и $Ф_4$ [1]. Карбонатообразование прерывалось при понижениях относительного уровня моря, что приводило к накоплению регрессивных осадков в объеме небольших межпластовых (МП) карбонатно-глинистых пачек. Каждой карбонатной пачке на окраинах мелководного шельфа по времени образования соответствуют барьерно-рифовые образования, межпластовым глинистым пачкам в предрифовых зонах – дутовская, возейская, леккерская и виссертынская толщи заполнения, соответственно [2]. Виссертынская (позднеелецкая) толща заполнения является заключительной в эволюции елецкого палеобассейна. Данной толще в мелководношельфовой области по времени образования соответствует реперная (маркерная) глинистая пачка Rpel-up [3]. На фоне миграции позднедевонского палеобассейна в сторону Уральского палеоокеана елецкие толщи заполнения последовательно перемещали окраину мелководного шельфа к восточной границе Варандей-Адзьвинской структурно-тектонической зоны.

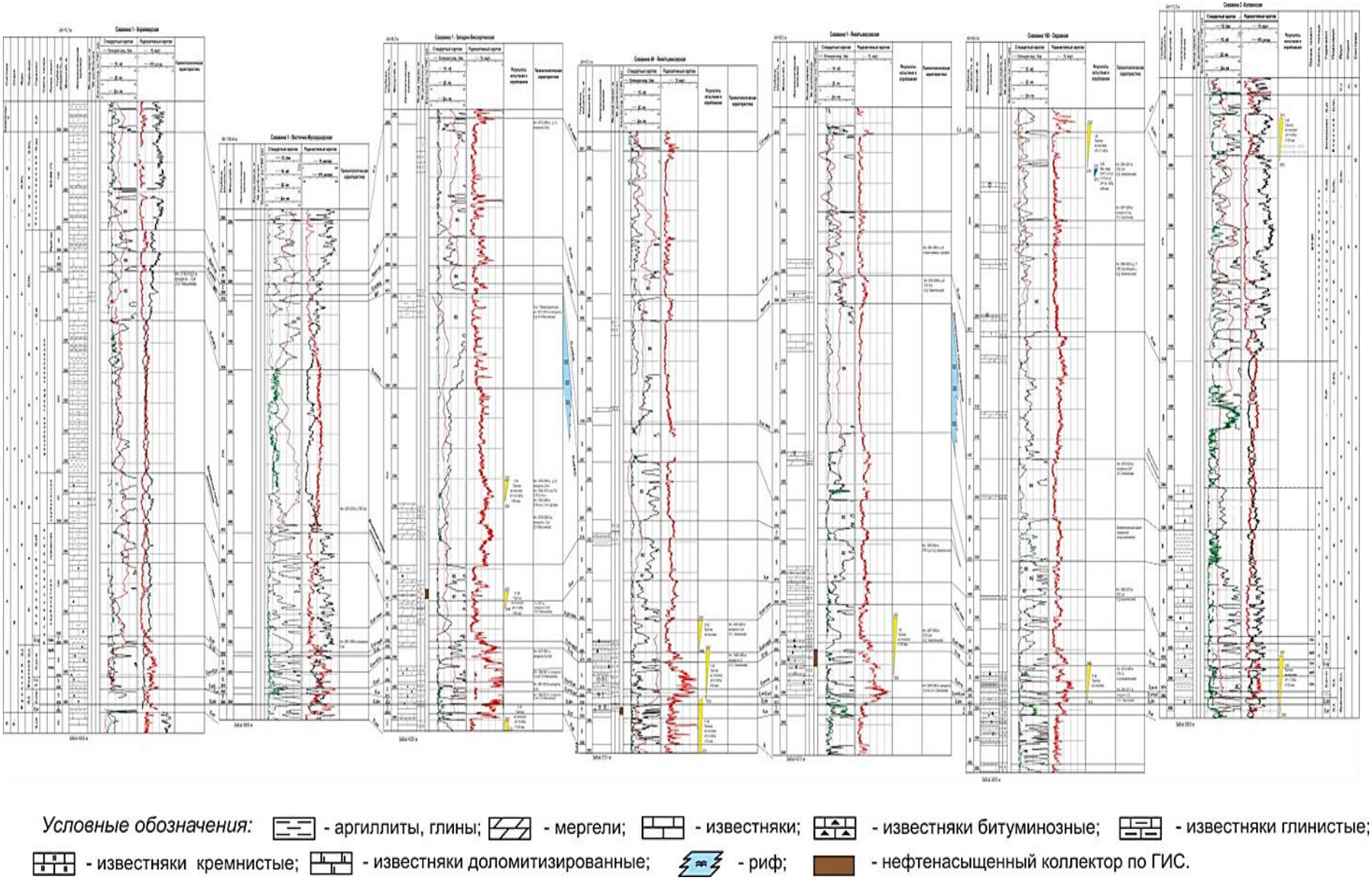


Рисунок 1 – Схема сопоставления верхнедевонских отложений

В южной части Хорейверской впадины по данным бурения скважин елецкие отложения сложены в нижней части депрессионными доманикоидными породами в составе кочмесской свиты, в средней части – толщами заполнения и в верхней части – карбонатными породами мелководношельфового генезиса. Прогнозируются позднеелецкие барьерные рифы и рифогенные отложения. Последние наращивались одиночных внутривпадинных органогенных постройках (Ладотынская, Сандивейская, Веякская и др.). Завершает разрез елецкого горизонта реперная глинистая пачка Rpel-up, перекрытая среднефаменскими мелководношельфовыми карбонатами. Мощность елецкого горизонта в данном районе изменяется от 352 м (скв. 100-Овражная) до 451-466 м (скв. 2-Пятомбойская, 1-Западно-Виссертынская) (рис. 1).

Так, в нижней части елецкого горизонта в составе депрессионной кочмесской свиты залегают глубоководные аналоги раннеелецких барьерных рифов $Ф_1$ и $Ф_2$. Последние вскрыты в Денисовской впадине (Восточно-Ламбейшорская площадь и др.). Сложены раннеелецкие доманикиты $Ф_1$ и $Ф_2$ (толщиной 14-26 м) в скв. 1-Западно- Виссертынская (д.13, инт. 3456,3466 м) темно-серыми до черных глинисто-битуминозными известняками с прослоями мергелей и аргиллитов. В породах много рассеянных радиолярий. Елецкий возраст доманикитов подтвержден в скв. 100-Овражная (инт. 3368-3372 м) по спорам (М. А.Лытасова) и конодонтам и СПК в скв. 11-Колвинская (д. 29, инт. 3492-3500 м).

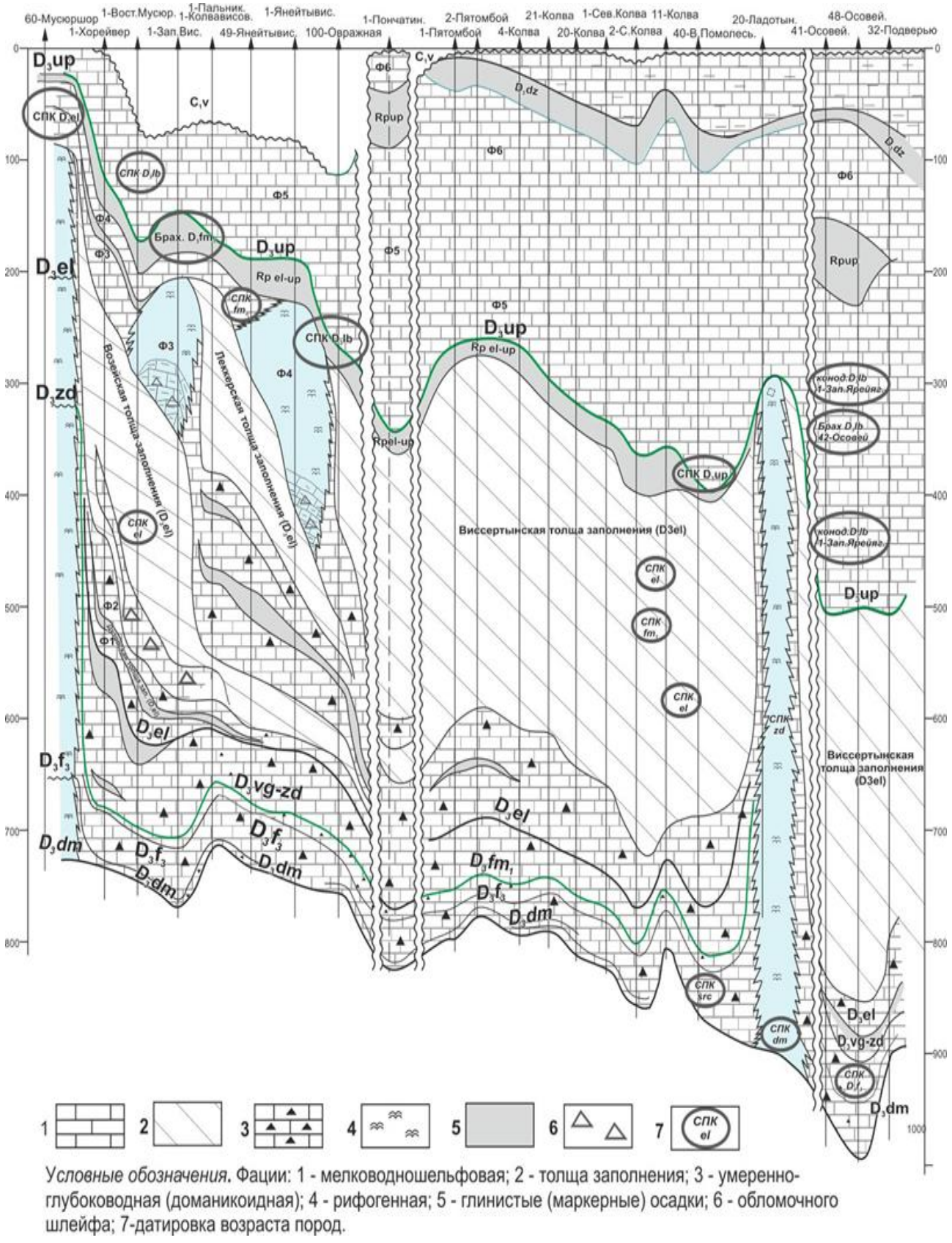
В средней части елецкого горизонта вблизи Сандивейского атолла на раннеелецких доманикитах залегает мощная (от 203 до 254 м) толща заполнения (по положению в разрезе возейская), сложенная (скв. 1-Западно-Виссертынская, д. 9-12, инт. 3359-3403 м) переслаиванием темно-серых известняков, мергелей и аргиллитов. Известняки тонкозернистые, глинистые, тонкоплитчатые, плотные. Мергели щебенчатые, с рассеянными мелкими радиоляриями и тонким оргдетритом, со скоплениями шаровидных зерен пирита (по акритархиям?). В керне скв. 1-Восточно-Мусюршорская (д. 12-14, инт. 3172- 3375 м) известняки пепельно-серые, скрытозернистые, глинистые, плотные, плитчатые и мергелистые, горизонтально слоистые. Возраст пород в скв. 1-Западно-Виссертынская, в инт. 3365-3403 м (д. 10-12) датирован как елецкий по конодонтам (Мельникова Л.И.) и СПК (М. Н. Москаленко).

В верхней части елецкого горизонта, также вблизи Сандивейской банки, выделяются и прослеживаются (скв. 1-Хорейверская, 1-Восточно-Мусюршорская, 1-Западно-Виссертынская и 1, 49-Янейтывисовские) две карбонатные пачки (по положению в разрезе принятые как пачки $Ф_3$ и $Ф_4$) мелководношельфового генезиса, которые по данным ГИС последовательно в восточном направлении замещаются по латерали и разрезу на доманикоидные (рис. 2).

Здесь карбонатная пачка $Ф_3$, залегающая на возейской толще заполнения (толщиной 209 м) сложена (скв. 1-Хорейверская, д. 11 инт. 3136-3143 м) известняками серыми, иногда окремненными, плотными, с кальцитовыми трещинами, с раковинами брахиопод, редкими слойками черной глины. В скв. 1-Западно-Виссертынская (д. 6-8, инт. 3070-3091 м) известняки светло-коричневатые, скрытозернистые, неравномерно доломитизированы, с редкими брахиоподами, горизонтально волнисто-слоистые, плотные. Возраст пород в скв. 1-Хорейверская (инт. 3136-3143 м, д. 11) по конодонтам D_3el-up (Мельникова Л.И.). Мощность карбонатной пачки $Ф_3$ возрастает от 57 м (скв. 1- Хорейверская) до 125 м (скв. 1-Западно-Виссертынская). Восточнее карбонатная пачка $Ф_3$ замещается на доманикоидные фации, толщиной 36 м в скв. 1-Янейтывисовская.

Здесь же, выше, карбонатная пачка $Ф_4$ (толщиной 19-26 м) мелководношельфового генезиса залегает на межпластовой глинистой пачке (толщиной 19-23 м). На Янейтывисовской площади мощность карбонатной пачки $Ф_4$ возрастает до 136-172 м, при этом мощность подстилающей межпластовой глинистой пачки (леккерской толщи заполнения, по положению в разрезе) – до 90 м. Сложена пачка $Ф_4$ в керне скв. 49- Яней- тывисовская (д. 8, инт. 3032-3043 м) доломитами темно-серыми, коричневатыми, водорослевыми, крепкими, массивными. В скв. 1-Янейтывисовская (д. 10, инт. 3082-3095 м) подняты известняки серые, коричневатые,

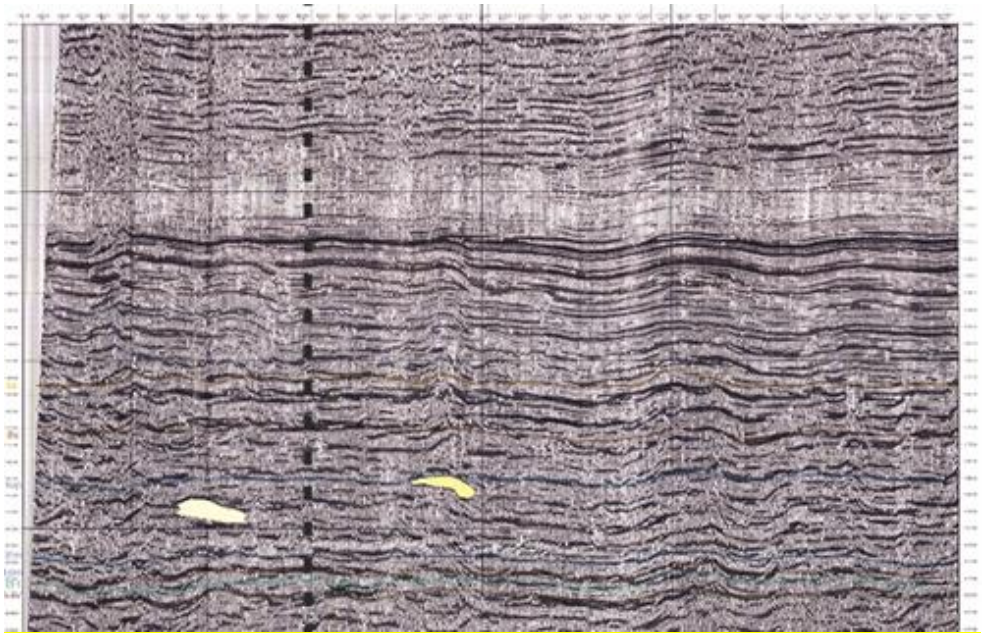
скрытозернистые с гнездами кальцита, прослоями слабо глинистые, со стилолитами, крепкие, участками трещиноватые. Восточнее мелководношельфовые карбонатные породы пачки $Ф_4$ замещаются на маломощные доманикоидные (скв. 6-Кырнышская, 100-Овражная и др.).



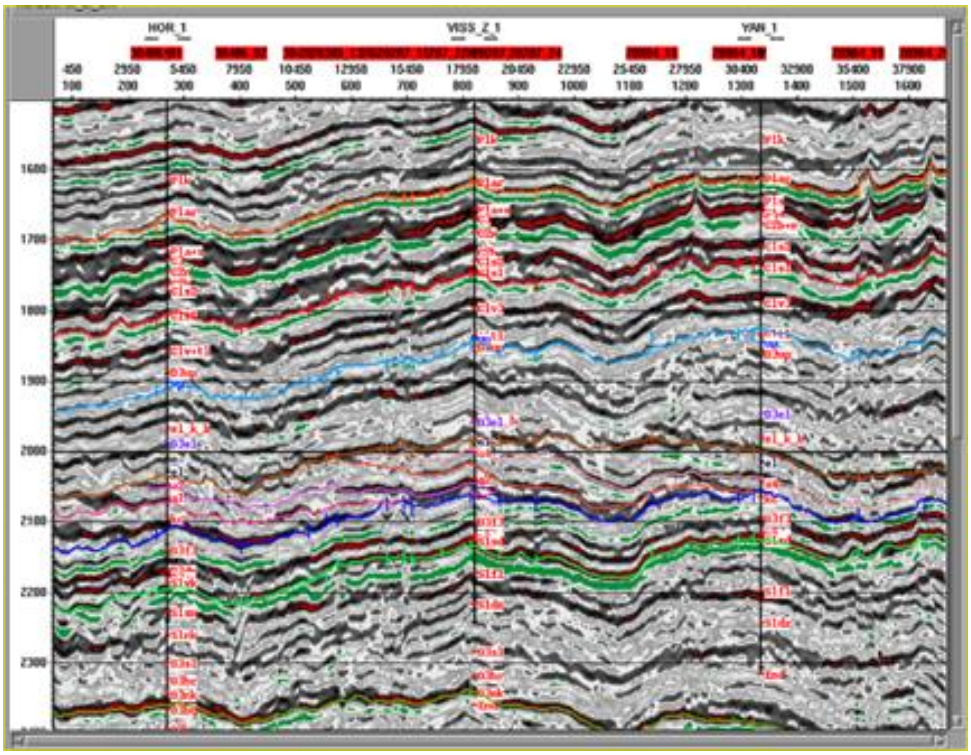
Условные обозначения. Фации: 1 - мелководношельфовая; 2 - толща заполнения; 3 - умеренно-глубоководная (доманикоидная); 4 - рифогенная; 5 - глинистые (маркерные) осадки; 6 - обломочного шлейфа; 7-датировка возраста пород.

Рисунок 2 – Схематическое строение разнофациальных отложений елецкого горизонта нижнефаменского подъяруса в южной части Хорейверской впадины

Данное описание позднеелецких карбонатных пачек предполагает присутствие промежуточного звена - барьерно-рифовых образований на границе разноглубинных елецких фациальных зон в районе Западно-Виссертынской и Янейтывисовской площадей. В настоящее время сближенные позднеелецкие барьерные рифы (возможно, вкупе с одиночными постройками) условно приняты в виде узкой полосы от Сандивейской банки в северо-восточном направлении. Скважинами они не вскрыты (за исключением Юнкомылькской площади). Оба варианта положения позднеелецких барьерных рифов имеют место быть и по данным сейсморазведки. Так, на рисунке 4 показаны временные сейсмические разрезы 20490-22 и 72-Р-3, на которых интерпретируются массивные образования типа барьерных рифов, датируемых как елецкие (рис. 4).

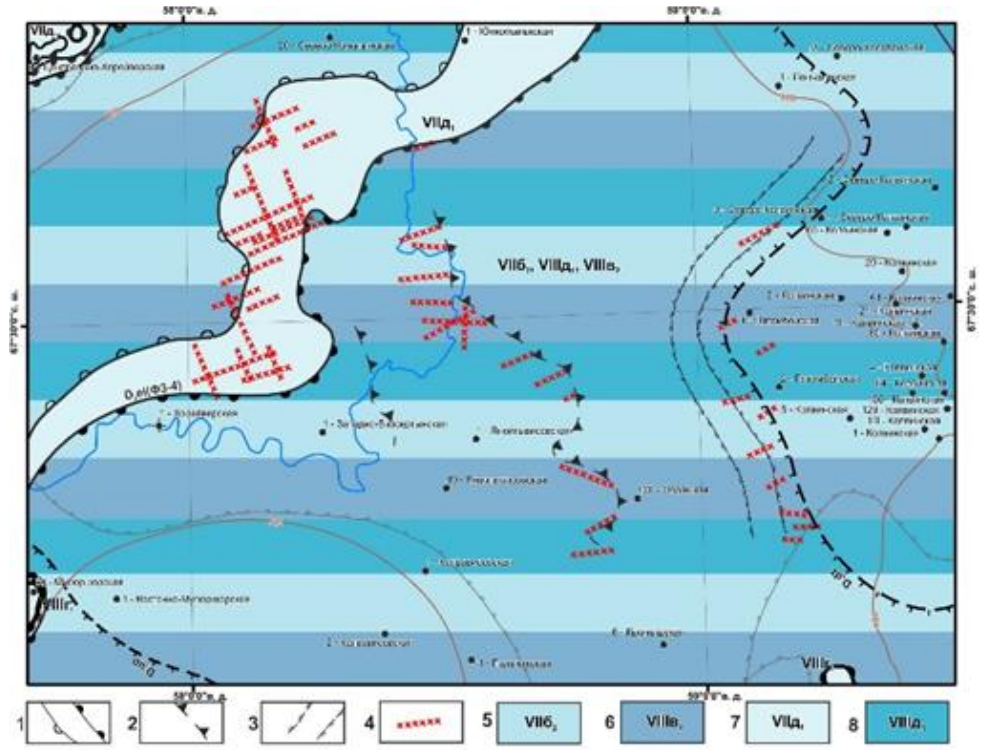


Сейсмический профиль 20490-22



Сейсмический профиль 72-Р-3

Рисунок 4 – Аномалии типа «риф» на временных разрезах



Условные обозначения. 1 - полоса развития позднеелецких рифов Ф3 и Ф4; 2 - прогноируемые уступы позднеелецких рифов; 3 - прогнозируемые рифы по Важенину; 4 - аномалии типа «риф» (Шевчик Е.Н., 2004 г.). *Фациальные зоны:* 5 - мелководношельфовая; 6 - умеренно-глубоководная; 7-барьерно-рифовая; 8 - фация толщи заполнения.

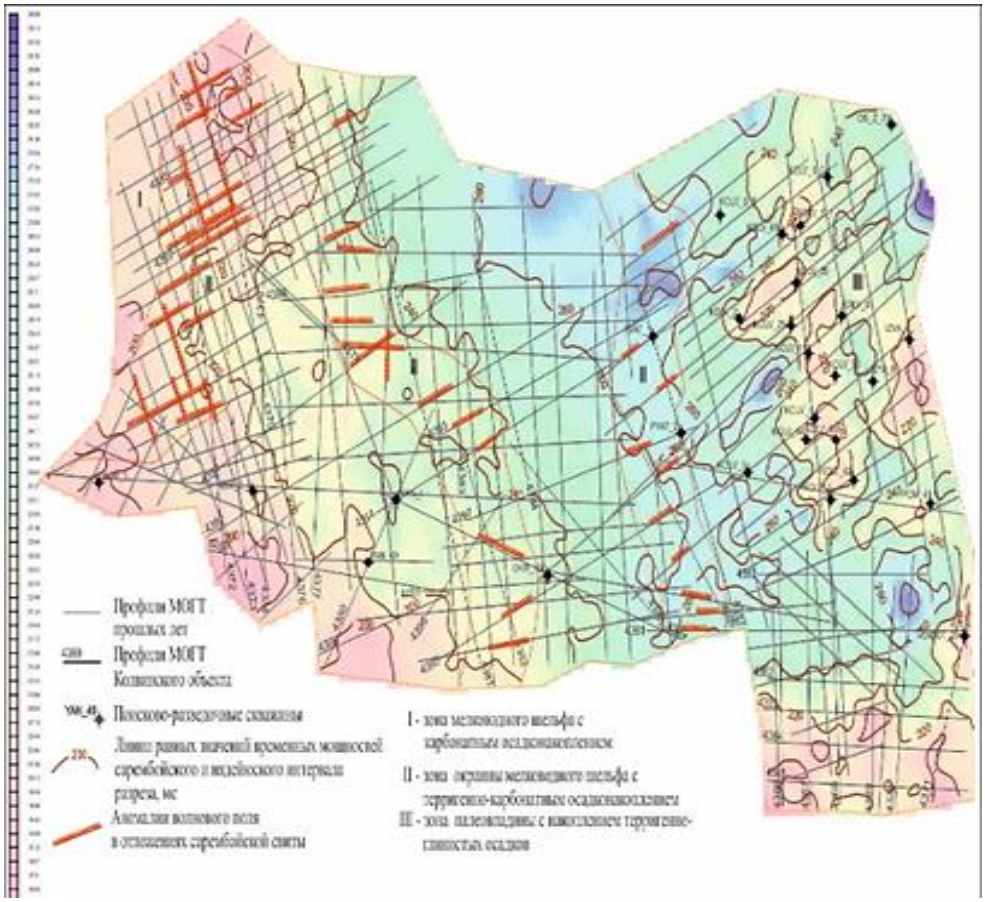


Рисунок 5 – Литофациальная карта доманиково-фаменских отложений (слева) с елецкими рифами с сейсмоаномалиями. Справа – карта литофаций елецких отложений («сарембойской свиты») со всеми аномалиями. Аномалии на картах обозначены как цепочки красных крестиков

На литофациальной карте верхнедевонских отложений в южной части Хорейверской впадины показаны два варианта прогнозируемых елецких барьерных рифов (рис. 5, слева) с сейсмическими аномалиями и карта литофаций елецких отложений («сарембойской свиты»), ООО «Нарьянмарсейсморазведка) (рис. 5, справа). В районе Пятомбойской площади ранее также весьма условно была прогнозирована полоса рифов, однако по данным бурения в настоящее время недостаточно подтверждений, возможно, это зоны зарождающихся палеоподнятий для доманикоидной толщи.

Завершает разрез елецкого горизонта мощная виссертынская толща заполнения (Колвависовская, Пальникская, Овражная, Пятомбойская, Колвинская и др. площади). Толща распространена на бóльшей восточной части юга Хорейверской впадины, залегает на елецких доманикитах. Сложена толща (скв. 1-Колвависовская, инт. 3095-3433 м, д. 14-17) переслаиванием темно-серых глинистых известняков, аргиллитов и мергелей. Известняки тонкозернистые, с редкими криноидеями, глинистые, прослоями мергелистые, горизонтально волнистослоистые, тонкоплитчатые. Мергели и аргиллиты слабо алевритистые, тонкослоистые, хрупкие. Елецкий возраст пород Ю.А.Юдиной подтвержден по брахиоподам в скв. 6-Кырнышская (д. 12, инт. 3010-3015 м). Мощность толщи заполнения изменяется от 172 м (скв. 100-Овражная) до 240-381 м (скв. 2-Колвинская, 1-Пятомбойская).

Библиографический список:

1. Соломатин А. В. «Литологические особенности и коллекторские свойства карбонатных коллекторов фамена Печорской впадины». Геология и нефтегазоносность северо-востока Европейской части СССР, выпус II, Коми книжное издательство, Сыктывкар, 1972 г., стр. 113-118.
2. Меннер В. Вл. Рифогенные массивы и местные стратиграфические схемы // Ископаемые органогенные постройки и древние книдарии: Тез. доклад XII всесоюзного симпозиума по ископаемым кораллам и рифам. Свердловск, 1991 г., с. 22-24.
3. Меннер В. Вл., Обуховская Т. Г. Палинологическая основа для детальных стратиграфических схем верхнего девона ТПП. VIII Всероссийская палинологическая конференция, 1996 г.

УДК 550.831 (550.38)

Геоплотностное моделирование как инструмент выявления перспективных объектов в разломно-блоковых зонах гряды Чернышева

Маракова И. А., Вельтистова О. М., Бужгулашвили М. Д.
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

В условиях сложной геологической обстановки, характерной для таких регионов, как гряда Чернышева в Тимано-Печорской провинции (рис. 1), традиционные методы прогнозирования нефтегазоносности зачастую сталкиваются с рядом ограничений. Интенсивная тектоническая активность приводит к формированию разломно-блоковых структур, искажающих исходные геологические горизонты и затрудняющих интерпретацию данных. В этом контексте геоплотностное моделирование выступает в качестве мощного инструмента, позволяющего получать дополнительную, зачастую критически важную информацию о глубинном строении и выявлять потенциально нефтегазоносные объекты.

Геоплотностное моделирование является неотъемлемой частью комплексного подхода к изучению неоднородных геологических объектов [1,2,3]. Метод базируется на анализе гравиметрических данных и построении трехмерных моделей, отражающих распределение плотности в геологическом разрезе. Этот подход позволяет:

- **детализировать геологическое строение:** анализ геоплотностных разрезов и горизонтальных срезов дает возможность выявлять блоки с различной плотностью, которые могут соответствовать конкретным литологическим комплексам, тектоническим элементам (горсты, грабены, мульды) или зонам интрузивной активности.
- **прогнозировать распространение коллекторов и покрышек:** изменения плотности могут сигнализировать о наличии коллекторов (например, рифогенных построек) или экранирующих пород (например, соленосных отложений).

• **повышать эффективность регионального прогноза:** геоплотностное моделирование, будучи относительно недорогим и быстрым методом, особенно эффективно на этапе регионального прогнозирования, позволяя более обоснованно выбирать участки для дальнейших, более детальных исследований.

• **оценивать нетрадиционные объекты:** наибольший эффект достигается при изучении локальных газонефтеносных систем, таких как рифогенные атоллы, карбонатные банки, автохтоны надвиговых структур. Высокоточная гравиразведка в сочетании с геоплотностным моделированием значительно ускоряет и повышает достоверность оценки таких объектов.

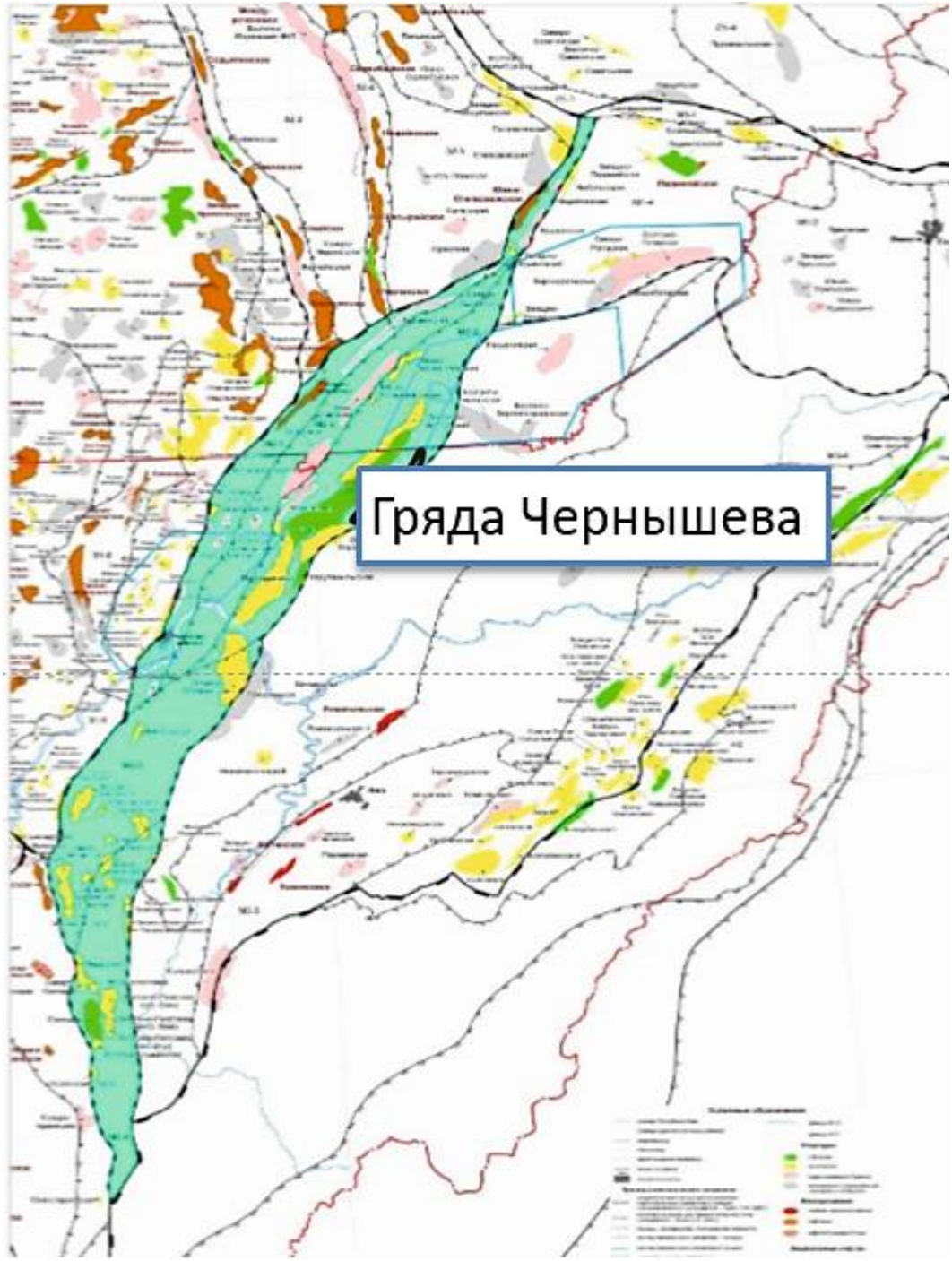


Рисунок 1 – Фрагмент карты фонда структур Тимано-Печорской провинции (по материалам. ООО «ТП НИЦ»)

Применение геоплотностного моделирования на гряде Чернышева позволило получить ценные сведения о ее строении и потенциальной нефтегазоносности (рис. 2).

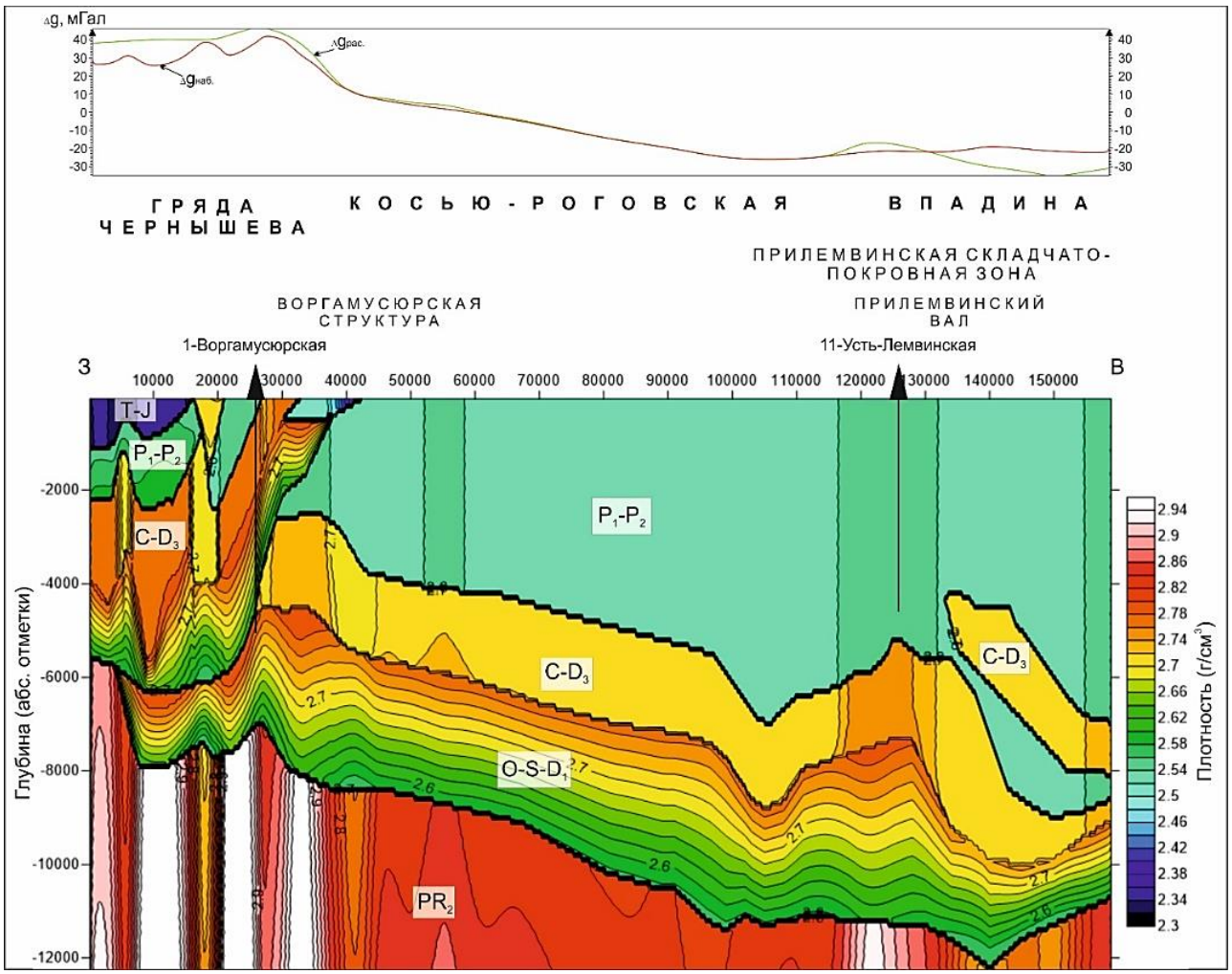


Рисунок 2 – Геоплотностная модель по линии II-II`
(12-РС) (УГТУ)

Анализ геоплотностных разрезов по линиям I-I[1] (17-РС) и II-II[1] (12-РС) (рис. 2) демонстрирует значимость метода:

- построение геоплотностных моделей позволило разделить геологические блоки гряды Чернышева по их плотностным характеристикам (от 2,34 до 2,82 г/см³), связав их с конкретными литологическими комплексами – от терригенных пермско-триасовых и карбонатных нижнепермско-ордовикских до вулканогенных протерозойских. Это существенно уточняет интерпретацию сейсмических данных, особенно в зонах сложных тектонических нарушений;
- наличие узких блоков повышенной плотности (до 2,8 г/см³) на глубинах от 2 до 12 км интерпретируется как каналы интрузивных пород. Эта информация важна для понимания магматической активности региона и ее влияния на формирование структуры гряды;
- дифференцированное распределение плотностей в ордовикско-силурийском и доманиково-турнейском комплексах указывает на их литологическую изменчивость, включая наличие ордовикских солей. Эта информация критична для понимания механизмов тектонических деформаций, таких как формирование надвигов и "вдвигов", и оценки герметичности ловушек углеводородов;
- выделение аномальных зон повышенной плотности (до 2,8 г/см³ и 2,76 г/см³) в доманиково-турнейском комплексе, в частности, в районе Тальбейского блока и Бергантымылькской структуры, а также в пределах гряды Чернышева (1-Воргамусюрская и 6-Хоседаю-Неруюская) и Нововоргамусюрской структуры, позволяет прогнозировать наличие рифогенных построек D_3dm-up возраста. Учитывая их роль как резервуаров и путей миграции углеводородов, эти объекты имеют первостепенное значение для оценки перспектив нефтегазоносности;

• геоплотностное моделирование помогло охарактеризовать верхнепротерозойский комплекс, выявив его складчатый характер и пронизанность интрузиями в основании структур гряды Чернышева и Прилембинского вала. Это способствует пониманию ранних этапов геологического развития региона.

Выводы.

Геоплотностное моделирование доказало свою высокую эффективность в комплексном изучении гряды Чернышева. Его способность детализировать геологическое строение, выявлять литологическую изменчивость, прогнозировать локальные структуры, такие как рифогенные постройки, и характеризовать глубинное строение делает этот метод эффективным инструментом в прогнозировании нефтегазоносности разломно-блоковых зон. Дальнейшее применение геоплотностного моделирования в сочетании с другими геолого-геофизическими методами позволит существенно повысить достоверность оценки перспектив нефтегазоносности и оптимизировать поисково-разведочные работы в подобных сложных геологических условиях.

Библиографический список:

1. Грунис Е. Б., Маракова И. А., Вельтистова О. М., Овчарова Т. А. Комплексный подход к прогнозированию нефтегазоносности северной части Предуральского краевого прогиба / Материалы XVIII Геологического съезда Республики Коми: Геология и минеральные ресурсы европейского северо-востока России. Сыктывкар, 2024. КомиНЦ УрО РАН – С. 50-52.
2. Вельтистова О. М., Мотрюк Е. Н., Маракова И. А., Сабельников М. Ю. Комплексирование гравиразведки и сейсморазведки в оценке перспектив нефтегазоносности Большесынинской впадины/сборник материалов конференции Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей. – УГТУ. – 2025. – С. 72-76.
3. Вельтистова О. М., Мотрюк Е. Н., Маракова И. А., Сабельников М. Ю. Моделирование геологического строения Среднепечорского поперечного поднятия на основе интерпретации гравиразведки и сейсморазведки/сборник материалов конференции Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей. – УГТУ. – 2024. – С. 115-119.

УДК 551.521

Анализ радиоактивного состояния земель, прилегающих к посёлку Водный, в зоне бывшего радиевого производства

Берг Н. В.[1,2], Коснырев Е. А.[1], Симоненко И. П.[3]

1 – Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия;
2 – ООО «Геотех-2», г. Ухта, Россия;
3 – Музей истории пос. Водный, г. Ухта, Россия

На территории поселка Водный Ухтинского района с 1931 по 1956 г функционировал Водный промысел по извлечению радия из подземных минерализованных вод. Долгое время вся информация о нем была засекречена, и даже местные жители не до конца осознавали о последствиях и вреде данного производства.

В 1940‑х годах производство радия достигало 16,5–17,5 г в год. Производственная инфраструктура охватывала территорию в радиусе 40 км и включала:

- радиохимическую лабораторию;
- завод по переработке радиевых концентратов;
- 12 радиохимических заводов;
- 3 индивидуальные установки по переработке воды.

В постоянной эксплуатации находилось около 150 скважин. При заводе по переработке радиевых концентратов и крупнейших заводах по переработке воды были построены посёлки – для вольнонаёмных работников и для заключённых.

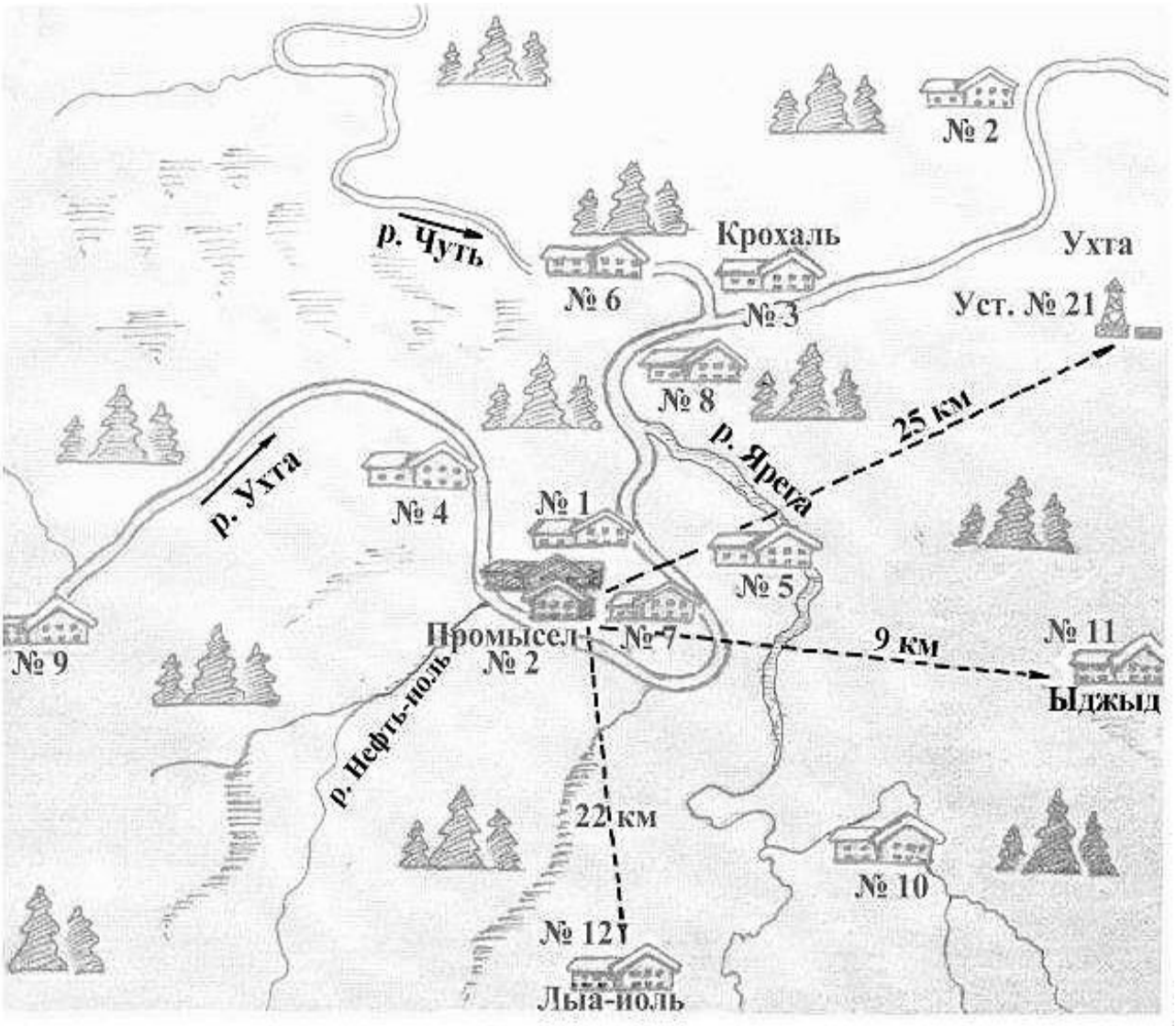


Рисунок 1 – Расположение заводов в пределах бывшего Водного промысла

Технология извлечения радия из минерализованной воды состояла из нескольких этапов:

- **подача воды на завод.** Минеральная вода (с содержанием радия около 3 мг на 1000 м³) поступала от скважин в приёмный желоб химзавода по многокилометровым водотокам из трёхметровых деревянных труб;
- **добавление реагента.** В приёмном желобе к воде добавляли раствор хлористого бария – это обеспечивало нужное соотношение бария и радия в концентрате;
- **соосаждение в гипсовальных желобах.** Вода распределялась по желобам, заполненным дроблёным гипсом ($CaSO_4 \cdot 2H_2O$), в результате реакции образовывался нерастворимый сернокислый барий-радий;
- **отстаивание в чанах.** Вода направлялась в отстойные чаны ёмкостью 80–85 м³, где осаждалось 60–70 % радийсодержащего концентрата;
- **финальное улавливание.** Из чанов вода переливалась на фильтры (с опилками и мхом), где улавливался оставшийся концентрат. Содержание радия в отработанной воде снижалось до 0,03–0,05 мг на 1000 м³ [1].

В тот период производство радия официально считалось безопасным, однако на практике уровни облучения работников в десятки раз превышали современные нормативы. При этом система обращения с отходами была крайне несовершенной: радиоактивные отходы без надлежащей изоляции и специального захоронения сбрасывались в окружающую среду.

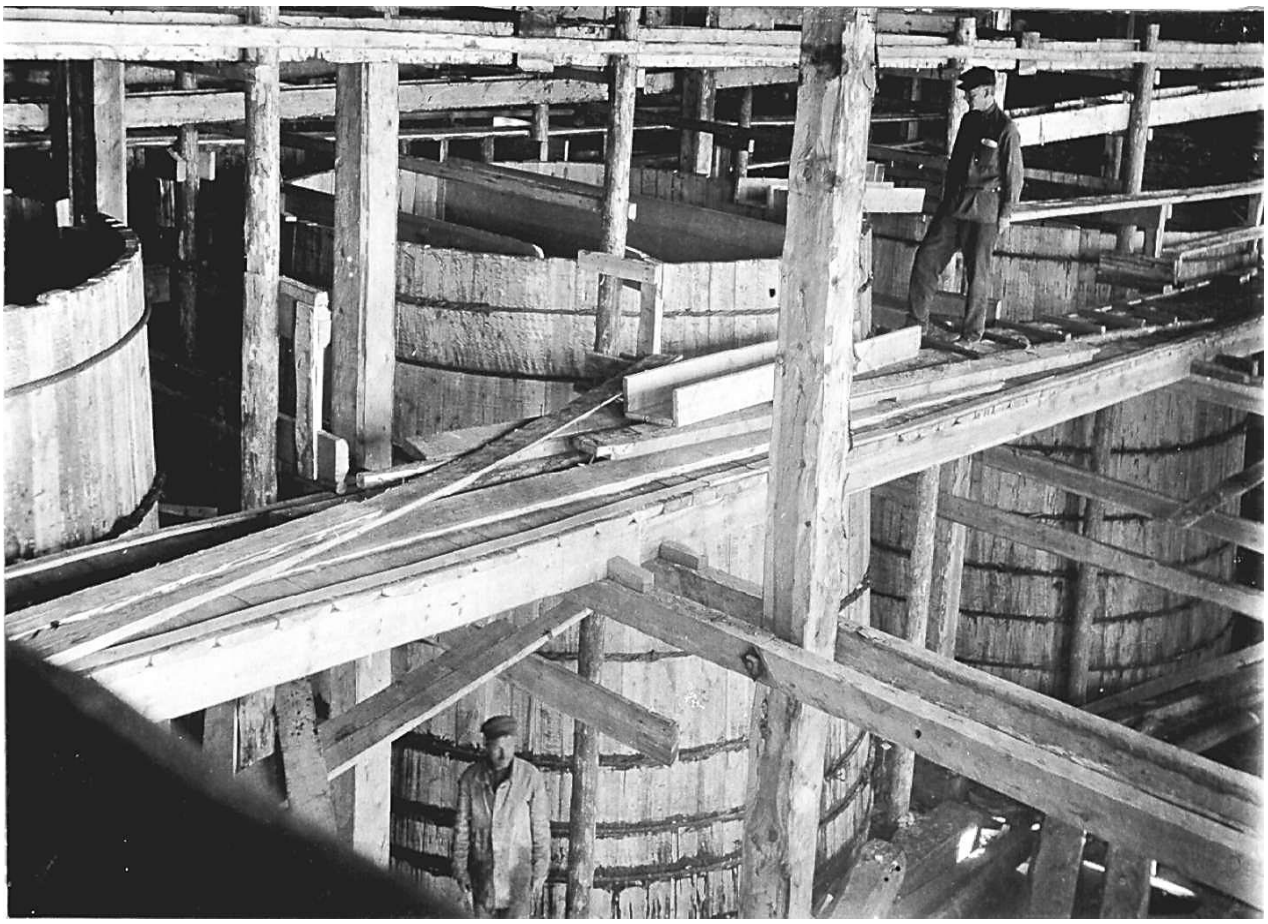


Рисунок 2 – Отстойные чаны на радиохимических заводах (из архива И. В. Дахно)

После закрытия производства в 1957 году было выявлено более 700 участков загрязнения общей площадью около 3000 км². Уровень гамма-излучения на некоторых из них достигал 100-150 мкЗв/ч при естественном фоне 0.10-0.12 мкЗв/ч.

Основными источниками загрязнения после закрытия промыслового предприятия стали: протечки деревянных водоводов, слив отработанной воды непосредственно на грунт, неорганизованное складирование радиоактивных отходов на берегу реки Ухты.

В 1962 году была проведена дезактивация территорий насыпным методом. На радиоактивные отвалы был нанесен слой песчано-гравийной смеси мощностью порядка 60 см, что позволило уменьшить радиационный фон в 2-3 раза. Кроме этого в пределах поселка был извлечен и вывезен грунт с наиболее опасных участков и заново засыпан песчано-гравийной смесью.

Насыпной метод дезактивации оказался не долговечным и малоэффективным. И в 2014-2015 гг. была проведена консервация радиоактивных отходов. Для этого вокруг зоны захоронения соорудили глинистые геохимические и физические барьеры, что позволило снизить радиационный фон рядом с хвостохранилищем до нормативных значений [2]. Это подтверждается проведенными исследованиями территории, расположенными рядом с захоронением отходов. Мощность амбиентного эквивалента дозы (МЭД) гамма-излучения не превышает 0,5мкЗв/час.

Целью работы является выявление «горячих» точек в пределах поселка Водный, и оценка распределения остаточной радиоактивности на бывших радиохимических заводах.

Измерения проводились с использованием предварительно откалиброванных дозиметров-радиометров: Radiacode-101, ДКГ-01 «СТАЛКЕР» и ДРГБ-01 «ЭКО-1».

По состоянию на 18 января 2026 г., усреднённые значения МЭД на жилой территории посёлка Водный не превышают установленных гигиенических нормативов (0,3 мкЗв/ч) и оцениваются как удовлетворительные. При этом в ходе проведённого обследования выявлены локальные радиационных аномалий.

Непосредственно на территории поселка располагались 1-й и 7-ой заводы, на которых при обследовании отмечено несколько аномалий с максимальной МЭД до 1,7мЗв/час, которые хорошо согласуются с данными исследований, проведенных для изучения распространения радона в воздухе почв в пределах поселка Водный в 2023 году под руководством В.В. Удоратина и др. Аномалии по предположению авторов связаны с техногенным загрязнением и находятся на глубине до 0,4м, распространение радионуклидов связывается с особенностью геологического строения территории - это близкое залегание байкальского фундамента и наличии сети разломов, служащих каналами для конвективного переноса флюидов [3].

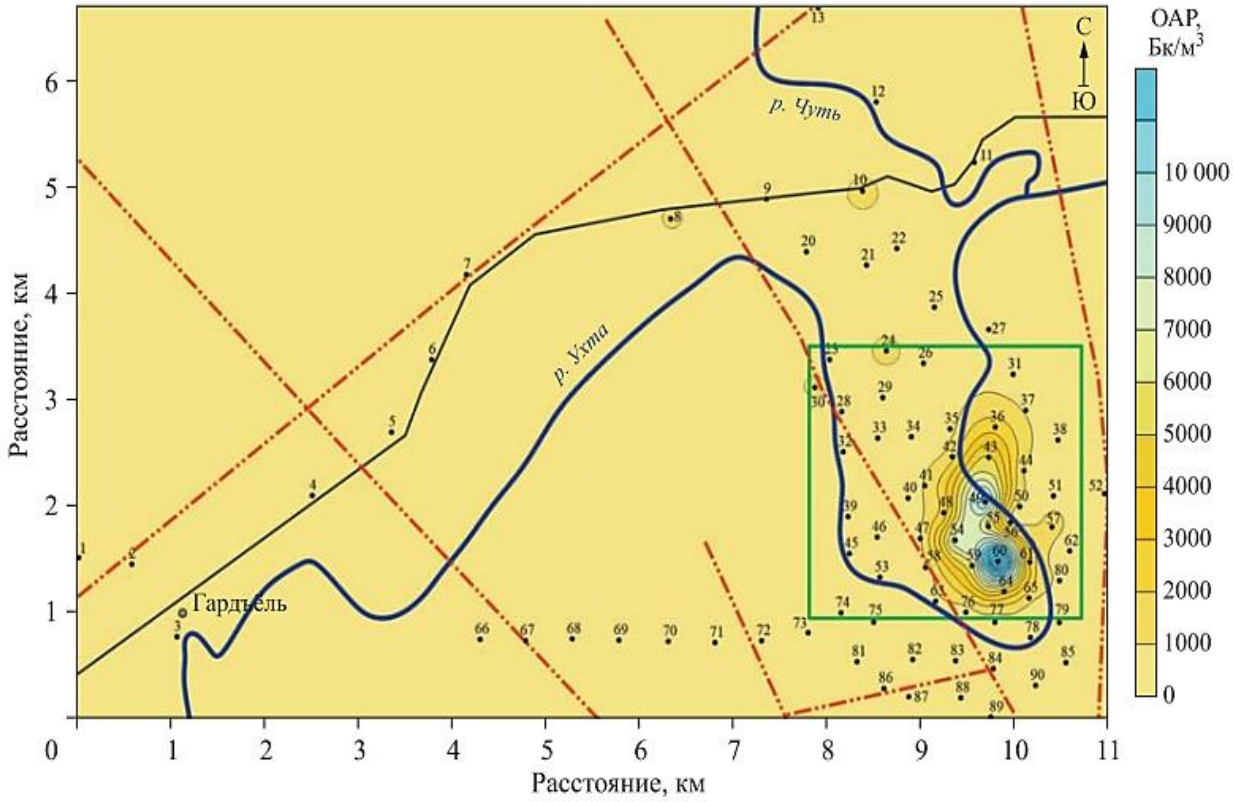


Рисунок 3 – Содержания радона в почвенном воздухе на исследуемой территории в июне 2023 г. [3]

На территории 10-го химзавода сохранились производственные здания, основания отстойных чанов, вывалы гипса. Радиационный фон самого здания химзавода находится в пределах нормы. От оснований чанов фиксируется незначительное увеличение дозы гамма-излучения до 5,34мкЗв/час.

На территории 9-го радиохимического завода также была произведена дезактивация насыпным методом, и территория угадывается только по ровной площадке и по повышенному значению радиационного фона до 6,39мкЗв/час, по которым достаточно легко очерчивается форма захоронения.

При обследовании 9-го химзавода в лесной полосе в 1,5 км от поселка Гэрдъёль была выявлена переливающаяся скважина. В непосредственной близости от скважины и на месте разлива отмечается незначительное повышение радиационного фона до 2,04 мкЗв/час.

В донных осадках в пределах переливающейся скважины при помощи гамма спектрометрического анализа выявлен Ra-226 и его дочерние изотопы.

Выявленные радиационные аномалии, свидетельствуют о сохраняющемся интенсивном радиационном загрязнении территорий бывших производственных объектов и миграции радионуклидов в окружающую среду. Для оценки уровня загрязнения всей территории бывшего Водного промысла необходимо провести дополнительный мониторинг и маркировку всех потенциально опасных зон.

Библиографический список:
1. Кичигин А. И. / «Водный промысел» : История производства радия в Республике Коми (1931–1956 гг.) / А. И. Кичигин, А. И. Таскаев // Вопросы истории естествознания и техники. – 2004 – № 4. – с. 3–30.
2. Шапошникова Л. М. / Анализ эффективности реабилитации территории хранилища отходов радиевого производства в Республике Коми / Л. М. Шапошникова, Н.Г. Рачкова // Геоэкология, инженерная геология, гидрогеология, геокриология. – 2018.– № 2 – с. 74–85.
3. Удоратин В.В. / Радиометрические наблюдения на территории бывшего радиевого промысла «Водный» (Республика Коми) / В. В. Удоратин., Ю. Е. Езимова., А. Ш. Магомедова // Геофизические процессы и биосфера. – 2024. – Т. 23. – № 1. – с. 53–64. DOI: 10.21455/GPB2024.1-3.

УДК 552.578.2.061.32:550.4 (470.1)

Нефтегазогенерационный потенциал силурийских отложений Денисовского прогиба

Котик И. С.[1], Котик О. С.[1], Козлова Е. В.[2]
1 – Институт геологии им. Н. П. Юшкина Коми НЦ УрО РАН, г. Сыктывкар, Россия;
2 - Сколковский институт науки и технологий, г.Москва, Россия

В Денисовском прогибе силурийские отложения в составе среднеордовикско-нижнедевонского карбонатного нефтегазоносного комплекса рассматриваются в качестве перспективного поискового горизонта для восполнения базы углеводородного (УВ) сырья. Промышленная залежь УВ в силурийских отложениях, учтенная Госбалансом, установлена только на Западно-Командиршорском-II газоконденсатном месторождении (рис. 1).

Проведенными ранее исследованиями, направленными на установление перспектив нефтегазоносности силура, определены основные геологические условия, благоприятные для формирования залежей УВ. К ним относится залегание карбонатных пород нижнего силура в результате глубокого стратиграфического размыва непосредственно под региональным флюидоупором тиманско-саргаевского возраста [2]. Однако, на достаточно слабом уровне исследованы вопросы образования залежей УВ непосредственно самими породами силура. В частности, не ясно, как распределены нефтегазоматеринские породы по разрезу силурийских отложений и каковы их качественные и количественные нефтегазогенерационные характеристики? Для решения этих вопросов нами проводились исследования по оценке содержания в породах силура органического вещества (ОВ), его углеводородного потенциала и степени катагенетической преобразованности на основе изучения керна глубоких скважин на территории Денисовского прогиба.

Нижнесилурийские отложения наименее изучены бурением. Они характеризуются низкими содержаниями органического углерода ($C_{орг}$, %) в пределах 0,10–0,30 %. Верхний силур, за счет лучшей изученности бурением, представлен большим количеством образцов. Содержание $C_{орг}$ изменяется в широких пределах от 0,03 до 2,81%. Основная часть (более 60 %) исследованных образцов характеризуется концентрациями $C_{орг}$ в диапазоне 0,1–0,5 % (рис. 2, *а*). Далее по количеству образцов следует группа со значениями $C_{орг}$ = 0,5 – 1,0 % (18 %). Образцы с наиболее низкими (< 0,1 %) и высокими (> 1,0 %) содержаниями $C_{орг}$ составляют примерно равную долю, 10 % и 8 %, соответственно.

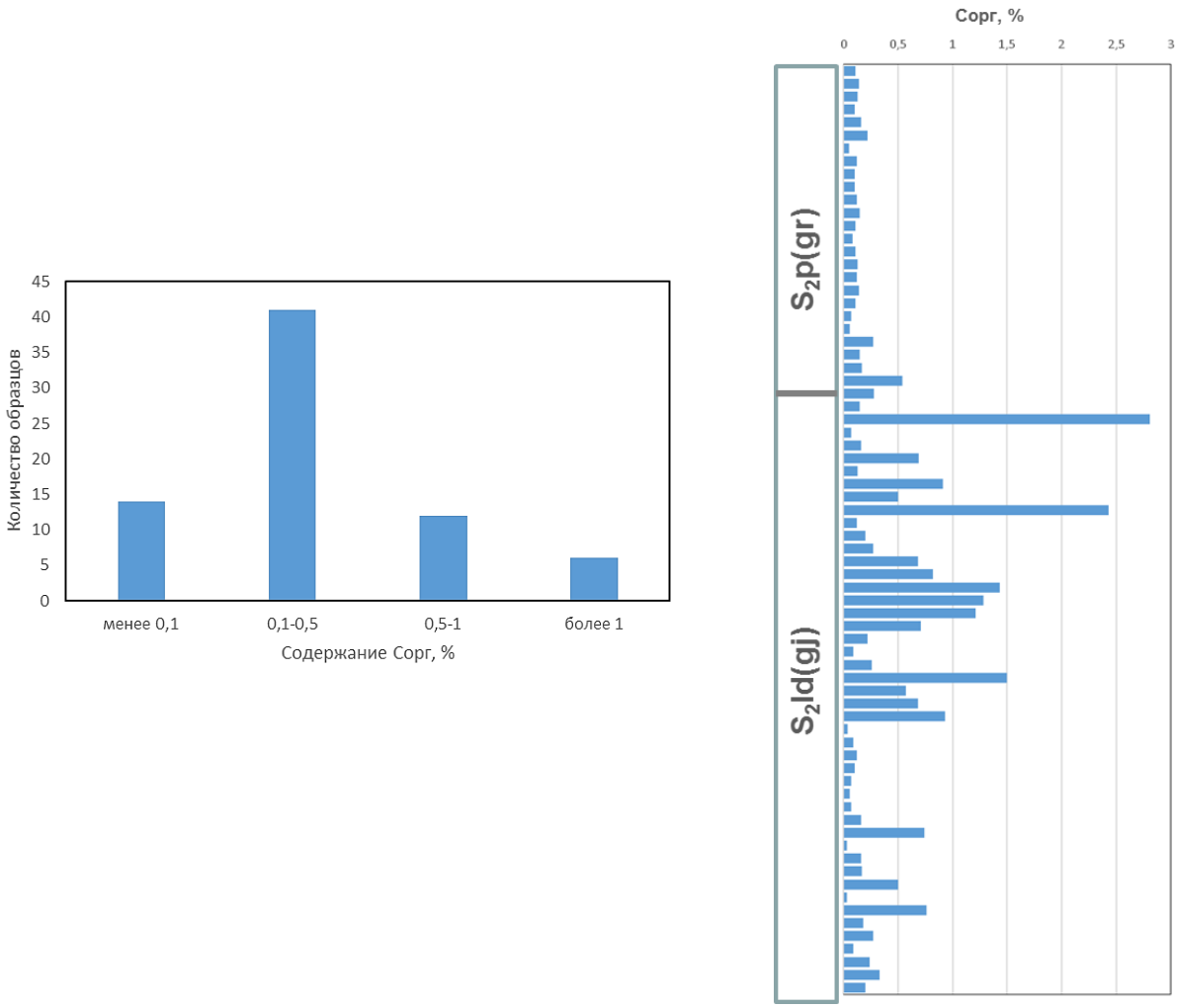
Распределение содержаний $C_{орг}$ по разрезу верхнего силура показывает, что все образцы с повышенными значениями $C_{орг}$ (> 0,5 %) находятся в лудловской части разреза (рис. 2, *б*). По литологической характеристике они представлены темно-серыми, тонкослоистыми глинистыми доломитами и аргиллитами доломитизированными, образующими прослои мощностью от 0,3-0,5 до 1,5-2,0 метра.

Рисунок 1 – Обзорная карта района исследований

Для обогащенных ОВ ($C_{орг}$ > 0,5 %) пород проводились пиролитические исследования методом Rock-Eval. Основные пиролитические параметры, характеризующие остаточный генерационный потенциал нефтегазоматеринских пород, S_2 и HI изменяются в пределах 0,36-1,81 мг УВ/г породы и 51-88 мг УВ/г $C_{орг}$. Для пород с низкими концентрациями $C_{орг}$ (0,10-0,16%) значения данных параметров наиболее низкие: S_2=0,05-0,12 мг УВ/г породы и HI=24-30 мг УВ/г $C_{орг}$. Полученные значения температуры максимального выхода УВ (T_{max}) достигают 449-463°С, что указывает на высокую зрелость ОВ и значительную реализацию его генерационного потенциала, что объясняет низкие значения параметров S_2 и HI.

Региональные закономерности изменения катагенеза ОВ силурийских отложений Тимано-Печорской провинции приведены в работах различных авторов: Баженова и др. (2008), Анищенко, Клименко (2006), Данилевский и др. (2003), Песецкая (1995). Всеми исследователями отмечается высокая катагенетическая преобразованность ОВ силурийских отложений на уровне градаций $МК_4$-АК. В соответствии с вертикальной зональностью образования УВ такой уровень зрелости соответствует главной зоне газоконденсатообразования и газообразования.

Высокая катагенетическая преобразованность ОВ и его морской планктонно-водорослевый состав (II тип керогена) определяют прогнозируемый тип залежей УВ, которые могут быть обнаружены в силурийских отложениях Денисовского прогиба. По данным [1] Денисовский прогиб является областью вероятного обнаружения легких нефтяных, газоконденсатонефтяных и газоконденсатных УВ скоплений с увеличением газовой составляющей в северной части прогиба.



а *б*

Рисунок 2 – Распределение $C_{орг}$ в верхнесилурийских отложениях

Реальными примерами обнаружения таких УВ систем в силурийских отложениях прогиба являются: залежь газоконденсата на Западно-Командиршорском-II месторождении, особо легкая нефть, полученная в скважине Кэрлайская-1 и приток газоконденсата на Верхнейлайском нефтяном месторождении.

Таким образом, в результате проведенных исследований можно сделать следующие выводы: 1) нефтематеринские породы с повышенными содержаниями ОВ ($C_{орг}$ > 0,5 %) расположены только в лудловской части разреза верхнего силура (S_2ld), 2) ОВ нефтематеринских пород достигло высокого уровня катагенетической преобразованности (градация $МК_4$ и выше) и в значительной степени реализовало свой углеводородный потенциал, 3) состав ОВ и его высокая катагенетическая преобразованность определяют прогнозируемый фазовый состав залежей УВ, которые могут быть обнаружены в силурийских отложениях Денисовского прогиба – это легкие нефти, нефтегазоконденсаты и газоконденсаты.

Библиографический список:

1. Геология природных углеводородов Европейского Севера России (флюидные углеводородные системы) / Л. А. Анищенко и др. Сыктывкар. – 1994. – 179 с.

2. Перспективы нефтегазоносности ордовикско-нижнедевонских карбонатных отложений южной части Денисовского прогиба / Л. Л. Шамсутдинова // Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Тимано-Североуральского региона: материалы юбилейной научно-практической конференции, посвященной 80-летию Тимано-Печорского научно-исследовательского центра. – Киров: ООО «Кировская областная типография». – 2018. – 114–121 с.

УДК 553.98.061

Палеотектоническая эволюция Косью-Роговской впадины Тимано-Печорского бассейна и её роль в нефтегазогенезе и формировании зон нефтегазоносности

Утопленников В. К., Ершов А. В.

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия

Тектоническая история региона включает каледонский этап с рифтогенезом раннего ордовика, формированием Уральского палеоокеана, установлением фазы пассивной континентальной окраины и трансгрессией с накоплением мелководных карбонатных толщ. Ранний девон характеризуется регрессией и формированием терригенных отложений в западной части бассейна. В эмсе-раннем эйфеле произошёл переход от фазы растяжения к сжатию. Региональный подъём и формирование выраженного стратиграфического размыва, при этом Большеземельский свод сформировался и испытал подъём. Предтиманский размыв уничтожил часть среднедевонских и нижнепалеозойских отложений, что осложняет восстановление амплитуд поднятий и оценку флюидоупоров. Каледонские структуры сформировали каркас унаследованный от фундамента и нижних горизонтов осадочного чехла, контролируют распределение источников УВ, резервуаров и путей миграции. Карбонатные и терригенные толщи ордовика восточных и западных частей бассейна рассматриваются как ключевые элементы нефтегазовой системы, тогда как эрозионные процессы и изменение гипсометрии пластов влияют на сохранность ловушек и эффективность миграции и аккумуляции УВ [1].

К началу герцинского этапа юго-восточная часть Предуралья представляла собой зону постепенного опускания с сохранением значительных толщ ордовикских, силурийских и нижнедевонских отложений, формирующих нижний структурный этаж. Северо-западнее продолжалось формирование Большеземельского свода, восточнее которого располагалась зона увеличенной мощности ордовикско-силурийско-нижнедевонских толщ, позднее трансформированная в Варандей-Адзьвинскую структурную зону. В результате формации каледонского цикла определяют фундаментальную схему провинции и контролируют дальнейшую эволюцию осадконакопления и начало формирования нефтегазовой системы.

Герцинско-раннекиммерийский цикл охватывает средне- и позднедевонский, каменноугольный, пермский и триасовый интервалы и делится на три стадии: раннегерцинскую (поздний эмс - турней), позднегерцинскую (визей - пермь) и раннекиммерийскую (триас) [2]. В раннегерцинскую стадию Тимано-Печорский бассейн развивался как часть Западно-Уральской складчатой зоны. По профилю 17-РС наблюдется нарастающее прогибание с усилением вектора к востоку, достигающее в среднем 200-300 м в восточных частях Косью-Роговской впадины. К позднефранскому-турнейскому интервалу прогибание достигало 800-1100 м. Низкая тектоническая активность в доманиково-турнейский период привела к образованию некомпенсированной впадины на шельфе, открытой к востоку и отделённой краевым поднятием.

Одностороннее (с запада) заполнение обеспечило регрессивный характер осадконакопления и формирование последовательности от мелководно-шельфовых терригенных и карбонатных отложений до рифовых фаций, доманиковых слоёв и песчано-глинисто-мергелистых толщ общей мощностью около 180 м.

На шельфовом склоне откладывалась мелководная карбонатная толща [3]. В бассейне выделились палеоподнятия конформного и трансформного типов: Кочмесское, Бергантымылькское, Западно-Роговское, Нерцетинское, Молваюское, Хоседаюское. В конце турнейского - начале визейского этапа произошёл резкий региональный подъём и интенсивный размыв довизейских отложений. Довизейские толщи в полном объёме сохранились лишь в пределах Косью-Роговской впадины, тогда как на Большеземельском палеоподнятии глубина размыва достигала 300–500 м.

Позднегерцинская (визейско-пермская) стадия связана с закрытием Уральского палеоокеана и началом становления Уральского орогена [4]. В карбоне продолжалось прогибание Тимано-Печорской плиты, а с начала ранней перми происходила коллизия Восточно-Европейской и Западно-Сибирской плит вызвала орогенный этап и формирование горных сооружений к окончанию пермского времени. К завершению артинско-кунгурского этапа средневарисцийские деформации сформировали структурную схему платформенной части, близкую к современной. В середине визе с востока началась трансгрессия, к концу визея охватившая весь бассейн. До конца карбона сохранялись общее прогибание и морские условия осадконакопления. В начале визе на западе Тимано-Печорского седементационного бассейна накапливались континентальные песчано-глинистые аллювиальные отложения, к востоку переходившие в дельтовые и прибрежно-морские глинистые фации, а в середине визея на крайнем востоке возникла мелководная карбонатная шельфовая толща. На территории происходило устойчивое погружение с уменьшением интенсивности к западу и северу: около 500–600 м у Салюкинско-Макарихинского палеоподнятия, 600 м у Роговского и 800–900 м у Кочмесского. С начала визе до начала перми основная часть погружения (до 800–1300 м) пришлась на восточный край Тимано-Печорской плиты, где начал закладываться будущий Предуральский краевой прогиб [6]. В серпуховском веке на погружающихся участках сформировались крупные лагунные бассейны с мощными ангидритовыми отложениями (сотни метров, свыше 350 м в Косью-Роговской впадине), возможно обусловившие расчленение моря на изолированные бассейны. Сближение Восточно-Европейской и Западно-Сибирской плит началось в среднекаменноугольную эпоху и проявилось седиментационными перерывами (предбашкирский, предмосковский) и усилением роста Воркутского поднятия. Пульсационная природа вертикальных движений вызвала локальные эрозии на нескольких уровнях карбона. К концу каменноугольной эпохи и в начале асселя коллизия усилилась. К началу перми чётче оформились Большеземельский палеосвод и северо-восточная часть ТПСБ, в Варандей-Адзьвинской зоне сформировались валы Сорокина, Гамбурцева и Сарембой-Лекейягинский, заложена Кочмесская ступень в зоне субдукции Косью-Роговской впадины. В пермский период тектонический режим изменился и делится на раннепермский, среднепермский и позднепермский этапы.

Раннепермский этап (P_1a+s) отмечен началом активизации коллизионных процессов на Урале и формированием горных массивов в процессе шарьирования, тогда как на платформенной территории тектоническая активность оставалась сравнительно низкой: наблюдалось небольшое прогибание северо-восточной части бассейна, охватившее впадины будущего Предуральского краевого прогиба и прилегающие участки Варандей-Адзьвинской зоны, Хорейверской и Денисовской впадин. Дефицит терригенного материала привёл к образованию ассельской некомпенсированной сезымской палеовпадины, компенсация которой с востока началась в позднесакмарское время. На окружающем шельфе сложились условия для формирования рифогенных отложений. В центральной части бассейна продолжался инверсионный подъём структур бывшего Печоро-Колвинского авлакогена. Это проявилось в несогласном залегании нижнепермских толщ на каменноугольные отложения. Максимальное погружение мелководно-шельфовых зон в ассельско-сакмарский интервал составляло порядка 200–300 м, глубина заполнения палеовпадины, вероятно, не превышала 400 м.

Среднепермский этап (P_1ar-P_1k) характеризуется интенсивным формированием Предуральского прогиба и подъёмом уральских орогенных дислокаций. В артинское время усилились складчатые и горообразовательные процессы с синхронным прогибанием в Косью-Роговской впадине, тогда как Большеземельский свод оставался относительно стабильным. В артинском и кунгурском веках прогиб мигрировал на запад и северо-запад, сформировалась внешняя зона прогиба и нарастала терригенная моласса, а в северной части с переходом в угленосные отложения. К началу кунгура сформировались Кочмесская ступень, Абезьская депрессия и ряд палеоподнятий в их пределах. Начало поздней перми сопровождалось кратковременным региональным подъёмом и эрозией, а в позднепермский

этап Предуральский краевой прогиб окончательно сформировался: скорость накопления моласс превысила скорость прогибания, изменился седиментационный наклон бассейна, усилилось общее сжатие и началось формирование новых впадин и орогенеза на Пай-Хое. В осевой части Косью-Роговской впадины погружение не компенсировалось. В конце перми - начале триаса произошёл общий региональный подъём и значительная денудация верхнепермских толщ.

Раннекиммерийская стадия выступает переходной между герцинским и киммерийско-альпийским циклами, сочетая продолжающуюся складчатость Урала связанную с субдукцией и накоплением массивных грубообломочных осадков предгорных конусов в Косью-Роговской, Большесынинской, Верхнепечорской и Коротаихинской впадинах.

В триасе глубины погружения в прогибах превышали 1 000-1 500 м, в центре Большесынинской впадины достигали 2 800 м, в центре Коротаихинской более 3 км. В этот период, вероятно в связи с началом пайхойских и завершением уральских шарьяжных процессов, приподнялся Косью-Роговский блок - отсутствие триасовых отложений на его территории указывает на размыв, завершившийся, по всей видимости, позже в ходе юрского подъёма. Возможно, уже в триасе начался подъем взбросо-надвиговых блоков во фронтальной части формировавшихся надвигов и поддвигов гряды Чернышева, тогда как по данным некоторых исследователей надвиг гряды произошёл в конце триаса - начале юры. В Хорейверской впадине суммарное опускание в триасе составило около 800-900 м. В конце раннего триаса начал формироваться Варандей-Адзьвинский палеопрогиб. Предъюрский подъём и ранне-среднеюрская складчатость во многом завершили формирование современного структурного плана Тимано-Печорского бассейна [5].

Позднекиммерийско-альпийский этап характеризуется выравниванием территории: на платформенных участках проявилась слабая структурная дифференциация, тогда как в пределах Предпайхойского прогиба доминировала интенсивная шарьяжная тектоника. Изученность этого цикла ограничена мезозойским размывом. По видимому в юре активизировались шарьяжные и складкообразующие процессы на северо-востоке бассейна, оформились крупные надвиговые зоны включая Варандей-Адзъвинскую, завершилась перестройка структурного плана и сформировался общий северный наклон территории.

Меловой интервал отличался минимальной тектонической активностью. После позднемелового осадконакопления территория перешла к континентальному режиму, сохранявшемуся, вероятно, до палеогена-неогена, при этом позднее продолжались локальные подвижки валов.

Палеотектонический анализ показал устойчивое прогибание осевой и юго-восточной частей Косью-Роговской впадины на протяжении всего палеозоя, тогда как ряд депрессий и ступеней оставался приподнятым, что создавало предпосылки для заполнения природных резервуаров за счёт образования и переформирования палеоскоплений на рассматриваемой территории.

Каледонский и герцинский этапы сформировали структурный каркас и основной углеводородный потенциал бассейна, позднекиммерийские и мезозойские перестройки окончательно оформили современный структурный план и перераспределили накопившиеся УВ, что определяет текущие перспективы и риски при поиске и оценке залежей.

Основные неопределённости связаны с амплитудами локальных подъёмов и глубиной размыва на приподнятых блоках, а также с точной временной привязкой некоторых надвиговых и субдукционных событий гряда Чернышева и Кочмесской ступени с учётом расположения зон глубинных разломов конформного и трансформного простираний.

В итоге основное осадочное наполнение и формирование углеводородного потенциала бассейна пришлись на позднекаледонский и герцинский циклы нефтегазогенеза, а современный структурный план и перераспределение накопившихся углеводородов происходило в позднекиммерийский период, который предопределил направление миграции и региональное расположение зон нефтегазоносности и методику их поиска.

Работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН по теме «Фундаментальный базис инновационных, цифровых технологий прогноза, поиска, разведки и освоения нефтегазовых ресурсов (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования до 2030 года), номер государственной регистрации 125021302095-2.

Библиографический список:

1. В. К. Утопленников, А. В. Ершов Тектонические особенности и нефтегазоносность гряды Чернышева - крупной палеосубдукционной зоны западного борта Косью-Роговской впадины // Булатовские чтения. – 2025. – Т. 1. – С. 107-110. – EDN FBTLGJ.
2. А. В. Ершов, И. В. Жилина Признаки выделения органогенных построек и перспективы нефтегазоносности нижнепермских отложений востока Хорейверской впадины и гряды Чернышева // Актуальные проблемы нефти и газа : Тезисы докладов 4-й Всероссийской молодежной научной конференции, Москва, 20–22 октября 2021 года. – Москва: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, 2021. – С. 28. – EDN QNJULT.
3. Галушкин Ю. И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. М.: Научный мир, 2007.
4. Данилевский С. А., Склярова З. П., Трифачев Ю. М. Геофлюидальные системы Тимано-Печорской провинции. Ухта, 2003.
5. Клименко С. С., Анищенко Л. А. Нафтидогенез и перспективы поисков углеводородов в ордовикско-нижнедевонском комплексе Тимано-Печорского бассейна / Геология и минеральные ресурсы европейского северо-востока России: Материалы XV Геологического съезда Республики Коми. Т.III. Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2009.
6. Тимано-Печорский седиментационный бассейн (объяснительная записка К атласу геологических карт, 2000) / Ларионова З. В., Богацкий В. И., Довжикова Е. Г. и др. Ухта, МПР РК, ГУП ТП НИЦ, 2002.

УДК 551.7.022.4

Литолого-седиментационная модель верхнедевонских отложений и перспективы нефтегазоносности центральной части Ухта-Ижемского вала

Куранова Т. И., Попова Е. В., Петренко Е. Л., Куранов А. В.
ООО «Тимано-Печорский научно-исследовательский центр», г. Ухта, Россия

Исследуемая территория: Тимано-Печорская провинция (ТПП), центральная часть Ухта-Ижемского вала Восточно-Тиманского сложного мегавала.

В непосредственной близости открыты месторождения углеводородного сырья (УВС): Ярегское нефтяное, Нижнеомринское газонефтяно, а непосредственно на рассматриваемой территории – Среднеседъельское нефтегазовое (на Госбалансе РФ числятся две залежи нефтяная – в отложениях омринского горизонта среднего девона и газовая – в отложениях джьерского горизонта верхнего девона) и газовое Сускинаельское (залежь газа в отложениях джьерского горизонта).

Перспективы нефтегазоносности связаны с терригенными отложениями нижнефранского подъяруса и рассматриваются на основе комплексного анализа геологического строения разреза рассматриваемой территории и смежных с ней территорий – особенностей современного тектонического строения и палеотектонических процессов, протекавших в течение геологической истории, литолого-фациальных характеристик разреза и условий палеоседиментации, распределения коллекторов и флюидоупоров в разрезе и по площади, условий формирования ловушек различного типа.

Нефтепроявления по керну в виде выпотов и пропитанность нефтью терригенных поддомаников отложений, скопления жидкой нефти по трещинам, отмечены в скважинах 801, 807-Ижма-Вычегодские, 829-Леккемская, 139-Леккемская, 131-Лачъельская, 140-Чомкосаельская, 1ВДЕ-Вальдыельская, 2026-Тобысьская. Пропитанность нефтью слабо пористых выветрелых пород в верхнем протерозое отмечена в скв. 131-Лачъельская и 135-Леккемская. Притоки нефти в колонне получены в скважинах 131-Лачъельская (D_3dzr) и 139-Леккемская (D_3dzr-D_3tm), соответственно 0,8 и 0,2 $м^3$/сут.

Территория исследования характеризуется низкой плотностью сейсмических профилей и относится к малоизученным районам. В 2011 году А.Л. Федотовым была проведена переобработка и переинтерпретация материалов прошлых лет на Среднеседъельской площади. В результате проведенных работ была детализирована структурно-тектоническая модель девонских отложений. В 2018 г. Д.В. Антоновым при проведении ОПЗ Среднеседъельского месторождения структурный план по отражающему горизонту $IIIf_1$ (D_3dzr) был уточнен по результатам бурения новых скважин №№ 7ВДЕ, 12А-Среднеседъельские.

Пробуренные скважины структурно-поискового и поискового назначения распределены по площади неравномерно. Бурением скважин изучена верхняя часть верхнепротерозойского складчатого фундамента, представленного метаморфическими глинистыми сланцами с прослоями кварцитов.

Поверхность метаморфического фундамента не имеет четкого однозначного выделения по каротажным диаграммам, что связано, прежде всего, с изменениями литологического состава, как самого фундамента, так и вышележащих образований.

Верхнепротерозойская толща метаморфических пород в данном районе залегает на поверхности архейско-нижнепротерозойского гранито-гнейсового кристаллического фундамента. Накопление верхнепротерозойских осадков происходило в мелководных прибрежно-морских условиях, благоприятных для развития органического мира, в основном одно- и многоклеточных водорослей, водных растений и различных микроорганизмов.

Верхнепротерозойские отложения, вскрытые скважинами на данной территории, как и в скв. 700-Ярегская [1], можно условно отнести к промежуточной (переходной) толще от пород осадочного чехла к кристаллическому фундаменту.

В строении осадочного чехла рассматриваемой территории принимают участие палеозойские (верхнедевонские) и четвертичные отложения. Ордовикско-силурийские и нижне-среднедевонские отложения на территории исследования размыты вследствие масштабной инверсии территории в предпозднедевонскую эпоху. Здесь верхнедевонские поддомаников отложения сложены терригенными породами джьерского и тиманского горизонтов нижнего франа; наддомаников – глинисто-карбонатными породами среднего и верхнего франа.

В составе джьерского горизонта, наряду с глинисто-обломочными отложениями, характерны прослои туфогенно-осадочных пород (туфопесчаников, туфоалевролитов, туффитов), а также лавы и базальтовые покровы.

Покровы базальтов обычно разделяют глинисто-обломочную часть на пачки. Нижняя пачка может рассматриваться как аналог верхней (франской) части пласта III Ярегского месторождения, верхняя содержит песчаниковые пласты, индексируемые как пласт Б.

В случае отсутствия этих пачек в разрезах туфо-базальтовые покровы со стратиграфическим и резким угловым несогласием залегают непосредственно на эродированной поверхности верхнепротерозойского промежуточного комплекса (PR_2) и перекрываются тиманским горизонтом.

Анализ мощностей поддоманика показывает, что в разрезе «подбазальтовой» пачки, залегающей на размытой поверхности верхнепротерозойского фундамента на данной территории, будет присутствовать только верхняя, джьерская, часть пласта III, имеющего в наиболее полных разрезах эйфельско-джьерский возраст.

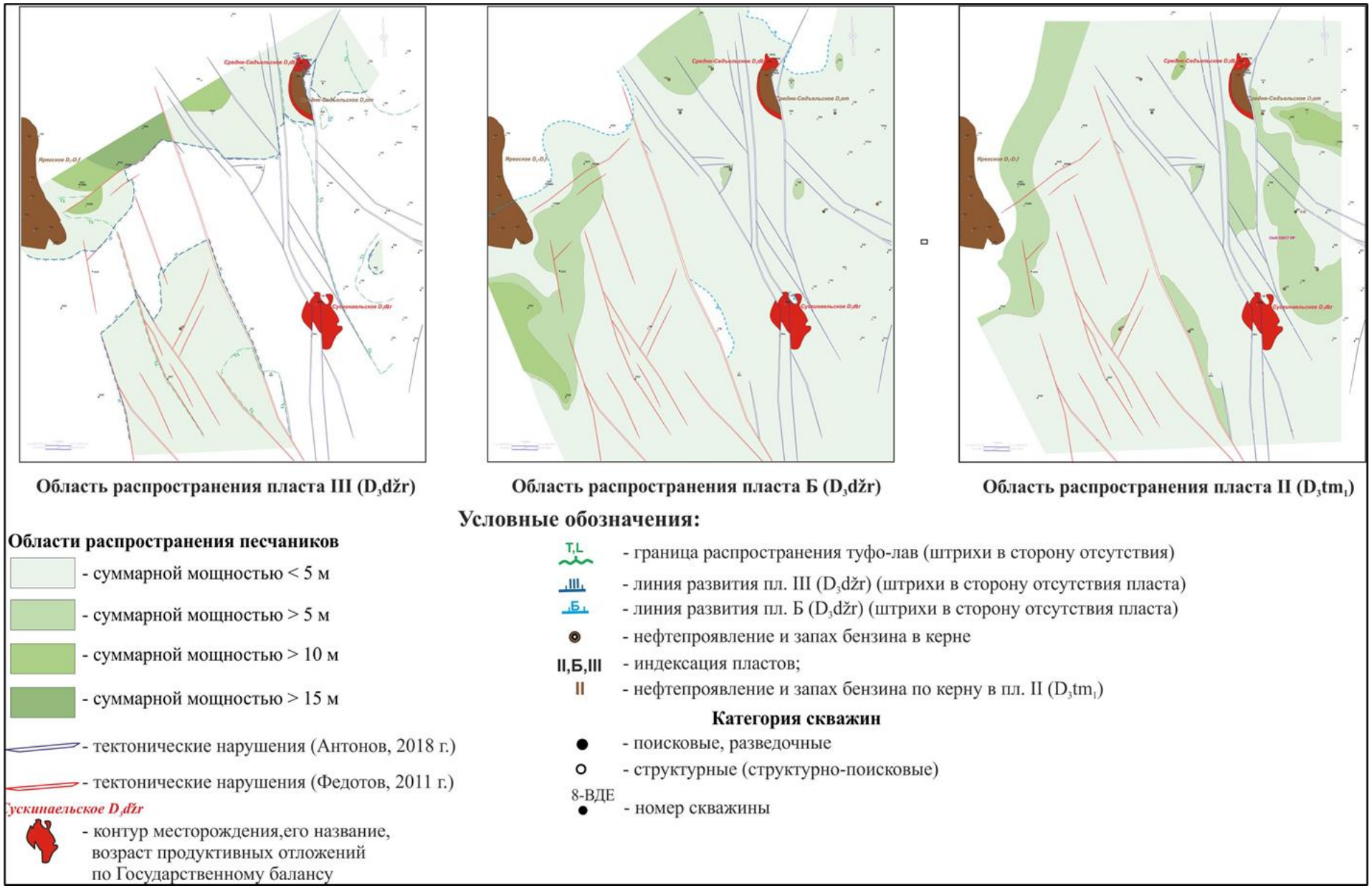


Рисунок 1 – Литолого-седиментационная модель поддомаников терригенных отложений

Для тиманского горизонта характерны пласты алевролито-песчаного состава. Нижний из них – пласт II – залегает в основании, трансгрессивно перекрывает джьерские отложения, содержит туфогенную примесь.

Залегающий выше пласт А разделяет тиманскую свиту на две подсвиты – нижнетиманскую и верхнетиманскую. Традиционно пласт А имеет обломочный состав, но этот состав не выдержан, т.к. на этом уровне обычно происходит фациальное замещение песчаников глинами и глинисто-карбонатными породами. На рассматриваемой территории пласт А, стратиграфически приуроченный к кровле нижнетиманской подсвиты, имеет глинисто-карбонатный состав и как поисковый объект интереса не представляет.

В результате комплексного изучения сеймогеологических материалов (временных разрезов, керна, петрографических шлифов, анализа развития толщин) построены схематические литолого-седиментационные модели развития поддомаников песчаных пластов III, Б, II нижнефранского подъяруса и глинисто-карбонатных пород средне-верхнефранских подъярусов верхнего девона. Определены возможные источники сноса терригенного материала, выделены перспективные объекты и проведена оценка УВ.

Литолого-седиментационная модель распространения песчаного пласта III (D_3dzr).

Пласт III на исследуемой территории развит не повсеместно.

Пласт четко коррелируется практически по всем скважинам, незначительно меняясь в толщине и в общих чертах сохраняя свой литофациальный облик.

Распространение пласта контролировалось палеомикрограбенами, заполнявшимися осадками в раннефранскую эпоху. Накопление осадков происходило в трансгрессивную стадию в прибрежно-морской аккумулятивной равнины с островным мелководьем и вулканической активностью. Суммарная мощность песчаников III пласта изменяется от первых метров до 30 м. В центральной и юго-восточной части рассматриваемой территории отложения III пласта отсутствуют (рис. 1).

Литолого-седиментационная модель распространения песчаного пласта Б (D_3dzr).

Распространение пласта контролировалось, как и распространение пласта III, палеограбенами, заполнявшимися осадками в раннефранскую эпоху. Накопление осадков пласта Б происходило в условиях прибрежно-морской аккумулятивной равнины, но имело уже большую площадь распространения по сравнению с площадью накопления осадков III пласта.

Незначительные по площади острова (останцы) вулканического происхождения оставались в районе скважин 138 и 139-Леккемские. Здесь туфо-базальто-диабазовые отложения со значительным стратиграфическим и угловым несогласием залегают на метаморфических сланцах верхнего протерозоя (рис. 1).

По результатам керна в петрографических шлифах песчаник кварцевый, крупнозернистый с туфогенной примесью (скв. 128-Лачъельская); алевролит кварцевый, глинистый, со скоплениями сидерита (скв. 131-Лачъельская).

Суммарная мощность песчаников Б пласта от первых метров до немногим более 10 м.

Литолого-седиментационная модель распространения песчаного пласта II (D_3tm_1).

К началу тиманского времени туфо-базальто-диабазовые отложения заполнили опущенные тектонические блоки и практически выровняли рельеф на всей рассматриваемой территории.

Накопление осадков происходило в прибрежно-морской аккумулятивной равнине. Постепенно прибрежно-морская седиментация аккумулятивной равнины в раннетиманское время сменялась вверх по разрезу и по площади более мористой (увеличилась карбонатность разрезов) и концу раннетиманского времени в разрезах скважин сначала появились известняки в виде линз, а затем и прослоев. Суммарная мощность песчаников II пласта от первых метров до немногим более 15 м на северо-востоке (рис. 1).

Источником сноса терригенного материала являлись палеореки, составлявшие часть обширной речной сети в районе Ярегской площади.

Литолого-седиментационная схематическая модель средне-верхнефранских (наддоманиковых) глинисто-карбонатных отложений (D_3tm_1).

На отдельных сейсмических профилях А. Л. Федотовым зафиксированы аномалии сейсмической записи, свидетельствующие о развитии рифовых построек верхнефранского возраста одиночного и барьерного типа, которые были вынесены нами на структурную карту по кровле доманиковых отложений ОГ $IIIf_2$ и отрисован предполагаемый предрифовый склон позднесирачойского барьерного рифа.

В результате петрофизических исследований керна по скважинам выявлена *зона склонов с зарождающимися палеоподнятиями в доманикоидной толще* (доманиковая и лыаюсская свиты) (D_3dm, D_3vt-src). В шлифах известняк темно-бурый, птероподовый, с обилием инкрустационных каемок, глинисто-высокобитуминозный. Полости раковин, трещины, поры нередко заполнены нефтью (скв. 139-Леккемская).

Признаки склоновой микрофации: реликтово органогенный доломит, интенсивно до сильного мелкоагрегатно и местами монокристаллически окремненный, неравномерно пористый (скв. 137-Леккемская).

Установлены также породы *толщи заполнения – седъюской* (седьюская свита) (D_3ev-lv). Нижняя часть толщи заполнения преимущественно глинисто-терригенная, сложена аргиллитоподобными глинами с подчиненными прослоями песчаников и алевролитов, неравномерно известковистых с растительными остатками, с брахиоподами и атрипами, реже мергелей и известняков глинистых, участками узловатых, неравномерно алевритистых, с детритом переотложенной фауны (скв. 139-Леккемская).

Верхняя часть толщи заполнения содержит прослои глинистых известняков и мергелей, тонкие прослои и линзы органогенно-обломочных и водорослевых известняков с рассеянной примесью зерен кварца наряду с прослоями алевролитов и песчаников. Известняк в шлифах мелкопористый (скв. 139-Леккемская). Перекрываются породы толщи заполнения *сульфатно–доломитовой толщей* (ухтинская свита). Гипсо-ангидритовая порода (скв. 134-Леккемская) (рис. 2).

На сейсмогеологических разрезах наглядно отображено воздымание с востока на запад и постепенное срезание верхних горизонтов верхнего девона под четвертичку, где сначала под нее выходят отложения евлановско-ливенского, затем сирачойского, ветласянского и доманикового горизонтов.

В настоящее время преобладает гипотеза о заполнении ловушек Тиманского мегавала углеводородами в результате миграции их из пластов-коллекторов Ижма-Печорской синеклизы по восстанию с дифференциальным улавливанием углеводородов в ловушках разных уровней глубин [2].

При латеральной миграции фазовый состав миграционного потока изменялся: от однофазного (нефть с растворенным газом) по мере снижения пластового давления ниже давления насыщения поток становится двухфазным, газонефтяным или нефтегазовым, заполняя ловушки следующего уровня.

В самых гипсометрически верхних ловушках формируются или нефтяные залежи с газовой шапкой по типу Ярегской или чисто нефтяные залежи.

Таким образом, соотношение давления насыщения и начального пластового давления будет характеризовать одно- или двухфазную углеводородную систему в прогнозируемых ловушках.

Следовательно, на данной территории в поддоманиковых терригенных отложениях ожидается открытие либо чисто газовых залежей, либо залежей с двухфазным составом флюида – газонефтяных или нефтегазовых.

В восточной части ожидаются чисто газовые залежи, а также нефтегазовые.

В центральной части ожидаются нефтегазовые залежи, а в крайней западной – вблизи Ярегского месторождения – при наличии ловушек в изолированных тектонических блоках возможны газонефтяные и/или чисто нефтяные залежи.

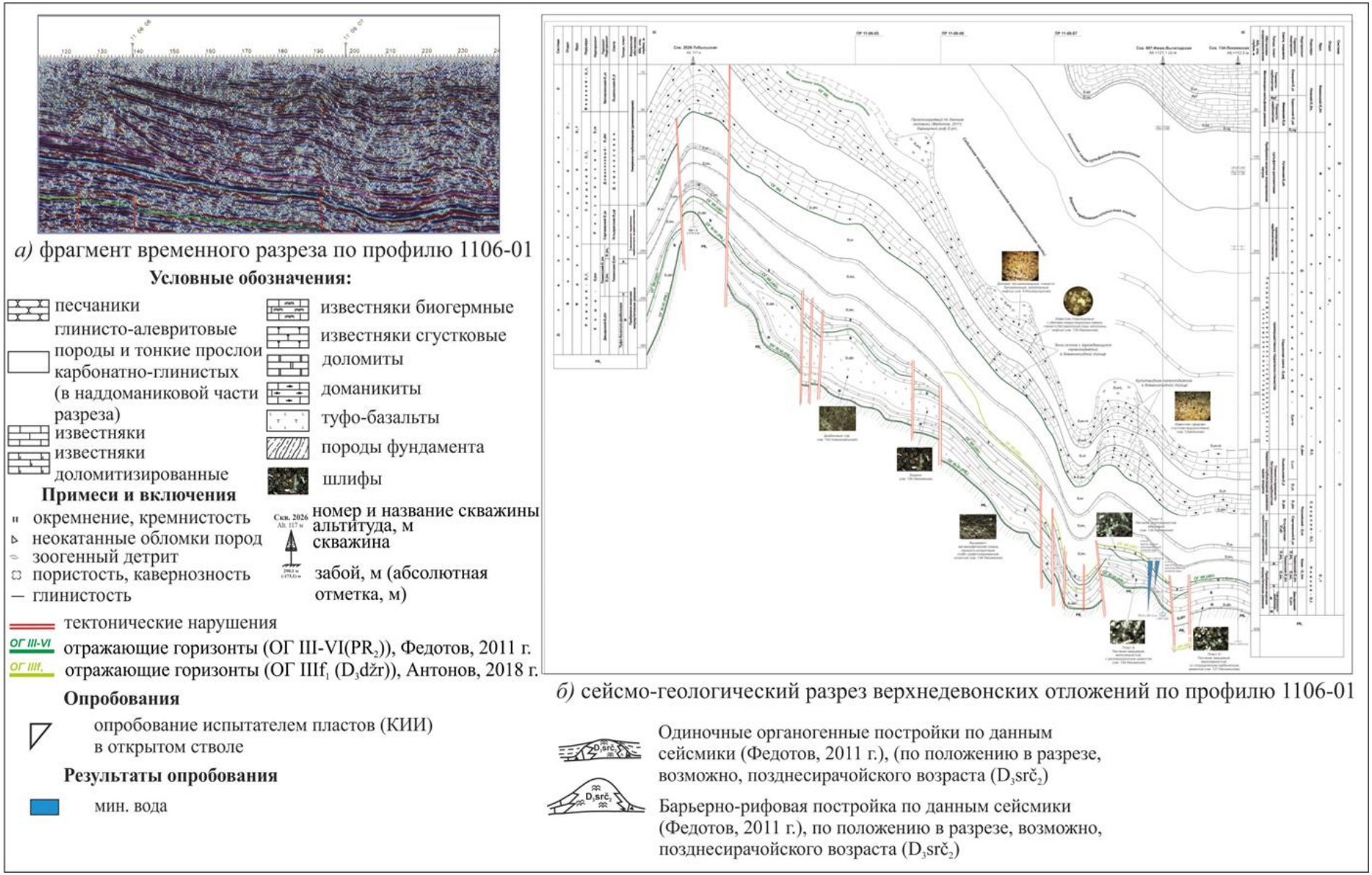


Рисунок 2 – Литолого-седиментационная модель верхнедевонских отложений

В качестве перспективных объектов рассматриваются: пласт III джьерского горизонта верхнего девона, залегающий на метаморфических породах верхнего протерозоя; пласт II тиманского горизонта верхнего девона.

Оценка ресурсов углеводородного сырья произведена по следующим перспективным объектам: Западно-Сускинаельское структурное осложнение; Южно-Сускинаельская структура; Леккемское структурное осложнение; Васькеркадорская структура; Район скв. 139-Леккемская, где суммарные ресурсы нефти категории Dлок составят немногим более 5 млн. т, а суммарные ресурсы свободного газа категории Dлок – около 2 млрд. $м^3$.

Библиографический список:

1. Условия формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа / А. Я. Кремс, Б. Я. Вассерман, Н. Д. Матвиевская // М., Недра, 1974.
2. Некоторые результаты параметрического бурения на рифей-вендский комплекс Ухтинского района / Э. Н. Овчинников, А. А. Алабушин, В. И. Гайдеек, В. Е. Лещенко // Геология нефти и газа – 1990. – № 12. – http://www.geolib.ru/OilGasGeo/1990/12/Stat/stat02.html.

УДК 553.983

Коэффициенты подтверждаемости и достоверности оценки ресурсов углеводородного сырья Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Куранов А. В.

ООО «Тимано-Печорский Научно-исследовательский Центр», г. Ухта, Россия

Важными показателями эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ являются коэффициент подтверждаемости и коэффициент достоверности ресурсов углеводородного сырья (УВС).

Качество оценки ресурсов подготовленных к бурению объектов (правильность определения подсчетных параметров) определяется коэффициентом подтверждаемости ресурсов.

Коэффициент подтверждаемости ресурсов ($КпдтD_0$ или Кпдт) это отношение величины последней по времени оценки начальных запасов залежей открытых месторождений (сумма запасов всех категорий с учетом добычи) к величине оценки их ресурсов категории D_0 на дату ввода структур в глубокое бурение.

Коэффициент подтверждаемости ресурсов рассчитывается по формуле [1]:

$$Кпдт = \frac{\Sigma(Q + A + B + C1 + C2)}{\Sigma D0}$$

где Q – накопленная добыча УВС (нефть + свободный газ), тонны условного топлива (т.у.т);

A, B, C_1, C_2 – остаточные запасы УВС (нефть + свободный газ) месторождений, на которых ранее оценивались перспективные ресурсы, т.у.т;

D_0 – подготовленные ресурсы УВС (нефть + свободный газ) нефтегазоперспективных структур, на которых впоследствии были открыты месторождения, т.у.т.

При коэффициенте подтверждаемости, равном единице, оценка ресурсов истинна, при превышающем единицу – занижена, при меньшем, чем единица, оценка завышена.

Из выборки исключены запасы крупных и уникальных месторождений, ресурсы которых на момент ввода структуры в бурение были незначительны.

Пример – крупное Харьягинское нефтяное месторождение. Геологические ресурсы нефти при вводе Харьягинской структуры в бурение (1977 г.) составляли 44,3 млн. т. В настоящее время начальные геологические запасы нефти составляют 357,4 млн. т, то есть, недооценка ресурсов при вводе Харьягинской структуры в бурение была более, чем восьмикратной.

Часть структур, на которых были открыты месторождения, вводилась в бурение без предварительной оценки ресурсов, например – параметрическим бурением.

Анализ достоверности оценки и подтверждаемости геологических ресурсов углеводородов категории D_0 проведен по состоянию на 01.01.2025 г.: за период с 1966 года по 2024 год по всей территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПП, РК + НАО) (таблица 1), в том числе – по территории Республики Коми (РК) и Ненецкого автономного округа (НАО) (таблицы 2 и 3).

Коэффициенты рассчитаны по нескольким периодам: 1966-2024 гг., 2001-2024 гг. и 2011-2024 гг.

Таблица 1 – Коэффициенты подтверждаемости геологических ресурсов нефтегазоносных областей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (Республика Коми + Ненецкий АО)

Нефтегазоносная область	**Коэффициенты подтверждаемости, доли ед.**		
	период, годы		
	2011-2024	**2001-2024**	**1966-2024**
Тиманская	-	19,582	18,516
Ижма-Печорская	0,807	0,568	0,493
Малоземельско-Колгуевская	-	-	2,895
Печоро-Колвинская	2,321	2,132	1,090
Хорейверская	0,627	0,751	1,262
Варандей-Адзьвинская	-	1,338	1,383
Припайхойско-Приюжноновоземельская	-	-	5,149
Северо-Предуральская	0,367	0,389	0,513
Западно-Уральская	0,405	0,405	0,405
Всего по ТПП	**0,767**	**0,904**	**1,058**

Накопленная за период с 1966 по 2024 гг. величина коэффициента подтверждаемости ресурсов в целом по Тимано-Печоре составила 1,058, то есть, в среднем за весь проанализированный период системного освоения Тимано-Печоры оцененные ресурсы УВС категории D_0 практически равны начальным запасам.

Распределение коэффициентов подтверждаемости ресурсов по некоторым нефтегазоносным областям (НГО) Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции приведено на рисунке 1.

Среди нефтегазоносных областей наименьшая величина коэффициента подтверждаемости – в Западно-Уральской и Ижма-Печорской НГО (0,405 и 0,493, соответственно). По Западно-Уральской НГО статистическая выборка крайне незначительна – в границах области открыто одно месторождение – Левогрубейюское газовое.

Большие величины коэффициентов подтверждаемости по Тиманской, Припайхойско-Приюжноновоземельской и Малоземельско-Колгуевской НГО объясняются малым количеством объектом для статистического анализа.

Высокий коэффициент подтверждаемости по Тиманской НГО (Кпдт=18,516) обусловлен следующими причинами. За период 1966-2024 гг. в пределах Тиманской НГО открыты три месторождения, на которых предварительно оценивались ресурсы категории D_0 – Крохальское газовое, Изъель-Петровское и Восточно-Крохальское нефтяные.

Суммарные геологические ресурсы УВС категории D_0 этих нефтегазоперспективных объектов на дату передачи их в поисковое бурение составляли 1,3 млн. т.у.т., а начальные запасы по состоянию на 01.01.2025 г. – 24,2 млн. т.у.т. Остальные месторождения Тиманской НГО были открыты без предварительных ресурсных оценок.

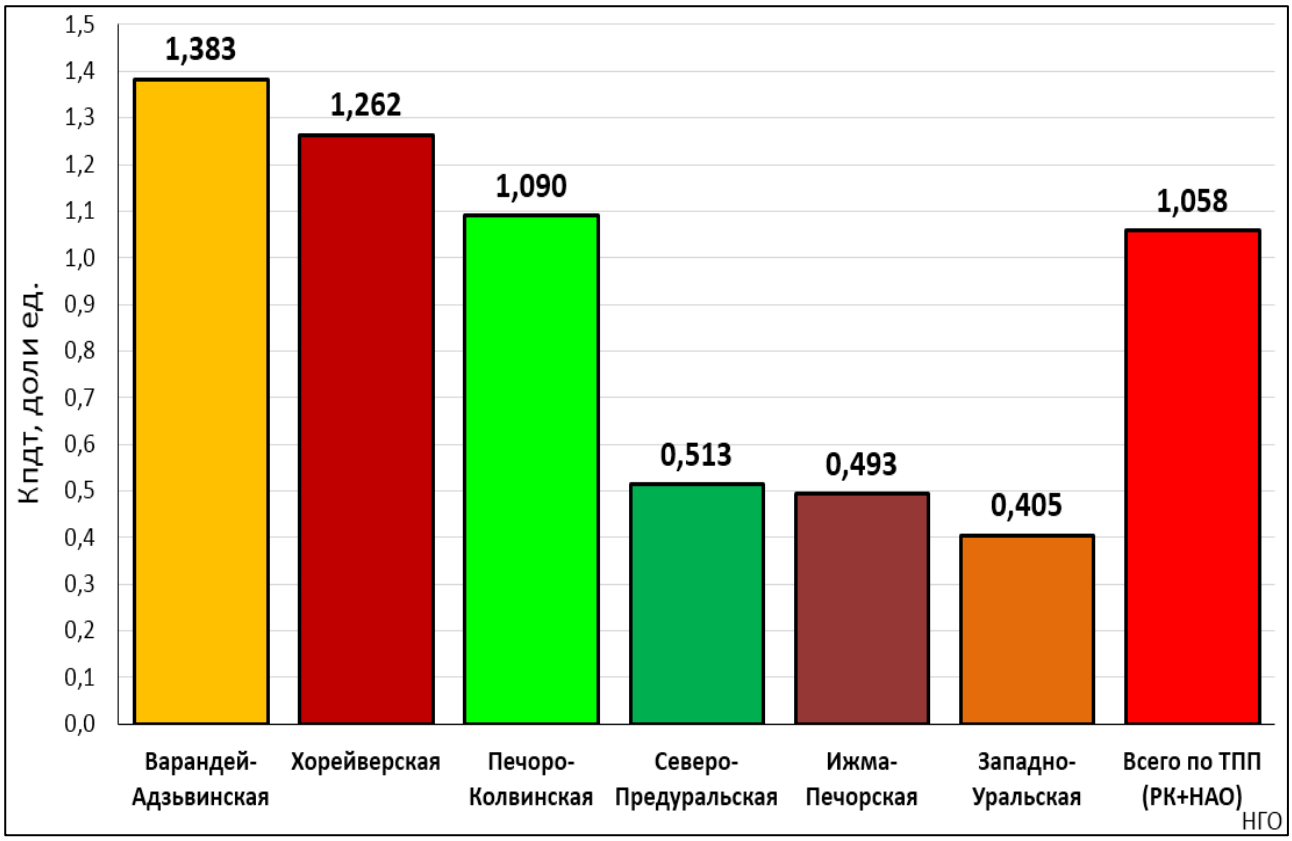


Рисунок 1 – Коэффициенты подтверждаемости ресурсов некоторых нефтегазоносных областей ТПП (за период 1966-2024 гг.)

В таблице 2 приведены коэффициенты подтверждаемости по территории Республики Коми, в таблице 3 – по территории Ненецкого автономного округа в границах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Таблица 2 – Коэффициенты подтверждаемости геологических ресурсов нефтегазоносных областей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции в границах Республики Коми

Нефтегазоносная область	**Коэффициенты подтверждаемости, доли ед.**		
	период, годы		
	2011-2024	**2001-2024**	**1966-2024**
Тиманская	-	19,582	18,516
Ижма-Печорская	0,807	0,568	0,493
Малоземельско-Колгуевская	-	-	-
Печоро-Колвинская	2,466	2,445	1,149
Хорейверская	0,307	1,356	0,870
Припайхойско-Приюжноновоземельская	-	-	-
Северо-Предуральская	-	-	0,484
Западно-Уральская	0,405	0,405	0,405
Всего по Республике Коми	**0,867**	**1,008**	**0,858**

Высокий коэффициент подтверждаемости по Припайхойско-Приюжноновоземельской НГО (Кпдт=5,149) обусловлен тем, что на ее территории открыто единственное месторождение в прибортовой зоне – Усть-Толотинское нефтяное в автохтоне Вашуткина-Талотинского надвига, геологические ресурсы нефти которого были недооценены пятикратно (ресурсы категории D_0 4,3 млн. т, начальные запасы – 22,0 млн. т).

На территории Малоземельско-Колгуевской НГО (Кпдт=2,895) предварительная оценка ресурсов категории D_0 (8,0 млн. т) проводилась только по Таркской структуре (1986 г.), на которой позднее было открыто Таркское нефтяное месторождение (начальные запасы нефти – 23,2 млн. т).

Достоверность оценки ресурсов зависит не только от правильности определения подсчетных параметров, но и от результативности опоискования и подтверждаемости самих структур.

Она определяется коэффициентом достоверности ресурсов (Кдст) – отношением величины начальных запасов категорий ABC_1+C_2 (с учетом добычи) всех открытых месторождений (из данной выборки структур) к оценке ресурсов полной выборки опоискованных структур на дату ввода их в бурение, то есть косвенным образом учитывает успешность геологоразведочных работ на нефть и газ.

Таблица 3 – Коэффициенты подтверждаемости геологических ресурсов нефтегазоносных областей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции в границах Ненецкого АО

Нефтегазоносная область	**Коэффициенты подтверждаемости, доли ед.**		
	период, годы		
	2011-2024	**2001-2024**	**1966-2024**
Ижма-Печорская	-	-	-
Малоземельско-Колгуевская	-	-	2,895
Печоро-Колвинская	0,756	1,178	1,017
Хорейверская	0,858	0,521	1,559
Варандей-Адзьвинская		1,338	1,383
Припайхойско-Приюжноновоземельская	-	-	5,149
Северо-Предуральская	0,593	0,67	0,565
Всего по Ненецкому АО	**0,618**	**0,738**	**1,225**

Коэффициент достоверности оценки ресурсов рассчитывается по формуле [1]:

$$\text{Кдст} = \frac{\Sigma(\text{Q} + \text{A} + \text{B} + \text{C1} + \text{C2})}{\Sigma \text{D0 всех структур выборки}}$$

где Q – накопленная добыча УВС (нефть + свободный газ) месторождений выборки, т.у.т;

A, B, C_1, C_2 – остаточные запасы УВС (нефть + свободный газ) месторождений выборки, на которых ранее оценивались подготовленные ресурсы, т.у.т;

D_0 всех структур выборки – подготовленные ресурсы УВС (нефть + свободный газ) всех нефтегазоперспективных структур выборки (в т.ч. и пустых), т.у.т.

Коэффициенты достоверности оценки геологических ресурсов за период с 1966 года по 2024 год по всей территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПП, РК + НАО) приведены в таблице 4 и на рисунке 2, по территории Республики Коми – в таблице 5, по территории Ненецкого автономного округа в таблице 6.

Коэффициенты достоверности оценки геологических ресурсов также рассчитаны по нескольким периодам: 1966-2024 гг., 2001-2024 гг. и 2011-2024 гг.

Таблица 4 – Коэффициенты достоверности оценки геологических ресурсов нефтегазоносных областей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (Республика Коми + Ненецкий АО)

Нефтегазоносная область	**Коэффициент достоверности доли ед.**		
	период, годы		
	2011-2024	**2001-2024**	**1966-2024**
Тиманская	-	19,582	18,516
Ижма-Печорская	0,761	0,454	0,230
Малоземельско-Колгуевская	-	-	0,108
Печоро-Колвинская	1,395	1,440	0,759
Хорейверская	0,260	0,464	0,697
Варандей-Адзьвинская	-	1,338	1,190
Припайхойско-Приюжноновоземельская	-	-	0,218
Северо-Предуральская	0,367	0,385	0,269
Западно-Уральская	0,405	0,348	0,348
Всего по ТПП (РК+НАО)	**0,589**	**0,696**	**0,651**

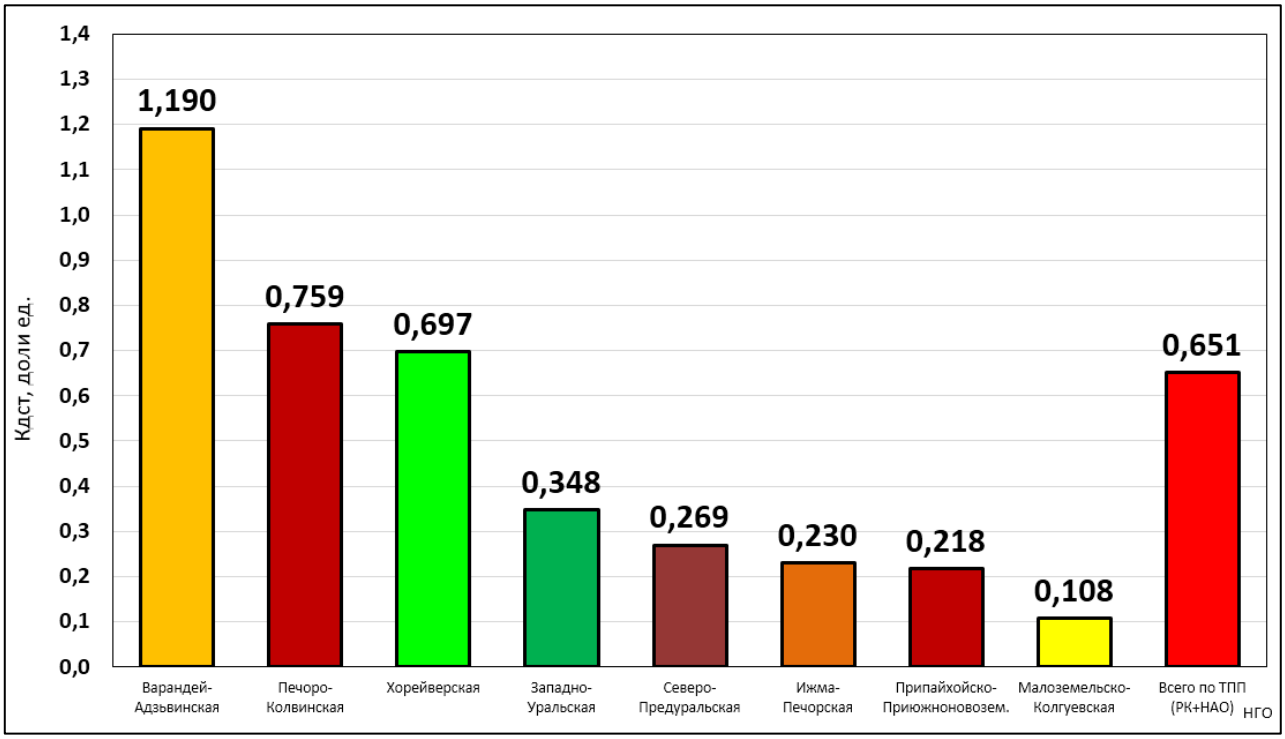


Рисунок 1 – Коэффициенты достоверности оценки ресурсов нефтегазоносных областей ТПП (за период 1966-2024 гг.)

Средняя по Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции накопленная с 1966 г. величина коэффициента достоверности составляет 0,651.

Таблица 5 – Коэффициенты достоверности оценки геологических ресурсов нефтегазоносных областей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции в границах Республики Коми

Нефтегазоносная область	**Коэффициенты достоверности доли ед.**		
	период, годы		
	2011-2024	**2001-2024**	**1966-2024**
Тиманская	-	19,582	18,516
Ижма-Печорская	0,761	0,454	0,233
Малоземельско-Колгуевская	-	-	-
Печоро-Колвинская	1,429	1,492	0,818
Хорейверская	0,070	0,418	0,420
Припайхойско-Приюжноновоземельская	0,102	15,398	4,331
Северо-Предуральская	-	0,137	0,246
Западно-Уральская	0,405	0,348	0,348
Всего по Республике Коми	**0,651**	**0,741**	**0,489**

Таблица 6 – Коэффициенты достоверности оценки геологических ресурсов нефтегазоносных областей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции в границах Ненецкого АО

Нефтегазоносная область	**Коэффициенты достоверности доли ед.**		
	период, годы		
	2011-2024	**2001-2024**	**1966-2024**
Ижма-Печорская	-	-	-
Малоземельско-Колгуевская	-	-	0,108
Печоро-Колвинская	0,756	1,178	0,690
Хорейверская	0,858	0,521	0,967
Варандей-Адзьвинская	-	1,338	1,190
Припайхойско-Приюжноновоземельская	-	-	0,284
Северо-Предуральская	0,593	0,670	0,313
Всего по Ненецкому АО	**0,491**	**0,616**	**0,807**

Приведенные в данной публикации коэффициенты могут быть использованы при выполнении целого ряда научно-исследовательских работ, как то: при проведении количественной оценки ресурсной базы УВС как Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции в целом, так и отдельных территорий, находящихся в ее границах, для расчета прогнозируемых запасов УВС при обосновании приоритетных направлений геологоразведочных работ на нефть и газ, при составлении проектной документации на проведение работ на участках, лицензированных с целью поиска, разведки и разработки месторождений УВС, для расчета геолого-экономической эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ при составлении программ геологического изучения недр с целью поиска месторождений УВС.

Библиографический список:

1. Методическое руководство по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа, конденсата. М., ВНИГНИ, 1983.

УДК 553.044

Перспективные рифогенные объекты в нижнепермских отложениях восточной части Хорейверской впадины: ресурсная оценка углеводородного сырья

Желудова М. С., Куранов А. В.

ООО «Тимано-Печорский Научно-исследовательский Центр», г. Ухта, Россия

Ресурсная база углеводородного сырья Тимано-Печоры требует восполнения. Одним из резервов наращивания углеводородного потенциала являются рифогенные объекты нижнепермского нефтегазоносного подкомплекса Хорейверской впадины.

Рассматриваемые перспективные рифогенные объекты в административном отношении находится в пределах Ненецкого автономного округа Архангельской области.

В тектоническом отношении они относятся к Колвависовской ступени Хорейверской впадины. В соответствии с нефтегазогеологическим районированием территории Тимано-Печорской провинции объекты относятся к Колвависовскому нефтегазоносному району (НГР) Хорейверской нефтегазоносной области (НГО).

Расстояние до **межпромыслового напорного нефтепровода от Осовейского нефтяного месторождения до Хасырейского нефтяного месторождения** составляет примерно 30 км, а до межпромыслового нефтепровода группы месторождений Варандейское-Торавейское-Южно-Торавейское-Наульское-Западно-Леккейягинское – около 50 км.

Промышленные притоки нефти из нижнепермских отложений получены в ряде скважин, пробуренных на Колвинском месторождении. При опробовании в процессе бурения скважины 1П-Колвинская был получен приток нефти из нижнепермских рифогенных отложений из интервала 2087,0-2139,0 м за 10 минут открытого периода при депрессии на пласт 48,4 кгс/см^2 получено 6 м^3 газированной нефти.

При испытании нижнепермских рифогенных отложений в колонне скважин 129 и 130-Колвинские получен приток жидкости (нефть+вода): в скважине 129-Колвинская – из интервала 2401-2511 м после свабирования и спуска ЭЦН получен приток жидкости (нефть+вода), испытание проводилось на двух режимах: режим № 1 – депрессия на пласт 16,1 МПа, дебит нефти составил 128 м^3/сут, обводненность 6 %; режим № 2 – депрессия на пласт 19,1 МПа, дебит нефти составил 166 м^3/сут, обводненность 8 %.

В скважине 130-Колвинская при совместном испытании интервалов 2311-2344 м, 2350-2383 м, 2387-2415 м, 2419-2425 м, 2429-2437 м и 2438-2444 м зарядами PJ-4505-HMX (16 отв./пог.м) был получен приток жидкости (нефть+вода). Испытание проводилось на двух режимах: режим 1 – депрессия на пласт 20,9 МПа, дебит нефти составил 220 м^3/сут, обводненность 35 %; режим 2 – депрессия на пласт 20,3 МПа, дебит нефти составил 172 м^3/сут, обводненность 35 %.

В керне из скв. 1-Северо-Колвинская (инт. 2345,1-2352,7 м, долбл. 2) описаны известняки серые, светло-серые известняки с мелким детритом криноидей, водорослей, доломитизированные с фузулинидами, мелкокавернозные, пористые, где при опробовании инт. 2332,0-2346,0 м получен фильтрат глинистого раствора с пленкой нефти.

Ассельские отложения трансгрессивно залегают на сакмарских, которые в свою очередь согласно перекрываются гусиной свитой артинского яруса. В основном, они представлены карбонатно-глинистой толщей – глинистыми, карбонатно-глинистыми и глинисто-мергелистыми морскими относительно глубоководными отложениями – аналогами сезымской свиты (P_1sz). В относительно глубоководной сезымской палеовпадине получили развитие одиночные биогермы («пиннаклы»).

Органогенные постройки, судя по данным бурения скважин, пробуренных в аналогичных условиях, разнообразные по составу и мощности (в пределах 20-100 и более м) представлены биогермными известняками, среди которых в зависимости от преобладания основных породообразующих выделяются палеоаплизиновые, водорослевые, водорослево-мелкофораминиферовые, гидроактиноидные, реже криноидно-мшанковые разности. В таких постройках ассельские и сакмарские отложения не расчленены.

При сопоставлении нижнепермских отложений по скважинам было установлено, что в скважинах, пробуренных вблизи Колвинского месторождения, по материалам данных ГИС присутствуют коллекторы с водонасыщенной характеристикой. В скважине 1-Северо-Колвинская при опробовании инт. 2332-2346 м получен приток глинистого раствора с пленкой нефти. Также следует отметить, что в некоторых скважинах не проводилось опробование нижнепермских отложений или проводилось, но большими интервалами.

На структурной карте из отчета по переобработки и переинтерпретации сейсморазведочных данных МОГТ-3D (Куретова, 2017) по ОГ Ia (кровля карбонатных отложений нижней перми) в северо-восточной части прослеживаются узкие, вытянутые структуры, осложненные отдельными куполами, различной формы и ориентации. Высота их меняется от 30 до 80 метров. Органогенные постройки (биогермы), которые сформировались в ассельско-сакмарское время фиксируются выявленными структурами.

На структурной карте из отчета сейсмических исследований 2D (Шевчик, 2004) по ОГ Ia также установлены узкие, вытянутые структуры, осложненные отдельными куполами, различной формы и ориентации. Амплитуда их варьирует от 20 до 50 метров. По всей видимости, это органогенные постройки (биогермы – «пиннаклы»), которые сформировались в ассельско-сакмарское время фиксируются выявленными структурами.

На временных разрезах хорошо отображаются и прослеживаются выявленные «пиннаклы» (рис. 1).

В качестве месторождения-аналога для расчета величины ресурсной базы углеводородного сырья зоны распространения органогенных построек раннепермского возраста выбрано Колвинское нефтяное месторождение.

Прогнозируемые рифогенные залежи в отложениях ассельско-сакмарского ярусов нижней перми ожидаются массивные, сводовые, литологически экранированные и ограниченные.

Коллекторы представлены биогермными известняками, тип коллектора – каверново-поровый. Покрышкой для залежей в ассельско-сакмарских отложениях служат глинистые отложения артинского яруса, боковым экраном служат глинистые породы толщи заполнения.

Оценка ресурсов нижнепермских рифогенных отложений производилась методом удельных плотностей ресурсов нефти на единицу площади.

Плотность геологических запасов нефти на единицу площади составила 1,17 т/м^2. Плотность извлекаемых запасов нефти на единицу площади составила 0,47 т/м^2.

Нефти ожидаемых залежей по аналогии с Колвинским месторождением прогнозируются тяжелые и битуминозные, сернистые, парафинистые, высокосмолистые.

Прогнозируемые геологические ресурсы нефти рифогенных объектов ассельско-сакмарского возраста к западу от Колвинского месторождения составят 56,6 млн. т, а извлекаемые – 22,7 млн. т.

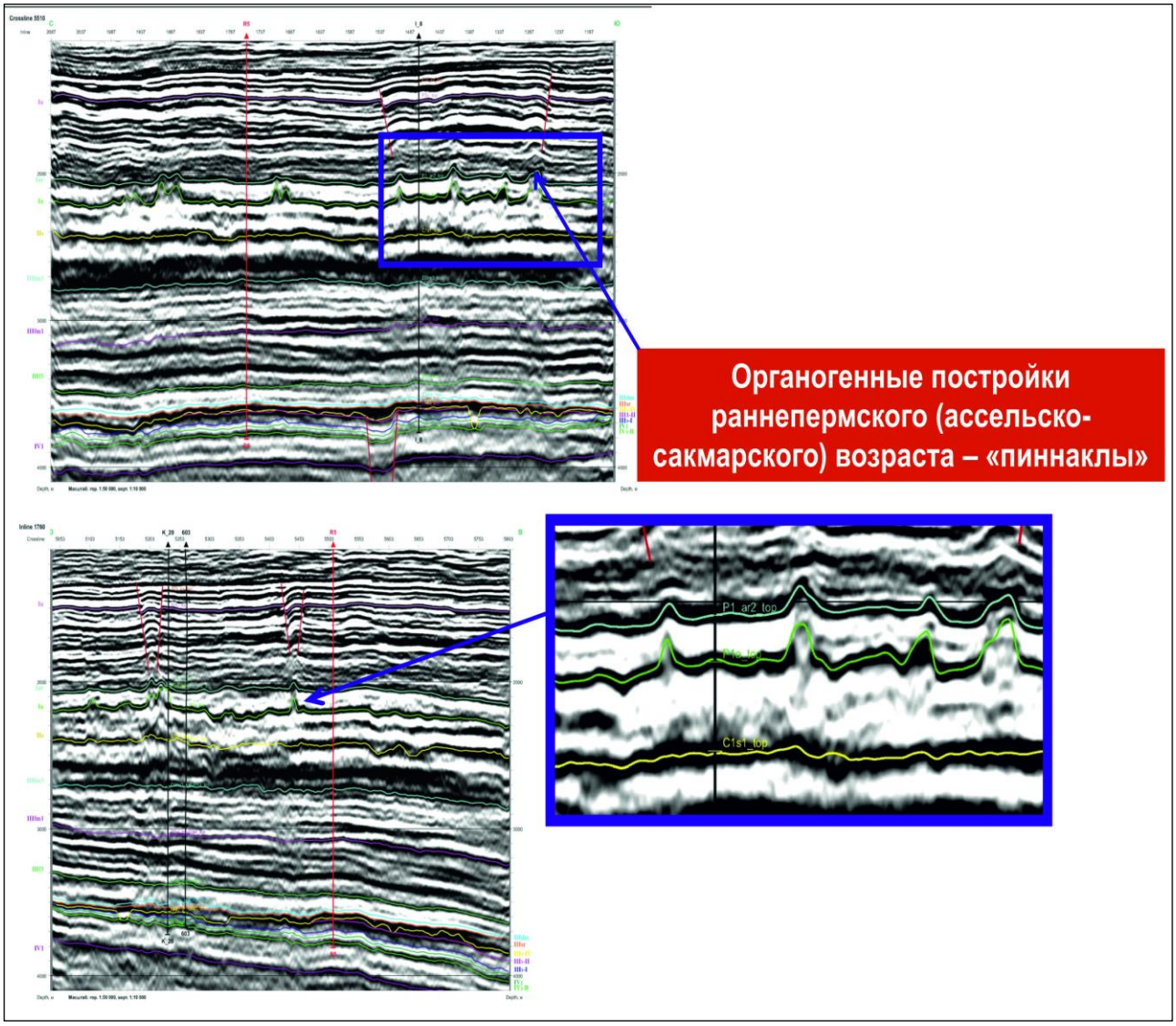


Рисунок 1 – Временные сейсмические разрезы по линии инлайн 1760 (Куретова, 2017)

Прогнозируемые геологические ресурсы нефти рифогенных объектов ассельско-сакмарского возраста к северо-востоку от Колвинского месторождения составят 6,5 млн. т, а извлекаемые – 2,6 млн. т. С учетом коэффициента недоразведанности, условно принятого равным 1,3, возможно предполагать, что геологические ресурсы нефти составят 8,5 млн. т, а извлекаемые – 3,4 млн. т.

Оцененные ресурсы нефти отнесены с долей условности к категории Dл.

Суммарное количество оцененных ресурсов нефти категории Dл рифогенных объектов составляет: геологические – 65,1 млн. т; извлекаемые – 26,1 млн. т.

Подводя итоги проведенных исследований можно рекомендовать:

а) Проведение сейсмических исследований 3D к западу и востоку от Колвинского месторождения с целью оконтуривания и подготовки к глубокому бурению структур, связываемых с рифогенными объектами («пиннаклами») в отложениях ассельского-сакмарского ярусов нижней перми.

б) Объемы сейсморазведки, необходимой для оконтуривания данных рифогенных объектов, можно будет определить исходя из экономической целесообразности освоения таких объектов – нефти по аналогии с Колвинским месторождением для ожидаемых залежей прогнозируются тяжелые и битуминозные, сернистые, парафинистые, высокосмолистые. Залежи ожидаются массивные, сводовые, литологически экранированные и ограниченные.

Решение о постановке поисково-оценочного бурения на эти объекты должно приниматься исходя из экономической целесообразности их освоения.

УДК 556.3

Гидрогеологические критерии верхнедевонского водоносного комплекса в центральной и южной частях Хорейверской впадины на основе сравнительного анализа с нижележащим водоносным комплексом

Ростовщиков В. Б., Овчарова Т. А., Белая И. В.
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Актуальность: В последние годы доманиковые отложения рассматриваются как один из наиболее перспективных объектов освоения нетрадиционных ресурсов углеводородов. Исследования Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции показывают, что доманиковые толщи выступают одновременно нефтематеринскими породами, коллекторами и миграционными путями углеводородов. По данным ряда геолого-геохимических исследований, формирование залежей в доманиковых породах тесно связано с гидрогеологическими условиями бассейна седиментации и последующей тектонической эволюцией региона. Гидрогеологические параметры определяют степень изолированности резервуаров, сохранность залежей и особенности фазового состояния флюидов. Одним из основных факторов формирования залежей являются гидрогеологические условия нефтегазоносных систем.

Впервые авторами выполнен сравнительный анализ гидрогеохимических показателей верхнедевонского и нижележащего водоносных комплексов с выделением диагностических критериев нефтегазоносности для центральной и южной частей Хорейверской впадины.

Ключевые слова: минерализация пластовых вод, гидрогеологические режимы, типы пластовых вод, флюидоупор.

Введение: целью данных исследований было выявление гидрогеологической ситуации при формировании залежей углеводородов (УВ) в доманиково-турнейском нефтегазоносном комплексе в пределах центральной и южной частей Хорейверской впадины.

Для анализа гидрогеологических условий Хорейверской впадины были использованы результаты исследований химического состава пластовых вод, выполненные ранее ООО «ТП НИЦ», а также собственный сравнительный анализ.

Гидрогеология

Одним из важных элементов, обеспечивающим экранирование и сохранность залежи, является наличие флюидоупора.

К началу верхнего девона на территории Хорейверской впадины существовал Уральский палеоокеан. К концу саргаевского времени в результате тектонических движений отдельных блоков произошел подъем уровня моря, который привел к значительной перестройке рельефа морского бассейна. Под действием энергии волн происходил размыв территории и осадконакопление. Формировалась флюидоупорная толща тиманско-саргаевских отложений верхнего девона (D_{3tm+sr}). Верхнедевонские тиманско-саргаевские отложения формируют региональную флюидоупорную толщу, представленную аргиллитами с прослоями глинистых известняков и туфов; например, в скважине 1-Западно-Ярейягинская мощность порядка 50 м.

На флюидоупорной толще тиманско-саргаевских отложений залегает водоносный комплекс верхнедевонских отложений. Комплекс выделен в объеме доманиковых отложений, кочмесской свиты елецкого, устьпечорского и зеленецкого горизонтов. Мощность верхнедевонских отложений в скв. 1-Западно-Ярейягинская составила 923 м. Разрез комплекса представлен переслаиванием известняков, мергелей, аргиллитов. Водовмещающие породы представлены известняками. Между девонским и каменноугольно-нижнепермским водоносными комплексами флюидоупор не выделяется.

Водоносный комплекс верхнедевонских отложений

Для данного водоносного комплекса характерны подземные воды хлоркальциевого типа с минерализацией от 129,37 до 176,8 г/л, гидрохимический коэффициент rNa/Cl

практически не отличается от значений коэффициента нижележащего водоносного комплекса и составляет 0,76-0,79, а хлор-бромное отношение - 220-248 что связано со снижением содержания брома. Концентрация основных ионов составляет (%-экв/л): хлора - 49,33-49,52; натрия – 37,27-38,91; кальция - 7,92-8,90; магния - 2,24-3,05, pH – 5,55-7,30. По классификации Сулина воды относятся к хлоркальциевому типу.

Из микрокомпонентов в пластовых водах присутствуют: йод - до 52,87; бром - до 452; бор - до 39,99; литий - до 9,92; стронций - до 318,7; рубидий - до 1,4; калий - до 1577 мг/л. По сравнению с нижележащим водоносным комплексом в подземных водах верхнедевонского водоносного комплекса отмечается повышение концентрации йода, наряду со снижением содержания брома, бора и калия, а также прослеживается снижение минерализации пластовых вод. Глубины залегания верхнедевонского водоносного комплекса располагаются в пределах 2900-3800 м. Для оценки промышленной значимости рассолов необходим комплекс специальных гидрогеологических исследований.

При испытании интервала 3906,5-3795 м (охватывает стратиграфический диапазон от домаников до нижнедевонских отложений) получен приток глинистого раствора с минерализованной водой, с удельным весом воды – 1,036 г/см^3. Данные по результатам исследования воды отсутствуют, но вода такой плотностью имеет минерализацию порядка 40–60 г/л, что существенно ниже фоновых значений пластовых вод комплекса и свидетельствует о разбавлении технической водой.

Пластовое давление, замеренное при испытании в интервале глубин 3906,5-3795 м, на глубине 3790 м (D_{3dm}) составило 41,19 МПа, пластовая температура на глубине 3770 м равна 86 ºС. Средний дебит притока в период испытания пласта составил 20,8 м^3/сут.

В то же время, при испытании продуктивного пласта в интервале 3796-3772 м (в соответствии с принятым в данном проекте расчленением разреза отложения $D_{3dm\text{-}src\text{-}vt}$) получен приток безводной нефти 12,8 м^3. Пластовое давление на глубине 3770 м составило 52,61 МПа, что позволяет констатировать в продуктивных отложениях наличие АВПД. По аналогии с другими месторождениями, на которых установлены залежи нефти в доманикитах (Баганское, Западно-Хатаяхинское и др.), ввиду линзовидного характера природного резервуара залежи не подстилаются подошвенными водами.

Верхнедевонские отложения перекрываются водоносным комплексом каменноугольно-нижнепермских отложений ($C\text{-}P_1$).

Результаты сравнительного анализа верхнедевонского водоносного комплекса с ордовикско-силурийско-нижнедевонским водоносным комплексом.

Ключевое наблюдение – верхнедевонский водоносный комплекс характеризуется водами хлоркальциевого типа с высокой минерализацией 129,37-176,8 г/л. Коэффициент rNa/Cl = 0,76-0,79 практически не отличается от значений нижележащего водоносного комплекса, что важно: это указывает на близкий тип эволюции вод и общую направленность метаморфизации в глубинной обстановке.

При этом есть отличия, которые и дают основу для критериев: по верхнедевонскому комплексу отмечается снижение минерализации по сравнению с нижележащим комплексом; одновременно фиксируется рост содержания йода на фоне снижения брома, бора и калия.

Сравнительный анализ показал, что оба водоносных комплекса формируются в условиях высокой гидрогеологической закрытости и характеризуются высокоминерализованными водами хлоркальциевого типа. То есть, в сравнении по разрезу мы видим не просто «высокую минерализацию», а изменение микрокомпонентного состава вод при сохранении общего хлоркальциевого типа – это хороший диагностический признак гидрогеохимической зональности и условий формирования флюидов.

При этом нижележащий ордовикско-силурийско-нижнедевонский комплекс демонстрирует более высокую минерализацию и степень метаморфизации вод, что отражает более длительную гидрогеохимическую эволюцию.

Верхнедевонский доманиково-турнейский комплекс, напротив, характеризуется повышенным содержанием йода, наличием АВПД и отсутствием подошвенных вод, что свидетельствует о его высокой перспективности для нефтегазонакопления (табл. 1).

Таблица 1 – Гидрохимические показатели Хорейверской впадины. По данным ТПНИЦ

Гидрохимические показатели	Верхнедевонский водоносный комплекс	Нижнедевонский водоносный комплекс
минерализация, г/л	129,37-176,8	176,9-208,2
rNa^+/rCl^-	0,76-0,79	0,73-0,79
Cl/Br^-	220-248	176-194
I, мг/л	52,87	6,35-32,4
Br, мг/л	452	432,2-822,8
Тип воды	ХК	ХК

Исследования пластовых вод Тимано-Печорской провинции показывают, что повышенные концентрации микроэлементов, в частности йода, часто коррелируют с нефтегазоносными структурами. Йод считается индикатором взаимодействия подземных вод с органическим веществом нефтематеринских толщ.

Бром в подземных водах, напротив, в меньшей степени связан с органическим веществом, однако его повышенные концентрации свидетельствуют о высокой степени гидрогеологической закрытости бассейна и длительной эволюции пластовых флюидов.

Дополнительным благоприятным признаком нефтегазоносности является отсутствие сульфатных вод. Сульфаты активно участвуют в процессах окисления углеводородов, поэтому их низкое содержание свидетельствует о восстановительных условиях среды и высокой сохранности залежей.

Гидрогеологические критерии нефтегазоносности верхнедевонского комплекса

На основе проведённого сравнительного анализа верхнедевонского и ордовикско-силурийско-нижнедевонского водоносных комплексов центральной и южной частей Хорейверской впадины выделены следующие диагностические гидрогеологические критерии нефтегазоносности:

- Хлоркальциевый тип пластовых вод при высокой степени метаморфизации, отражающий формирование в условиях глубокой гидрогеохимической эволюции;
- Высокая минерализация пластовых вод (129,37–176,8 г/л) при сохранении устойчивых значений коэффициента rNa^+/rCl^- (0,76–0,79), что свидетельствует о закрытом характере гидрогеологической системы;
- Изменение микрокомпонентного состава при сохранении общего гидрохимического типа, выражающееся: в повышенном содержании йода, в снижении концентраций брома, бора и калия, что указывает на взаимодействие вод с органическим веществом нефтематеринских толщ;
- Повышенные концентрации йода как индикатор участия органического вещества и возможного нефтегазонакопления;
- Отсутствие сульфатных вод, отражающее восстановительные условия среды и благоприятные условия сохранности залежей углеводородов:
- Наличие аномально высоких пластовых давлений (АВПД) в продуктивных интервалах, что указывает на гидродинамическую изолированность резервуаров:

• Отсутствие подошвенных вод в пределах доманиково-турнейского комплекса, связанное с линзовидным строением природных резервуаров.

Выводы: исследования гидрогеологических условий формирования залежей углеводородов позволяют предположить, что:

1. Совокупность перечисленных признаков позволяет рассматривать верхнедевонский комплекс как самостоятельную нефтегазоносную систему с благоприятными условиями формирования и сохранения залежей углеводородов.

2. Доманиково-турнейский комплекс характеризуется наличием АВПД и притоками безводной нефти, что свидетельствует о высокой гидродинамической изолированности и прямой нефтегазоносности. Формируются локальные ловушки УВ.

3. Ордовикско-силурийско-нижнедевонский комплекс демонстрирует более глубокую гидрогеохимическую эволюцию и выполняет роль глубинной флюидной системы, способствующей формированию и сохранению залежей углеводородов.

4. Выделенные критерии могут быть использованы при прогнозировании нефтегазоносности доманиковых отложений в пределах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Библиографический список:

1. Смирнова Т. С., Тулегенов А. Р., Долгова Е. Ю., Меркитанов Н. А. Влияние гидрогеологических условий на формирование нефтегазовых залежей. Астраханский государственный университет. Астрахань, Россия. Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2013 г.

2. Матусевич В. М. Нефтегазовая гидрогеология. В 2 ч. Ч. 1 Теоретические основы нефтегазовой гидрогеологии: учебное пособие / В. М. Матусевич, Л. А. Ковяткина. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 116 с.

3. Ростовщиков В. Б., Овчарова Т. А., Белая И. В. Гидрогеологические условия формирования залежей нефти в нижнепалеозойских отложениях Большеземельского палеосвода. Рассохинские чтения: материалы международной конференции (1 – 2 февраля 2024 года) – Ухта, 2024. – С. 92–96.

УДК 332.142.6 504.064

Наша планета Земля занялась самолечением

Богданов Б. П.
г. Ухта, Россия

В Решении Всероссийского литологического совещания «Геология рифов» от 25-26.06.2020 года было высказано сожаление, что «вновь **не были представлены доклады о современном рифообразовании, что в целом негативно характеризует состояние данного вопроса в нашей стране.** Эти исследования важны как для палеотектонических реконструкций, так и для рассмотрения фундаментальной проблемы эволюции рифовых экосистем на протяжении геологической истории».

Незадолго до упомянутого совещания мы откликнулись на проблему, с которой столкнулись и боролись современные рифы морей и океанов нашей планеты, предложив свои «лекарства» для умирающих рифов. Ниже мы напомним наши тексты, в которых описаны причины нашего беспокойства о здоровье рифов планеты.

По-видимому, с 6 июля 2009 г. человечество вступило в новую фазу своего развития, когда в Лондоне за кафедрой Королевского общества в Каратонхаус-Терраса известный натуралист Дэвид Аттенборо представил бывшего главного научного сотрудника Австралийского института морских исследований Джона Верона, являющегося признанным авторитетом в изучении рифов, и который сообщил **о существовании вероятности вымирания Большого Барьерного рифа Австралии** [2, 6].

Джон Верон провел анализ прошлых случаев вымирания рифов и собрал много доказательств последствий изменения уровня моря, тепловых ударов, истребления рифов морскими звездами акантастерами (терновыми венцами) и антропогенного воздействия на содержание питательных веществ. Все это обострило его давние опасения за здоровье Большого Барьерного и других рифов мира.

Друзья-дайверы долго убеждали его посетить живописные рифы восточной Индонезии, но к тому времени, как он добрался туда в начале 1990-х гг., было уже слишком поздно. **Рифы, ранее простиравшиеся на тысячи километров, стали кучами каменных обломков.** Верон заметил первый признак обесцвечивания кораллов в начале 1980-х гг. на островах Палм, входящих в состав парка Большой Барьерный риф – крошечный кустик белого рифового скелета, который он сфотографировал как редкое явление. «А затем я увидел угрожающее явление массового обесцвечивания, когда все становится белым и умирает. Иногда это просто быстро растущие ветвистые кораллы, однако на некоторые другие ужасно смотреть: кораллы возрастом четыре, пять, шесть сотен лет умирают».

Первое зафиксированное глобальное массовое обесцвечивание произошло между 1981 и 1982 гг. Следующая вспышка массового обесцвечивания кораллов произошла между 1997 и 1998 гг., она поразила рифы в более чем 50 странах, даже кораллы, живущие в теплой воде Аравийского моря. В Большом Барьерном рифе обесцвечивание совпало с самой высокой зафиксированной температурой воды. В еще более серьезном случае массового обесцвечивания в 2001-2002 гг. нанесение ущерба в мировых масштабах также подтвердило тесную связь с погодными изменениями, связанными с Эль-Ниньо. Наступило катастрофическое глобальное потепление. Состояние кораллов, особенно чувствительных к повышению температуры и усилению света, послужило ученым сигналом об опасности климатических изменений.

Исследование Верона показало, что во время погодных циклов, связанных с Эль-Ниньо (Эль-Ниньо – теплое океанское течение), поверхностные воды в лагуне Большого Барьерного рифа, уже нагретые до необычайно высоких значений потеплением, вызванным парниковыми газами, подпитываясь массой теплых океанических вод из западной части Тихого океана, выплескивались на нежные живые кораллы рифа. Для кораллов воздействие температур на два-три градуса выше их максимума (31° С для видов Большого Барьерного рифа) в сочетании с повышенным уровнем солнечной радиации смертельно. Эти поврежденные кораллы способны к регенерации при возвращении температуры воды к нормальным значениям при условии хорошего качества воды, однако частота и интенсивность явлений обесцвечивания сейчас такова, что процент потери рифа в результате смерти кораллов будет резко повышаться. Д. Верон прогнозирует, что расширение и углубление области теплых вод в западной части Тихого океана в процессе изменения климата будет означать, что «каждый год станет годом влияния Эль-Ниньо для кораллов». Он надеется, что какие-то, пока неизвестные, разновидности симбиотических водорослей, лучше приспособленные к тепловым ударам, смогут в итоге образовать партнерские отношения с кораллами. Или что адаптивная деятельность быстрорастущих кораллов, таких как акропора, сможет помочь опередить обесцвечивание. Или что очаги обитания кораллов, расположенные на затененных прохладных глубоких склонах рифов или в глубоководье, смогут выжить, чтобы дать начало будущему обновлению.

Однако жара не единственная проблема, с которой сталкиваются кораллы. Другие разрушительные механизмы взаимодействия невозможно остановить. По словам Верона, рифы представляют собой природные архивы, своеобразные комплексные банки данных, хранящие свидетельства экологических изменений за миллионы лет до настоящего времени. В геологические пласты вписаны истории о массовых исчезновениях видов в далеком прошлом, в том числе и их вероятные причины. Эти архивы рассказывают нам, что **четыре из пяти предыдущих массовых разрушений коралловых рифов на нашей планете были связаны с круговоротом углерода**. Они были вызваны изменениями химического состава океана, обусловленными абсорбцией двух основных парниковых газов, диоксида углерода и метана, в процессе окисления океанской воды.

Нынешние причины проблемы – те же газы, хотя их повышенное содержание не стало результатом столкновений с метеоритами или деятельности вулканов, вызывавших предыдущие катаклизмы. Люди выполняют эту работу сами, намеренно выбрасывая в атмосферу огромные количества этих газов. Океаны, обычные природные абсорбенты таких веществ, уже на треть своих возможностей поглотили и химически нейтрализовали их. В неявном виде в океанах уже начался процесс, предвещающий неизбежность окисления и разрушения задолго до того, как они станут видимыми. Со временем, возможно в 2050 г., мы достигнем точки, когда коралловые рифы станут растворимыми в морской воде. Карбонатные породы, в том числе и те, из которых сложены рифы, по словам Верона, начнут растворяться как гигантские антацидные таблетки. Фитопланктон – пища крошечных морских рачков, ключевой элемент в пищевой цепи в южных океанических водах – также подвергнется воздействию закисления. И кто знает, какая цепь экологических последствий может наступить. В этом случае на Земле произойдет шестое массовое вымирание кораллов, опасается Д. Верон.

Поэтому Д. Верон, человек, большую часть жизни проживший и проработавший на Большом Барьерном рифе, находится в положении предсказателя такого вымирания. Нет более проникновенного зрелища, чем заключительный момент выступления Верона в июле 2009 г. в притихшей аудитории. Отбросив свои заметки, он просит прощения за такую депрессивную речь. Он призывает слушателей подумать о том, что они только что услышали: «Используйте ваше влияние. Во имя будущего планеты помогите сделать эту историю достоянием гласности. Это не вымысел – это реальность». Так закончил описание встречи Дэвид Аттенборо.

А теперь давайте посмотрим, что происходит в другом рифовом оазисе за 22500 тыс. км от Большого Барьерного рифа на западе Атлантики на Багамских островах, на примере местных строматолитов [2]. Строматолиты – это рифовые тонкослойчатые столбики или холмики различной формы, состоящие из карбоната кальция и песчано-глинистого материала. Строматолит образуется в результате жизнедеятельности сообщества бактерий, называемого цианобактериальным матом (цианобактерии еще называются сине-зелеными водорослями). Маты существуют во многих районах мира, однако в современное время настоящие строматолиты существуют только в Акульем заливе на западном побережье Австралии и на атлантическом побережье Багамских островов. Строматолиты достоверно появляются в геологической летописи в древнейших осадочных формациях Уарравуна (Западная Австралия) возрастом в 3,5 млрд. лет – это древнейшая известная форма жизни.

Палеонтологи из США, Австралии и Великобритании доказали, что строматолитовые постройки формации Стрелли-пул (Strelley Pool Formation) на западе Австралии имеют биологическую природу. Группе исследователей под руководством Эбигейл Оллвуд удалось обнаружить следы бактерий, участвовавших в формировании этих отложений. Строматолиты обитали в соленых и пресных водах. В протерозое из строматолитов состояли огромные рифы мощностью в сотни метров. Отдельные глубоководные строматолиты достигали высоты 75 м. Протерозойские строматолиты достигли высокого уровня сложности: появились формы со всевозможными ветвящимися столбиками, козырьками, разнообразной слоистостью и микроструктурой и т. п. Современные строматолиты, образуемые бактериальными матами, устроены намного проще.

Бактериальные маты по строматолитам Багамских островов являются предметом изучения Школы UM Rosenstiel Lewis G.Weeks под руководством профессора Питера Сварта. Профессор и его коллеги обратили внимание, что цианобактерии содержат много железа, источников которого нет в окрестностях Багамских островов и прилегающей суши. Исследования MIAMI показывают, что важную роль в формировании Багамских островов сыграла сахарская пыль Африки. Исследователи из Университета Майами (УМ) Розенстильской школы морской и атмосферной науки показали, что **богатая железом сахарская пыль обеспечивает питательные вещества, необходимые для специализированных бактерий для создания карбонатной основы цепи Багамских островов**. Профессор Питер Сварт и его коллеги из Школы UM Rosenstiel Lewis G. Weeks проанализировали концентрации двух микроэлементов, характерных для атмосферной

пыли – железа и марганца, – в 270 образцах морского дна, собранных вдоль Большого Багамской банки в течение трехлетнего периода. Ученые обнаружили, что самые высокие концентрации этих микроэлементов находятся к западу от острова Андрос, области, которая имеет наибольшую концентрацию белков, созданных фотосинтезирующими цианобактериями. Ведущим автором результатов исследований Питером Свартом было отмечено, что «цианобактерии потребляют в 10 раз больше железа, чем другие фотосинтезаторы, потому что они фиксируют атмосферный азот. Этот процесс усваивает углекислый газ и вызывает осаждение карбоната кальция. Следы атмосферного азота по его изотопам видны в осадках».

Команда Сварта предполагает, что высокие концентрации богатой железом пыли, приносимой бурями через Атлантический океан из Сахары, ответственны за существование Большой Багамской банки, которая последние 100 миллионов лет формировалась в результате осаждения карбоната кальция. Частицы пыли, вдутые в воды Багамских островов и непосредственно на острова, обеспечивают питательными веществами, необходимыми для цветения цианобактерий, которые, в свою очередь, производят карбонатные белки в окружающих водах.

Стойкие ветры из пустыни Сахары, имеющей в Африке площадь 3,5 миллиона квадратных миль, поднимают богатый минералами песок в атмосферу, где он путешествует на почти 5000 миль по северо-западному пути в сторону США и Карибского бассейна. В раннем онлайн-издании журнала «Геология» была опубликована статья под названием «Удобрение Багамы сахарской пылью: триггер для карбонатных осадков?». Авторами статьи являются вышеназванные Swart, Amanda Oehlert, Greta Mackenzie, Gregor Eberli из Департамента морских геонаучных школ UM Rosenstiel и Джона Реймера из Университета VU в Амстердаме в Нидерландах.

Таким образом, мы можем констатировать, **что непременной питательной средой багамских строматолитовых рифов является железо, приносимое пыльными бурями из Сахары в Африке.**

В пределах Среднего и Южного Тимана установлена крупная бокситоносная провинция, в составе которой выделены два стратиграфических уровня: девонско-среднерифейский и визейско-девонский [5]. Девонские бокситы по рифовым карбонатам рифея открыты на Среднем Тимане в 1969-70 г.г. Они принадлежат двум группам месторождений: Ворыквинской и Заостровской. В Ворыквинской группе известно 4 месторождения: Вежаю-Ворыквинское, Верхне-Щугорское, Восточное и Светлинское. Заостровская группа включает 2 месторождения: Заостровское и Володинское. Все эти месторождения являются продуктами латеритного выветривания позднепротерозойских карбонатно-терригенных пород и представлены как осадочными, так и переотложенными бокситами. Верхняя часть бокситоносных слоев рифогенных отложений имеет красно-малиновые цвета за счет содержания железа, марганца. На всем протяжении Волго-Тиманского барьерного рифа, в одиночных рифах Джежим Пармы, Полюдова Камня, Каратау в породах присутствует красно-малиновая окраска. В зоне Восточно-Европейского барьерного рифа в Башкирском антиклинории красно-буро-коричневую окраску имеют рифогенные породы саткинской, бакальской свит среднего рифея.

Визейско-девонские бокситы развиты на Южном Тимане, где выделено две группы месторождений: Тимшерско-Пузлинская и Кедва-Вольская. Бокситы Тимшерско-Пузлинской группы высокоглинозёмистые, высококремнистые, в значительной части пиритизированные (высокосернистые). На примере месторождений Ворыквинского и Заостровской групп бокситов Четласского Камня по данным В.А.Лебедева мы показали какие элементы таблицы Менделеева они содержат: железо, марганец, ниобит, тантал, таллий, скандий, ванадий, редкие земли. И совершенно очевидно предположить, что эти элементы были вместе с алюминием извлечены из морской воды рифостроителями, под которыми подразумевается вся рифовая биота вместе с полипами, водорослями, рыбами, рачками и пр. Таким образом, на примере среднерифейских, девонских рифов, рифов других стратиграфических уровней мы видим, что обязательным их компонентом являются железо и его производные.

Над Австралией ежегодно бушуют пыльные бури, приносящие железо из самой Австралии, из Индии и Африки [2, 8]. И всегда пыль оседала на материке и акватории, обрамленной рифами с севера до востока на 2600 км. И вдруг на северном побережье Австралии рифы стали обесцвечиваться. И можно предположить, что рифостроителям стало не хватать в пище железа, других элементов - рифы стали голодать.

И это вполне вероятно, если обратить внимание на следующие изменения на Земле.

Ученые в тревоге: северные широты заколосились. В Арктике, где совсем недавно стояла голая земля, появилась густая растительность. Изменение климата на планете проявляется все ярче. Северные широты покрываются высокими кустами, низкая, стелющаяся растительность, в свою очередь, продвигается к более северным широтам. В тайге и тундре видны наиболее разительные изменения флоры. Здесь площадь растительного покрова за 30 последних лет увеличилась более чем на 40 %. Бурное озеленение Земли в последние 30-40 лет означает, что уменьшилась поверхность, с которой поднимаются вверх частицы железа при пыльных бурях, что отмечено и для Западной Австралии. А это привело к сокращению объемов пыльных бурь с питательными минералами для коралловых рифов – они просто стали голодать. Для проверки такой причины смерти кораллов рекомендуется на опытном участке Большого Барьерного рифа поставить эксперимент по подкармливанию кораллов отходами бокситовых рудников, содержащих железо, марганец, прочие элементы и минералы.

Из выше сказанного обратим наше внимание на главные факторы, отрицательно влияющие на жизнь коралловых рифов: повышение температуры воды и степень насыщения ее кислородом и углеродом в составе углекислого газа и оксида. Ранее в ООН заявили о катастрофическом повышении глобальной температуры к концу столетия. Организация предупредила, что мир может столкнуться с потеплением до 3,1 °С, если не принять экстренные меры. Программа ООН по окружающей среде (ЮНЕП) призвала сократить ежегодные выбросы углекислого газа на 42 % к 2030 году и на 5 7% к 2035 году.

Из приведенной информации видно, что **человек не в состоянии радикально изменить ситуацию с температурой и углекислым газом**!

А теперь обратимся к новостям из спутниковых наблюдений за мировым океаном и континентами и поймем, что наша планета не доверяет человеку, а занимается саморегуляцией, как живой организм. Можно сказать, что она занимается «самолечением». На снимках из космоса в течение последних лет видны льдины-айсберги размерами в сотни квадратных километров и толщиной до 150 м, спустившиеся с Антарктиды и пустившиеся в плавание по просторам океанов в северном направлении, от чего ученые задаются вопросами: на сколько понизится температура океанов и поднимется их уровень. Мы при этом заметим, что одно и другое пойдет на пользу коралловым рифам и их обитателям. Участившийся сход ледников с материков наблюдается в последние годы и в северном полушарии, где существенно зазеленела Гренландия. Причем события последних 80-ти лет позволяют узнать многое другое о жизни ледников. «Самолёты времён Второй мировой войны, найдены в Гренландии на глубине 80 метров подо льдом», такая заметка появилась в газете New York Times 4 августа 1988 года. «Шесть американских истребителей и два бомбардировщика, совершивших аварийную посадку в Гренландии во время Второй мировой войны, были найдены 46 лет спустя под 80-метровым слоем льда, сообщили сегодня поисковики». Эта информация как-то указывает на скорость роста ледника Гренландии и его размеры, что представляется внушительной величиной. Накопление и таяние ледников на полюсах и в горах представляет собой работу конденсатора, который по сигналу Земли запускает его работу на «заморозку или оттайку», как это рачительная хозяйка распоряжается своим холодильником. Наша память подсказывает, что те 46 лет и 39 лет нашей жизни были морозными и льды еще не начинали таять с современной скоростью. Тают ледники и в Альпах: ледник Мармолада может полностью исчезнуть к 2040 году из-за повышения средней температуры. За последние пять лет площадь ледника сократилась на 70 га, что эквивалентно 98 футбольным полям. А с начала измерений в 1888 году ледник отступил на 1,2 тыс. м. Сейчас эксперты называют состояние ледника «необратимой комой».

Метеонаблюдения последних десятилетий изобилуют ежегодными сообщениями об участившихся ураганах и тайфунах в Атлантическом и Тихом океанах, которые вместе с разрушениями на континентах способствуют изменению температуры воды и насыщению ее кислородом, что так необходимо рифостроителям. Коллеги – ученые и государственные деятели, зная, что в «оках и глазах» тайфунов и ураганов энергия измеряется тысячами атомных бомб, винят человечество в сравнительно мизерных выбросах углекислого газа, не видя, кроме того, колоссальную угрозу от вулканов наземных и подводных, активность которых увеличивается год от года.

Существенное влияние на экологическую ситуацию в зонах современного рифообразования имеют такие разрушительные явления, как цунами. Нами проведены экспресс-исследования, на примерах которых убедительно показано, что цунами являются результатом схода после вибрации и толчков землетрясений с континентальных склонов лавин осадков, часто вмещающих барьерные рифы протяженностью в сотни км [1]. Сходы лавин происходили во всей геологической истории современных и древних океанов, горных систем, регулируя распределения громадных масс осадков вдоль склонов континентов, соблюдая принципы лавинной седиментации А.П. Лисицына, спасая Землю от «разноса» при вращении вокруг своей оси.

Кроме того, что **рифы создают вокруг себя оазисы жизни, они оставили человечеству уникальный по своей точности способ определения абсолютного возраста жизни на Земле, вообще возраста Земли,** суть которого ниже можно объяснить простым примером.

«Отбор коралловых кернов, как детективное расследование, превратился в надёжный способ обогатить деталями и доказательствами теории о прошлых событиях – или даже просто доказать, что эти события имели место. Легко забыть, что ещё до 1970-х годов никто не был уверен, что у кораллов вообще имеются годовые кольца. Именно тогда команда геофизиков из Гавайского университета посетила атолл Эниветок на юге Тихого океана. Эниветок был непритязательным островом с необычной историей: США испытывали там своё ядерное оружие в 1940-х и 50-х годах. Исследователи с Гавайев заинтересовались, демонстрируют ли скелеты растущих неподалёку кораллов свидетельства этой радиоактивности. Если бы в слоях кораллов содержались радиоактивные элементы с известным периодом полураспада, было бы возможно почти точно подсчитать, в какой момент появилось какое из колец. Они взяли слой массивной колонии, поместили его на светочувствительной бумаге в тёмной комнате на месяц, и увидели наборы радиоактивных полосок», - сказала Лоу, климатолог и эксперт по коралловым кернам из Австралийского института моря [4, 7]. «Расстояния между полосками на бумаге говорили о том, что в скрытой структуре коралла можно было найти много других данных, поэтому требовались дополнительные испытания. Они связались с работающим неподалёку врачом и спросили: нельзя ли просветить наш слой кораллов на рентгене?».

После размещения слоя кораллов в рентгеновском аппарате стали заметны легко различимые годовые кольца, чередующиеся светлые и тёмные – это было отражение плотности карбоната кальция, составлявшего скелет коралла. Датировка радиоактивных элементов скелета обнаружила, что каждый год на коралле появлялся двойной набор колец: более крупное и пористое, и более узкое и плотное. В работе 1972 года, опубликованной в журнале Science, исследователи назвали керны «коралловыми хронометрами», намекая на их полезность в качестве природных часов. С тех пор другие учёные сообщали, что **кораллы откладывают более толстые годовые кольца во время влажных сезонов с умеренной температурой, и менее толстые во время сухих сезонов и более экстремальных погодных условий.** Кораллы вырастают на 0,3-10 см в год, но в среднем можно считать, что керн длиной 100 см содержит запись 100 лет истории коралла. Часто это 100 последних лет но не всегда. Отвердевшие кораллы могут содержать последовательности годовых колец, датируемые даже последним межледниковьем, более 100 000 лет назад. Для оценки относительной плотности годовых колец, отражающей климатические условия в момент их появления, до сих пор используются рентгеновские снимки. Но океанографы в процессе работы постоянно открывают всё новые полезные свойства коралловых кернов.

А пока можно заявить: замеры роста кораллов и рифов на Эниветоке и Большом Барьерном рифе дали среднюю скорость 1 м/100 лет, т.е. риф Эниветока высотой 1 389 м вырос за 138 900 лет. По существующей шкале считается, что возраст рифа эоценовый и ему 55 000 000 лет. Т. е., возраст Эниветока по шкале в 396 раз превышает возраст рифа по кораллам. **А выбраный нами возраст жизни на Земле в 1,5 млрд. лет превращается в 3 787 879 лет. А потому мы вправе задать вопрос всему научному сообществу мира - как можно рассуждать об истории Земли и планировать на ней жизнь, если ошибаться с ее возрастом в 400 раз?!**

Как показано, **моря и океаны Земли за свою историю не однажды теряли рифовые системы и их фрагменты в результате изменений температур воды, землетрясений, изменений уровней морей и океанов на разные промежутки времени, всегда излечивая себя!**

Библиографический список:

1. Богданов Б. П., Кузьменко Ю. С. О цунами в истории Земли и что нам ждать от природы. American Scientific Journal № (18) / 2018. Стр.29-35.
2. Богданов Б. П., Путина И. Б. Спасти от гибели Большой Барьерный риф Австралии- спасти человечество. Norwegian Journal of development of the International Science No 28/2019, стр. 10-22.
3. Богданов Б. П., Путина И. Б., Громыко А. В. Другое время современной стратиграфической шкалы или рифы как индикаторы истории планеты Земля/ Уральский геологический журнал, 2022№5(149) с. 67-95.
4. Исдейл П. Флуоресцентные полосы в массивных кораллах фиксируют столетия прибрежных осадков, //Nature, 310 (5978):578–579, 16 августа 1984 г.
5. Рифы: от оазисов жизни к месторождениям. Сборник статей / Отв.ред. Богданов Б.П.- Сыктывкар: Коми республиканская типография, 2024.-368 с.
6. Bogdanov B. P., Putina I. B., Gromyko A. V. SAVE AUSTRALIA'S GREAT BARRIER REEF FROM HUNGER. “Science and innovations 2021: development directions and priorities” Proceedings of the International Scientific Conference.
7. Elizabeth Svoboda. Коралловые рифы хранят секреты прошлого и будущего океанов. 20 июня 2018г. (https://habr.com/ru/articles/414569/).
8. “Science and innovations 2021: development directions and priorities”. Part 1 (April 21, 2021. Melbourne, Australia), p. 196-207.

УДК 551.761: 550.834.05

Геологическое строение Нововоргамусюрского вала гряды Чернышева и его периферии в связи с перспективами нефтегазоносности

Богданов Б. П.[1], Заборовская В. В.[2], Горобец С. А.[3]

1 – Ухта, Россия;

2 – ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет», Ухта, Россия;

3 – ООО «Петрофизик» Ухта, Россия

Аннотация. Представлена уточненная модель Воргамусюрского участка Предуральского прогиба и Нововоргамусюрского вала на основе скоростной модели, где учтено наличие низкоскоростного триаса. Особенности строения опираются на труды геологов-съемщиков, ученых А.И. Першиной, Н. И. Тимонина, выполнивших описания и систематизацию десятков обнажений пород вдоль рек и ручьев гряды Чернышева, составивших геологические карты и разрезы, которые подтвердились по данным сейсморазведки ОГТ. Продолжено развитие представлений о гряде Чернышева, как составной части Варандей-Чернышевского авлакогена. Проанализирована вероятность заполнения выявленных ловушек углеводородами из крупных очагов генерации в Косью-Роговской впадине, в Варандей-Чернышевском авлакогене с ресурсами в сотни млн. т углеводородов. Имеются все предпосылки для подготовки ловушек к глубокому бурению.

Ключевые слова: Республика Коми, Тимано-Печорская провинция, геологическая съемка, сейсморазведка, скважина, модель, Варандей-Чернышевский авлакоген, Нововоргамусюрский вал, ресурсы углеводородов.

Abstract. A refined model of the Vorgamusyur section of the Cis-Ural trough is presented, identifying the Novovorgamusyur swell using a velocity model that takes into account the presence of low-velocity Triassic sediments. This paper draws on the work of survey geologists A.I. Pershina and N.I. Timonin, who described and systematized dozens of rock outcrops along the rivers and streams of the Chernyshev Ridge and compiled geological maps and sections, which were confirmed using CDP seismic data. This paper further develops concepts of the Chernyshev Ridge as part of the Varandey-Chernyshevsky aulacogen. The probability of filling the identified traps with hydrocarbons from large generation centers in the Kosyu-Rogovskaya Depression, part of the Varandey-Chernyshevsky aulacogen with resources of hundreds of millions of tons of hydrocarbons, is analyzed. All the prerequisites are in place for preparing the traps for deep drilling. Key words: Komi Republic, Timan-Pechora province, geological survey, seismic exploration, well, model, Varandey-Chernyshevsky aulacogen, Novovorgamusyursky swell, hydrocarbon resources.

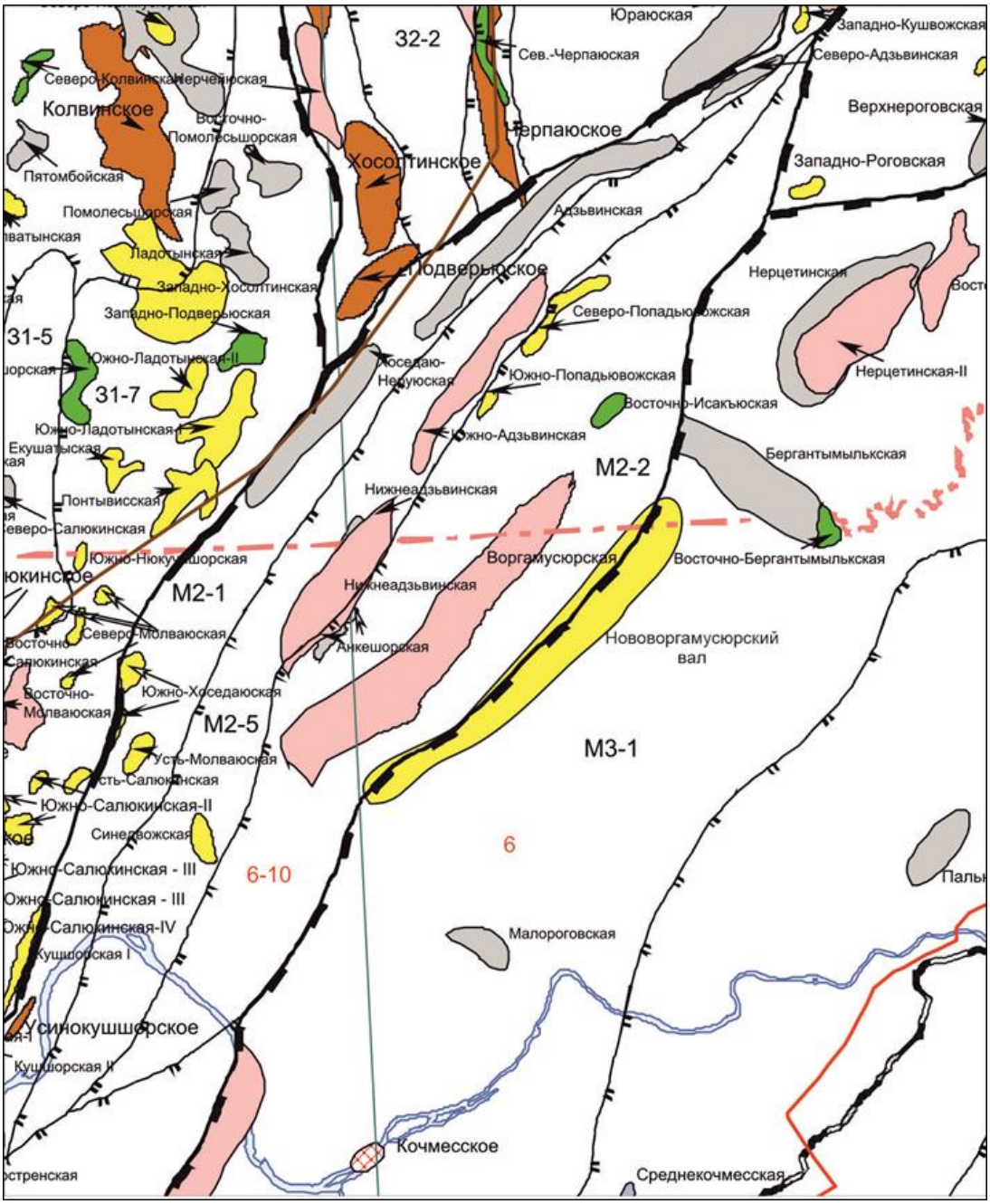


Рисунок 1 – Обзорная карта

Между сравнительно хорошо изученными геолого-геофизическими методами Хорейверской и Косью-Роговской впадинами находится сложнопостроенный тектонический элемент – гряда Чернышева. До постановки на гряде сейсморазведочных работ МОГТ представления о ее строении основывались на материалах геологических съемок конца 50-х годов 20 века, на геологических картах А. И. Першиной (1962 г.), Н. И. Тимонина (1975 г.), построенных на результатах изучения обнажений, развитых на территории гряды весьма неравномерно. Считается, что гряда Чернышева представляет собой складчато-блоковую систему структур, включающую Хоседаюский вал, Адзьвавомскую депрессию, Тальбейский, Шарью-Заостренский и Яньюский блоки, образовавшиеся над линейной системой разломов, ограничивающих западный борт Косью-Роговской впадины (рис. 1).

В результате проведенных в начале 90-х годов прошлого века в пределах гряды Чернышева сейсморазведочных работ МОГТ были получены новые представительные материалы, позволившие внести существенные дополнения и изменения в представления об особенностях развития гряды и смежных территорий на рубежах тектонических эпох, о перспективах их нефтегазоносности. Сейсмические материалы позволили наглядно наблюдать особенности взаимоотношений мезозойских и подстилающих палеозойских отложений, которые ранее определялись по литолого-фациальной характеристике базальных частей триасовых пород в обнажениях рек, ручьев и редких угольных скважин, наиболее систематизированные описания которых мы видели у Н. И. Тимонина (1975) [1]. Волновая картина позволяет судить об ином происхождении гряды, чем просто флексуре на границе Хорейверской и Косью-Роговской впадин.

Существующие 35 лет модели Воргамусюрской площади позволяют сегодня увидеть, что на основании временных разрезов были выполнены неверные глубинные построения по Воргамусюрской и Адакской площадям без учета высоких скоростей в аллохтоне, без учета низкоскоростного триаса, вместо которого был ошибочно нарисован выдвинутый неимоверно далеко на восток высокоскоростной карбонатный аллохтон с породами силура-девона (рис. 2) [3,4,7].

В этом смысле особенно показательна волновая картина на профиле 17-РС между пикетами 970-1080 (рис. 3) на временах от 0 до 800 мсек, где четко выделяется комплекс отложений, врезанный в плоскослоистые отложения верхней перми.

Некоторые исследователи склонны отождествлять его с тектоническим блоком, выдвинутым со стороны гряды Чернышева в сторону Косью-Роговской впадины по пологому надвигу, другие просто не замечают его. Нам представляется, что этот комплекс слагают триасовые отложения (поле развития которых закартировано геологическими съемками), глубоко врезанные (до 1 км) в верхнепермские (рис 4, 5) [6].

До этого у Н. И. Тимонина (1975) можно было видеть, что отложения триаса в пределах гряды могут залегать на верхнепермских с угловым несогласием. Такое соотношение разрезов может быть создано без влияния надвиговой тектоники за счет глубокого размыва пермских и нижележащих отложений, поднятых в этом блоке в одну их фаз предтриасовой активизации. По данным Н. И. Тимонина, В. А. Жаркова, триасовые отложения в мульдах, примыкающих с востока к гряде Чернышева, представлены в основании пластами крупногалечных конгломератов с галькой и валунами различных эффузивов– порфиритов, туфолав и базальтов,- а также кварцитов и кварцитовых песчаников. Выше прослеживаются пластовые залежи базальтов толщиной 30-35 м, перекрытые переслаиванием песчано-алеврито-глинистых пород с прослоями гравелитов и конгломератов с галькой известняков раннепермского облика. Наблюденная толщина разрезов 220-800 м. При такой литологической характеристике совершенно справедлив при глубинных построениях принять невысокую пластовую скорость в этих отложениях в 2100 м/сек, характерную для верхней части разреза в скважинах Косью-Роговской впадины.

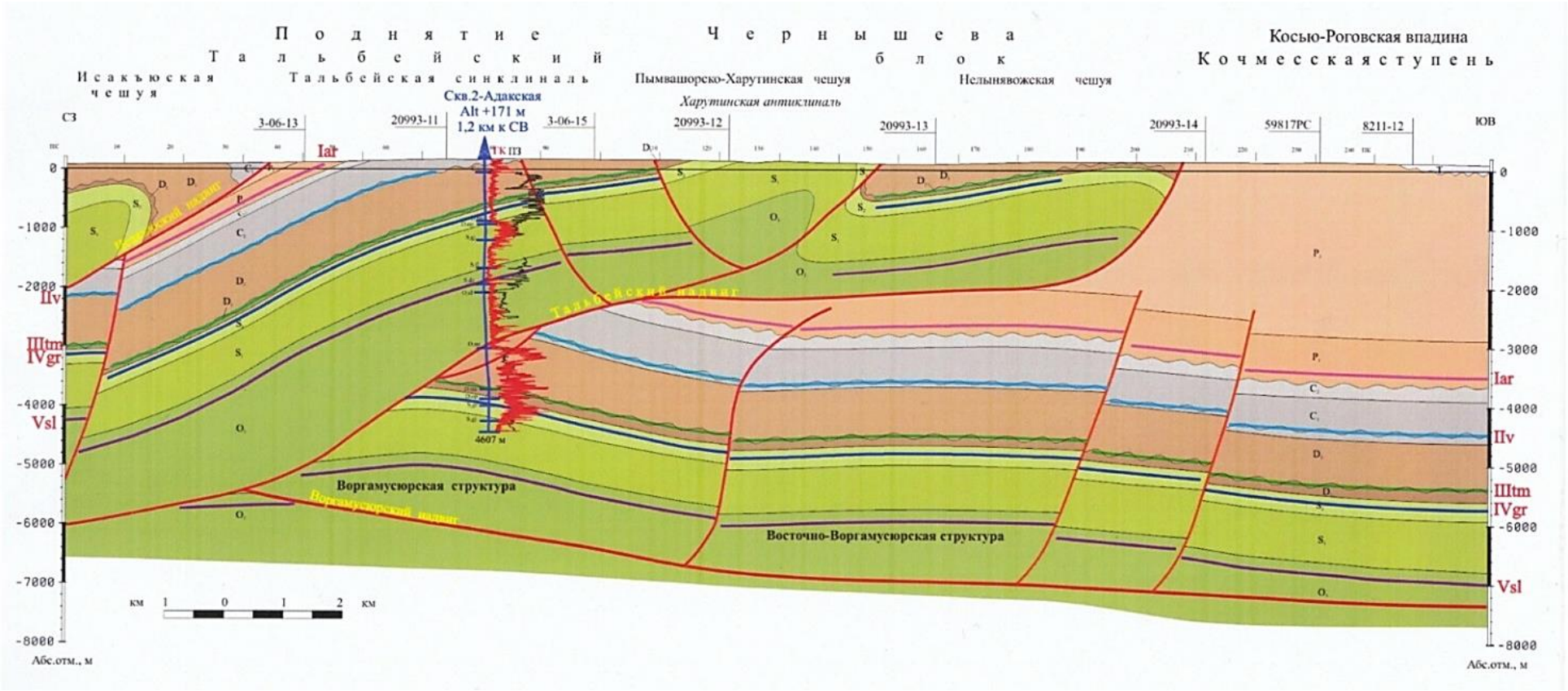


Рисунок 2 – Сейсмогеологический разрез через скважину 2-Адакская
(построения на основе интерпретации временных разрезов, Данилов В. Н., Гудельман А. А., 2012)

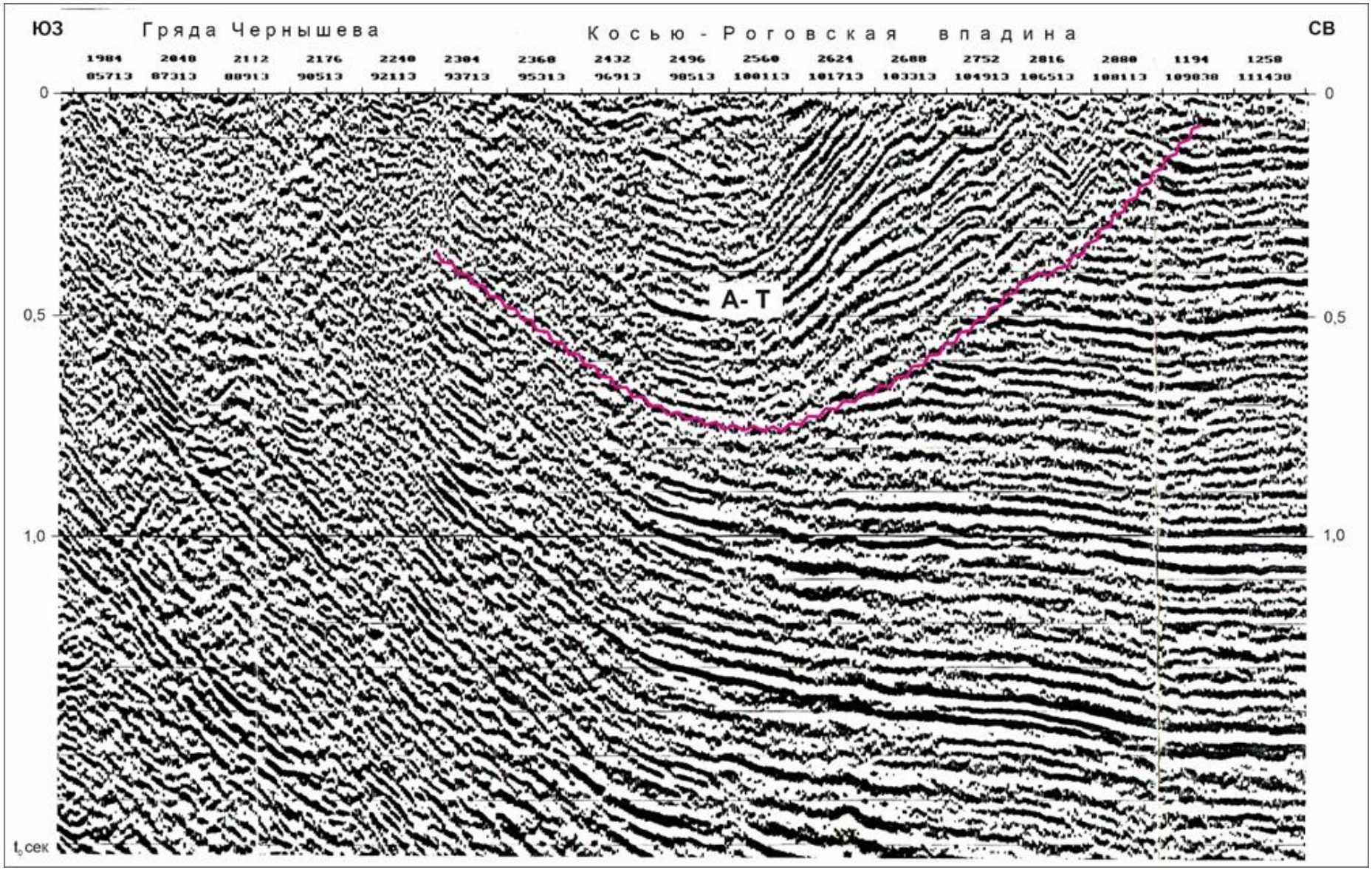


Рисунок 3 – Триасовые отложения на фрагменте временного разреза профиля 17-РС
(составил Б. П. Богданов, 2001 г.)

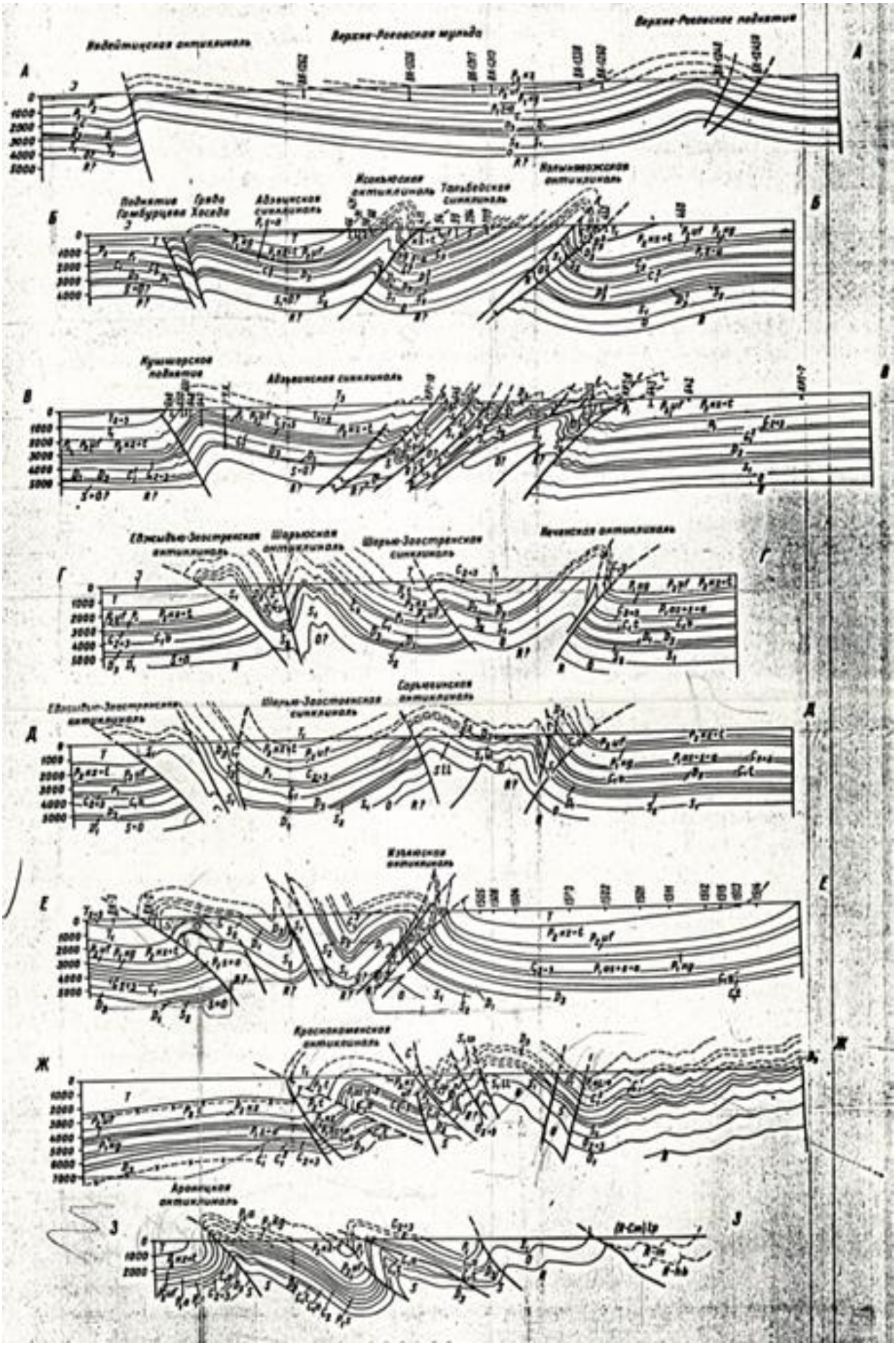


Рисунок 4 – Геологические профили через гряду Чернышева (по Н. И. Тимонину, 1975 г.)

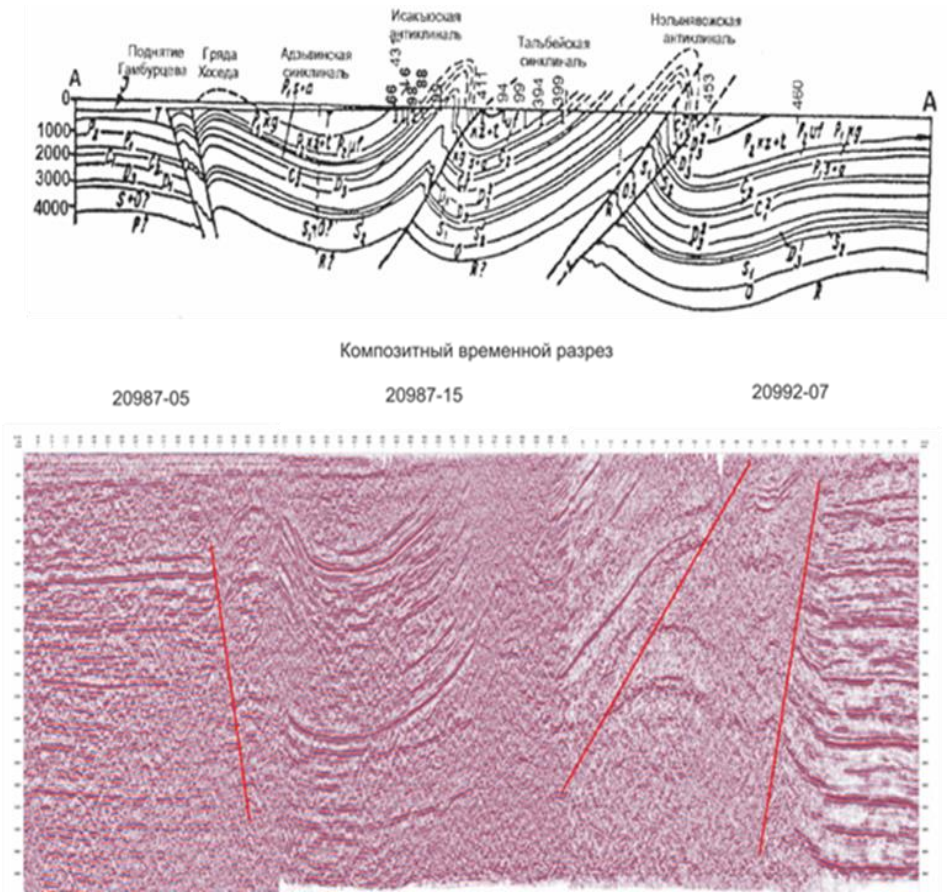


Рисунок 5 – Подтверждаемость представлений Н. И. Тимонина о строении гряды Чернышева (1975-2016)

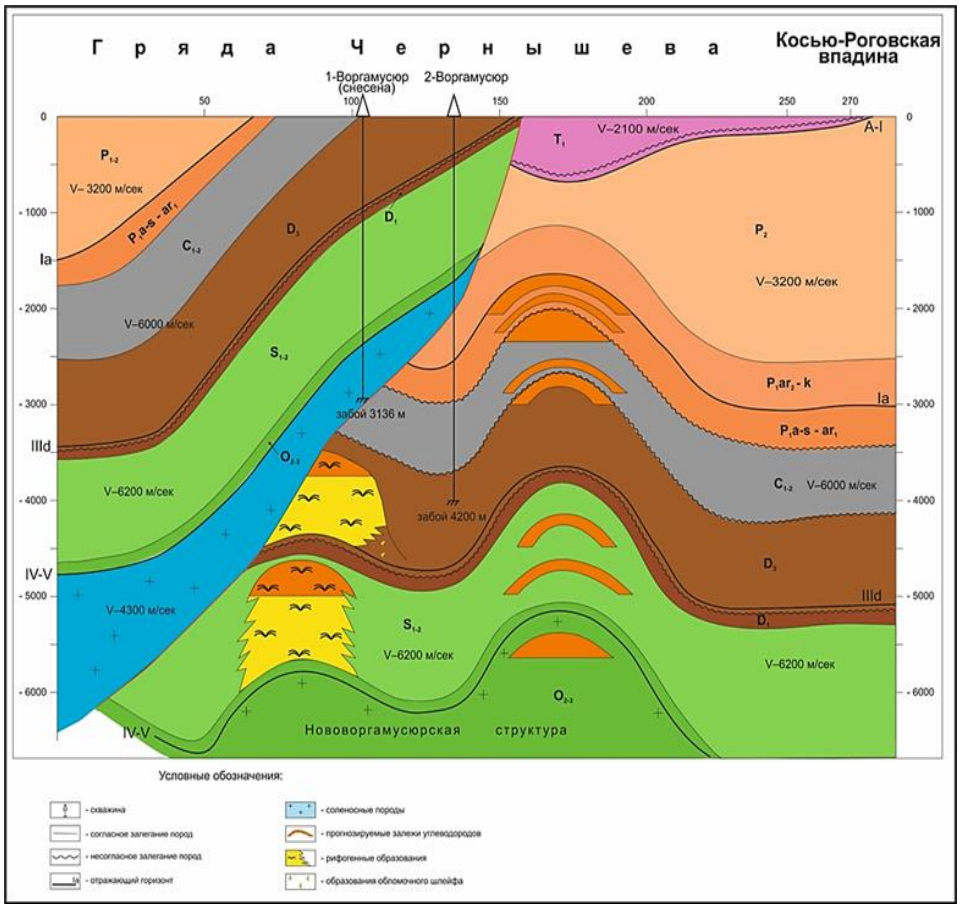


Рисунок 6 – Сейсмогеологический разрез 20992-08 через Нововоргамусюрский вал и его периферию (Богданов Б. П., Недилюк Л. П., Маракова И. А., Кузьменко Ю. С., 2016 г.)

Согласно нашим представлениям о геологическом строении гряды Чернышева, был переинтерпретирован временной разрез по профилю 20992-08, получена скоростная модель с учетом врезанного низкоскоростного триаса. Глубинные построения по поперечным к гряде временным разрезам позволили увидеть вал, который имеет длину 40 км, ширину 10 км, амплитуду по отложениям ордовика-нижней перми – около 400 м. Предполагается по аномалиям сейсмической записи, что в приосевой части вала развиты постройки силура, рифы верхнего девона, постройки карбона-нижней перми. Впервые выделенный нами вал было предложено назвать Нововоргамусюрским (рис. 6) [1].

Анализ волновой картины временных разрезов сейсмических профилей, пересекающих гряду Чернышева от Воргамусюрской структуры на севере до ее южного замыкания, показывает особенности распределения толщин нижнепалеозойских отложений, где можно видеть их увеличения в прогнутых частях синклиналей до тысячи метров и более, ограничение ее с запада и востока тектоническими нарушениями, развитием их и внутри гряды. На примере глубинного разреза профиля 12-РС видно, что толщина палеозойских отложений в Тальбейском блоке составляет 8-9 км, а в прилегающей части Хорейверской впадины – 5-7 км.

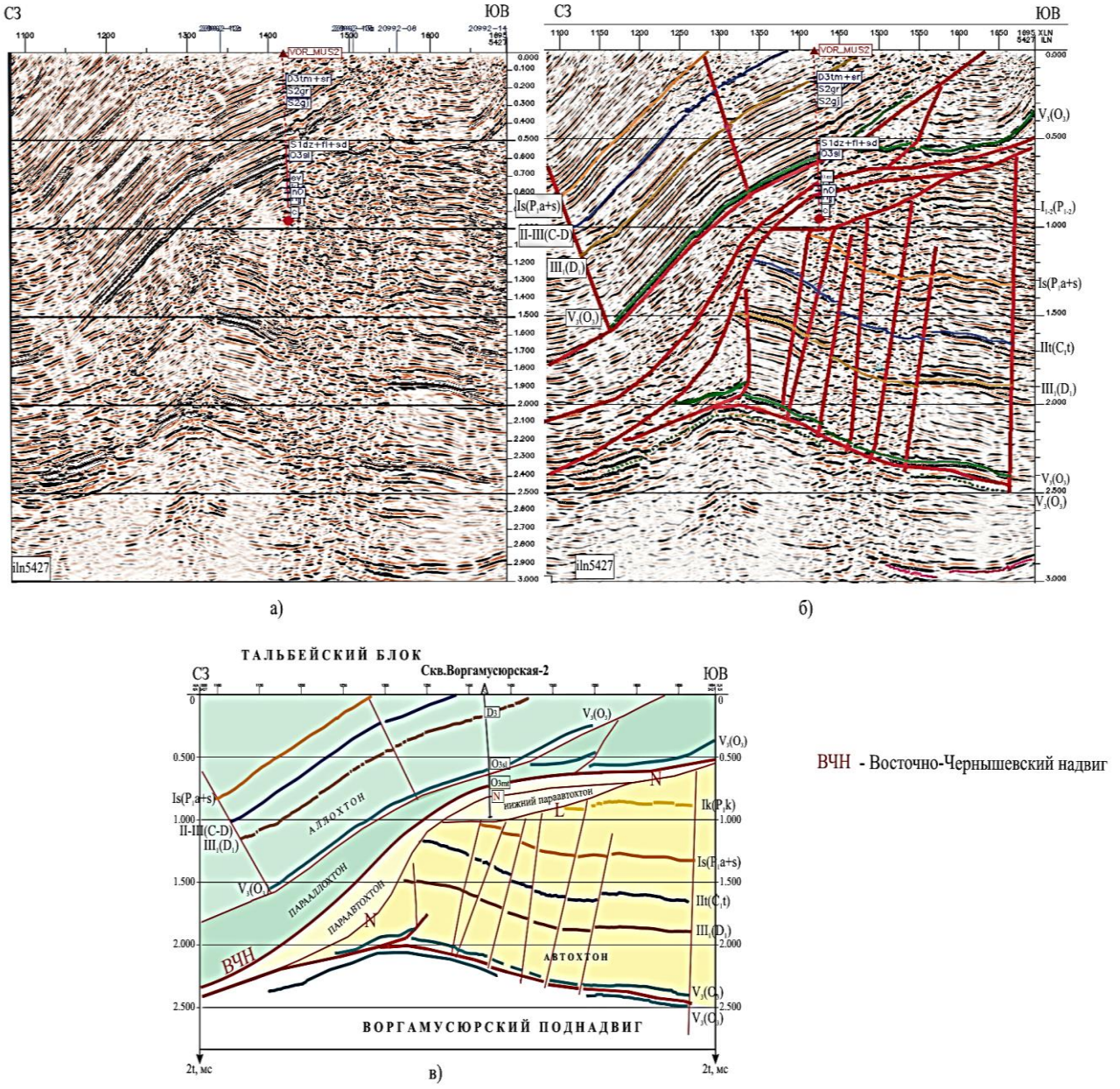


Рисунок 7 – Временные разрезы и принципиальная тектоническая модель Воргамусюрской площади (Громыко А. И., 2007 г.)

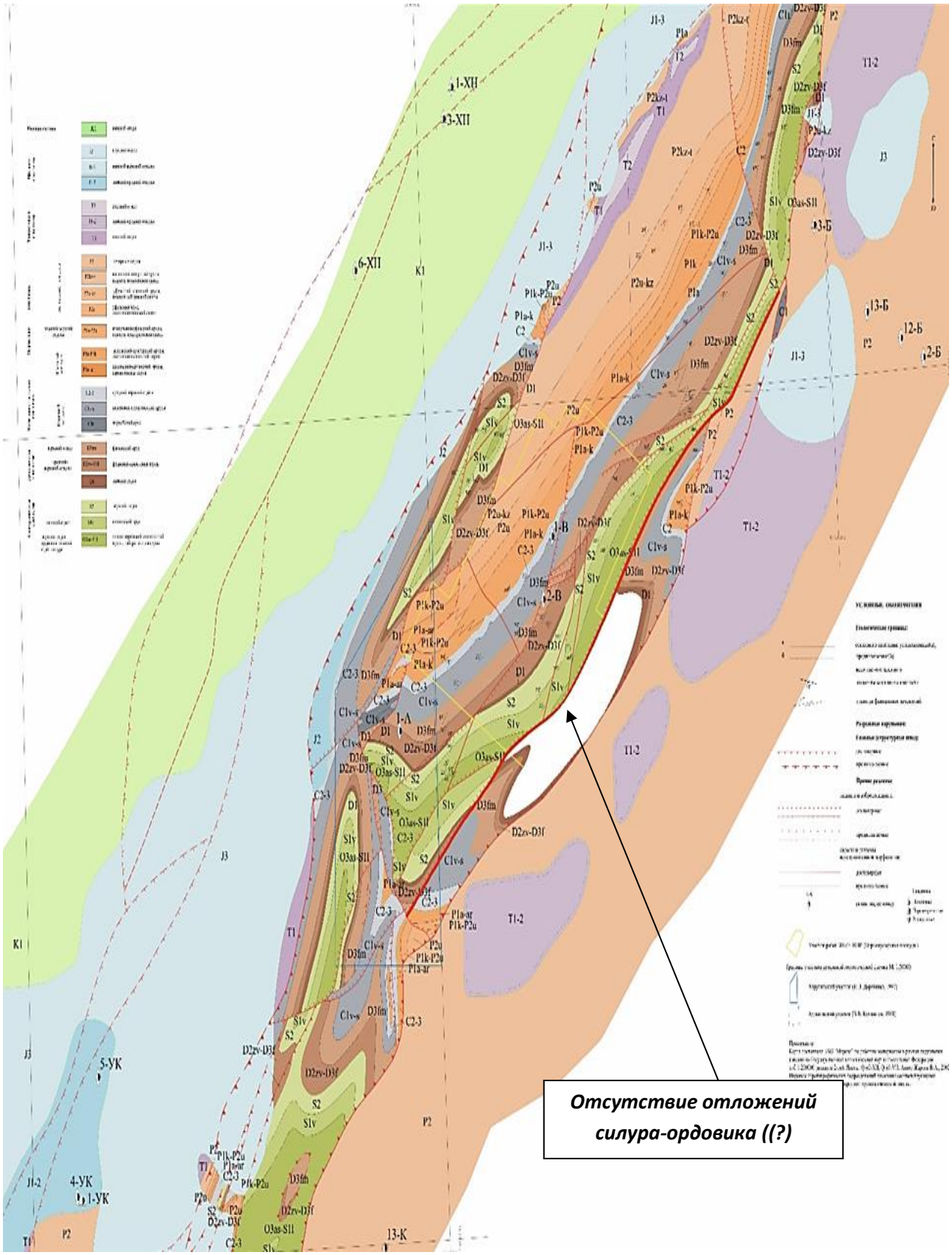


Рисунок 8 – Выкопировка из геологической карты допалеогеновых образований центральной части поднятия Чернышева

Совокупность увеличенных толщин нижнепалеозойских отложений, ограничение тектоническими нарушениями и проявлениями магматизма по ним в девоне и триасе, инверсионное развитие в фазы тектогенеза в перми-мезозое и позднее, позволяет подтвердить нам отнесение гряды Чернышева к тектоническим элементам типа авлакогенов [5], придавая им характерные особенности нефтегазоносности.

Вариант геологической модели Воргамусюрской площади и ее периферии с низкоскоростным триасом рекламировался нами в ряде публикаций, когда к этой модели дополнялись элементы строения [1,2], но, судя по ответам коллег на вопрос о существовании Нововоргамусюрского вала, они вместо триаса видели аллохтон силура, ссылаясь на геологическую карту, сейсмогеологические профили в интерпретациях указанных выше авторов [3, 4, 7],

Данный текст призван еще раз убедить коллег геологов-геофизиков разных рангов, недропользователей, что мульда триасовых отложений примыкает к глубинному тектоническому нарушению, ограничивающему гряду и выходы силура-ордовика(?) на дневную поверхность с востока. Этому способствуют материалы сейсморазведки МОГТ 3-D на Воргамусюрской площади (А. И. Громыко, 2007 г.), которые уверенно показывают следующие важные моменты ее строения:

1. На временных разрезах вкрест простирания гряды довольно уверенно можно видеть восточное ограничение карбонатного аллохтона зоной тектонического меланжа из соленосно-карбонатных пород силура-ордовика (?), отличающегося по сейсмической записи (рис. 7).

2. На фрагменте геологической карты зона аллохтона и меланжа ограничивается на востоке тектоническим нарушением взбросового характера (рис. 8), перекрывающим отложения фанерозоя Косью-Роговской впадины.

3. Отсутствие карбонатных пород силура-ордовика к востоку от этого нарушения подтверждается отсутствием элементов залегания на геологической карте, что можно понять как отсутствие обнажений, которое мы также видим на карте фактического материала А. И. Першиной (рис. 9).

4. Отсутствие карбонатных пород силура-ордовика к востоку от этого нарушения подтверждается глубинами взрывных скважин 15-25 м шнекового бурения при съемке МОГТ-3D – при наличии карбонатного клина из отложений силура-ордовика (?) не возможно было бы шнеком достичь таких глубин (рис. 10). Вероятность заполнения углеводородами ловушек в пределах Нововоргамусюрского вала и гряды Чернышева обусловлена независимыми процессами латеральной миграции нефти и газа из сопредельных очагов генерации в Косью-Роговской впадине и собственным образованием углеводородов, что показано в ранних публикациях [1,4].

Наличие генерационного потенциала в Косью-Роговской впадине связано, как минимум, с доманикитами среднего франа-фамена. Данные материнские породы в условиях интенсивного катагенеза дали начало особо легким по плотности и однотипным по составу нефтям Поварницкой площади (D_3el), Бергантымылькской (P_1ar) и Кочмесской площадей (P_1a, P_1ar). Другие нефтегазоматеринские толщи на территории Косью-Роговской впадины существуют, то пока еще не выявлены ни по керну, ни по характерному составу обнаруженных в данном районе нефтей, хотя притоки газа, нефти известны в Косью-Роговской впадине, гряде Чернышева уже свыше 40 лет. Собственная генерация УВ в пределах гряды Чернышева также однозначно имела место. Доказано существование на территории гряды нефтематеринских пород, представленных депрессионными фациями (доманикитами) саргаевского, доманикового и позднефранско-раннефаменского возраста (последние выделяются в объеме кочмесской свиты). Геохимические показатели названных стратиграфических подразделений исследованы на Усино-Кушшорской площади.

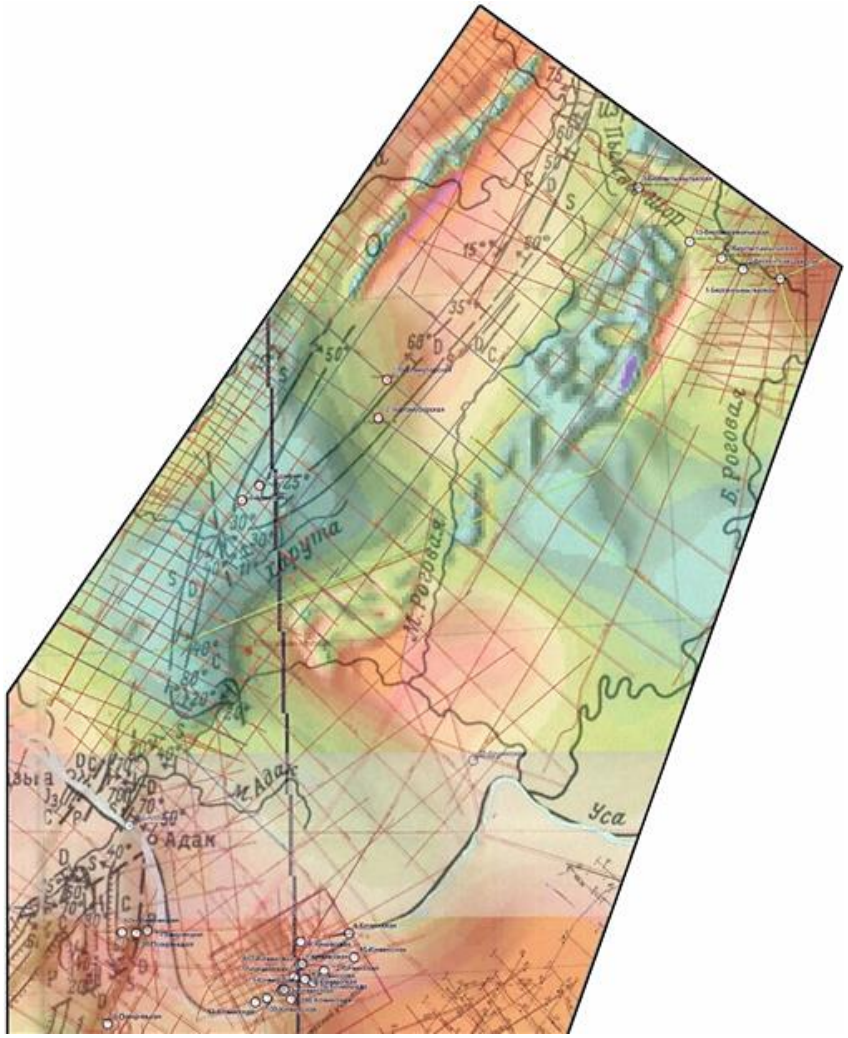


Рисунок 9 – Обнажения, геологическая карта А. И. Першиной на карте аномального магнитного поля для картирования низкоскоростных триасовых отложений

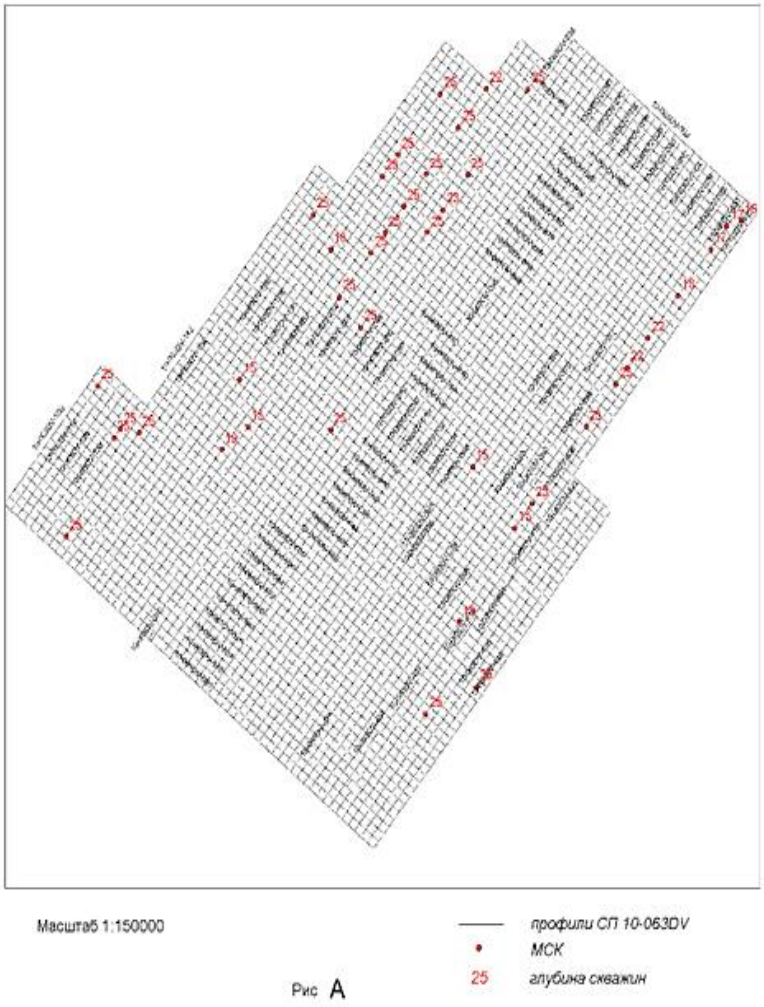


Рисунок 10 – Глубины ВЧР на схеме профилей сп 10-06 3Д для определения восточной границы гряды Чернышева

Присутствие на гряде Чернышева другой характерной для Тимано-Печорской провинции нефтегазоматеринской толщи – верхнесилурийско-нижнедевонской - было установлено по результатам недавних ГРР, хотя авторам довелось наблюдать черные битуминозные нефтенасыщенные сланцы доманикового облика гребенского горизонта верхнего силура в устье правого притока р. Шер-Нядейты в 1981 г. С данной толщей связывают образование нефтей, залегающих в широком стратиграфическом диапазоне, включая нижний силур Хорейверской впадины, силур и нижний девон Варандей-Адзьвинской структурной зоны, нижне-, средне-, верхнедевонские и более молодые отложения Колвинского мегавала. Бурение скважин 2-Адакская и 1-Харутамылькская позволило доказать существование нефтепродуцирующих толщ в верхнесилурийско-нижнедевонских отложениях гряды Чернышева.

Выводы и рекомендации:

– комплексная интерпретация геолого-геофизических данных позволила подтвердить скоростную и геологическую модели Воргамусюрской площади и ее периферии, главным элементом которых является Нововоргамусюрский вал по отложениям перми-ордовика длиной до 40 км, шириной до 10 км, амплитудой до 400м;

– интерпретация геолого-геофизических материалов показывает авлакогенную природу гряды Чернышева и Варандей-Адзьвинской структурной зоны, которую предлагается называть Варандей-Чернышевским авлакогеном;

– признаки нефтегазоносности Воргамусюрской и Адакской площадей, прилегающих частей Кочмесской ступени позволяют прогнозировать залежи углеводородов в диапазоне от пермских до ордовикских отложений с ресурсами в сотни миллионов тонн в антиклинальных и структурно-рифовых ловушках, закономерных для авлакогенов;

– обзор тектонических элементов Воргамусюрской и Адакской площадей показывает, что для выяснения действительного строения гряды Чернышева необходимы целенаправленные исследования, которые на современном этапе смогут выполнить только авторы данной работы.

Эта работа важна особенно сейчас, когда ректор Санкт-Петербургского горного университета имени императрицы Екатерины II анонсировал необходимость изучения энергетического потенциала литосферы через уточнение природы геофизических аномалий и прогноз новых глубинных месторождений углеводородов как в верхней части земной коры, так и в зонах ниже трапповых вулканических извержений на примере Восточно-Воргамусюрской, Адакской и Поварницкой площадей.

Библиографический список:

1. Богданов Б. П., Ростовщиков В. Б., Недилюк Л. П. Маракова И. А., Сенин С. В. Тектонические и геохимические предпосылки нефтегазоносности гряды Чернышева. Нефтегазовая геология. Теория и практика.–2016.–Т. 11.–№ 2. http:/www.ngtp.ru/rub/4/18_2016.pdf.
2. Грунис Е. Б., Богданов Б. П., Гагарин С. В. Давыденко Б. И. Перспективы нефтегазоносности сложнопостроенных тектонических элементов Тимано-Печорской провинции на примере гряды Чернышева//Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений.– 2001.– № 11. С. 28-33.
3. Гудельман А. А., Казанцева А. Г., Уткина О. Л. Перспективы нефтегазоносности надвиговой системы поднятия Чернышева//Перспективы нефтегазоносности Предуральского прогиба: материалы научно-практической конференции. – Екатеринбург, 2004.–С. 195-201.
4. Данилов В. Н., Огданец Л. В., Макарова И. Р., Гудельман А. А., Суханов А. А., Журавлев А. В. Основные результаты изучения органического вещества и УВ-флюидов Адакской площади. Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. - Т. 6. - № 2. - http:/www.ngtp.ru/rub/1/22_2011.pdf.
5. Першина А.И. Силурийские и девонские отложения гряды Чернышева. – Л.:Изд-во АН СССР, 1962. – 122 с.
6. Тимонин Н. И. Тектоника гряды Чернышева. –Л.: Наука, 1975. – 130 с.
7. Уткина О. Л., Гудельман А. А., Иванов В. В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности центральной части поднятия Чернышева по результатам сейсморазведочных работ//Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения (WGRR): тезисы докладов I Международной научно-практической конференции (г. Москва, 26-27 ноября 2007 г.).–М.: ВНИИГАЗ, 2007. с. 90– 92.

УДК 550.83:553.98(470.13)

Влияние Уральского орогенеза на формирование нефтегазоперспективных структур Северо-Предуральского нефтегазоносная область (НГО)

Ростовщиков В. Б.[1], Сбитнева Я. С.[1], Демченко Н. П.[1], Колоколова И. В.[2], Сотникова А. Г.[2]

1- ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет», г. Ухта, Россия ; 2-ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», г. Москва, Россия

Аннотация. При остром дефиците разведанных запасов газа в республике Коми, которые не обеспечивают даже на треть загрузку созданных почти за 80 лет газодобывающей, газотранспортной и газоперерабатывающей инфраструктур, необходима активизация поисков и разведки новых месторождений.

Основных объектом для поиска новых месторождений газа является Северо-Предуральская нефтегазоносная область Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. Разведанность ресурсов здесь составляет около 30 %, но после открытия крупнейшего Вуктыльского и крупного Западно-Соплесского нефтегазоконденсатных месторождений на данной территории существенных открытий начиная с 70-х годов прошлого века не было.

Это в значительной степени связано со сложным геологическим строением краевых предгорных прогибов, формированием нефтегазоносных структур, которых сопровождают процессы, присущие платформенным, с одной стороны, и горным, с другой, режимам. Северо-Предуральская нефтегазоносная область (НГО) приурочена к северной ветви Предуральского краевого и частично к Предпайхойско-Новоземельскому краевым прогибам.

Накоплен значительный объем геолого-геофизической информации разного качества, строению этой территории посвящены множество научных и тематических трудов видных геологов-ученых и производственников. И тем не менее, эффективность геологоразведочных работ здесь низкая и не отвечает потребностям газодобывающей отрасли Республики.

Ключевые слова: Уральский орогенез, краевые предгорные прогибы, впадины краевых прогибов, поперечные поднятия, тангенциальные напряжения

Введение.

Проблемы в геологическом нефтегазовом изучении Тимано-Печорской провинции:

1. Платформенная часть (Тимано-Печорская плита)

1.1. Нижнеордовикский нефтегазоносный комплекс (НГК): возможно наличие солеродных палеобассейнов.

1.2. Среднеордовикско-нижнедевонский НГК: уточнение модели формирования коллекторов, возможное наличие рифогенных образований.

1.3. Терригенный надкарбонатный комплекс: отсутствие на большей части (исключение Варандей-Адзьвинской зоны и о. Колгуев) приемлемой и эффективной модели строения и нефтегазообразования.

2. Предуральский краевой прогиб (северный сегмент).

2.1. Бессистемное «лоскутное» или лицензированное изучение перспективных территорий.

2.2. Малоэффективные модели формирования и прогноз нефтегазоносности Предуральского краевого прогиба (ПКП), в т.ч. гряды Чернышева и внутренних впадин.

2.3. Определение структуры и границ впадин, в т. ч. Косью-Роговской.

2.4. Прогноз нефтегазоносности Восточно-Лемвинской зоны барьерных рифов (Богданов Б. П.), в частности проблема низкопоровых или полного отсутствия коллекторов в рифогенных отложениях.

2.5. Нефтегазоносность автохтонов внутренней и Западно-Уральской тектонодинамических зон (ТДЗ).

2.6. Границы и характеристики ордовикско-кембрийского солеродного бассейна. Его влияние на формирование нефтегазоносных структур Предуральского краевого прогиба (ПКП).

2.7. Влияние уральского орогенеза на формирование нефтегазоносных структур ПКП.

В статье представлены существующие модели формирования Предуральского краевого прогиба, рис.1, 2:

а) В. В. Юдин, В. Н. Пучков, В. А. Дедеев;

б) Костюченко С. Л., Морозов А. Ф., Кременецкий А. А. Тимано-Урало-Пайхойская коллизионная область [1].

«Многие аспекты геологического строения Приполярного и Полярного Урала и Пайхойской части горно-складчатого сооружения, а также основания Печорского бассейна нуждаются в серьезном доизучении. В связи с этим предлагаемая эволюционная модель имеет принципиальный характер и для отдельных элементов и этапов развития может быть существенно скорректирована при поступлении новых данных» [1].

Влияние Уральского орогенеза на формирование и строение впадин краевого прогиба:

1. Базовые понятия

1.1. Границы впадин с Тимано-Печорской плитой. Шовные структуры.

1.2. Структура внутренних впадин.

1.3. Поперечные поднятия и ступени: определения и границы.

1.4. Восточно-Лемвинский барьерный риф.

1.5. Солеродные бассейны.

1.6. Тангенциальные напряжения.

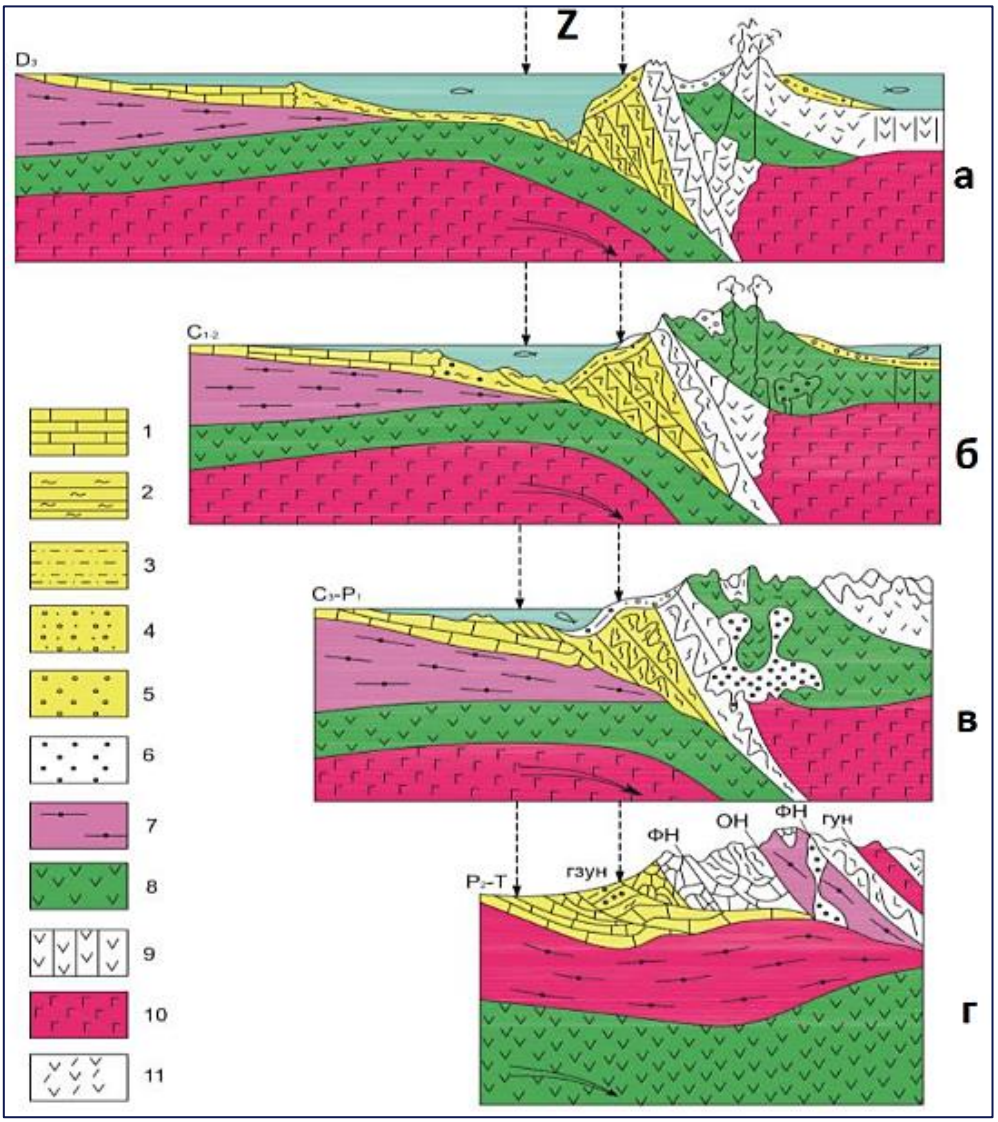


Рисунок 1 – Схема формирования Предуральского краевого прогиба согласно «геодинамический» концепции на широте верхнем Печоры (В. В. Юдин, 1988 г.).

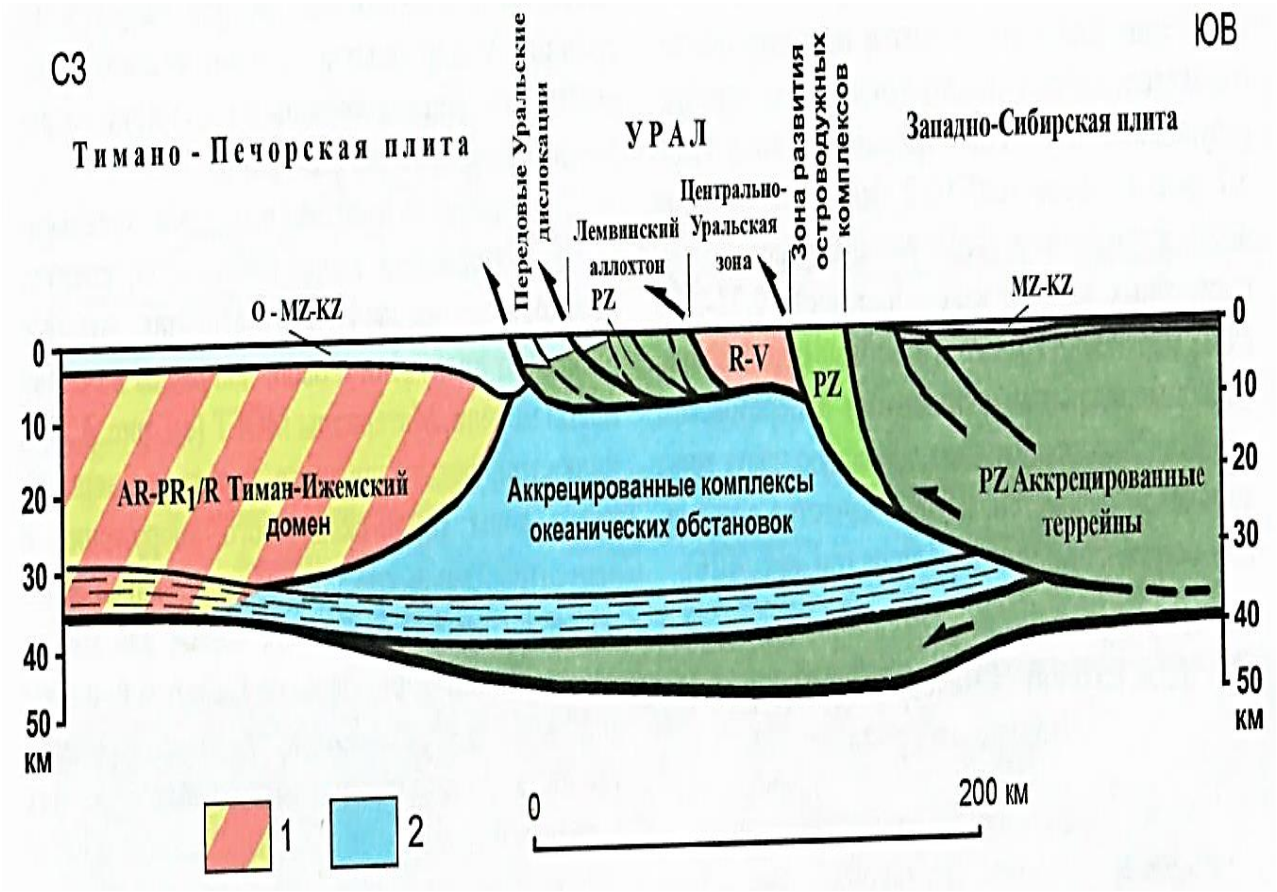


Рисунок 2 – Структурно-тектоническая модель земной коры Приполярного Урала и сопредельных территорий

Авторы статьи интерпретируют понятие шовные структуры следующим образом:

Шовные структуры – тектонические образования: узкие и вытянутые с ярко выраженной разломно-блоково-надвиговой природой соединяющие внутренние впадины прогиба между собой и с Тимано-Печорской плитой. Они могут быть частью поперечных поднятий и могут представлять самостоятельные объекты (гряда Чернова или Яньюский блок гряды Чернышева).

Шовные структуры, относимые к гряде Чернышева представлены: в центре Тальбейским и Адакским, на севере Степкавожским, на юге – Шарью-Заостренским и Яньюским блоками. (Острижный М. Ю., 1999 г., рис.3, 4).

На основании изучения геолого-геофизического материала и различных модельных вариантов авторы предлагают **включить** Воргамусюрско-Поварницкую структурную зону в Кочмесскую ступень Косью-Роговской впадины, а Хоседаю-Заостренскую в Макарихо-Салюкинскую зону Хорейверской впадины [5].

Хоседаю-Заостренская зона представлена, как и Макарихо-Салюкинская, слабонарушенными структурно-надвиговыми дислокациями, где Адзьвавомская и Верхне Адзьвинская депрессии отделяют Хорейверскую впадину и Варандей-Адзъвинскую зону от шовных дислокаций гряды Чернышева.

Поперечные поднятия и ступени.

В классическом определении [3] п**однятие внутридепрессионное** (intrabasin high)-поднятие внутри предгорного прогиба, подразделяющий прогиб на прогибы низшего порядка.

Ступень – рельеф (палеорельеф) для которого характерны ступенчатые склоны.

К поперечным поднятиям (шовным структурам) можно отнести Полюдовское, Средне-Печорское сложнопостроенное поднятия, возможно южную ветвь гряды Чернышева (Яньюский блок).

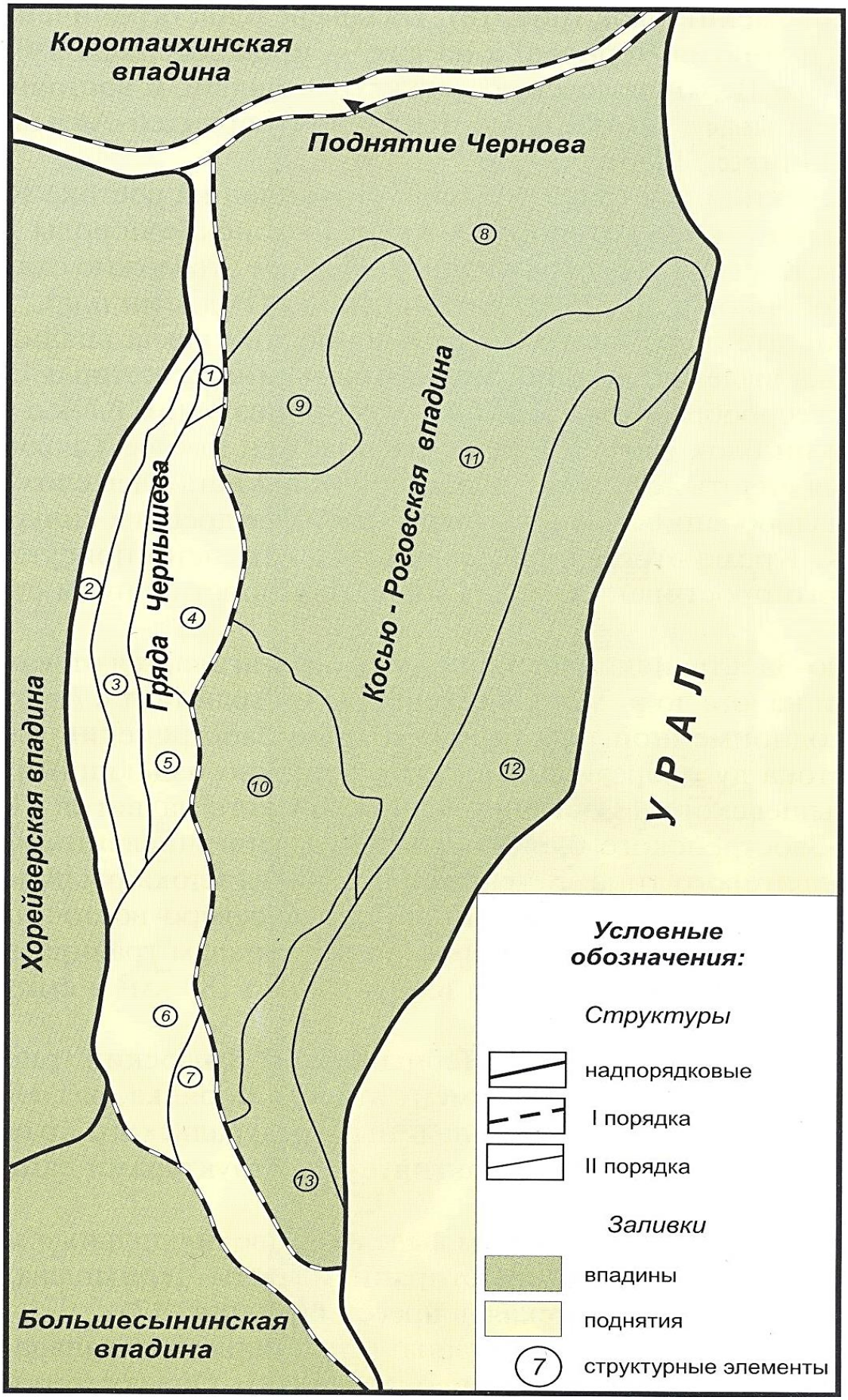


Рисунок 3 – Схема тектонического районирования гряды Чернышева и Косью-Роговской впадины (по Острижный, 1999)

Рисунок 4 – Геологический разрез через Тальбейский блок гряды Чернышева (Острижный, 1999, с упрощениями)

К ступеням в тектоническом плане в пределах Косью-Роговской впадины авторы относят как общепризнанную Кочмесскую, так и дискуссионную Воркутскую ступени.

С таких позиций границы Косью-Роговской впадины значительно расширяются и меняется прогноз нефтегазоносности этой крупнейшей впадины Предуральского краевого прогиба.

Влияние уральского орогенеза на формирование и нефтегазоносность структур Предуральского краевого прогиба (на примере Косью-Роговской впадины, рис 5) [4]:

1. ***Верхняя пермь-триас-юра:*** максимальный орогенез на Урале и мощнейшие тангенциальные напряжения. Прогибание и дальнейшее формирование Предуральского прогиба. Отложения мощных молассовых толщ до 3-6 км.

2. ***Формирование границ и морфологии впадин и сопутствующих структур:*** Полюдовского и Сренепечорского поперечного поднятий, гряды Чернышева и поднятия Чернова. В Косью-Роговской впадине формируется внешняя относительно спокойная зона, представленная Кочмесской и Воркутской ступенями и внутренняя тектонодинамическая зона с широким развитием структурно-надвиговых дислокаций в верхнем аллохтоном этаже.

3. Широкое проявление термо-и динамометаморфизма, которые напрямую повлияли на деградацию коллекторов в рифогенных массивах Восточно-Лемвинской барьерной зоны.

Отсутствие порово-кавернозных коллекторов в рифах связано с их частичной мраморфизацией.

Мраморфизация известняка происходит в основном из-за:

- погружения пород на большие глубины в зоны жестких термобарических условий (t>300С, Р-800 атм);
- динамометаморфизма в зонах максимального приближения к жестким орогенным процессам, вызывающие мощные тангенциальные напряжения (сжатие);
- влияния динамометаморфизма недостаточно изучено, особенно применительно к внутренней тектонодинамической зоне Предуральского краевого прогиба. Но наличие антрацита в разрезе осадочного чехла говорит о том, что пермские угленосные и тем более нижележащие палеозойские отложения погружались на значительные глубины с температурой >300С и Р-800 атм.

И здесь хотелось бы обратить внимание на относительно новый метод в прогнозе нефтегазоносности, особенно в тектонически активных зонах – это **эксгумация** в нефтегазовой геологии (Соборнов К. О.). Данный метод определяющий палеотектоническую историю формирования отдельных отложений и геологических объектов на фоне их современного тектонического положения, литофациальных и геохимических характеристик.

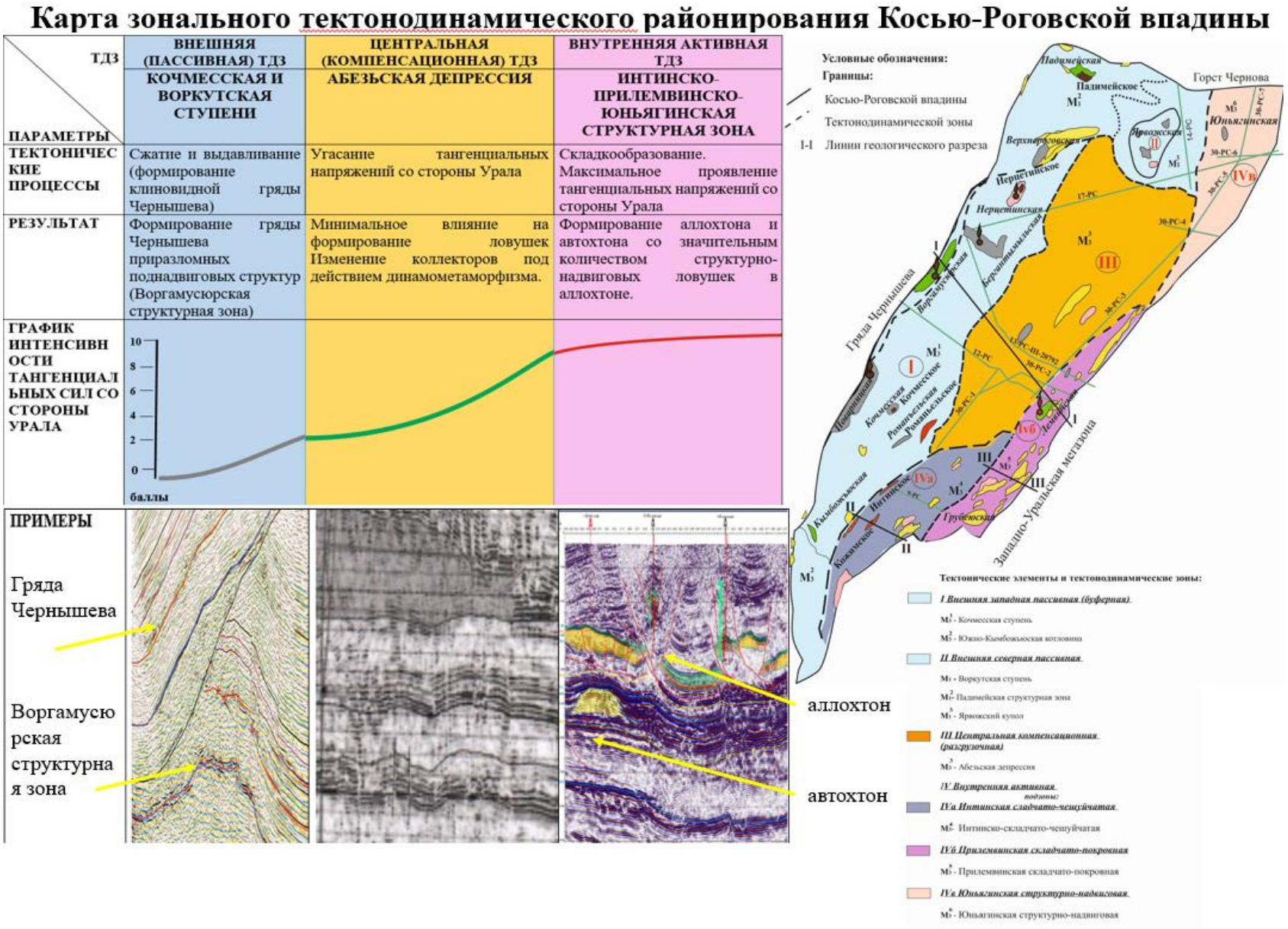


Рисунок 5 – Шкала интенсивности тектонодинамических процессов (верхняя пермь-триас) (составила Я. С. Сбитнева)

Эксгумация в тектонике [3] – выведение на поверхность горных пород океанической или континентальной коры, ранее затянутых на большую глубину в процессе предлагаемой субдукции или коллизии. Механизм эксгумации остается дискуссионным.

Вывод. В статье поставлены проблемные и дискуссионные вопросы, которые требуют по мнению авторов дальнейшего научного изучения и обоснования, что связано с определенными трудностями, в том числе:

• дефицит геолого-геофизических данных, особенно новых;

• отсутствие заинтересованности со стороны нефтегазодобывающих предприятий и «РосГео» в изучении Предуральского краевого прогиба (северный сегмент);

• отсутствие крупных, принципиально значимых, открытий за последние десятилетия.

Библиографический список:

1. Костюченко С. Л., Морозов А. Ф., Кременецкий А. А. Тимано-Урало-Пайхойская коллизионная область: строение, эволюция, геодинамика. – М. : Геокарт-ГЕОС, 2012. – 209 с.
2. Острижный М. Ю. Оценка перспектив нефтегазоносности приполярных районов Предуральского краевого прогиба по комплексу геолого-геофизических данных: М., 1999.
3. Геологический словарь. В трех томах. Издание третье, перераб. и доп. / Гл. ред. О. В. Петров. Т. 3. Р–Я. –. СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2017.
4. Сбитнева, Я. С. Новые подходы к прогнозированию нефтегазоносности Северо-Предуральского краевого прогиба на современном этапе // Материалы международного семинара «Рассохинские чтения» / под редакцией Р.В. Агинея. – Ухта: УГТУ, 2024. – 96-104 с.
5. Грунис Е. Б., Ростовщиков В. Б., Давыденко Б. И., Сбитнева Я. С., Колоколова И. В., Сотникова А. Г., Лукова С. А. Неразведанный углеводородный потенциал поднадвиговых структур Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / // Геология нефти газа. – 2022. – № 3. – С. 7-16.

УДК 553.044

Нефтегазоперспективные объекты Республики Коми: состояние фонда и ресурсная оценка

Матвеева С. Ю., Рочева А. В., Гайдамака О. В.
ООО «Тимано-Печорский Научно-исследовательский Центр», г. Ухта, Россия

В Тимано-Печорском Научно-исследовательском Центре ежегодно проводится анализ фонда структур, находящихся на территории Республики Коми, который включает в себя фонд выявленных сейсморазведкой структур, фонд подготовленных к бурению структур (резервный фонд), фонд структур, находящихся в поисковом (параметрическом) бурении или консервации (исследуемый фонд).

Анализ фонда структур дает возможность оценить локализованные и нелокализованные ресурсы нефтегазоперспективных объектов на территории Республики Коми. В результате проведённых работ на основе тектонического и нефтегазогеологического районирования ТПП ежегодно пополняется карта фонда локальных структур, месторождений углеводородов и лицензионных участков в масштабе 1:1000000 (рис. 1).

В данной работе проведён анализ состояния фонда выявленных и подготовленных к поисковому бурению структур, находящихся на территории РК по состоянию на 01.01.2025 г.

На территории Республики Коми в фонде выявленных сейсморазведкой и подготовленных к бурению структур числится 577 нефтегазоперспективных объектов. Суммарные извлекаемые ресурсы углеводородного сырья категорий D_0+Дл составляют 1 млрд 951 млн. тонн условного топлива (т.у.т). Большая часть из них составляют ресурсы нефти.

Основные ресурсы нефти сосредоточены в трех нефтегазоносных областях (НГО) – Северо-Предуральской (48 %), Ижма-Печорской (21 %), Печоро-Колвинской (19 %). Далее следует Хорейверской (7 %). На остальные НГО приходится 5 % ресурсной базы.

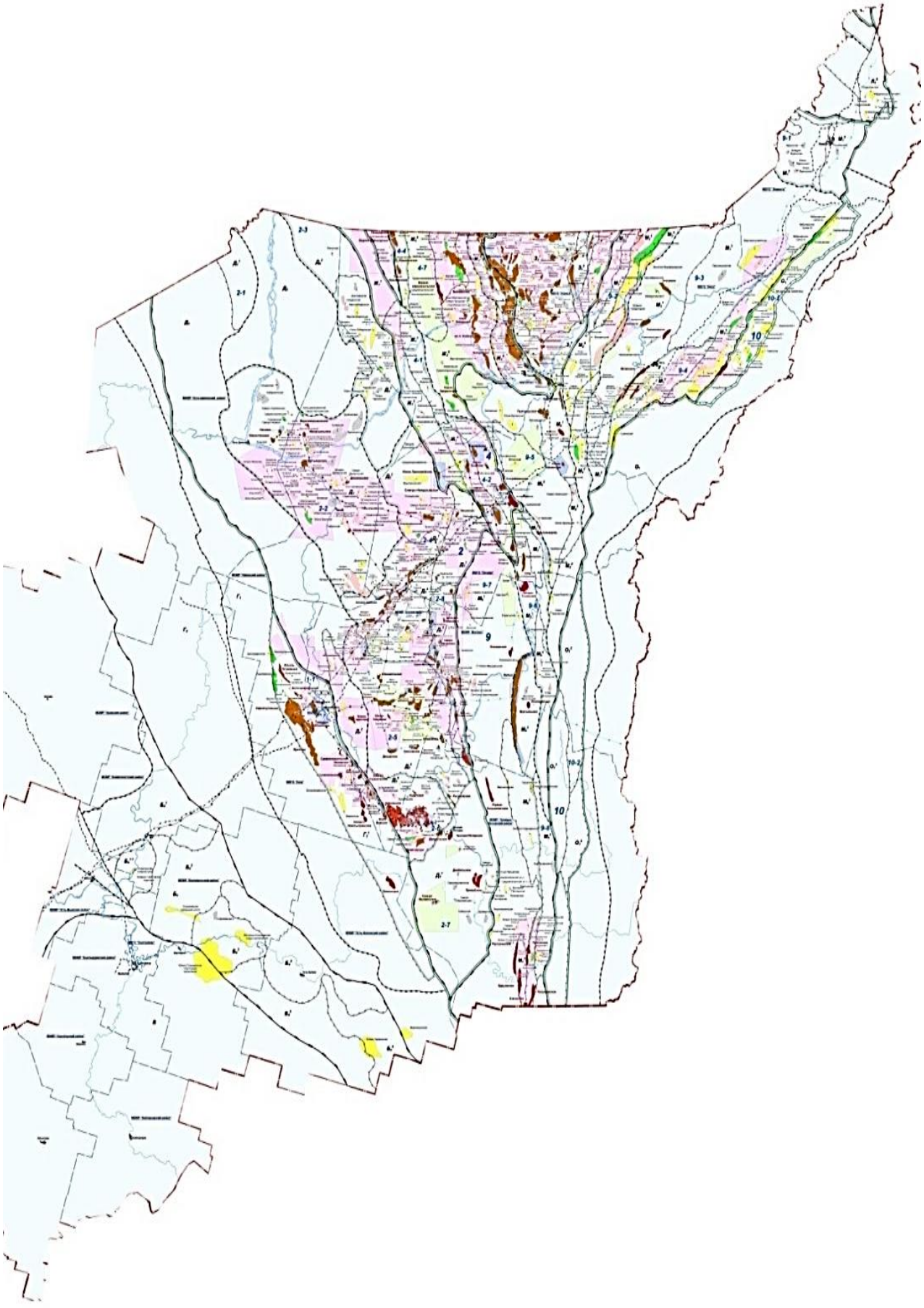


Рисунок 1 – Карта фонда нефтегазоперспективных объектов по состоянию на 01.01.2025 года по Республике Коми

Основные ресурсы свободного газа находятся в Северо-Предуральской нефтегазоносной области, в которой сосредоточено 78 % ресурсов, и Западно-Уральской газоперспективной области, где ресурсы свободного газа составляют 19 %, по остальным НГО ресурсы газа составляют 3 %.

За последние десять лет (с 2014 по 2024 г.) на территории ТПП в пределах РК было выявлено и подготовлено к бурению (с учетом переподготовки) 124 нефтегазоперспективных объекта.

Подготовленные к бурению нефтегазоперспективные объекты являются основным резервом восполнения ресурсной базы углеводородного сырья на территории Республики Коми. Одним из важных факторов проведения эффективных геологоразведочных работ является качество подготовки объекта и достоверности оценки ресурсов. В РК в фонде подготовленных к бурению структур числятся 184 нефтегазоперспективных объекта, с суммарными извлекаемыми ресурсами категории D_0 – 952,5 млн.т.у.т.

Из них в распределенном фонде находится 133 объекта с суммарными извлекаемыми ресурсами УВС категории D_0 808,0 млн.т.у.т. (с учетом растворенного газа и конденсата). В нераспределенном фонде находится 51 объект с суммарными извлекаемыми ресурсами УВС категории D_0 144 млн.т.у.т. (с учетом растворенного газа и конденсата).

По нефтегазоносным областям ресурсы углеводородного сырья категорий D_0 распределяются следующим образом: Северо-Предуральская – 531,9 млн. т.у.т (55 %), Печоро-Колвинская – 199 млн. т.у.т (21 %), Ижма-Печорская – 165,6 млн. т.у.т (18 %), на Хорейверскую НГО приходится 41,2 млн. т.у.т (4 %), на остальные НГО приходится 2 %.

В Республике Коми в фонде выявленных структур числится 369 нефтегазоперспективных объектов. Суммарные извлекаемые ресурсы категории Dл составляют 962,3 млн. т.у.т. Основные ресурсы приходятся на свободный газ (62 %)

По нефтегазоносным областям ресурсы углеводородного сырья категории Dл распределяются следующим образом: Северо-Предуральская НГО 627,8 млн.т.у.т (65 %), из них на нефть приходится 168,8 млн.т., на газ 441,3 млрд.м3 , Западно- Уральская ПГО – 151,1 млн. т.у.т. (15 %). На остальные НГО в сумме приходится 183,5 млн.т.у.т. (20 %). Проведенный анализ фонда нефтегазоперспективных объектов по РК позволяет достоверно оценить нефтегазовый потенциал перспективных земель и на основе имеющихся данных осуществлять эффективное планирование геологоразведочных работ как на территориях с установленной нефтегазоносностью, так и в новых перспективных районах.

Обеспеченность ресурсной базы УВС РК при существующих темпах ввода в бурение новых подготовленных объектов в целом удовлетворительна. Однако темпы ввода в бурение новых объектов невелики – 1-4 структуры в год. При этом средние ресурсы нефти на одну подготовленную структур составляют величину около 1 млн. т (извлекаемые), свободного газа – около 2 млрд. м3 (геологические).

Для успешного восполнения ресурсной базы Республики Коми необходимо:

- увеличение объемов поисковых и поисково-детальных сейсморазведочных работ для выявления и подготовки новых объектов с ресурсами УВС категорий D0 и Dл как в освоенных районах, так и на новых перспективных направлениях;
- проведение постоянного мониторинга нефтегазоперспективных локальных объектов на территории Республики Коми;
- привлечение государственных средств на проведение поисковых и региональных сейсморазведочных работ на новых направлениях;
- проведение научно-исследовательских работ по выделению наиболее перспективных направлений поиска и оконтуривания как традиционных, так и нетрадиционных (неантиклинальных) объектов.

УДК 551.7.022.4

Литолого-седиментационная модель верхнедевонских отложений и перспективы нефтегазоносности центральной части Ухта-Ижемского вала

Куранова Т. И., Попова Е. В., Петренко Е. Л., Куранов А. В.

ООО «Тимано-Печорский научно-исследовательский центр», г. Ухта, Россия

Исследуемая территория: Тимано-Печорская провинция (ТПП), центральная часть Ухта-Ижемского вала Восточно-Тиманского сложного мегавала.

В непосредственной близости открыты месторождения углеводородного сырья (УВС): Ярегское нефтяное, Нижнеомринское газонефтяно, а непосредственно на рассматриваемой территории – Среднеседъельское нефтегазовое (на Госбалансе РФ числятся две залежи нефтяная – в отложениях омринского горизонта среднего девона и газовая – в отложениях джьерского горизонта верхнего девона) и газовое Сускинаельское (залежь газа в отложениях джьерского горизонта).

Перспективы нефтегазоносности связаны с терригенными отложениями нижнефранского подъяруса и рассматриваются на основе комплексного анализа геологического строения разреза рассматриваемой территории и смежных с ней территорий – особенностей современного тектонического строения и палеотектонических процессов, протекавших в течение геологической истории, литолого-фациальных характеристик разреза и условий палеоседиментации, распределения коллекторов и флюидоупоров в разрезе и по площади, условий формирования ловушек различного типа.

Нефтепроявления по керну в виде выпотов и пропитанность нефтью терригенных поддоманиковых отложений, скопления жидкой нефти по трещинам, отмечены в скважинах 801, 807-Ижма-Вычегодские, 829-Леккемская, 139-Леккемская, 131-Лачъельская, 140-Чомкосаельская, 1ВДЕ-Вальдыельская, 2026-Тобысьская. Пропитанность нефтью слабо пористых выветрелых пород в верхнем протерозое отмечена в скв. 131-Лачъельская и 135-Леккемская. Притоки нефти в колонне получены в скважинах 131-Лачъельская (D_3dzr) и 139-Леккемская (D_3dzr-D_3tm), соответственно 0,8 и 0,2 $м^3$/сут.

Территория исследования характеризуется низкой плотностью сейсмических профилей и относится к малоизученным районам. В 2011 году А.Л. Федотовым была проведена переобработка и переинтерпретация материалов прошлых лет на Среднеседъельской площади. В результате проведенных работ была детализирована структурно-тектоническая модель девонских отложений. В 2018 г. Д.В. Антоновым при проведении ОПЗ Среднеседъельского месторождения структурный план по отражающему горизонту $IIIf_1$ (D_3dzr) был уточнен по результатам бурения новых скважин №№ 7ВДЕ, 12А-Среднеседъельские.

Пробуренные скважины структурно-поискового и поискового назначения распределены по площади неравномерно. Бурением скважин изучена верхняя часть верхнепротерозойского складчатого фундамента, представленного метаморфическими глинистыми сланцами с прослоями кварцитов.

Поверхность метаморфического фундамента не имеет четкого однозначного выделения по каротажным диаграммам, что связано, прежде всего, с изменениями литологического состава, как самого фундамента, так и вышележащих образований.

Верхнепротерозойская толща метаморфических пород в данном районе залегает на поверхности архейско-нижнепротерозойского гранито-гнейсового кристаллического фундамента. Накопление верхнепротерозойских осадков происходило в мелководных прибрежно-морских условиях, благоприятных для развития органического мира, в основном одно- и многоклеточных водорослей, водных растений и различных микроорганизмов.

Верхнепротерозойские отложения, вскрытые скважинами на данной территории, как и в скв. 700-Ярегская [1], можно условно отнести к промежуточной (переходной) толще от пород осадочного чехла к кристаллическому фундаменту.

В строении осадочного чехла рассматриваемой территории принимают участие палеозойские (верхнедевонские) и четвертичные отложения. Ордовикско-силурийские и нижне-среднедевонские отложения на территории исследования размыты вследствие масштабной инверсии территории в предпозднедевонскую эпоху. Здесь верхнедевонские поддомаником отложения сложены терригенными породами джьерского и тиманского горизонтов нижнего франа; наддомаником – глинисто-карбонатными породами среднего и верхнего франа.

В составе джьерского горизонта, наряду с глинисто-обломочными отложениями, характерны прослои туфогенно-осадочных пород (туфопесчаников, туфоалевролитов, туффитов), а также лавы и базальтовые покровы.

Покровы базальтов обычно разделяют глинисто-обломочную часть на пачки. Нижняя пачка может рассматриваться как аналог верхней (франской) части пласта III Ярегского месторождения, верхняя содержит песчаниковые пласты, индексируемые как пласт Б.

В случае отсутствия этих пачек в разрезах туфо-базальтовые покровы со стратиграфическим и резким угловым несогласием залегают непосредственно на эродированной поверхности верхнепротерозойского промежуточного комплекса (PR_2) и перекрываются тиманским горизонтом.

Анализ мощностей поддоманика показывает, что в разрезе «подбазальтовой» пачки, залегающей на размытой поверхности верхнепротерозойского фундамента на данной территории, будет присутствовать только верхняя, джьерская, часть пласта III, имеющего в наиболее полных разрезах эйфельско-джьерский возраст.

Для тиманского горизонта характерны пласты алевролито-песчаного состава. Нижний из них – пласт II – залегает в основании, трансгрессивно перекрывает джьерские отложения, содержит туфогенную примесь.

Залегающий выше пласт А разделяет тиманскую свиту на две подсвиты – нижнетиманскую и верхнетиманскую. Традиционно пласт А имеет обломочный состав, но этот состав не выдержан, т.к. на этом уровне обычно происходит фациальное замещение песчаников глинами и глинисто-карбонатными породами. На рассматриваемой территории пласт А, стратиграфически приуроченный к кровле нижнетиманской подсвиты, имеет глинисто-карбонатный состав и как поисковый объект интереса не представляет.

В результате комплексного изучения сеймогеологических материалов (временных разрезов, керна, петрографических шлифов, анализа развития толщин) построены схематические литолого-седиментационные модели развития поддомаником песчаных пластов III, Б, II нижнефранского подъяруса и глинисто-карбонатных пород средне-верхнефранских подъярусов верхнего девона. Определены возможные источники сноса терригенного материала, выделены перспективные объекты и проведена оценка УВ.

Литолого-седиментационная модель распространения песчаного пласта III (D_3dzr).

Пласт III на исследуемой территории развит не повсеместно.

Пласт четко коррелируется практически по всем скважинам, незначительно меняясь в толщине и в общих чертах сохраняя свой литофациальный облик.

Распространение пласта контролировалось палеомикрограбенами, заполнявшимися осадками в раннефранскую эпоху. Накопление осадков происходило в трансгрессивную стадию в прибрежно-морской аккумулятивной равнины с островным мелководьем и вулканической активностью. Суммарная мощность песчаников III пласта изменяется от первых метров до 30 м. В центральной и юго-восточной части рассматриваемой территории отложения III пласта отсутствуют (рисунок 1).

Литолого-седиментационная модель распространения песчаного пласта Б (D_3dzr).

Распространение пласта контролировалось, как и распространение пласта III, палеограбенами, заполнявшимися осадками в раннефранскую эпоху. Накопление осадков пласта Б происходило в условиях прибрежно-морской аккумулятивной равнины, но имело уже большую площадь распространения по сравнению с площадью накопления осадков III пласта.

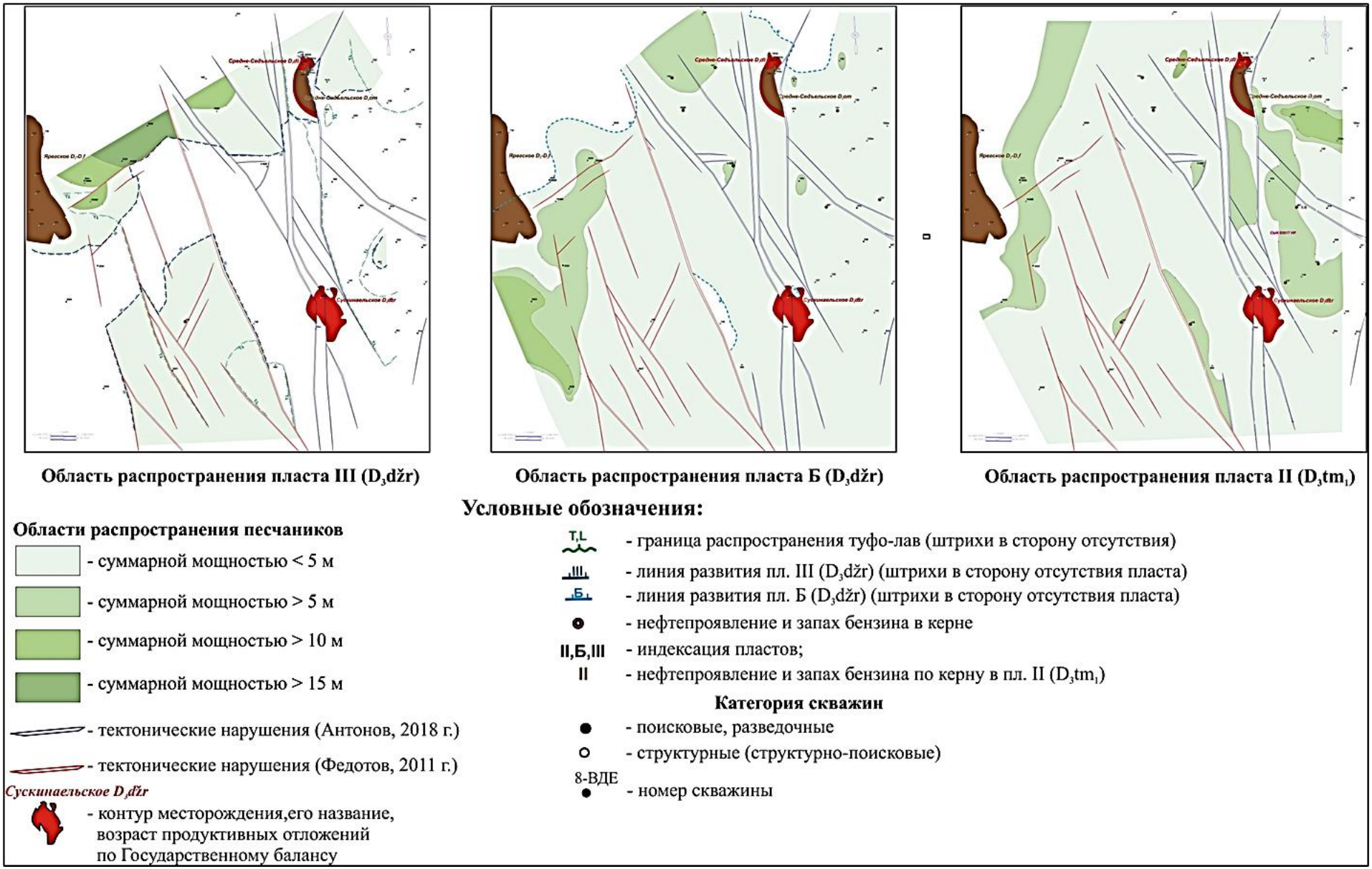


Рисунок 1 – Литолого-седиментационная модель поддомаников терригенных отложений

Незначительные по площади острова (останцы) вулканического происхождения оставались в районе скважин 138 и 139-Леккемские. Здесь туфо-базальто-диабазовые отложения со значительным стратиграфическим и угловым несогласием залегают на метаморфических сланцах верхнего протерозоя (рисунок 1).

По результатам керна в петрографических шлифах песчаник кварцевый, крупнозернистый с туфогенной примесью (скв. 128-Лачъельская); алевролит кварцевый, глинистый, со скоплениями сидерита (скв. 131-Лачъельская).

Суммарная мощность песчаников Б пласта от первых метров до немногим более 10 м.

Литолого-седиментационная модель распространения песчаного пласта II (D_3tm_1).

К началу тиманского времени туфо-базальто-диабазовые отложения заполнили опущенные тектонические блоки и практически выровняли рельеф на всей рассматриваемой территории.

Накопление осадков происходило в прибрежно-морской аккумулятивной равнине. Постепенно прибрежно-морская седиментация аккумулятивной равнины в раннетиманское время сменялась вверх по разрезу и по площади более мористой (увеличилась карбонатность разрезов) и концу раннетиманского времени в разрезах скважин сначала появились известняки в виде линз, а затем и прослоев. Суммарная мощность песчаников II пласта от первых метров до немногим более 15 м на северо-востоке (рисунок 1).

Источником сноса терригенного материала являлись палеореки, составлявшие часть обширной речной сети в районе Ярегской площади.

Литолого-седиментационная схематическая модель средне-верхнефранских (наддоманиковых) глинисто-карбонатных отложений (D_3tm_1).

На отдельных сейсмических профилях А.Л. Федотовым зафиксированы аномалии сейсмической записи, свидетельствующие о развитии рифовых построек верхнефранского возраста одиночного и барьерного типа, которые были вынесены нами на структурную карту по кровле доманиковых отложений ОГ $IIIf_2$ и отрисован предполагаемый предрифовый склон позднесирачойского барьерного рифа.

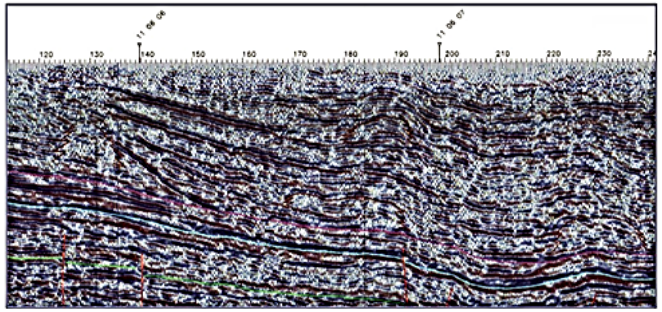
В результате петрофизических исследований керна по скважинам выявлена *зона склонов с зарождающимися палеоподнятиями в доманикоидной толще* (доманиковая и лыаюсская свиты) (D_3dm, D_3vt-src). В шлифах известняк темно-бурый, птероподовый, с обилием инкрустационных каемок, глинисто-высокобитуминозный. Полости раковин, трещины, поры нередко заполнены нефтью (скв. 139-Леккемская).

Признаки склоновой микрофации: реликтово органогенный доломит, интенсивно до сильного мелкоагрегатно и местами монокристаллически окремненный, неравномерно пористый (скв. 137-Леккемская).

Установлены также породы *толщи заполнения – седъюской* (седьюская свита) (D_3ev-lv). Нижняя часть толщи заполнения преимущественно глинисто-терригенная, сложена аргиллитоподобными глинами с подчиненными прослоями песчаников и алевролитов, неравномерно известковистых с растительными остатками, с брахиоподами и атрипами, реже мергелей и известняков глинистых, участками узловатых, неравномерно алевритистых, с детритом переотложенной фауны (скв. 139-Леккемская).

Верхняя часть толщи заполнения содержит прослои глинистых известняков и мергелей, тонкие прослои и линзы органогенно-обломочных и водорослевых известняков с рассеянной примесью зерен кварца наряду с прослоями алевролитов и песчаников. Известняк в шлифах мелкопористый (скв. 139-Леккемская). Перекрываются породы толщи заполнения *сульфатно–доломитовой толщей* (ухтинская свита). Гипсо-ангидритовая порода (скв. 134-Леккемская) (рис. 2).

На сейсмогеологических разрезах наглядно отображено воздымание с востока на запад и постепенное срезание верхних горизонтов верхнего девона под четвертичку, где сначала под нее выходят отложения евлановско-ливенского, затем сирачойского, ветласянского и доманикового горизонтов.



а) фрагмент временного разреза по профилю 1106-01

Условные обозначения:

песчаники
глинисто-алевритовые породы и тонкие прослои карбонатно-глинистых (в наддоманиковой части разреза)
известняки
известняки доломитизированные
известняки биогермные
известняки сгустковые
доломиты
доманикиты
туфо-базальты
породы фундамента
шлифы

Примеси и включения

окремнение, кремнистость
неокатанные обломки пород
зоогенный детрит
пористость, кавернозность
глинистость

Скв. 2026 Ал. 117 м — номер и название скважины, альтитуда, м, скважина
забой, м (абсолютная отметка, м)

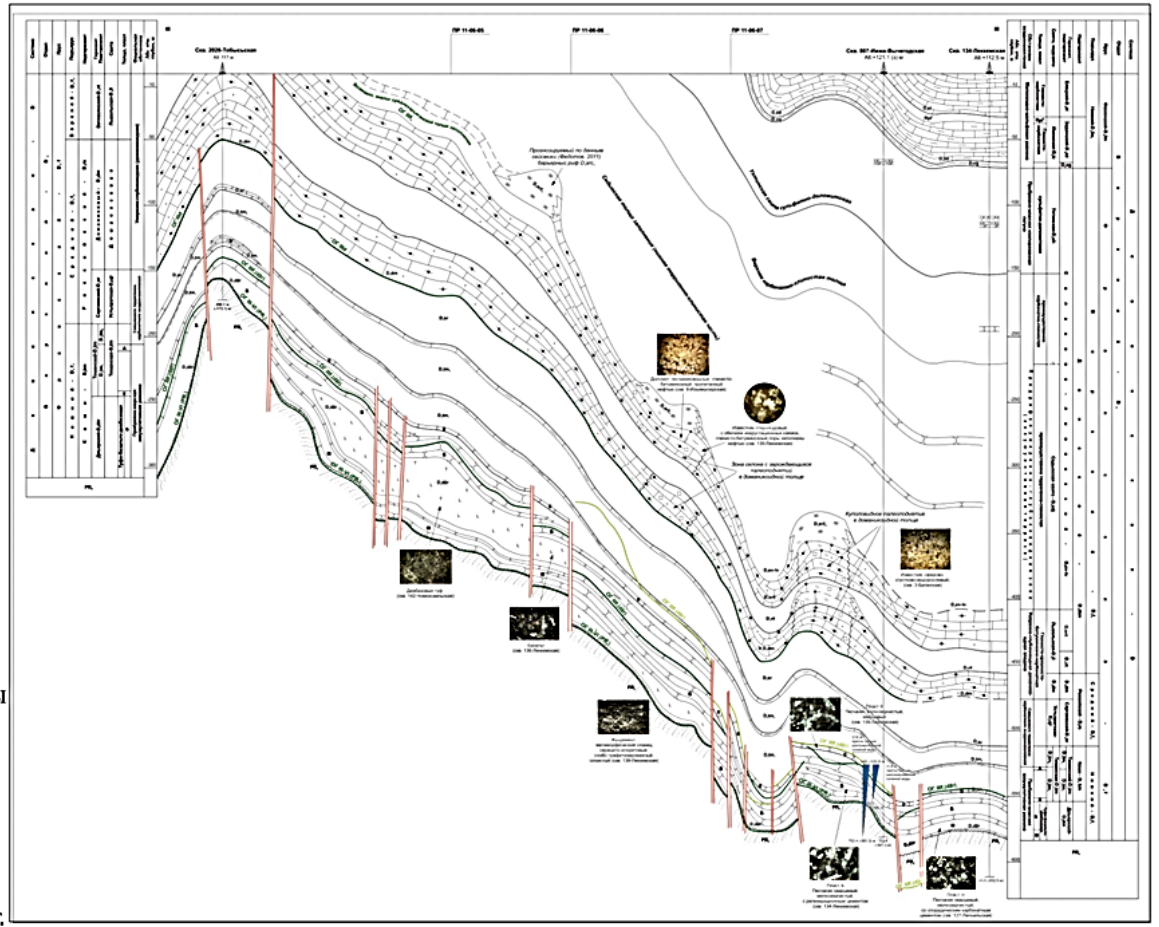
тектонические нарушения
ОГ III-VI — отражающие горизонты (ОГ III-VI(PR_2)), Федотов, 2011 г.
ОГ IIIf, — отражающие горизонты (ОГ $IIIf_1$ ($D_3dž$r)), Антонов, 2018 г.

Опробования

опробование испытателем пластов (КИИ) в открытом стволе

Результаты опробования

мин. вода



б) сейсмо-геологический разрез верхнедевонских отложений по профилю 1106-01

$D_3srč_2$ — Одиночные органогенные постройки по данным сейсмики (Федотов, 2011 г.), (по положению в разрезе, возможно, позднесирачойского возраста ($D_3srč_2$)

$D_3srč_2$ — Барьерно-рифовая постройка по данным сейсмики (Федотов, 2011 г.), по положению в разрезе, возможно, позднесирачойского возраста ($D_3srč_2$)

Рисунок 2 – Литолого-седиментационная модель верхнедевонских отложений

В настоящее время преобладает гипотеза о заполнении ловушек Тиманского мегавала углеводородами в результате миграции их из пластов-коллекторов Ижма-Печорской синеклизы по восстанию с дифференциальным улавливанием углеводородов в ловушках разных уровней глубин [2].

При латеральной миграции фазовый состав миграционного потока изменялся: от однофазного (нефть с растворенным газом) по мере снижения пластового давления ниже давления насыщения поток становится двухфазным, газонефтяным или нефтегазовым, заполняя ловушки следующего уровня.

В самых гипсометрически верхних ловушках формируются или нефтяные залежи с газовой шапкой по типу Ярегской или чисто нефтяные залежи.

Таким образом, соотношение давления насыщения и начального пластового давления будет характеризовать одно- или двухфазную углеводородную систему в прогнозируемых ловушках.

Следовательно, на данной территории в поддоманиковых терригенных отложениях ожидается открытие либо чисто газовых залежей, либо залежей с двухфазным составом флюида – газонефтяных или нефтегазовых.

В восточной части ожидаются чисто газовые залежи, а также нефтегазовые.

В центральной части ожидаются нефтегазовые залежи, а в крайней западной – вблизи Ярегского месторождения – при наличии ловушек в изолированных тектонических блоках возможны газонефтяные и/или чисто нефтяные залежи.

В качестве перспективных объектов рассматриваются: пласт III джьерского горизонта верхнего девона, залегающий на метаморфических породах верхнего протерозоя; пласт II тиманского горизонта верхнего девона.

Оценка ресурсов углеводородного сырья произведена по следующим перспективным объектам: Западно-Сускинаельское структурное осложнение; Южно-Сускинаельская структура; Леккемское структурное осложнение; Васькеркадорская структура; Район скв. 139-Леккемская, где суммарные ресурсы нефти категории Dлок составят немногим более 5 млн.т, а суммарные ресурсы свободного газа категории Dлок – около 2 млрд. $м^3$.

Библиографический список:

1. Условия формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа / А. Я. Кремс, Б. Я. Вассерман, Н. Д. Матвиевская // М., Недра, 1974.
2. Некоторые результаты параметрического бурения на рифей-вендский комплекс Ухтинского района / Э.Н. Овчинников, А.А. Алабушин, В.И. Гайдеек, В.Е. Лещенко // Геология нефти и газа – 1990. – №12. – http://www.geolib.ru/OilGasGeo/1990/12/Stat/stat02.html.

УДК 622.276(470.13)

Вклад отечественной науки в мировой опыт освоения месторождений высоковязких нефтей и природных битумов

Шишелов Н. С.

Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН), г. Москва, Россия

Введение. России основные запасы высоковязких нефтей расположены в Волго-Уральской, Западно-Сибирской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинциях.

Высокая вязкость и плотность тяжелых нефтей и природных битумов, приводят к тому, что традиционные методы извлечения оказываются неэффективными для их добычи, поэтому целесообразность и экономическая эффективность их освоения определяется геолого-физическими условиями их залегания, промысловыми параметрами, инфраструктурой, в связи с чем необходимы учитывающие их особенности специальные технологии добычи, транспортировки, первичной подготовки и переработки, которые требуют, как правило, повышенных энергетических и материальных затрат.

В связи с этим необходим тщательный анализ исторического опыта освоения месторождений высоковязких нефтей и природных битумов.

«Еще в начале XIX века разработка залежей битумов и высоковязких нефтей с помощью шахт и глубоких колодцев производилась в Коми (Ярега, Ижма), Дагестане (Уйташ), Чечне (Старогрозненское), однако объемы этих работ были невелки» [8]. Уникальный опыт и инновационные технологии были также получены при разработке месторождений Краснодарского края, Республики Татарстан, Республике Удмуртии.

Большой, неоценимый опыт освоения месторождений высоковязких нефтей получен в Республике Коми при разработке Ярегского и Усинского месторождений.

«Ярегское месторождение открыто в 1907 году в Ухтинском районе Республики Коми, когда у реки Ярега пробурена скважина на глубину 115 м, при ее проходке был вскрыт пласт нефтеносного песчаника толщиной 47 м, один кубический метр пройденной породы содержал 136 кг нефти. Позже этот слой песчаника получил название третьего пласта и стал основным эксплуатационным объектом Ярегского месторождения высоковязких нефтей» [1].

«Месторождение представлено Ярегской, Лыаельской и Вежавожской положительными структурами третьего порядка, приуроченными к сводовой части крупной Ухтинской брахиантиклинали Южного Тимана. Протяженность структур 13–14,9 км при ширине 4–5,5 км, амплитуда 82–87 м. Месторождение приурочено к песчаникам насыщенных тяжелой высоковязкой нефтью.

Промышленно нефтеносные отложения верхнего и среднего девона. Коллекторы трещинно-порового типа представлены кварцевыми песчаниками (мощность 26 м) с пористостью 26 %, проницаемостью 3,17 Д. Промышленная нефть залегает на глубинах 130–300 м в кварцевых девонских песчаниках живетско-пашийского возраста, образуя единую пластовую сводовую, тектонически и литологически экранированную залежь размерами 36 х 4–6 км высотой 87 м. Объектом разработки является продуктивный пласт III со средней толщиной 70 м, максимальной 106 м, глубина залегания - 130-220 м.» [9].

«Средняя плотность нефти в пластовых условиях составляет 933 кг/м^3, вязкость 15-20 тыс. мПа·с. Продуктивный девонский пласт залегает на глубине 130-220 м в песчаниках среднего и верхнего девона, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина 26 м, средняя пористость 25 %, средняя проницаемость 2 мкм^2, температура в пласте 6-8 ^{o}C» [4].

В 1933 году начато бурение 12-ти разведочно-эксплуатационных скважин, с целью подтверждения запасов и оконтуривания. По результатам разведки бурения был составлен проект добычи нефти с помощью традиционного метода, по сетке скважин с расстоянием между ними 70-100 м., первоначально планировалось бурение 2850 добывающих скважин. Все скважины эксплуатировались с помощью штанговых глубинных насосов. Однако уже на начальном этапе реализации проекта выяснилось, что дебиты большинства скважин не превышали нескольких десятков литров нефти в сутки. В связи с этим, от проекта бурения скважин с поверхности пришлось отказаться.

Геологам Ухто-Печорского треста был хорошо известен мировой опыт разработки нефтяных месторождений. Впервые шахтный способ был применен в 1935 году на месторождении Пешельбронн во Франции, способ применялся в Румынии (Сарата-Монтероу и Кампина), Японии (Хагашияма), Германии (Гайде, Монтерадо), Чехословакия (Эгбеал), США (Керн Ривер).

В 1937 году поиски рациональных путей добычи ярегской нефти привели к необходимости освоения месторождения шахтным способом, было начато строительство нефтешахт глубиной до 196 м.

С 1939 по 1954 год при освоении Ярегского месторождения применялась «ухтинская» система разработки за счет естественной энергии пласта (рис. 1).

«По «ухтинской» системе месторождение разрабатывалась вертикальными и крутонаклонными скважинами глубиной до 50 м, пробуренными по сетке 12-25 м из горных выработок, расположенных на 10-30 выше кровли продуктивного пласта» [2].

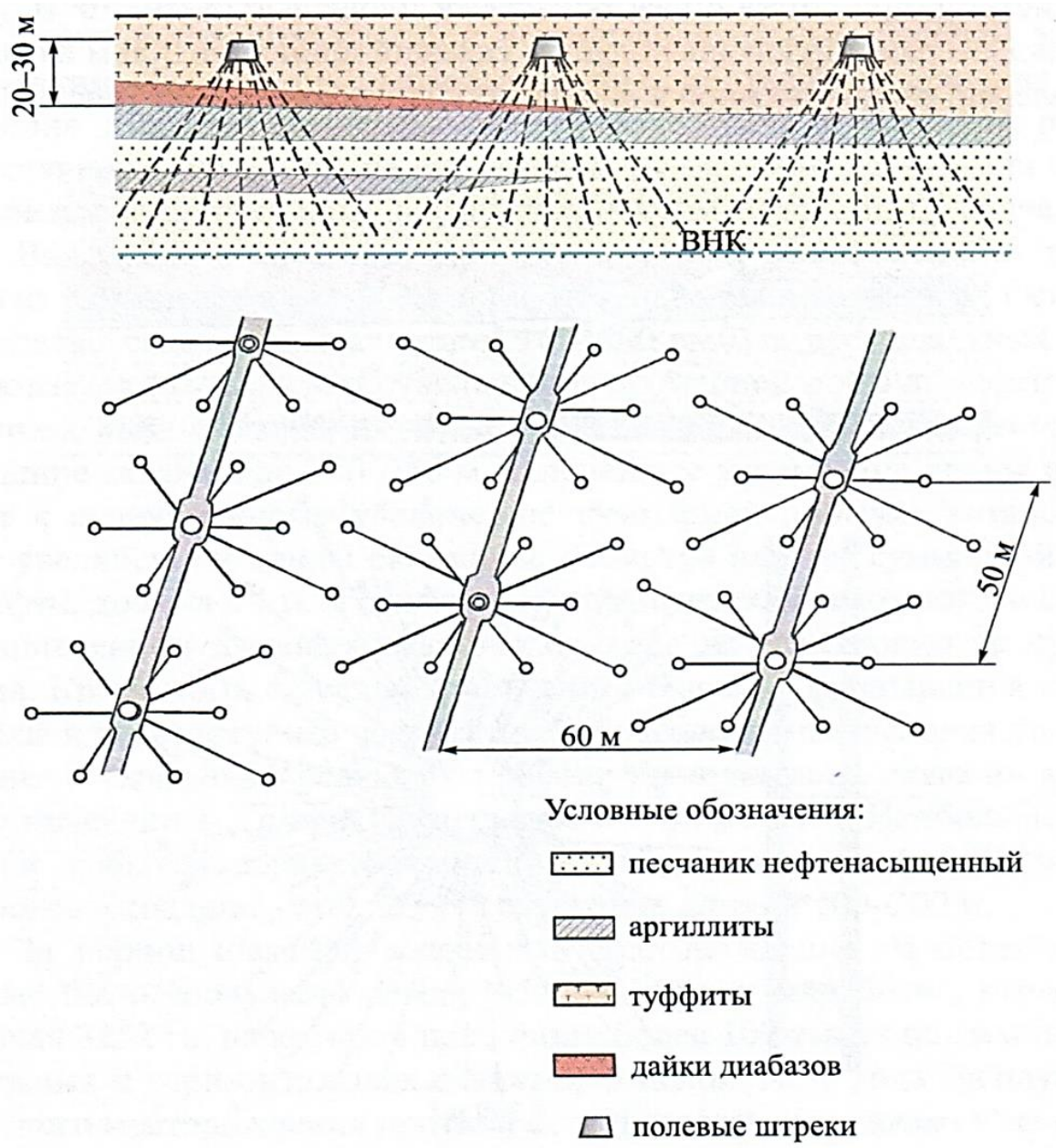


Рисунок 1 – «Ухтинская» система

«Первоначально месторождение эксплуатировались за счет естественной энергии пласта (фонтанным способом), а затем с помощью закачки сжатого воздуха (эрлифт). За время разработки месторождения по «ухтинской» системе было пробурено 57213 скважин, добыто 2953,7 тыс. т нефти, средний коэффициент нефтеотдачи составил - 0,062» [5].

В 1954 году, после частичного снижения пластового давления и разгазирования пласта, был осуществлен переход на уклонно-скважинную систему.

«При применении этой системы процессы бурения и добычи нефти были перенесены непосредственно в продуктивный пласт. На основном горизонте (10-30 м от кровли пласта) проводились парные этажные штреки (откаточный и вентиляционный и сбойки между ними. Шахтное поле разбивалось на блоки шестигранной формы. Из штреков через 300 - 400 м в центр блока (нефтяной пласт) прокладывались две параллельные выработки, называемые уклон и ходок. В кровле или подошве пласта закладывалась дренажная галерея, из которой весь блок разбуривался кустом веерообразно расходящихся скважин. Количество этих скважин длиной 300 м в галерее достигало 150 - 300 штук» [4].

«С 1954 по 1972 год было пробурено 46858 пологонисходящих и пологовосходящих скважин средней длиной 127 м, добыто 4273,2 тыс. т нефти, средний коэффициент нефтеотдачи составил - 0,059» [5].

«С 1939 по 1972 год за период шахтной разработки на естественном режиме по «ухтинской» системе, сооружено свыше 650 км горных выработок, отработана площадь 3252 га, на которой было пробурено более 100 тыс. подземных вертикальных и горизонтальных скважин, было добыто 7448 тыс. т нефти, средний коэффициент нефтеотдачи на разработанных площадях - не более 5 %» [5].

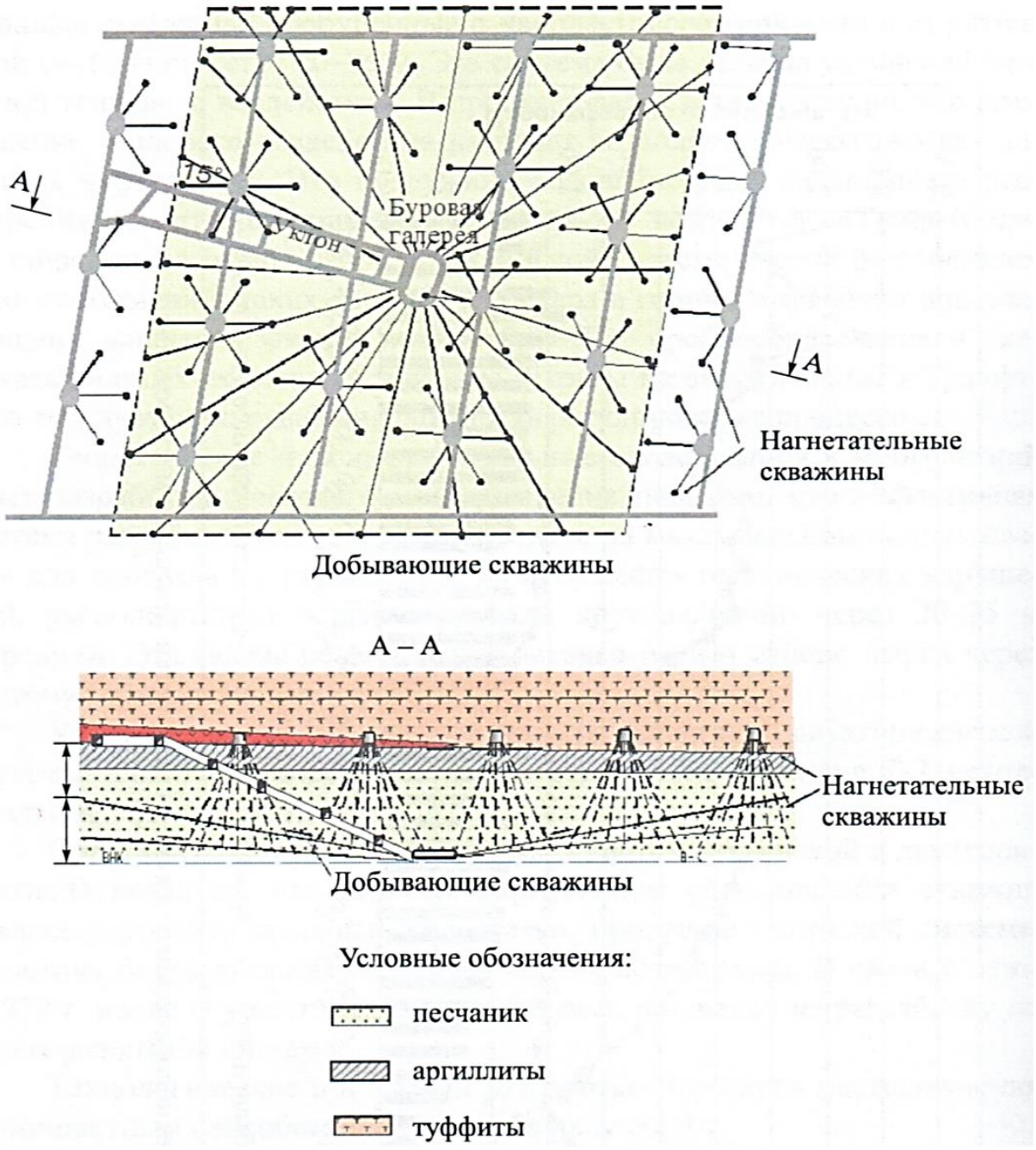


Рисунок 2 – Термошахтная система

«В 1972 г. коллективом авторов Ворониным П. Г., Гуровым Е. И., Мельничуком Н. И., Миллером Г. Г., Мишаковым В. Н., Сукрушевым В. С., Табаковым В. П., Вертий В. Г. и Рузиным Л. М. (авторское свидетельство № 747986) был предложен способ термошахтной разработки, основная сущность которого заключается в наличии двух горизонтов работ: верхнего и нижнего (рис. 2). Из нижнего горизонта – добывающей галереи, расположенной в нижней части продуктивного пласта или ниже его, бурились почти горизонтальные пологовосходящие скважины для отбора нефти, а из верхнего горизонта, расположенного выше нефтеносного пласта, через буровые камеры бурились вертикальные и наклонные скважины для подачи теплоносителя в пласт с целью нагрева сверхвязкой нефти» [6].

С 1972 года нефтяные шахты Ярегского месторождения полностью переведены на применение термошахтной технологии, ее внедрение позволило увеличить нефтеотдачу пласта в 10 раз, а добычу нефти в 3,5 раза. В начале 1977 года накопленная добыча нефти термошахтным методом составила - 1 млн т нефти.

Важно отметить, что классический вариант технологии термогравитационного дренирования пласта (SAGD) разработанной Роджером Батлером (1978 г.) исторически берет свои корни от технологии термошахтной разработки Ярегского месторождения.

В настоящее время на Ярегском месторождении нефть по-прежнему добывается термошахтным методом, с 2005 года также эффективно применяется и технология термогравитационного дренированния пласта. В 2016 г. добыча нефти на месторождении составила 912,8 тыс. т, в 2017 г. – 1081,8 тыс. т., на отдельных участках месторождения коэффициент нефтеизвлечения достигает 0,55-060, что подтверждает эффективность применяемых технологий [7].

Усинское месторождение высоковязких нефтей - крупнейшее по величине геологических запасов в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Пермо-карбоновая залежь Усинского месторождения расположена на глубине 1100-1500 м, характеризуется чрезвычайно сложным строением, содержит нефть аномально высокой вязкости (700мПа·с) в карбонатах трещинно-кавернозно-порового типа среднего и верхнего карбона и нижней перми. Залежь сводовая, массивно-пластового типа, подстилается подошвенной водой, этаж нефтеносности до 350 м. Размеры залежи 16х8,5 км. Средняя нефтенасыщенная толщина залежи – 51,3 м, средняя пористость – 19,8 %. Нефть высоковязкая от 344 до 2024 мПа·с, плотностью до 940 кг/м^3.

В составе пород, слагающих пермо-карбоновую залежь, преобладают в различной степени пористые, иногда рыхлые и высокопористые органогенные известняки и кавернозные доломитизированные разности, реже доломиты [5].

Опыт разработки подобных залежей в мировой практике отсутствует.

В 2002 году на пермо-карбоновой залежи месторождения, которая разрабатывается с 1977 года, начаты опытные работы по испытанию технологии многоскважинных пароциклических обработок. Основная цель которой – увеличение конечной нефтеотдачи пласта за счет одновременной обработки паром нескольких призабойных зон соседних добывающих скважин, расположенных на расстоянии не более 100 м друг от друга.

Сотрудниками Центра высоковязких нефтей Ухтинского государственного технического университета разработаны новые технологии площадного воздействия на пласт.

Первая основана на использовании при пароциклической обработки, радиальных отводов, пробуренных из существующих скважин, что позволяют в 4-5 раз увеличить охват залежи паротепловым воздействием по сравнению с традиционной технологией пароциклических обработок.

Вторая заключается в бурении горизонтальных скважин между рядами пробуренных вертикальных скважин, после чего перемещая башмак термоизолированной колонны по горизонтальному стволу от забоя к устью осуществляется последовательная пароциклическая обработка вертикальных скважин через горизонтальную. Через одну горизонтальную скважину при ее длине 500 м, возможно провести обработку 5-6 вертикальных скважин.

В настоящее время на месторождении проводятся работы по испытанию новых технологий в системе горизонтальных скважин, в том числе с интеллектуальным оборудованием.

История создания и применения внутрипластовых скважинных методов теплового воздействия на пласт.

В 20–30-е годы XX века о важности тепловых методов при разработке месторождений высоковязких нефтей в своих трудах писали И. М. Губкин, А. Д. Архангельский и Д. В. Голубятников.

В 1934 году впервые в мировой практике на Ширванском месторождении в Краснодарском были начаты эксперименты по применению технология внутрипластового горения.

Для эксперимента был выбран участок, расположенный в средней части месторождения, эксплуатация которого была прекращена в 1923-1930 гг. Продуктивные песчаные пласты майкопской свиты залегали на глубине 500-550 м, плотностью нефти 0,830 г/см^3. Опытный участок включал 15 скважин в том числе 2 нагнетательные. На устье нагнетательной скважины были установлены наземные топочные агрегаты, работающие на жидком топливе. Для закачки в пласт рабочего агента использовали 2 компрессора производительностью по 30 м^3/мин при давлении 0,8 МПа и 1 компрессор на 60 м^3/мин при давлении 0,2 МПа. Газы горения, получаемые в камере сгорания (в передней, входной части) агрегата, перемешивались в камере смешения топочного агрегата с подаваемым туда наружным воздухом и нагнетали в скважину по насосно-компрессорным трубам. Холодный воздух в камеру смешения подавался для того, чтобы снизить температуру получаемых на устье скважины газов горения до 500-600 ^{0}С, чтобы предотвратить осложнения в конструкции нагнетательных скважин. За 20 месяцев работы установки (с мая 1937 г. по декабрь 1938 г.) в пласт было закачано около 11500 тыс. нм^3 горячих газов, что составляет примерно 20 поровых объемов разрабатываемого участка. За счет процесса нагнетания горячих газов было добыто около 18 тыс. тонн нефти, 11 млн. нм^3 газа и более 200 тыс. литров бензина [3].

Помимо технологии внутрипластового горения применялись и другие тепловые методы: первые в СССР пароциклические обработки скважин были проведены в 1965 году в Краснодарском крае на месторождении Зыбза – Глубокий Яр; паротепловое воздействие применялось в 1968 – 1969 годах на нефтяных месторождениях Оха и Котангли (о. Сахалин).

Республика Удмуртия.

В 1973 году в Республике Удмуртии было создано производственное объединение «Удмуртнефть». В результате проведённых научно-технических исследований созданы новые технологии термического воздействия на коллекторы высоковязкой нефти, которые были внедрены и опробованы на Гремихинском месторождении.

Гремихинское месторождение высоковязких нефтей открыто в 1964 году. Месторождение приурочено к водонапорной системе открытого типа с нормальным гидростатическим давлением. Начальное пластовое давление – 12,5 МПа, текущее – 10,99 МПа. Температура пласта +28 ^{o}С. проницаемость – 17,1 мкм, давление насыщения – 5 МПа. Плотность нефти в среднем составляет 917 кг/м^3, характеризуется высокой вязкостью от 79 мПа·с до 310 мПа·с, высоким содержанием серы, смол и асфальтенов [4].

Промышленная нефтеносность месторождения приурочена к отложениям нижнего (визейский ярус) и среднего (башкирский ярус и верейский горизонт) карбона.

Разработка башкирского яруса (основного объекта) начата в 1981 году. В первые годы (1981–1982 гг.) месторождение эксплуатировалось 20-45 скважинами на естественном режиме. К 1988 году количество скважин увеличилось до 621.

Промышленное освоение тепловых методов на месторождении было начато в 1983 году:

— воздействие горячей водой с 1983 года;

— импульсно-дозированного теплового воздействия на пласт (в том числе с паузами) с 1986-1988 годы;

— теплоциклических обработок добывающих скважин как составной части технологии теплоциклического воздействия на пласт с 1988 года.

— теплоциклического воздействия на пласт (метод «укрупненных элементов»).

На Мишкинском месторождении высоковязких нефтей в Республике Удмуртии – разработан новый высокоэффективный метод технология термополимерного воздействия на пласт. В этой технологии сочетаются положительные качества теплового воздействия (снижения вязкости нефти) и полимерного заводнения (увеличения вязкости вытесняющего агента).

В дальнейшем была предложена усовершенствованная технология воздействия на сложнопостроенную залежь тяжелых нефтей – циклическое внутрипластовое полимерно-термическое воздействие [4].

Республика Татарстан.

В конце XIX и начале XX века на территории Татарстана действовало несколько предприятий по добыче битумов, в том числе и Шугуровский завод, на котором с 1887 по 1943 год проводилась подземная разработка битумоносных песчаников Шугуровской горы. Первоначально разработка пород производилась вручную – ломами, а дробление – кувалдами, битуминозные песчаники транспортировались от забоя на поверхность при помощи тачек.

После проведенной в 1927 году реконструкции рудник и завод представляли собой крупное промышленное предприятие с численностью работающих 367 человек. В руднике было добыто 22 760 т битуминозного песчаника. С момента открытия в 1948 году крупнейшего Ромашкинского месторождения Шугуровский нефтебитумный завод стал использовать его нефть для производства битумов различных марок и других нефтепродуктов [4].

С 1978 года Мордово-Кармальское и Ашальчинское месторождения сверхвязких нефтей используются в качестве полигона для отработки скважинных методов добычи высоковязких нефтей.

Месторождения имеют следующие характеристики: коллектор-песчаник слабосцементированный со средней проницаемостью 0,5 мкм, пористостью до 30,5 %, глубина залегания продуктивного пласта 100 м, толщина пласта 16 м, пластовая температура 7,5-8 ^{o}C, давление 0,4 Мпа, вязкость нефти до 15 тыс.мПа·с, плотность 960-980 кг/м^3, наличие в теле залежи водоносных пропластков и свободной воды в поровом пространстве, нефтенасыщенные пласты подстилаются водоносными, практически отсутствует газ [4].

На опытных участках месторождения разработаны и апробированы следующие технологии добычи:

- извлечение нефти методом низкотемпературного окисления;
- термоциклическое воздействие паром и парогазом;
- циклическая закачка воздуха;
- площадная закачка парогаза;
- инициирование внутрипластового горения и др.

На Мордово-Кармальском месторождении наиболее отработанным является метод внутрипластового горения. Горение инициировано на двух обращеных пятиточечных элементах, разбуренных по сетке 50х50 и 100х100 м. Максимальная температура в пласте достигала 1021 ^{o}C. Средняя скорость движения фронта горения составляла 0,056 м/сут. С 1978 по 1999 годы закачано более 600 млн м^3 воздуха, добыто около 400 тыс. т жидкости, в том числе нефти 163 тыс. т. Среднесуточный дебит по скважинам изменился: по жидкости – от 1,0 до 20,0 т, по нефти – от 0,1 до 8,9 т.

Самый высокий коэффициент извлечения при применении внутрипластового горения на Мордово-Кармальском месторождении отмечен в 1991 году, он составил 0,253.[4]

На Ашальчинском месторождении опытно-промышленные работы по добыче тяжелых нефтей с применением тепловых методов проводились с 1989 года. С 2006 года на месторождении компанией «Татнефть» эффективно применяется технология парогравитационного дренажа.

Татарстан стал первым в России регионом, где начали применять внутрипластовые катализаторы для освоения высоковязкой нефти.

В 2023 году сотрудники учёные КФУ разработали новый способ добычи высоковязкой нефти с больших глубин. СВЧ-акватермолиз основан на использовании металлосодержащих катализаторов в комбинации с полем микроволнового излучения, это позволяет ускорить процесс трансформации высокомолекулярных углеводородов в низкомолекулярные. Применение катализаторов совместно с СВЧ позволяет освоить более глубокие нефтеносные пласты, свыше 1 километра [10].

Заключение. Целесообразность и экономическая эффективность освоения залежей высоковязких нефтей и природных битумов определяется геолого-физическими условиями их залегания, промысловыми параметрами, инфраструктурой. На успешное применение способов их добычи огромное влияние оказывает достоверность геолого-геофизической информации о продуктивном пласте, его строении, непрерывности, свойствах флюидов, типе коллекторов, их нефтенасыщенности, пористости, проницаемости, тепловых свойствах горных пород и пластовых жидкостей. Важнейшим фактором является физико-химические характеристики нефтей их высокая вязкость плотность, состав. Все это определяет широкий спектр геотехнологий добычи высоковязких нефтей и природных битумов.

Анализ исторического опыта освоения залежей высоковязких нефтей и природных битумов показал, что наиболее перспективными являются термические методы добычи нефти. К ним относятся: паротепловое воздействие, внутрипластовое горение, закачка горячей воды, пароциклические обработки призабойных зон добывающих скважин и сочетание этих методов с другими физико-химическими методами (комбинированные методы).

Наибольшее распространение получили технологии, основанные на нагнетании в пласт теплоносителей (воздействие на пласт путем площадной закачки пара и пароциклические обработки добывающих скважин), благодаря применению этих технологий в мире добывается 60-70 % от всей нефти, добываемой с применением современных методов повышения нефтеотдачи пластов.

Технологии, в основе которых лежит тепловое воздействие на пласт также разнообразны, при их выборе необходимо учитывать не только особенности геолого-физической характеристики залежей и текущую геолого-промысловую характеристику, но и факторы участвующие в нефтеотдаче пласта при применении различных технологий.

При этом в последнее время область применения традиционных технологий теплового воздействия (пароциклической обработки и площадной закачки теплоносителя в системе вертикальных скважин) весьма ограничена. Эти технологии без их существенной модернизации не могут эффективно применяться при очень большой вязкости нефти, для разработки битумов, а также в крайне неоднородных трещиноватых коллекторах.

В России уникальный опыт и инновационные технологии получены при разработке месторождений Краснодарского края, Республики Татарстан, Республики Коми, Республики Удмуртии.

При этом Республика Коми единственный регион в России, где в широком промышленном масштабе десятки лет добывается аномально вязкая нефть с применением современных термических технологий. Многие из освоенных в Республике Коми технологий и технических средств являются уникальными и применены впервые в мировой практике.

Уникальный опыт Республики Коми обязателен к применению при освоении перспективных месторождений высоковязких нефтей и природных битумов.

Библиографический список:

1. Гуменюк А. С., Шедченко А. К. ВЕК БОЛЬШИХ СВЕРШЕНИЙ. 100-летний период развития геологоразведочных работ на Европейском Северо-Востоке России. 1917-2017. – М.: «Издательство ЮБИЛЕЙНАЯ КНИГА», – 456 с.
2. Дуркин С. М., Морозюк О. А., Рузин Л. М. Новые термошахтные технологии и оценка их эффективности путѐм численного моделирования // Нефть. Газ. Новации. 2013. № 4.
3. Ю. В. Желтов, проф., д.т.н., Г. Е. Малофеев, д.т.н., И. Д. Чоловская, к.т.н., РМНТК «Нефтеотдача», Применение термических технологий при разработке нефтяных месторождений. Доклад на симпозиуме «Неделя горняка – 99» Москва, МГУ, 25.01.99 – 29.01.99.
4. Липаев А. А. Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2013. – 484 с.
5. Рузин Л. М. и др. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов. – Изд. 2-е, пер. и доп. / Л. М. Рузин, И. Ф. Чупров, О. А. Морозюк, С. М. Дуркин. – М.-Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2015. – 480 с.

6. Табаков В. П., Малафеев Г. Е., Гуров Е. И. Термошахтная разработка нефтяных и битумных месторождений. М. : ОАО «Всерос. нефтегаз. науч.-исслед. ин-т», 2010. – 406 с.
7. Тимонина Н. Н., Пьянков В. В., Министерство инвестиций, промышленности и транспорта Республики Коми. Ярегское месторождение тяжелой нефти: история разработки и перспективы развития. - Сыктывкар: Вестник института геологии Коми научного центра УрО РАН. Июль 2018 г. № 7 (283). – 55 с.
8. https://www.elibrary.ru/item.asp?id=17335998.
9. http://www.nftn.ru/oilfields/russian_oilfields/komi_respublika/jaregskoe/46-1-0-697.
10. https://rg.ru/2023/01/19/uchenye-kfu-razrabotali-sposob-dobychi-trudnoizvlekaemoj-nefti.html?ysclid=mlsfljr62k893916371.

УДК 622.276.043

Анализ комплекса методов геофизического исследования скважин при разработке Кыртаельского нефтегазоконденсатного месторождения

Бондаренко Т. М., Вельтистова О. М.
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

В условиях постепенного снижения темпов добычи на зрелых месторождениях роль промысловой геофизики заметно возрастает. Особенно остро встаёт задача повышения нефтеотдачи и объективной оценки эффективности применяемых методов воздействия на пласт. Именно поэтому комплексный геофизический контроль становится одним из ключевых инструментов, позволяющих принимать обоснованные решения по регулированию разработки.

Цель работы - показать, как на Кыртаельском нефтегазоконденсатном месторождении используется комплекс методов геофизических исследований скважин (ГИС) для решения практических задач эксплуатации и контроля технического состояния фонда скважин.

Задачи исследований:

- рассмотреть геолого-физические особенности продуктивных пластов и свойства пластовых флюидов;
- провести анализ методов ГИС, применяемых на месторождении при его разработке;
- продемонстрировать роль методов геофизического контроля в определении эффективности разработки нефтегазовых месторождений, а также в оценке текущего технического состояния скважин.

1. Краткая геологическая характеристика месторождения.

Открытие Кыртаельского нефтегазоконденсатного месторождения датируется 1969 годом, завершение разведки – 1976 годом, ввод в разработку основной нефтяной залежи старооскольского надгоризонта – 1988 годом.

Согласно тектоническому районированию Тимано-Печорской провинции (ТПП), Кыртаельское месторождение приурочено к одноимённой антиклинальной складке, которая находится в пределах Лыжско-Кыртаёльского вала – структуры II порядка, входящей в состав Печоро-Кожвинского мегавала (рис. 1).

Главная характеристика Кыртаельского месторождения – это сложная геологическая структура. Месторождение имеет блочную структуру и многочисленные тектонические нарушения в девонско-силурийских отложениях (рис. 2). Залежь массивная месторождения-многопластовая, стратиграфически и тектонически экранирована. Особенность залежи - наличие мергелей и аргиллитов в отложениях верхнего девона, которые имеют свойства к осыпанию.

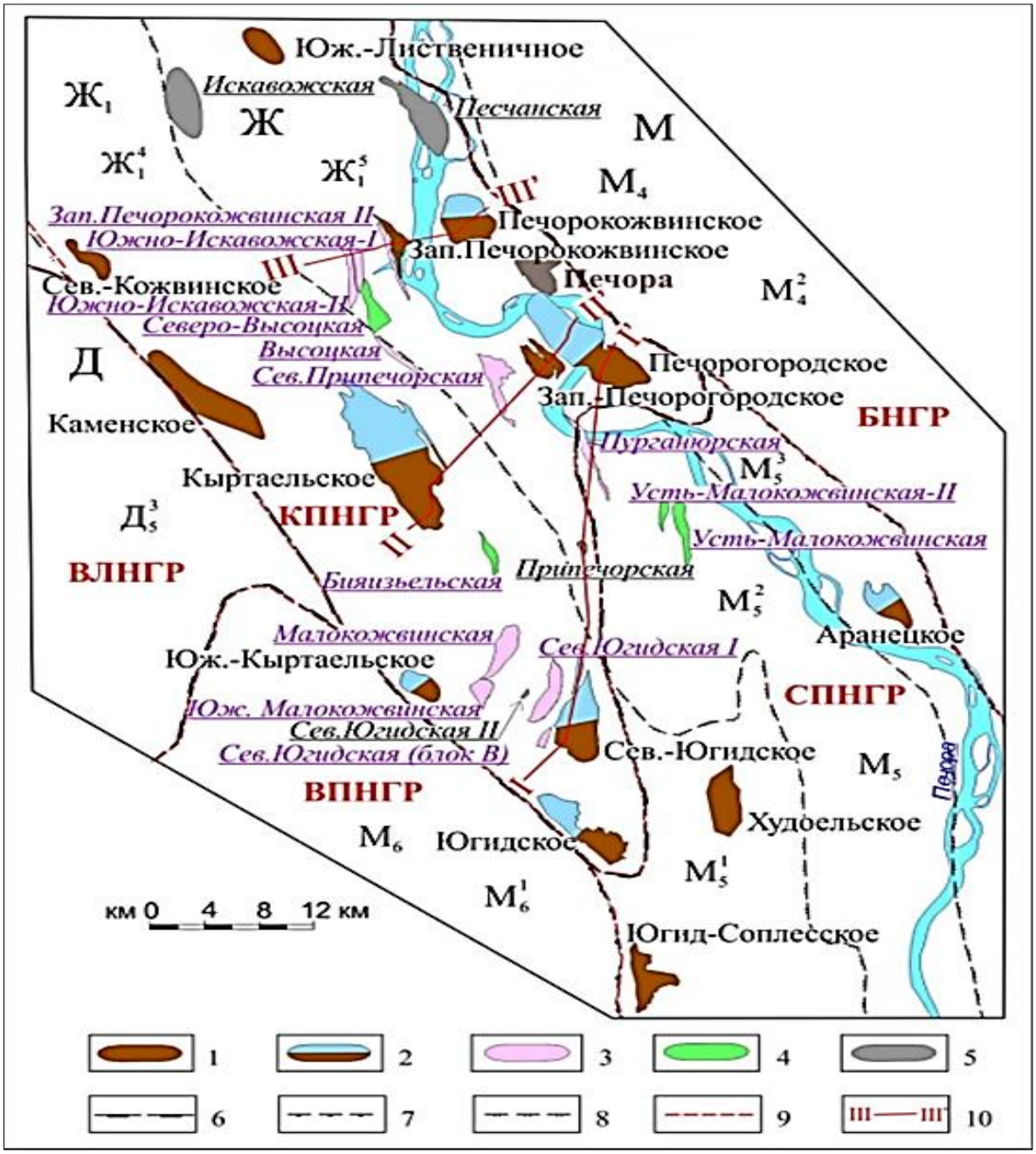


Рисунок 1 – Фрагмент карты тектонического и нефтегазогеологического районирования южной части Печоро-Кожвинского мегавала (с использованием материалов ТП НИЦ)

Условные обозначения:

Месторождения: 1 – нефтяные, 2 – нефтегазоконденсатные; структуры: 3 – подготовленные, 4 – выявленные, 5 – выведенные из бурения; границы; тектонического районирования: 6 – надпорядковые, 7 – первого порядка, 8 – второго порядка (Д – Ижма-Печорская синеклиза, $Д_5^3$ – Ронаэльская ступень, Ж – Печоро-Кожвинский авлакоген, $Ж_1$ – Печоро-Кожвинский мегавал, $Ж_1^4$ – Лыжско-Кыртаельский вал, $Ж_1^5$ – Печорогородская ступень, М – Предуральский краевой прогиб, $М_4$ – Большесынинская впадина, $М_4^2$ – Вяткинская депрессия, $М_5$ – Среднепечорское поперечное поднятие, $М_5^1$ – Худоель-Воинская антиклинальная зона, $М_5^2$ – Даниловская депрессия, $М_5^3$ – Аранец-Переборская антиклинальная зона, $М_6$ – Верхнепечорская впадина, $М_6^1$ – Печоро-Илычская моноклиналь), 9 – нефтегазогеологического районирования (ВЛНГР – Верхнелыжско-Лемьюский НГР, КПНГР – Кыртаельско-Печорогородский НГР, БНГР – Большесынинский НГР, СПНГР – Среднепечорский НГР, ВПНГР – Верхнепечорский НГР); 10 – линии сеймогеологических и палеотектонических разрезов.

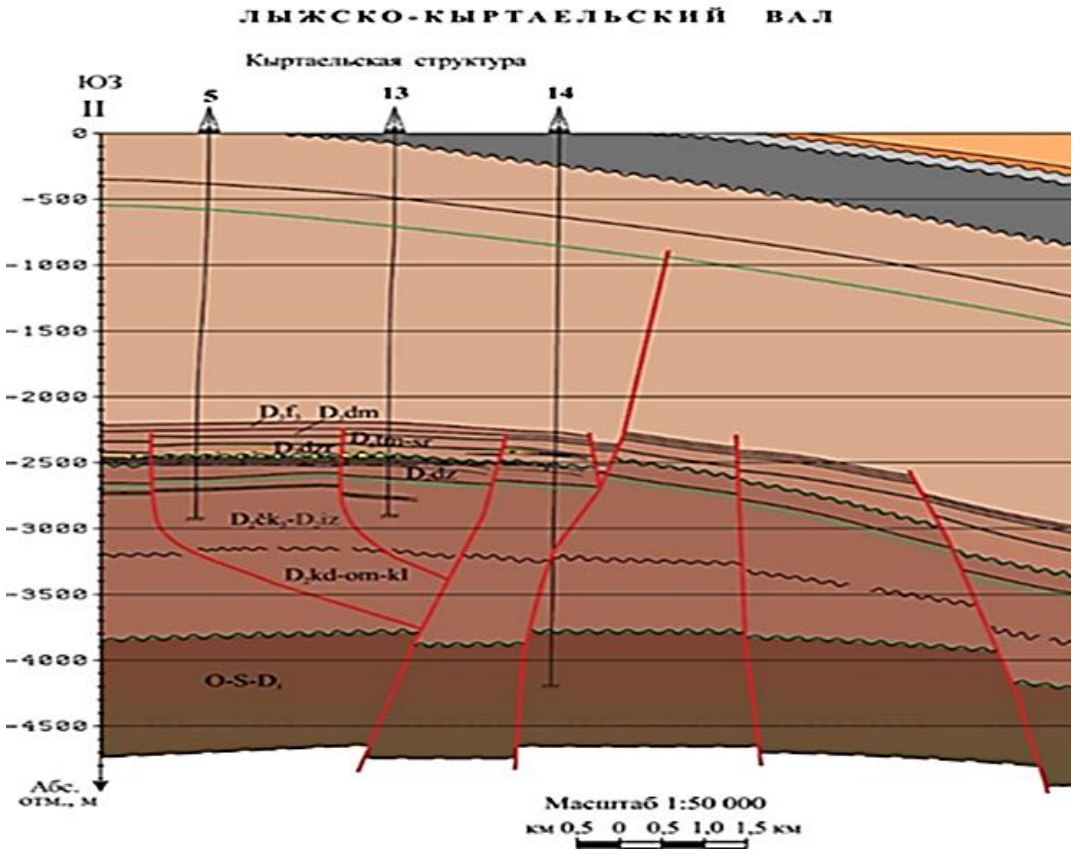


Рисунок 2 – Геологический разрез Кыртаельской структуры [1]

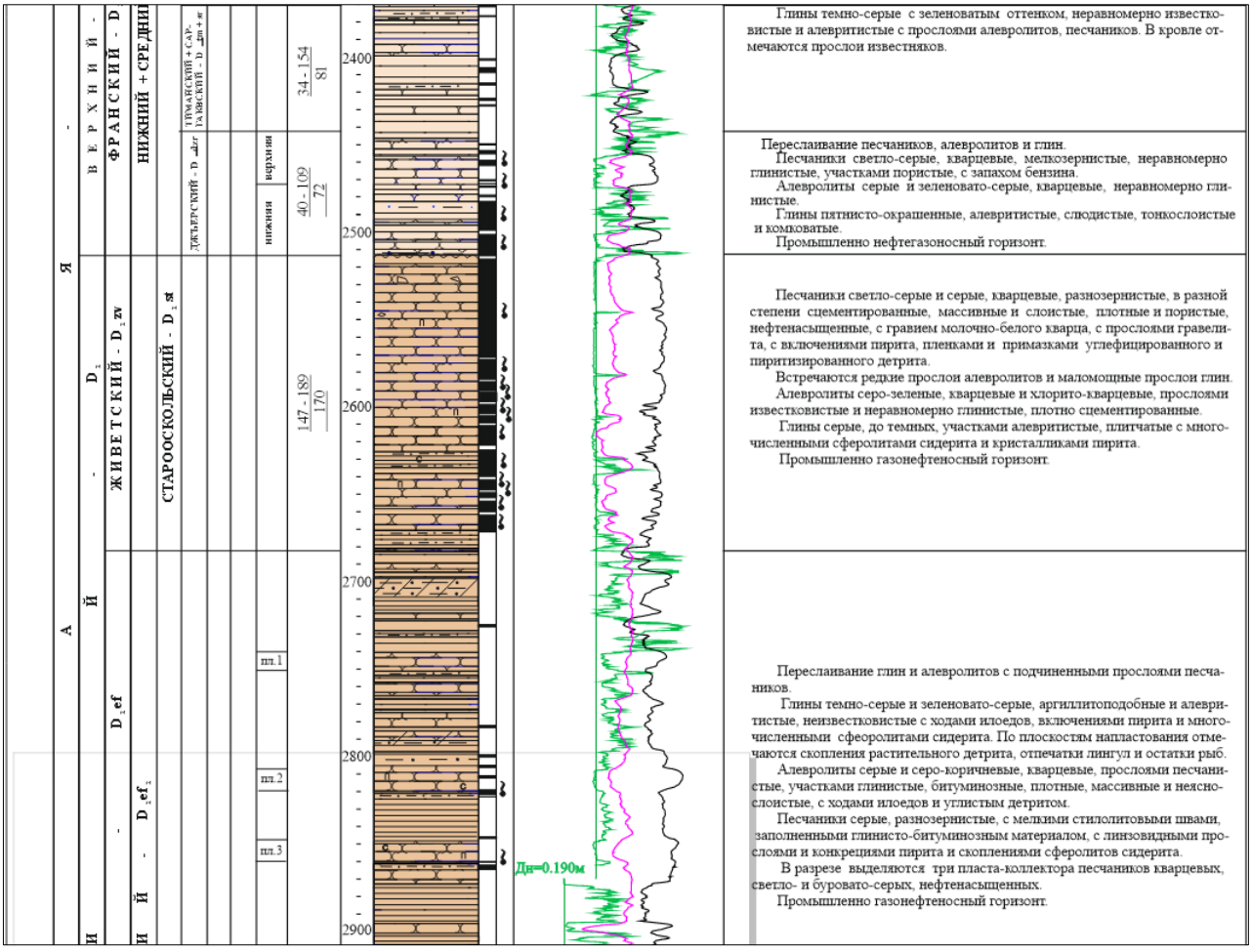


Рисунок 3 – Фрагмент сводного литологического разреза Карательской структуры

На месторождении открыты и разведаны в различной степени (рис. 3) следующие залежи: три нефтяные в верхнеэйфельских отложениях (пласты 1, 2, 3); две нефтяные и одна нефтегазоконденсатная в старооскольских отложениях среднего девона; три залежи – нефтяная, нефтегазоконденсатная и газоконденсатная – в песчаниках нижней пачки джьерских отложений верхнего девона; две залежи – нефтегазоконденсатная и газоконденсатная – в песчаниках верхней пачки тех же джьерских отложений.

Песчаники джьерского возраста продуктивны почти на всех нефтяных месторождениях Лыжско-Кыртаёльского вала. Газонефтяные залежи в этих песчаниках установлены на Южно-Кыртаельском, Печорокожвинском, Печорогородском и Югидском месторождениях. Коллекторы относятся к среднеёмким, со средней пористостью от 10 до 15 % в разных залежах.

Таблица 1 – Геолого-физическая характеристика залежей и физико-химические свойства пластового флюида

Параметры	Основная		
	D_2st	D_3dzr (н.п.)	D_3dzr (в.п.)
Средняя глубина залегания	2550 (-2435)	2540 (-2425)	2510 (-2395)
Тип коллектора	терригенный, поровый		
Площадь нефтегазоносности, тыс. $м^2$	30832	16827	41733
Средняя общая толщина, м	66	35	28
Начальное пластовое давление, МПа	27,4	27,4	27,2
Коэффициент пористости, доли ед.	0,10	0,11	0,09
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,91	0,83	0,85
Проницаемость (по керну), 10^{-3} $мкм^2$	78,1	22,4	22,4
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,77	0,19	0,21
Расчлененность	10,8	2,8	3,2
Начальная пластовая температура, ^0C	55,8	55,8	55,5
Плотность нефти в поверхн. условиях, $т/м^3$	0,835	0,841	0,841
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	1,07	1,07	1,07
Давление насыщения нефти газом, Мпа	27,4	27,4	27,4
Газовый фактор, $м^3/т$	231,4	231,4	231,4

2. Основные методы ГИС при разработке, применяемые на месторождении.

2.1. Термометрия.

Метод основан на регистрации естественных и искусственных тепловых полей. Естественные поля отражают региональный тепловой режим земной коры. Искусственные возникают при строительстве, ремонте и эксплуатации скважин.

Высокочувствительная термометрия в действующих скважинах позволяет:

- Определять высоту подъема цементного камня;
- Выявлять заколонные перетоки;
- Контролировать интервалы перфорации и герметичность колонн;
- Выделять работающие пласты, в том числе перекрытые НКТ;
- Получать информацию о профилях притока и приёмистости;
- Следить за температурным фронтом закачиваемой воды.

Измерения проводятся как в остановленной, так и в работающей скважине, что даёт возможность изучать пласты, недоступные прямому исследованию при наличии оборудования.

2.2. Шумометрия.

Метод регистрирует акустические шумы, возникающие при движении флюидов. Чувствительным элементом служит пьезоэлектрический гидрофон.

Спектр шумов несёт информацию о характере потока:

- До 100 Гц – движение жидкости по трубе;
- 100-2000 Гц – поток в кавернозных и трещинных средах;
- 2-20 кГц – фильтрационный поток в породах-коллекторах

Это позволяет уверенно выделять интервалы притока и приёмистости, определять места негерметичности.

2.3. Расходометрия.

Применяются две основные модификации — гидродинамическая (механическая) и термокондуктивная. В механическом расходомере используется турбинка с магнитом; частота её вращения пропорциональна скорости потока. Термокондуктивный метод измеряет охлаждение перегретого датчика при движении в потоке жидкости.

Оба метода дают:

- Распределение дебита по скважинам;
- Профиль притока/приемистости по отдельным интервалам;
- Выявление негерметичности эксплуатационной колонны

3. Заключение.

Проведённый анализ показал, что на Кыртаельском месторождении успешно применяется комплекс методов ГИС, включающий термометрию, шумометрию и расходометрию. Эти методы позволяют получать достоверную информацию о состоянии продуктивных пластов, техническом состоянии скважин и эффективности процессов вытеснения углеводородов. Полученные данные служат основой для выбора оптимальной системы разработки, регулирования отборов и повышения конечной нефтеотдачи.

По итогу проделанной работы можно сделать выводы:

- были изучены геолого-физические характеристики и свойства пластовых флюидов продуктивных пластов месторождения;
- были рассмотрены задачи и методы ГИС, применяемые при разработке и эксплуатации месторождения;
- была показана роль применения комплекса методов ГИС при контроле технического состояния скважин.

Библиографический список:

1. Данилов В. Н., Мартынов А. В., Кочкина Ю. В. Геологическое строение и история развития территории южного окончания Печоро-Кожвинского мегавала // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. Т.11, № 2. – 16 с.
2. Насыртдинов Б. М., Ячменёва Е. А., Косарев В. Е., Хасанов Д. И. Введение в промысловую геофизику (курс лекций): учебно-методическое пособие. – Казань: Изд-во Казан, ун-та, 2017. – 121 с.
3. Головин Б. А., Калинникова М. В., Муха А. А. Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений геофизическими методами: Учебное пособие. – Саратов, 2011. 63 стр.
4. Абдурахманов Б. А., Аллаяров Б. И Геофизический контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений. Учебник. – Т: «Университет» – Ташкент, 2022. – 204 с.
5. А. И. Ипатов, М. И. Кременецкий Геофизические методы контроля разработки месторождений нефти и газа: учебник. - М.: Издательский центр РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2012. – 374 с.

СЕКЦИЯ 2. РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

УДК 622.276

Анализ эффективности мероприятий по ограничению газопритока на нефтяных скважинах, осложнённых прорывами газа

Кусова Л. Г.[2], Близнюков В. Ю.[1], Жарикова Н. Х.[2], Лиманов М. Н.[2]

1 – Российская Академия Естественных Наук, г. Москва, Россия;

2 – ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет», г. Санкт-Петербург, Россия

В качестве рассматриваемого месторождения для проведения исследования технологии ограничения газопритока выбрано одно из месторождений Западной Сибири. На данном месторождении имеется нефтегазоконденсатная залежь со значительными запасами нефти и свободного газа. Пласты яковлевской, малохетской и суходудинской свиты содержат газовые залежи, разработка которых в данный момент не ведётся. Основной интерес представляют залежи нижнехетской свиты пластов Нх-I и Нх-III [1]. Модели пластов Нх-I и Нх-III приведены на рисунке 1.

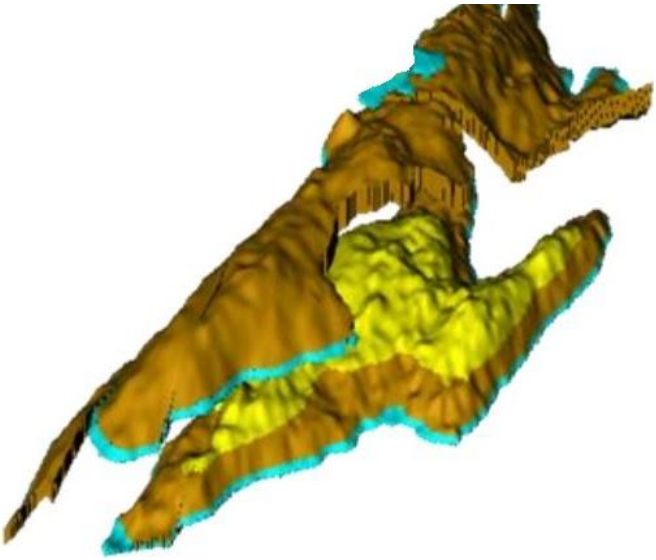


Рисунок 1 – Модели пластов Нх-I (верхний) и Нх-III (нижний)

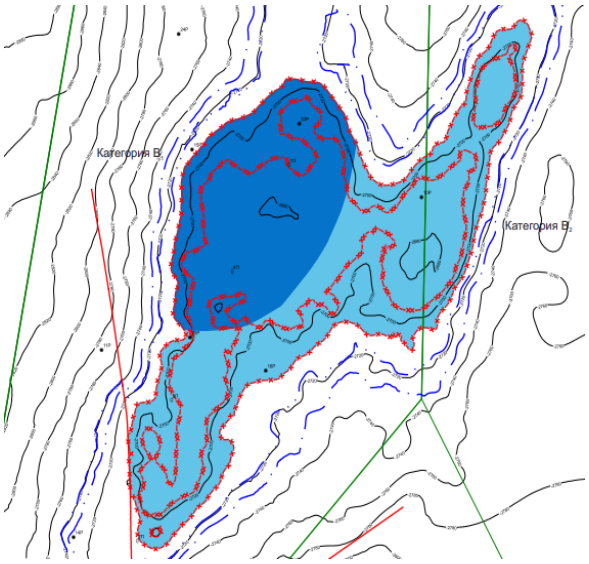


Рисунок 2 – Структурная карта по кровле пласта Нх-III

Рассмотрим подробнее пласт Нх-III. В сводовой части залежи обнаружена значительная по объёму газовая шапка. В этой залежи промышленная добыча не ведётся, однако продукция разведочных скважин имеет высокий газовый фактор. Структурная карта по кровле пласта Нх-III с указанием категории запасов газа показана на рисунке 2. Данные о параметрах пласта Нх-III приведены в таблице 1.

Из данных таблицы 1 и рисунков 1 и 2 можно сделать вывод о том, что в пласте имеется тонкая нефтяная оторочка со значительной газовой шапкой. При этом появляются высокие риски прорыва газа в добывающие нефтяные скважины, что и подтверждается испытанием разведочных скважин.

Для определения эффективности технологий ограничения газопритока необходимо рассмотрение базового варианта разработки. Согласно проектному документу, нефтегазоконденсатный объект Нх-III месторождения будет разрабатываться однорядной системой горизонтальных скважин со смещением вдоль направления максимального стресса. Кроме того, будут применяться технологии МЗГС на залежах с ухудшенными ФЕС. Добыча газа из газовой шапки предполагается после выработки оторочки. Имеется четыре различных варианта разработки пласта Нх-III (табл. 2).

Таблица 1 – Данные о параметрах пласта Нх-III

Параметр	Значение
Средняя толщина, м	13,7
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	7,6
Эффективная газонасыщенная толщина, м	6,2
Пористость, %	18,8
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,53
Проницаемость, мкм^2	37
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,45
Коэффициент расчленённости, доли ед.	1,87
Глубина залегания в своде, м	2679
Начальная пластовая температура, °С	61
Начальное пластовое давление, МПа	29

Таблица 2 – Варианты разработки пласта Нх-III

Параметры	Вариант разработки			
	1	2	3	4
Тип скважин	ГС	ГС	ГС	ГС / МЗГС
Расстояние между рядами, м	600	800	800	800
Длина ГС, м	800	800	800	800
ПСС, га	27,5	35,4	40,5	43,0
Фонд скважин, ед.	174	137	111	96
добывающих скважин	84	64	85	42
нагнетательных скважин	83	66	19	47
газовых скважин	5	5	5	5
Срок разработки, лет	133	117	133	133
КИН	0,201	0,191	0,186	0,198
Добыча нефти накопленная, тыс. тонн	8830	8430	8204	8706
Добыча газа накопленная, млн. м^3	13003	12882	12913	12670
КИГ	0,986	0,977	0,98	0,961
Удельная добыча на скважину, тыс. тонн/скв.	32,5	33,4	53,9	78,6
NPV (15 %), млрд. руб.	– 14,0	– 12,5	– 10,3	– 8,1
Капитальные затраты, млрд. руб.	91,1	71,7	63,8	53,1
Эксплуатационные расходы, млрд. руб.	475,2	440,5	485,5	425,5
Доход государства (15 %), млрд. руб.	8,3	8,1	10,3	11,5

Утверждённая схема размещения забоев скважин по варианту 4, совмещённая с картой эффективных нефтенасыщенных толщин, приведена на рисунке 3.

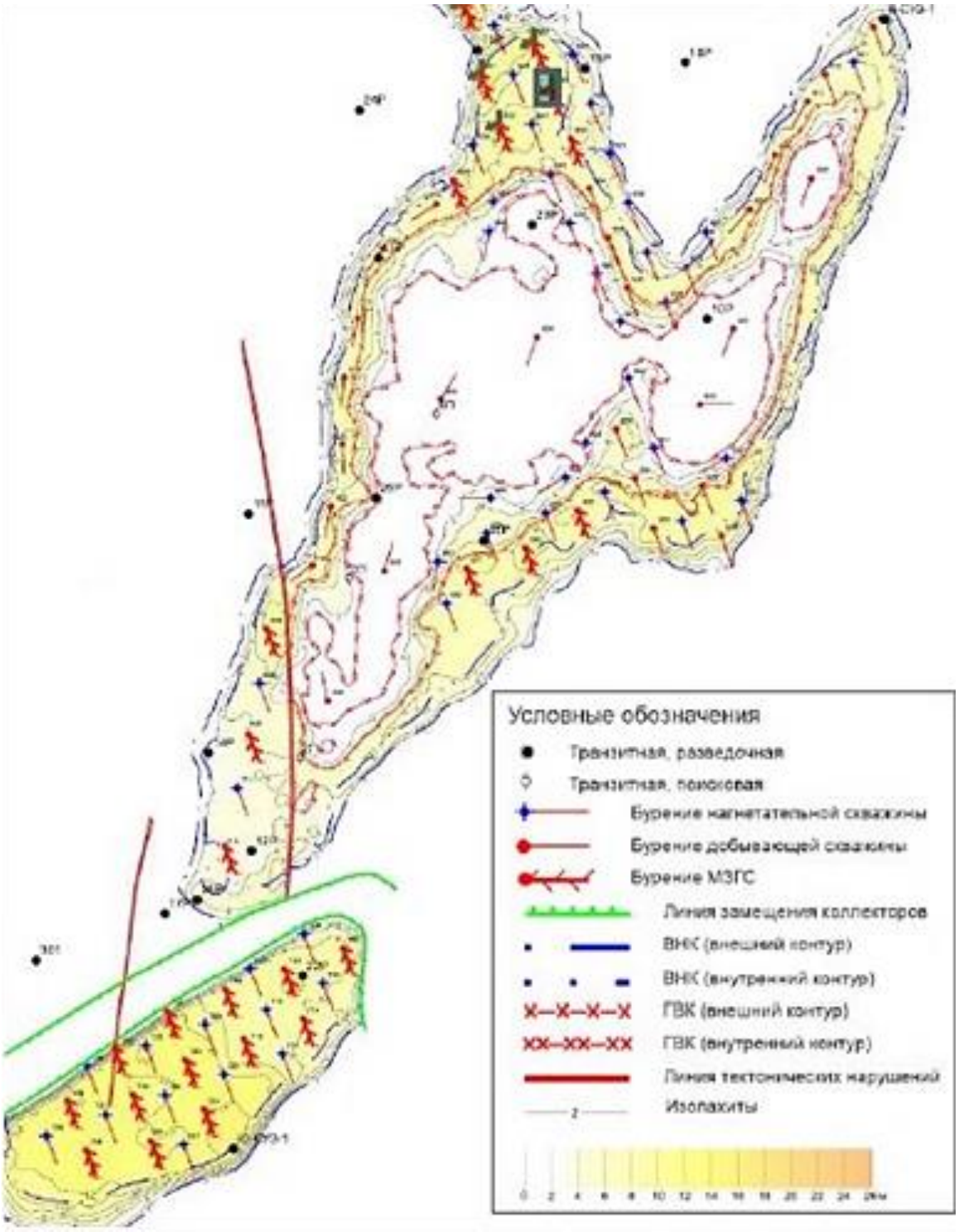


Рисунок 3 – Утверждённая схема размещения забоев скважин, совмещённая с картой эффективных нефтенасыщенных толщин

Очевидно, что наиболее эффективен четвёртый вариант разработки. При этом варианте на эксплуатационном объекте будет использоваться система поддержания пластового давления. Будут пробурены горизонтальные и многозабойные горизонтальные скважины с длиной горизонтального участка 800 м. Расстояние между скважинами 600 м. Расстояние между рядами 800 м. Однако при ставке дисконтирования 15 % разработка убыточна на 8,1 млрд. руб. Основной проблемой данного варианта является то, что нефтяная оторочка должна разрабатываться до начала добычи газа из газовой шапки. При этом срок разработки

увеличивается до 133 лет. График добычи нефти для разных вариантов разработки приведён на рисунке 4. Как видно из графика, период стабильной добычи длится более 20 лет. При высокой ставке дисконтирования вложенные в проект средства не окупятся. Кроме того, после завершения периода стабильной добычи нефти из нефтяной оторочки предполагается ввод в разработку газовой шапки, что дополнительно растянет срок эксплуатации объекта на 30 лет. График добычи газа показан на рисунке 5.

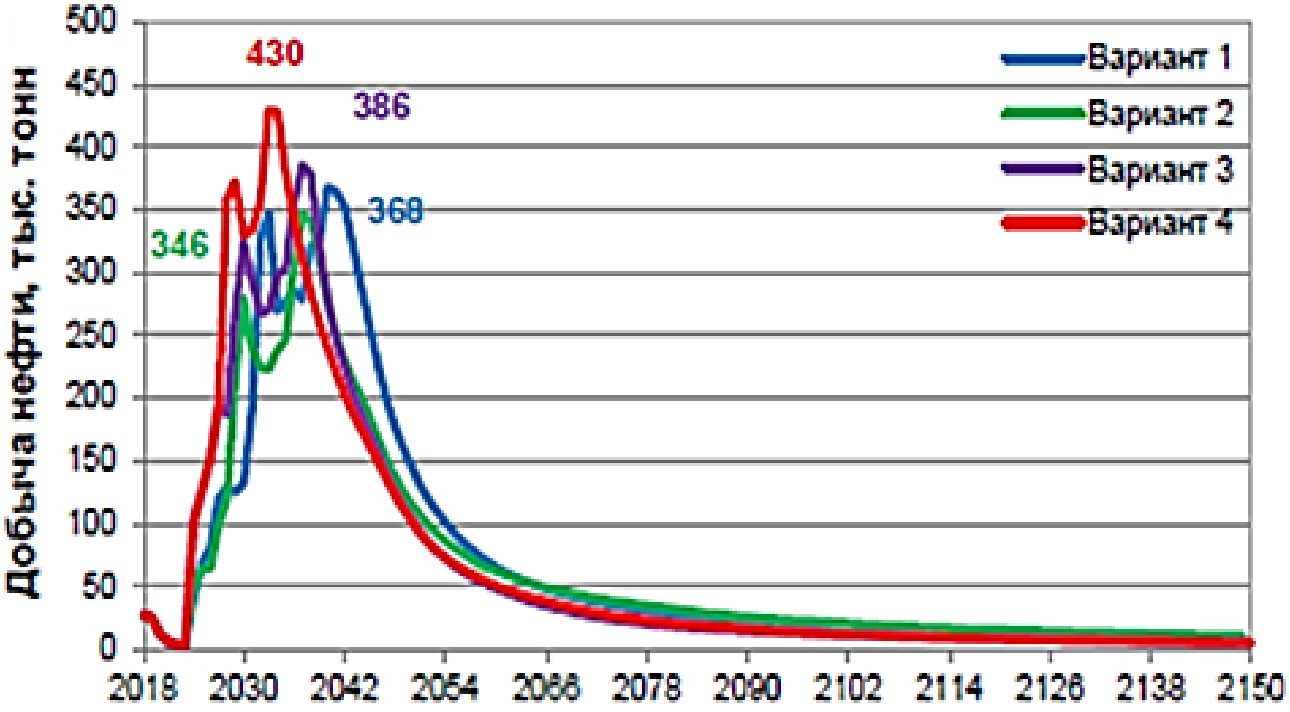


Рисунок 4 – Графики добычи нефти для различных вариантов разработки пласта Нх-III

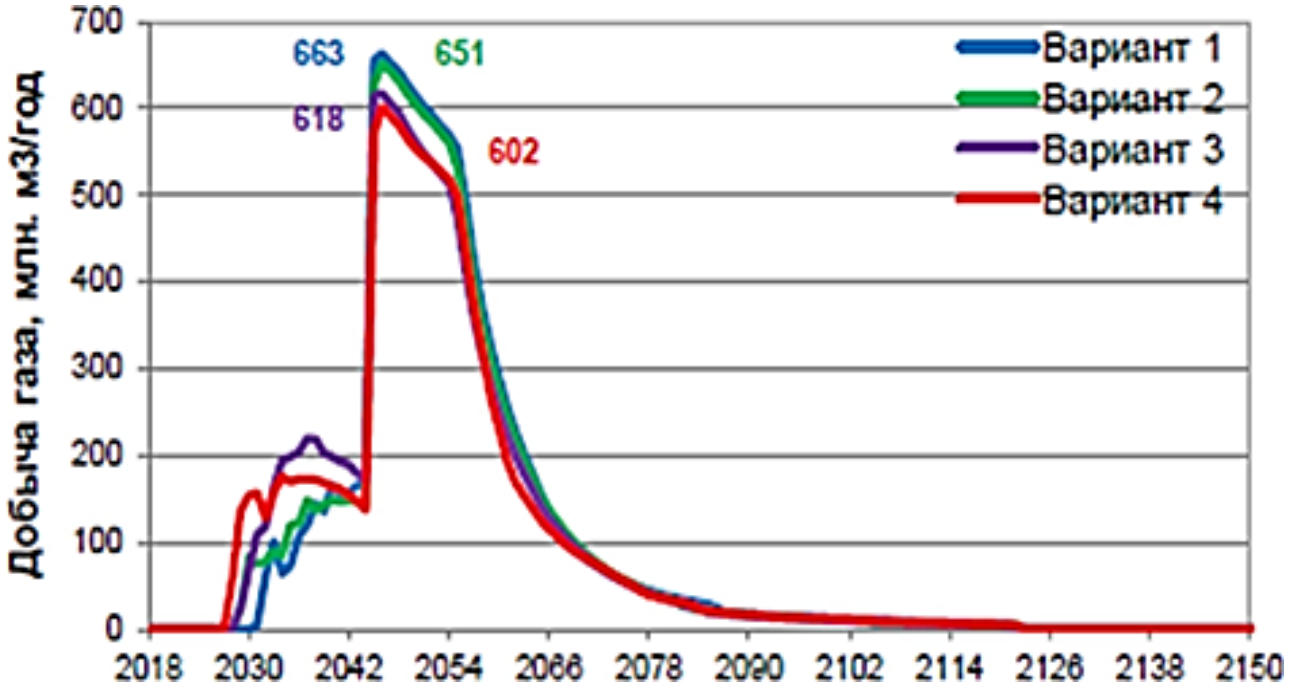


Рисунок 5 – Графики добычи газа для различных вариантов разработки пласта Нх-III

Как видно из рисунка, в 2045 году планируется начало добычи газа из газовой шапки. До этого также имеется некоторый объём добычи газа, что связано с прорывами газа к нефтяным скважинам.

Для проведения гидродинамического моделирования воспользуемся программным комплексом tNavigator [2].

В рамках моделирования выполнено несколько расчётов, учитывающих различную вертикальную проницаемость, депрессию, расстояние от скважины до ГНК и наличие низкопроницаемого барьера. Для каждого из рассмотренных вариантов произведён расчёт и сравнение итоговых показателей с базовыми результатами. Два расчёта для депрессии 5 и 20 атм. Данный программный комплекс позволит наглядно показать различия в поведении зоны газонефтяного контакта при изменении параметров, влияющих на конусообразование и рассчитанных ранее.

В качестве исходных данных использованы фильтрационно-емкостные характеристики рассматриваемого эксплуатационного объекта. Однако отсутствие точных сведений о структуре и неоднородности пласта позволит создать только синтетическую модель, отражающую суть протекающих процессов.

В данном комплексе создадим синтетическую модель пласта с наличием нефти и газа в соответствии с реальными данными. Для этого воспользуемся следующими функциями (табл. 3).

Таблица 3 – Основные функции, применяемые в программном комплексе при моделировании

Код	Описание функции	Значение функции
DX	Размер ячеек в направлении X	50 м
DZ	Размер ячеек в направлении Z	1 м
TOPS	Глубина верхней грани куба	2791 м
PERM_H	Горизонтальная проницаемость	37 мД
PERM_V	Вертикальная проницаемость	3,7 мД
DEPR	Депрессия	20 атм.
BHP_MIN	Минимальное пластовое давление	150 атм.
LGR	Локальное уплотнение сетки	
TSTEP	Размер временных шагов и их количество	
Z	Глубина горизонтального участка ствола	2802

Задачи моделирования:

1) исследовать процесс гребнеобразования;

2) оценить влияние депрессии на скорость расформирования оторочки и накопленную добычу;

3) оценить влияние вертикальной проницаемости на скорость расформирования оторочки и накопленную добычу;

4) определить эффект от создания низкопроницаемого экрана в зоне ГНК;

5) выделить наиболее эффективное расположение скважины относительно ГНК.

Выполнение данных задач позволит подтвердить правильность аналитического моделирования. Для более чёткого распределения давления в прискважинной зоне проведено локальное уплотнение сетки. Срок моделирования 120 месяцев.

Все технологии ограничения газопритока можно разделить на 3 группы:

1) технологии с использованием клапанов контроля притока;

2) технологии барьерного заводнения;

3) технологии контроля над параметрами добычи.

В данном случае применение УКП неэффективно в силу высокой проницаемости и большой стоимости. В условиях пласта взаимное влияние клапанов друг на друга будет велико, и возможен прорыв газа вдоль ствола скважины. Кроме того, в случае применения данной технологии из-за низкого критического дебита прорыв газа будет происходить по всему горизонтальному участку скважины. Математический анализ разработки при критическом дебите показал её недостаточную эффективность и рентабельность. Поэтому следует рассмотреть возможность создания низкопроницаемого экрана в зоне газонефтяного контакта.

Прорыв газа из газовой шапки происходит непосредственно над скважиной. При этом образуется так называемый конус для вертикальной скважины и гребень для горизонтальной. Существуют технологии закачки различных гелей и растворов в зону газонефтяного контакта непосредственно над скважиной.

Оценим возможный технологический эффект данной технологии. Для этого обратимся к формуле определения критического дебита до момента прорыва воды из фронта вытеснения [3] и, соответственно, снижения фазовой проницаемости:

$$q_{crit} = \frac{\pi \cdot k_h \cdot \left(\rho_{oil} - \rho_{gas}\right) \cdot g \cdot \left(h^2 - h_p^2\right)}{B_{oil} \cdot \mu_{oil} \cdot \left(\ln \frac{R_{out}}{R_{in}} + s\right)} + \frac{\pi \cdot k_v \cdot L \cdot \left(\rho_{oil} - \rho_{gas}\right) \cdot g \cdot \left(h^2 - h_p^2\right)}{2 \cdot h \cdot B_{oil} \cdot \mu_{oil} \cdot \left(\ln \frac{h_p}{r_{well}} + s\right)}, \quad (1)$$

где ρ_{oil} и ρ_{gas} – плотности нефти и газа; k_h – горизонтальная проницаемость; k_v – вертикальная проницаемость; μ_{oil} – динамическая вязкость нефти; B_{oil} – объёмный коэффициент нефти; L – длина горизонтального участка скважины; R_{out} – внешний радиус дренирования; R_{in} – внутренний радиус дренирования; h – нефтенасыщенная толщина пласта, м; h_p – расстояние от скважины до подошвы пласта; r_{well} – радиус скважины; s – скин-фактор.

В случае создания непроницаемого экрана изменится коэффициент анизотропии. Значения вертикальной и горизонтальной проницаемости для выбранных зон останутся прежними. Рассмотрим механику поведения флюида при создании низкопроницаемого экрана (рис. 6).

В данном случае из-за наличия экрана радиусом $R_{эк}$ газ двигается под углом α по направлению NM. При этом увеличивается расстояние, которое должен преодолеть газ до прорыва в скважину. Необходим также пересчёт проницаемости. Для этого введём эффективную изотропную среду, в которой большая проницаемость компенсируется меньшим расстоянием до скважины. Тогда формула (1) примет вид:

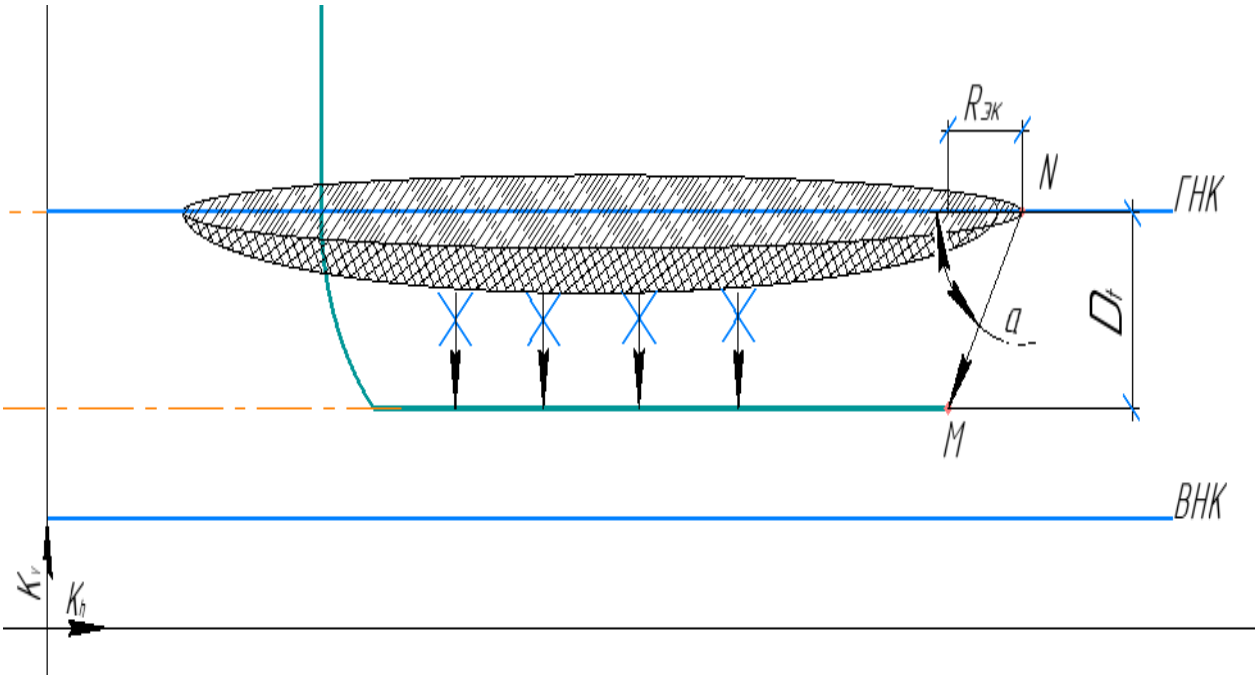


Рисунок 6 – Направление NM движения флюида в пласте с экраном

$$q_{crit} = \frac{\pi \cdot k_v \cdot k_1 \cdot An \cdot (\rho_{oil} - \rho_{gas}) \cdot g \cdot (h^2 - h_p^2)}{B_{oil} \cdot \mu_{oil} \cdot \left(\ln \frac{R_{out}}{R_{in}} + s \right)} + \frac{\pi \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot L \cdot (\rho_{oil} - \rho_{gas}) \cdot g \cdot (h^2 - h_p^2)}{2 \cdot h \cdot B_{oil} \cdot \mu_{oil} \cdot \left(\ln \frac{h_p}{r_{well}} + s \right)}, \quad (2)$$

где k_1 – коэффициент, учитывающий дополнительные сопротивления за счёт увеличения пути газа; k_2 – проницаемость в эффективной среде для внутреннего контура притока, мкм^2;

$$k_1 = \sin\left(\arctan\left(\frac{D_t}{R_{эк}} \right) \right); \quad (3)$$

$$k_2 = \sqrt{k_h \cdot k_v}, \quad (4)$$

где D_t – расстояние между ГНК и горизонтальным участком.

Вычисление для радиуса барьера 30 м приведено на рисунке 7, график зависимости критического дебита от радиуса барьера показан на рисунке 8.

$$Rout := \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{2} \qquad Rin := \frac{L}{4} \qquad k1 := \sin\left(\operatorname{atan}\left(\frac{Hor - Hp}{rad} \right) \right)^{-1} \qquad k2 := \sqrt{kh \cdot kv}$$

$$qc1 := \frac{\pi \, kv \cdot k1 \cdot An \cdot (\rho o - \rho g) \cdot g \cdot \left(Hor^2 - Hp^2 \right)}{Bo \cdot \mu o \cdot \left(\ln\left(\frac{Rout}{Rin} \right) + skin \right)} \cdot 86400 = 29.502 \qquad qc2 := \frac{\pi \, k2 \cdot k1 \cdot L \cdot (\rho o - \rho g) \cdot g \cdot \left(Hor^2 - Hp^2 \right)}{Bo \cdot \mu o \cdot Hor \cdot \left(\ln\left(\frac{Rinfl}{rw} \right) + skin \right)} \cdot 86400 = 21.543$$

Рисунок 7 – Определение критического дебита для барьера 30 м

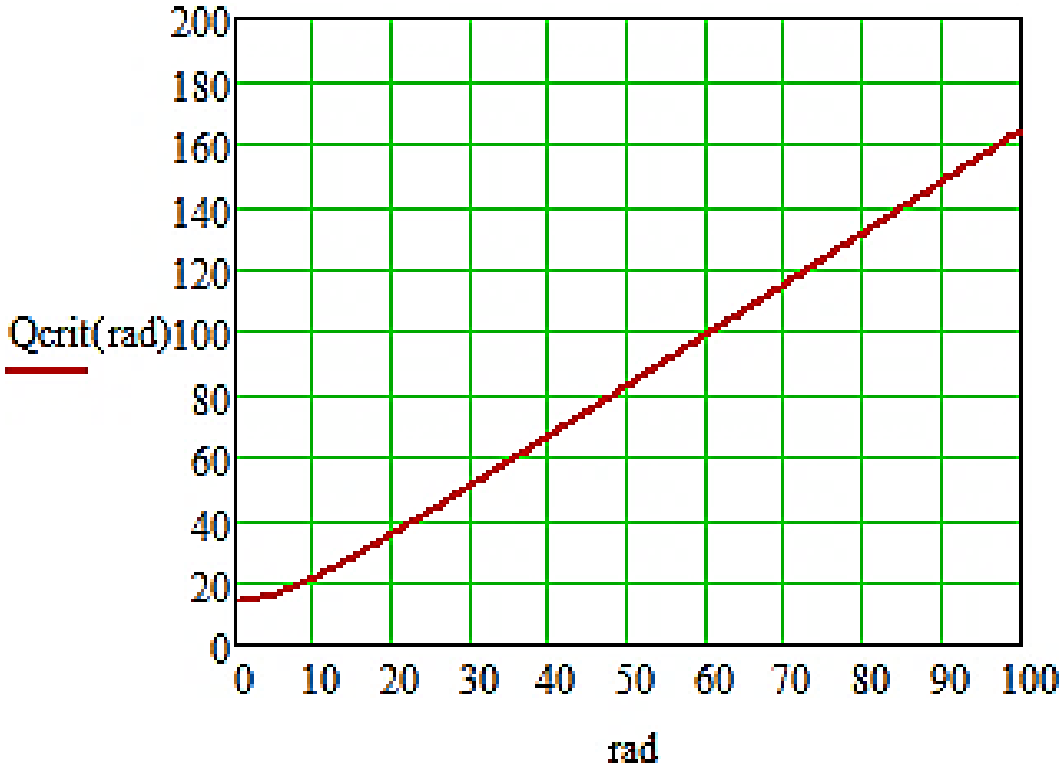


Рисунок 8 – Зависимость критического дебита от радиуса барьера

Как видно из рисунка, с ростом радиуса барьера критический дебит увеличивается, что позволяет ускорить добычу нефти и охватить больший объём залежи без расформирования нефтяной оторочки.

Определим основные параметры данной технологии при радиусе барьера 30 м. Больший радиус труднодостижим из-за сложности доставки барьерного раствора на ГНК.

Оценим технологическую эффективность применения технологии. Приращение дебита составит:

$$\Delta q = q'_{кр} - q_{кр} = 51{,}04 - 8{,}63 = 42{,}41 \ \ м^3/сут. \quad (5)$$

Применение данной технологии должно увеличить КИН за счёт увеличения охвата пласта и более полного вытеснения нефти из зон, не охваченных вытеснением. Кроме того, технология позволит более эффективно использовать энергетический потенциал газовой шапки. Однако подсчёт дополнительной добычи затруднён. Тем не менее, эффективность технологии достигается за счёт снижения срока разработки. Оценим срок работы скважины при базовом варианте. Согласно проекту, удельная добыча на одну скважину составит 64500 м^3. Таким образом, даже без учёта прорывов газа и воды, низкой проницаемости и прочих снижающих добычу факторах, срок постоянной добычи с дебитом 8,63 м^3 составит:

$$T = \frac{64500}{8{,}63 \cdot 365} = 20{,}48 \ \ лет. \quad (6)$$

Для дебита 51,04 м^3:

$$T = \frac{64500}{51{,}04 \cdot 365} = 3{,}46 \ \ лет. \quad (7)$$

Снижение времени разработки позволит существенно увеличить эффективность работы скважин, и увеличит рентабельность проекта. Однако для создания непроницаемого барьера необходимо применение полимера. Произведём расчёт параметров технологического процесса. Согласно исследованиям, толщина непроницаемого барьера должна составлять 1,5-3,0 м. При этом согласно исследованиям ГИС в зоне газонефтяного контакта коэффициент открытой пористости составляет 0,188. Таким образом, можно вычислить объём пор, которые будут задействованы:

$$V_{пор} = H_{эк} \cdot m_{отк} \cdot S_{охв}, \quad (8)$$

где $H_{эк}$ – толщина барьера ($H_{эк}$ = 2 м); $m_{отк}$ – коэффициент открытой пористости; $S_{охв}$ – площадь охвата экраном.

Площадь охвата экраном можно оценить, зная радиус экрана и среднюю длину горизонтального участка ствола. Длина горизонтальной части ствола скважин на исследуемом объекте составляет 800 м:

$$S_{охв} = L \cdot 2 \cdot R_{эк} + \pi \cdot R_{эк}^2 = 800 \cdot 2 \cdot 30 + 3{,}14 \cdot 30^2 = 50826 \ \ м^3, \quad (9)$$

тогда $V_{пор} = 2 \cdot 0{,}188 \cdot 50826 = 19111$ м^3.

Для создания барьера используется специальный состав полиакриламида (ПАА). Согласно методике, концентрация реагента в растворе должна составлять до 0,2 кг/м^3 при плотности реагента 1100 кг/м^3, тогда потребный объём ПАА:

$$V_{ПАА} = \frac{V_{пор} \cdot C_к}{\rho_{см}} = \frac{19111 \cdot 0{,}2}{1100} = 3{,}47 \ \ м^3. \quad (10)$$

Потребный объём воды:

$$V_{воды} = V_{пор} - V_{ПАА} = 19111 - 3{,}47 = 19107{,}53 \ \ м^3. \quad (11)$$

Таким образом, технологические параметры процесса создания барьера рассчитаны [4]. Однако не решённым остаётся вопрос доставки раствора в зону ГНК. Для этого нами предлагается бурение бокового горизонтального участка ствола. Это позволит производить длительный процесс закачки раствора, не прекращая добычу нефти. Схема предлагаемого метода приведена на рисунке 9.

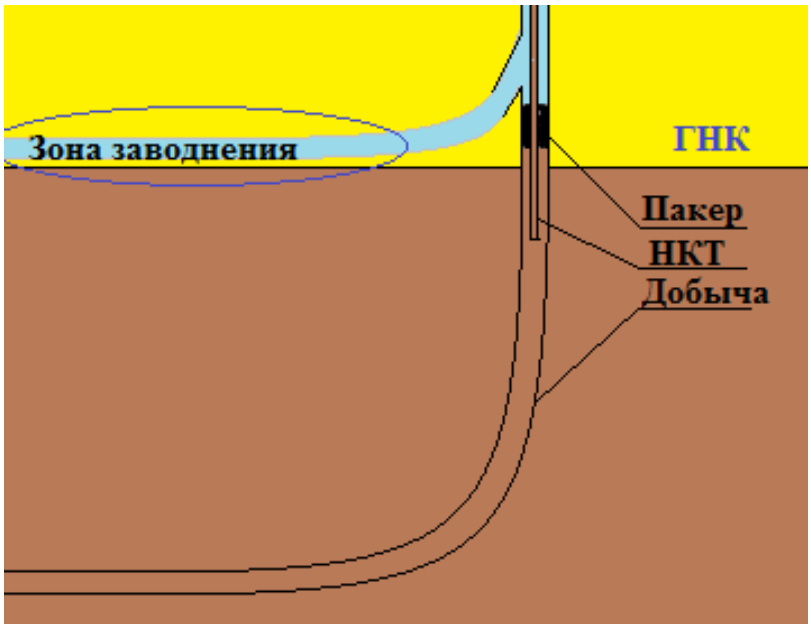


Рисунок 9 – Схема закачки барьера в зону ГНК

Как видно из рисунка, для создания барьера в зоне ГНК необходимо бурение бокового ствола, что значительно увеличивает капитальные затраты. Однако аналитически доказана эффективность создания низкопроницаемого экрана в зоне газонефтяного контакта [5]. Целесообразно дополнительно изучить поведение флюидов в гидродинамической модели.

Выполненный анализ экономической эффективности предложенной технологии свидетельствует о том, что получен положительный чистый дисконтированный доход, внутренняя норма дисконта превышает индекс дисконтирования, индекс доходности больше единицы. Это говорит о том, что проект экономически рентабелен. Кроме того, сопутствующее сокращение сроков разработки залежи и возможность перевода боковых стволов на добычу газа позволяет достичь большей эффективности.

Библиографический список:

1. Гараев Р. И. Геология, фактическое состояние пластов Нх-I, Нх-III Ванкорского месторождения // Проблемы современных интеграционных процессов и пути их решения: сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции (02 ноября 2019 года, г. Пермь). – Уфа: ООО «Агентство международных исследований», 2019. – С. 101-104.
2. Эйдинов Д. А. tNavigator – гидродинамический симулятор нового поколения // Недропользование XXI век. – 2015. – № 4 (54). – С. 62-69.
3. Joshi S.D. Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells // Journal of Petroleum Technology. – 1988. – No. 6. – P. 729-739. SPE-15375-PA. DOI: 10.2118/ 15375-PA.
4. Лушпеев В. А. Определение эффективности технологий ограничения газопритока при моделировании разработки нефтяных оторочек с помощью пакета tNavigator / В. А. Лушпеев, Н. А. Ровник, Д. С. Тананыхин, И. В. Шпуров // Территория Нефтегаз. – 2019. – № 1-2. – С. 80-88.
5. Близнюков В. Ю. Обоснование технологии предупреждения прорыва газа при разработке нефтегазоконденсатных месторождений с тонкими нефтяными оторочками / В. Ю. Близнюков, Н. Х. Жарикова, М. Н. Лиманов, Л. Г. Кусова // Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки: материалы VI Международной научно-практической конференции. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2026.

УДК 338.45:622.3

Проблемы и перспективы повышения эффективности добычи и использования углеводородных ресурсов

Игнатская Л. Я.

Ухтинского государственного технического университета, г. Воркута, Россия

Нефтегазовый комплекс представляет собой значительную часть экономики Российской Федерации, несмотря на снижение доли нефтегазовой отрасли в бюджетных поступлениях государства, отрасль остается базовой для экономики страны.

После периода борьбы с углеродными выбросами и, соответственно, с компанией противостояния росту нефте- и газодобычи, мир осознал приоритетность углеводородов не только в стабилизации экономик, но и развития цивилизации. Борьба за нефть и газ является основой внешней политики ряда государств.

Однако, несмотря на новый импульс роста значимости нефтедобывающей отрасли, отраслевые проблемы продолжают нарастать.

Эти проблемы имеют многоаспектный характер и охватывают все технологические процессы отрасли: добычу, переработку сырья, логистику, технологическое оснащение.

Рассмотрим более глубоко проблемы, влияющие на добычу нефти и газа.

1. Усложнение добычи нефти за счет увеличения доли трудноизвлекаемых запасов нефти, которые требуют усложнения технологий и увеличения затрат на нефтедобычу;

2. В последнее время более интенсивно осваиваются месторождения арктического шельфа, их доля в общем объеме неуклонно возрастает, что создает дополнительные проблемы извлечения запасов из-за удаленности от береговой линии, значительных глубин, ледовой обстановки.

Кроме технологических сложностей при освоении месторождения возникают проблемы отсутствия инфраструктуры и высокая стоимость ее строительства, а, значит, удорожание и отток ресурсов от непосредственного производственного процесса.

3. Отмечается возрастающая неопределенность, сопровождающаяся экологическими, технологическими и инвестиционными рисками. Экологические риски в проектах такого масштаба оценить очень проблематично, так как Арктический регион является особым с точки зрения экологии: ранимость и хрупкость природы, комплексная катастрофичность ущерба от экологических рисков. Эти факторы требуют усложнения и удорожания технологии добычи, дополнительного технического обеспечения производственных процессов.

4. Сокращение объёмов геологоразведочных работ, что приводит к снижению количества новых месторождений.

5. Усложнение процесса нефтедобычи приводит к снижению коэффициента извлечения нефти (КИН), особенно на последних стадиях добычи.

Эффективность извлечения нефти из нефтеносных пластов современными, промышленно освоенными методами разработки во всех нефтедобывающих странах на сегодняшний день считается неудовлетворительной, притом, что потребление нефтепродуктов во всем мире растет из года в год.

Средняя конечная нефтеотдача пластов по различным странам и регионам составляет от 25 до 40 %. Остаточные или неизвлекаемые промышленно освоенными методами разработки запасы нефти достигают в среднем 55–75 % от первоначальных геологических запасов нефти в недрах.

Поэтому поиск оптимальных и эффективных методов увеличения нефтедобычи (МУН) является важным направлением повышения эффективности нефтедобычи, выбор которых определяется многими факторами, как и результатами исследований: глубина пластов; коэффициент извлечения на конкретный момент времени; показатель средней температуры окружающей среды; плотность и проницаемость почвы; тип породы и другие.

Использование современных комплексных (комбинированных) технологий позволяют существенно повысить нефтеотдачу пласта. Комбинированные технологии позволяют их адаптировать к технологическим условиям месторождения и сочетают тепловые и химические МУН.

К таким технологиям относятся полимерное заводнение, воздействие щелочами под высокой температурой, парогазовое воздействие, совместная закачка пара и растворителя, внутрипластовая генерация химических реагентов.

6.Актуализируется задача научного подхода к освоению нового месторождения, когда для повышения экономической эффективности и минимизации капитальных затрат, срок разработки месторождения делится на три этапа:

1 этап: Максимальное использование естественной энергии пласта (упругая энергия, энергия растворенного газа, законтурных вод, газовой шапки и гравитационные силы).

2 этап: Поддержание пластового давления закачкой воды или газа, что принято называть вторичными методами.

3 этап: Применение методов увеличения нефтеотдачи (МУН) для повышения эффективности разработки месторождений

Традиционные методы часто не способны обеспечить достаточную продуктивность, несмотря на растущее потребление нефти. Здесь на помощь приходят новые технологии повышения нефтеотдачи, которые могут добыть нефть там, где традиционные методы уже не работают, оставляя значительные запасы нетронутыми. Исследования показывают, что остаточные залежи нефти в месторождениях составляют около 55−70 % от первоначальных запасов.

Современная организация процесса нефтедобычи предоставляет широкий выбор МУН: наиболее распространимый метод гидроразрывов, сокращающий затраты на бурение, увеличивающий производительность скважин, рентабельность нефтедобычи, но имеющий негативные экологические последствия.

Кроме механических методов широко используются химические, тепловые, газовые и другие МУН.

Более широкое распространение в последнее время находит микробиологическое воздействие в нефтедобыче, основанное на метаболизировании углеводородов нефти при помощи микроорганизмов (спиртов, биополимеров, биологических ПАВов, газов), вводимых в пласт, способствующие снижению вязкости нефти, температуры текучести, увеличивают проницаемость пород.

Таким образом, постоянное совершенствование методов добычи и использование инновационных технологий являются ключом к повышению эффективности и рентабельности в нефтяной отрасли.

Разработка углеводородов предполагает не только максимальное извлечение запасов нефти и газов, но и поиск и освоение нетрадиционных запасов углеводородов, которые приобретают все большую значимость в структуре добычи, решая проблему расширения, диверсификации и развитие сырьевой базы РФ.

Одним из направлений расширения продуктового ассортимента углеводородных запасов является кероген, который представляет собой нерастворимое макромолекулярное органическое вещество, содержащееся в осадочных породах в рассеянном состоянии.

Кероген является незрелым сородичем угля, нефти, газа, который при помощи соответствующей технологии преобразуют в нефть. Многие месторождения содержат значительные запасы керогена, в том числе баженовская свита в Западной Сибири, на территории Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов.

Суть метода заключается в закачке в породу под давлением воды, нагретой до сверхкритического состояния. Результаты эксперимента показали практически полную трансформацию керогена в жидкую нефть и её успешное извлечение из породы.

Сама технология прошла только через экспериментальные исследования, имеет патент, обнадеживающие результаты, но условия российских месторождений оставляют нерешенными задачи количественного определения керогена, связанные с отсутствием стандартных образцов керогенсодержащих пород, которые необходимы в методах ИК-спектроскопии и ИК-микроскопии.

Однако, используемые технологии применения для получения нефти из керогена, могут быть модифицированы и использованы при добыче тяжелой нефти.

Рассматривая проблемы нефтедобычи, следует отметить, что только комплексный подход к их решению может сделать отрасль драйвером экономики, базисом развития новых отраслей промышленности.

Для этого необходимо решить ряд актуальных задач:

1. Оптимизировать процесс инвестирования нефтедобывающей отрасли, создавая мотивационный потенциал отечественным инвесторам в инновационные технологии бурения, добычи, логистики, развития инфраструктуры нефтегазовой отрасли;

2. К числу приоритетных направлений развития нефтегазовой отрасли должно относиться инновационное проектирование, предполагающее внедрение современных технологических решений с учётом специфики геолого-физических условий разрабатываемых месторождений;

3. Дополнительные возможности повышения эффективности и безопасности добычи связаны с развитием беспилотных буровых установок и автоматизированных систем управления процессом бурения, что способствует росту производительности и снижению производственных рисков;

4. Наряду с этим возрастает значимость разработки моделей прогнозного технического обслуживания, позволяющих формировать более надёжные и обоснованные планы эксплуатации бурового оборудования и транспортных средств.

5. Особое значение необходимо придавать формированию специализированных полигонов, предназначенных для апробации и внедрения новых технологий, в том числе ориентированных на освоение трудноизвлекаемых запасов углеводородов;

6. Не менее важным является максимальное использование вычислительных технологий и цифровых решений, ориентированных на обеспечение экологической безопасности, устойчивого развития и сохранности ключевых производственных процессов на всех стадиях нефтедобычи, а также на повышение качества переработки конечного продукта;

7. Актуальной задачей становится углубление процессов переработки углеводородного сырья, что обусловлено необходимостью постоянного расширения ресурсной базы и поиска новых месторождений.

8. В данном контексте важную роль играет развитие технологий, обеспечивающих получение ценных продуктов из тяжёлых фракций нефти, включая водород, битум и иные компоненты.

9. Для этого необходимо сделать перспективным направлением создание и развитие предприятий, специализирующихся на разработке химических реагентов, в том числе добавок и катализаторов, предназначенных для процессов глубокой переработки нефти.

10. В завершение следует отметить необходимость создания новых производственных мощностей по глубокой переработке нефти, способных обеспечивать согласование объёмов добычи углеводородного сырья с реальным потенциалом его последующей переработки.

Библиографический список:

1. Иванов, А. А. Современные методы и технологии в геологии нефти и газа. Москва: Издательство "Нефть и Газ". 2020 – 1-15 с.
2. Петров, В. В. Инновации в нефтяной промышленности: вызовы и перспективы. Журнал "Нефть и Газ",2019 - 15(3), 5-12 с.
3. Джонсон, И. Интеграция Интернета вещей (IoT) и процессов майнинга. (2020). "Умные скважины: переход к эре информационных технологий в нефтегазовой отрасли" Журнал "Нефтегазовые технологии", 12 (3), 45-60 с.
4. Петров П. Автоматизация и роботизация в нефтегазодобыче. (2021). "Роль роботов в улучшении полевых операций" Автоматизация в нефтяной промышленности, 15 (1), 110-125 с.
5. Чжан Дали. Проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли // Прогрессивная экономика. 2022. № 11. С. 18–29.

УДК 622.279.8

Проблема образования азеотропных смесей при производстве пропана-хладагента для промысловых холодильных циклов

Маслов А. А., Кувакина А. О.
филиал «Газпром ВНИИГАЗ Ухта», г. Ухта, Россия

Подготовка продукции месторождений Вуктыльского геолого-экономического района (ГЭР) осуществляется на установках комплексной подготовки газа (УКПГ) методом низкотемпературной сепарации (НТС). В связи с тем, что данные месторождения находятся на завершающей стадии разработки и характеризуются низкими пластовыми давлениями НТС не способна обеспечить глубокую осушку газа, необходимую для его дальнейшей транспортировки на объект переработки. С целью доподготовки газ проходит дополнительную осушку на установке искусственного холода (УИХ), расположенной на головных сооружениях (ГС) Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ). В качестве хладагента на УИХ применяется пропан, извлекаемый из нестабильного газового конденсата (НГК) на установке получения пропана (УПП).

По результатам аналитических исследований проб конечной продукции УПП – пропана технического было выявлено несоответствие его качества требованиям ГОСТ 20448-2018 «Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления» [1]. Пропан характеризуется увеличенным содержанием (более установленного нормой 0,7 % об.) жидкого остатка – водно-метанольного раствора (ВМР), что приводит к скоплению жидкости в технологическом оборудовании УИХ, повышению потерь хладагента и снижению технико-экономических показателей эксплуатации объектов ГС. Наличие ВМР в пропане объясняется его присутствием в составе исходного сырья УПП – НГК. ВМР образуется при смешении присутствующей в НГК пластовой воды и метанола, добавляемого в систему газосбора для предотвращения гидратообразования [2].

Принципиальная схема УПП представлена на рисунке 1.

НГК из сепараторов С-3 УКПГ-3 Вуктыльского НГКМ подается на УПП в буферную емкость Е-2, в которой происходит процесс разделения двух фаз – газового конденсата и ВМР путем гравитационного отстоя за счет разности удельных весов [3].

Подготовленный конденсат из емкости Е-2 направляется в блок замера, а затем – в блок редуцирования, где происходит снижение давления. Далее конденсат поступает в верхнюю часть колонны-деэтанизатора К-1, откуда стекает вниз через сетчато-решетчатые тарелки на глухую тарелку. С глухой тарелки сырье по обводной линии поступает в испаритель И-1 до глухой перегородки, в которой поддерживается уровень заполнения 80 %.

Деэтанизированный конденсат из накопительной части испарителя И-1 поступает в теплообменник Т-1, где нагревается и направляется на девятую тарелку колонны-депропанизатора К-2.

В отпарной секции колонны К-2 происходит депропанизация конденсата за счет его нагрева в испарителе И-2, а в укрепляющей секции – концентрация пропановой фракции за счет подачи на верхнюю тарелку колонны жидкого пропана. Пары пропана с верха колонны К-2 поступают в воздушный холодильник ВХ-2 и ВХ-1, в котором охлаждаются, конденсируются и поступают в рефлюксную подпорную емкость Е-1.

С емкости Е-1 сжиженный пропан поступает на прием насосов Н-1, Н-2, откуда перекачивается в накопительные емкости Е-5, Е-6, Е-7 и частично – на орошение колонны К-2.

Для оценки эффективности работы УПП, выявления причин накопления ВМР в конечном продукте и определения наиболее оптимального технологического режима работы оборудования, характеризующегося минимальной объемной долей жидкого остатка, филиалом «Газпром ВНИИГАЗ Ухта» были проведены промысловые и химико-аналитические исследования.

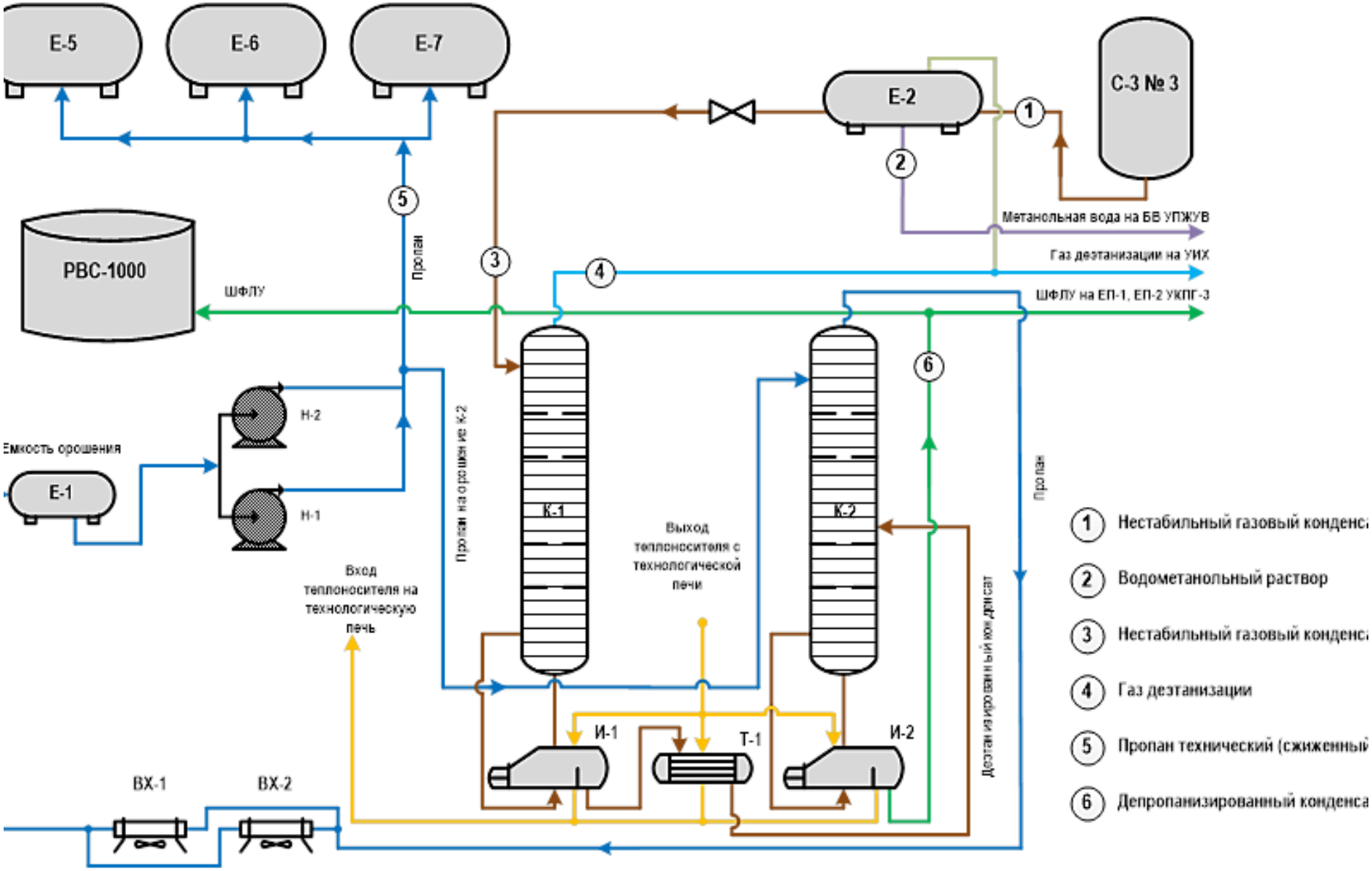


Рисунок 1 – Принципиальная схема УПП

Исследования проводились для пяти режимов эксплуатации УПП: одного фактического и четырех экспериментальных, отличающихся друг от друга термобарическими условиями работы оборудования. Разница температур верха и низа колонны депропанизации, полученная в ходе сравнения самых высоко- и низкотемпературного режимов эксплуатации УПП, составила 10,2 °С и 21,0 °С соответственно, давлений – не более 0,02 МПа.

В ходе исследований выполнялась отработка УПП на каждом из пяти установившихся режимов, отбор проб сырья, полупродуктов и готовой продукции, лабораторные исследования по определению их компонентных составов и физико-химических свойств. Результаты лабораторных исследований проб газа, газового конденсата и пропана, поступающего на УИХ, послужили исходными данными для математического моделирования технологического процесса получения пропана. Целью математического моделирования являлись анализ режимов эксплуатации УПП, расчет материальных балансов, определения свойств и характеристик технологических потоков. Математическая модель построена в программном комплексе «Aspen HYSYS» и адаптирована к условиям каждого из пяти режимов эксплуатации УПП. Расчетная схема работы колонного оборудования УПП представлена на рисунке 2.

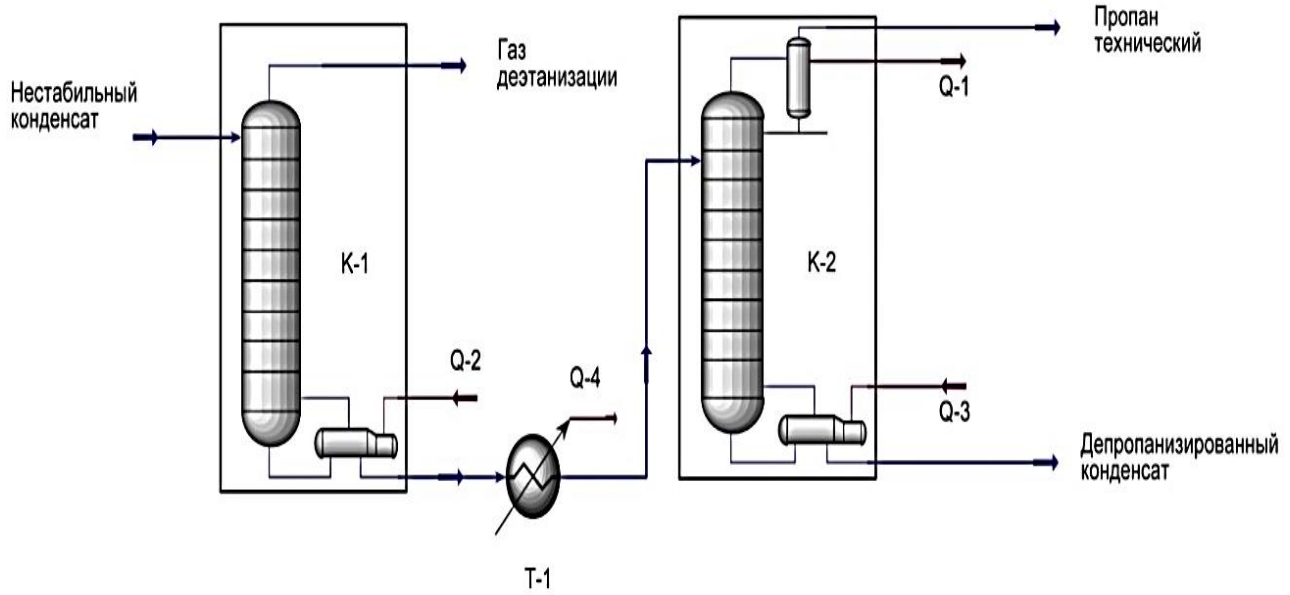


Рисунок 2 – Расчетная схема работы колонного оборудования УПП

При построении математической модели использовалась существующая технологическая схема УПП с учетом неизбежных упрощений. В частности, не учитывались технологические задвижки, клапаны, факельная система и др. Тем не менее, построенная модель дает достаточно точное представление о процессах, происходящих при извлечении пропана из НГК. Значения доли жидкого остатка, содержания метанола в продукции УПП, извлечения целевого компонента – пропана, полученные в результате моделирования и являющиеся основными критериями при выборе оптимального режима работы УПП, приведены в таблице 1.

Данные таблицы 1 показывают, что выработкой пропана наивысшей чистоты (98,58 %) с наименьшим среди экспериментальных режимов содержанием метанола в конечной продукции установки характеризуется режим 1. Тем не менее, доля всего жидкого остатка в конечной продукции остается достаточно высокой на всех экспериментальных режимах и превышает норму, установленную ГОСТ 20448-2018 [1].

Таким образом, наиболее оптимальным среди пяти исследованных технологических режимов работы УПП остается фактический режим, характеризующийся чуть меньшим массовым содержанием целевого компонента – пропана в продукции УПП, чем экспериментальные режимы 1 и 2 (разница не превышает 1 %), и самым низким содержанием метанола и жидкого остатка (ВМР) в продукции УПП.

Таблица 1 – Значение содержания пропана, метанола и жидкого остатка в продукции УПП

Показатель	Значение показателя				
	Факт	Режим 1	Режим 2	Режим 3	Режим 4
Массовое содержание пропана в продукции УПП, %	97,56	98,58	97,82	90,62	97,15
Массовое содержание метанола в продукции УПП, %	0,76	0,86	0,94	1,02	1,00
Доля жидкого остатка в продукции УПП при 20 °С, об. %, не более	0,8	1,2	1,0	1,2	1,2

Опытным путем определено, что основной объем ВМР содержится в газе деэтанизации. Концентрация ВМР в пропане практически не меняется. Однако при стабилизации конденсата и выделении широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) с применением колонного оборудования ВМР, несмотря на сравнительно высокую температуру кипения, концентрируется преимущественно в пропановой фракции. Такое распределение ВМР в конечных продуктах УПП может быть обусловлено неидеальностью свойств системы «углеводороды – метанол», в частности, образованием азеотропных смесей – ВМР с индивидуальными углеводородами, в том числе с пропаном.

Азеотропная смесь представляет собой гомогенный раствор двух или более жидкостей, который кипит при постоянной температуре, образуя пар с тем же составом, что и у исходной жидкости, ввиду чего данная смесь не может быть разделена на компоненты методом фракционирования при заданных температуре и давлении [4].

На основании вышеизложенного сделан вывод о том, что наиболее вероятной причиной повышенного содержания ВМР в пропане и невозможностью его уменьшения при незначительном изменении режимов эксплуатации УПП, является образование при соответствующих термобарических условиях работы колонны депропанизации азеотропной смеси «пропан-ВМР».

Существуют следующие методы разделения азеотропной смеси на отдельные компоненты:

– азеотропная дистилляция – добавление третьего компонента (азеотропного агента), который соединяется с одним из компонентов смеси в новый азеотроп, отличающийся по составу и температуре кипения от исходного, и позволяющий разделить исходные компоненты методом дистилляции;

– экстрактивная дистилляция – введение растворителя, изменяющего летучесть одного из компонентов, но не образующего с ним азеотропа и разделяющего исходную смесь;

– мембранная первапорация – разделение азеотропной смеси через непористые мембраны, где выборочно испаряется один компонент;

– мембранное газоразделение – использование пористых мембран для разделения паров;

– адсорбция – использование твердых адсорбентов (цеолитов, силикагелей), которые выборочно удерживают один из компонентов, позволяя получить более чистый другой компонент;

– химическое связывание – временное превращение одного компонента в другой (нелетучее соединение, например, гидрат), а затем его восстановление;

– изменение давления – понижение или повышение давления дает возможность разрушения азеотропной точки и смещения состава азеотропной смеси, который зависит от давления [5].

Проблема образования азеотропной смеси «пропан-ВМР» является распространенной для заводов, специализирующихся на переработке газового конденсата. Например, очистка пропана от ВМР осуществляется на Сургутском заводе по стабилизации конденсата (ЗСК) и на Уренгойском заводе по подготовке конденсата к транспорту (ЗПКТ).

На Сургутском ЗСК очистка пропана от метанола осуществляется на специальных технологических установках, внедренных в производственный цикл. Основными методами повышения качества пропана, вырабатываемого на Сургутском ЗСК, являются применение трехблочного комплекса экстракции, абсорбции и электрообессоливания, а также регенерация метанола и оптимизация ректификации.

Трехблочный комплекс экстракции, абсорбции и электрообессоливания используют для очистки пропановой фракции от примесей, образующих с пропаном трудноразделимые смеси. Данный метод позволяет удалять жидкие остатки и сторонние примеси для получения высококачественного автомобильного пропана.

Регенерация метанола осуществляется на установке регенерации, производительность которой составляет 20 тыс. м³/год. Данная установка позволяет выделять метанол из водных смесей, образующих азеотропные смеси с компонентами газового конденсата, и использовать его повторно.

Оптимизация ректификации заключается в обхождении азеотропных точек и эффективном разделении низкокипящих углеводородов при изменении температуры и давления в процессе стабилизации (дегазации и сепарации) конденсата.

На Уренгойском ЗПКТ для разделения азеотропной смеси «пропан-ВМР» используют метод двухступенчатой обработки сырья (газового конденсата) в экстракторе и фазном разделителе (рис. 3). Такой подход позволяет повысить эффективность технологического процесса получения пропана и улучшить качество получаемой товарной продукции [6].

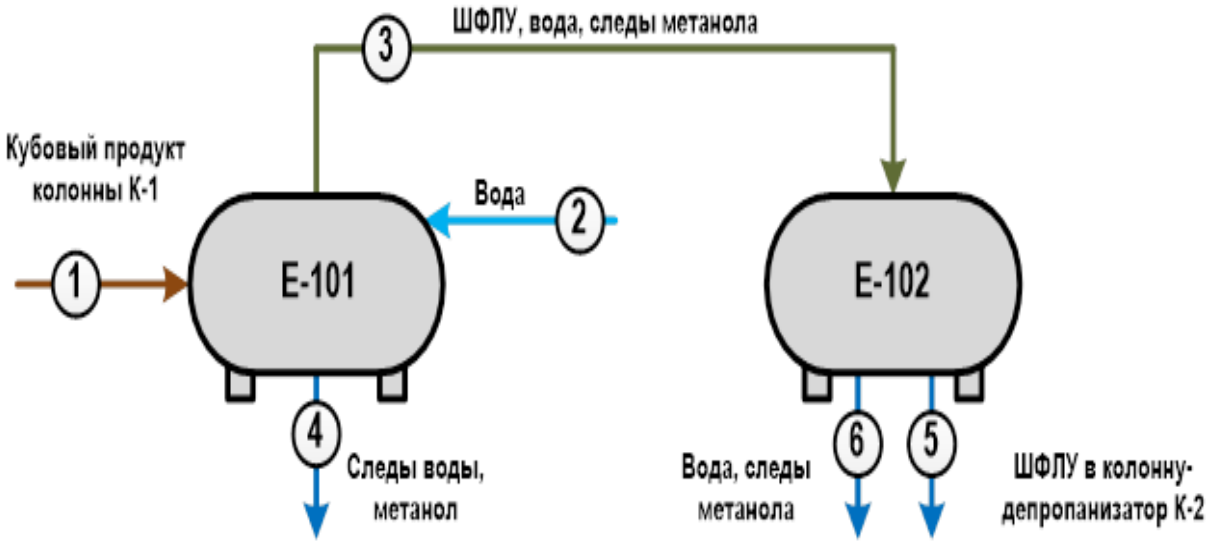


Рисунок 3 – Схема двухступенчатой обработки газового конденсата

Двухступенчатая обработка заключается в удалении ВМР из газового конденсата путем экстракции водой в количестве, нарушающем равновесие системы «углеводороды-ВМР». Для проведения процесса экстракции газового конденсата водой используется емкость Е-101, в которой установлена контактная секция с ситчатыми тарелками и сливными устройствами. В качестве аппарата фазного разделения применяется емкость Е-102 с установкой в ней коалесцирующих фильтр-патронов.

Двухступенчатая обработка сырья позволяет осуществлять процесс с высокой степенью очистки от метанола и воды. Расчетная степень очистки газового конденсата от ВМР составляет до 94 % по массе, в том числе от метанола до 98,9 % по массе, при остаточном содержании этих примесей в газовом конденсате не более 0,05 % по массе.

Ввиду того, что загрузка УПП Вуктыльского газопромыслового управления (ГПУ), как правило, не превышает 73 % от проектного значения, наиболее оптимальным и технически возможным методом разделения азеотропной смеси для условий эксплуатации УПП является снижение ее производительности за счет понижения давления в технологическом цикле. Математическое моделирование показало, что при снижении давления в колонне депропанизации на 0,4–0,5 МПа можно добиться снижения концентрации ВМР в пропане до требуемого значения 0,7 % об. Однако в реальных условиях эксплуатации УПП такое изменение давления невозможно (регулирование температур УПП позволяет изменить давление в колонне депропанизации без нарушения норм технологического режима не более чем на 0,1 МПа). Методы разделения азеотропных смесей, подобные тем, что реализованы и успешно применяются на Сургутском ЗСК и Уренгойском ЗПКТ, требуют реконструкции действующего производства, что экономически не целесообразно.

Таким образом, добиться полной очистки пропана от ВМР в промысловых условиях не представляется возможным, ввиду чего наиболее оптимальным технологическим режимом эксплуатации УПП Вуктыльского ГПУ является фактический режим, характеризующийся наиболее приближенной к нормативному значению объемной долей жидкого остатка (ВМР) в пропане.

Библиографический список:

1. ГОСТ 20448-2018. Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления. Технические условия. – М., 2018. – 15 с.
2. ТР-6700-20643-17-2009. Технологический регламент по эксплуатации установки получения пропана цеха комплексной подготовки, перекачки газа и конденсата Вуктыльского НГКМ. – Вуктыл, 2009. – 117 с.
3. Анализ работы установки получения пропана ЦКППГиК Вуктыльского ГПУ и разработка рекомендаций по улучшению качества выпускаемой продукции. Рекомендации по установлению режима работы УПП для выработки пропана с качеством, соответствующим ГОСТ 20448-90, предоставляемые по результатам аналитических исследований проб сырья и продукта: отчет о пр. усл. Книга 1 / филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ в г. Ухта»; рук. В. Д. Балашова. – Ухта, 2013. – 44 с.
4. Азеотропные смеси. – URL: https://bigenc.ru/c/azeotropnye-smesi-64003b (дата обращения 15.12.2025).
5. Методы разделения азеотропных смесей. – URL: https://www.docsity.com/ru/docs/metody-razdeleniya-azeotropnyh-smesey/1467940/ (дата обращения 15.12.2025).
6. Зиберт Г. К., Галдина Л. Б., Клюйко В. В. Оптимизация схемы установки получения пропана на Уренгойском заводе по переработке газового конденсата (УПКТ) с целью повышения эффективности технологического процесса и качества получаемых продуктов // Газификация. Природный газ в качестве моторного топлива. Подготовка, переработка и использование газа: науч.-техн. сб. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2003. – С. 130 – 133.

УДК 004:330.322:622.276

Технико-экономическая оценка эффективности разработки Мусюршорского месторождения

Сарданашвили О. Н., Богаткина Ю. Г.

Институт проблем нефти и газа Российской Академии наук, г. Москва, Россия

Мусюршорское месторождение расположено в центральной части Хорейверской впадины на расстоянии 42 км к северо-востоку от разрабатываемого Восточно-Харьягинского месторождения, в 25 км юго-западнее поселка Хорей-Вер. В нефтегазоносном отношении Мусюршорский лицензионный участок расположен в пределах Хорейверской нефтегазоносной области.

Залежи нефти на месторождении выявлены во франско-фаменских рифогеных известняках. Продуктивные отложения представлены известняками с прослоями глин. В известняках отмечается кавернозность и трещиноватость. Породы участками пропитаны битумом. Трещины и стилолитовые швы заполнены глинистым материалом. Полезная емкость пород определяется, в основном, вторичными порами и кавернами выщелачивания, унаследованными по первичным седиментационным порам. Региональным экраном служит ангидрито-доломитовая толща верхнепермских отложений уфимского яруса [1,2].

Недропользователем месторождения в настоящее время является ООО «ЗН Север». На Мусюршоском месторождении залежи нефти находятся в Северном и Южном куполе. За все время эксплуатации пластов на Северном куполе работала скв. №401, с дебитами от 10 до 200 т/сут. На Южном куполе, работали 9 скважин, с дебитами в диапазоне от 5 до 250 т/сут.

Характеристика флюидов пластов P1+C3 и D3fm показана в таблице 1,2.

Таблица 1 – Характеристика флюидов пластов P1+C3[5]

Параметр	**Значение**
Плотность нефти, кг/м3	862
Вязкость нефти, сПа	3,49
Давление насыщения, бар	68,8
Газосодержание, м3/м3	21
Вязкость воды, сПа	0,42
Пластовое давление, бар	235
Пластовая температура, C^o	62,2

Таблица 2 – Характеристика флюидов пласта D3fm[5].

Параметр	**Значение**
Плотность нефти, кг/м3	868
Вязкость нефти, сПа	1,5
Давление насыщения, бар	134
Газосодержание, м3/м3	96,6
Вязкость воды, сПа	0,32
Пластовое давление, бар	313
Пластовая температура, C^o	74

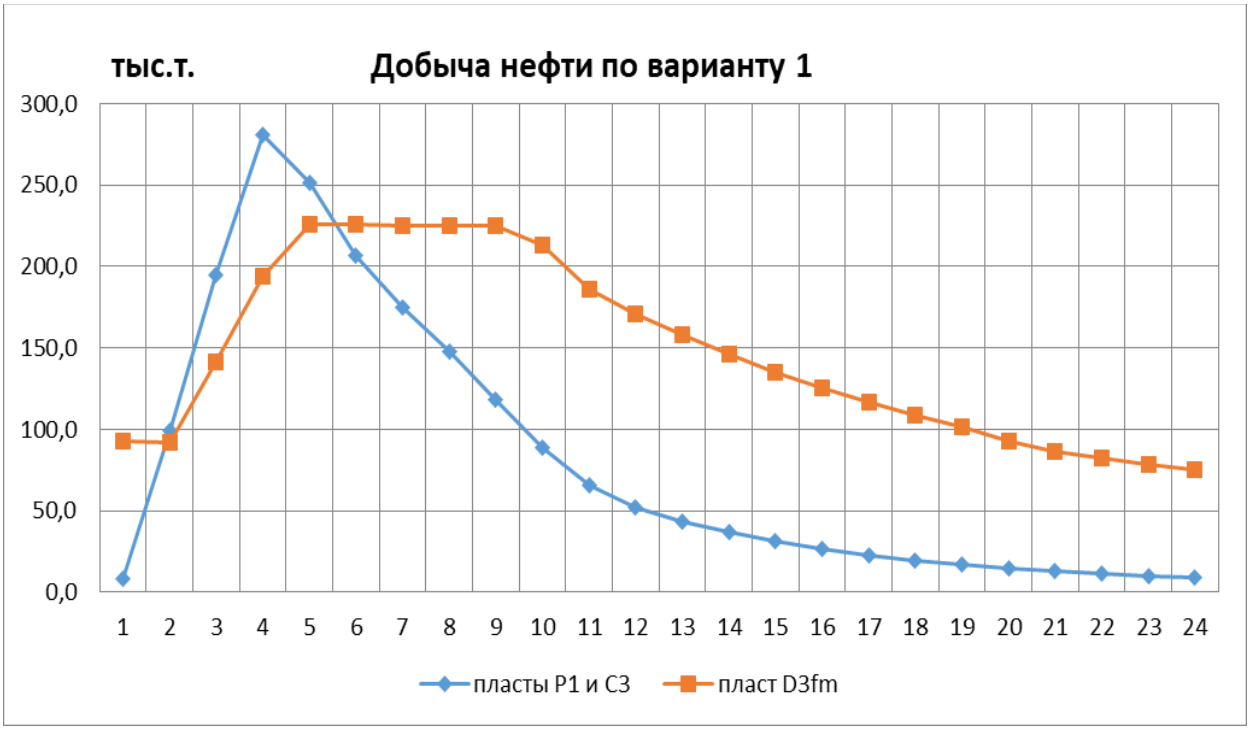
Промышленная нефтеносность связана с нижнепермскими (ассель-сакмарский ярус) - верхнекарбоновыми отложениями – пласт P_{1a+s}–C_3 и верхнедевонскими отложениями – пласт D_3fm. Разработка Мусюршорского месторождения началась с 2003 года.

По данным недропользователя в технологической схеме по каждому объекту были обоснованы три варианта разработки.

Вариант 1 (пласты P1 и C3) эксплуатация текущего фонда скважин, а также бурение 18 новых вертикальных скважин. Разработка залежей нефти на режиме истощения.

Вариант 1 **(**пласт D3fm**)** эксплуатация текущего фонда скважин и бурение 15 новых вертикальных добывающих скважин и одной нагнетательной.

Динамика добычи нефти для двух пластов показана на рисунке 1.



1–24 – соответствуют 2017–2042 гг.

Рисунок 1 – Динамика добычи нефти для двух пластов по варианту 1

Вариант 2 (пласты P1 и C3) разбуривание всей площади залежей нефти на Мусюршорском месторождении. Бурение 26 вертикальных скважин и 9 нагнетательных.

Вариант 2 **(**пласт D3fm**)** разбуривание всей площади залежей нефти на Мусюршорском месторождении. Бурение 14 вертикальных скважин и 7 нагнетательных.

Динамика добычи нефти в режиме бурения вертикальных скважин для двух пластов показана на рисунке 2.

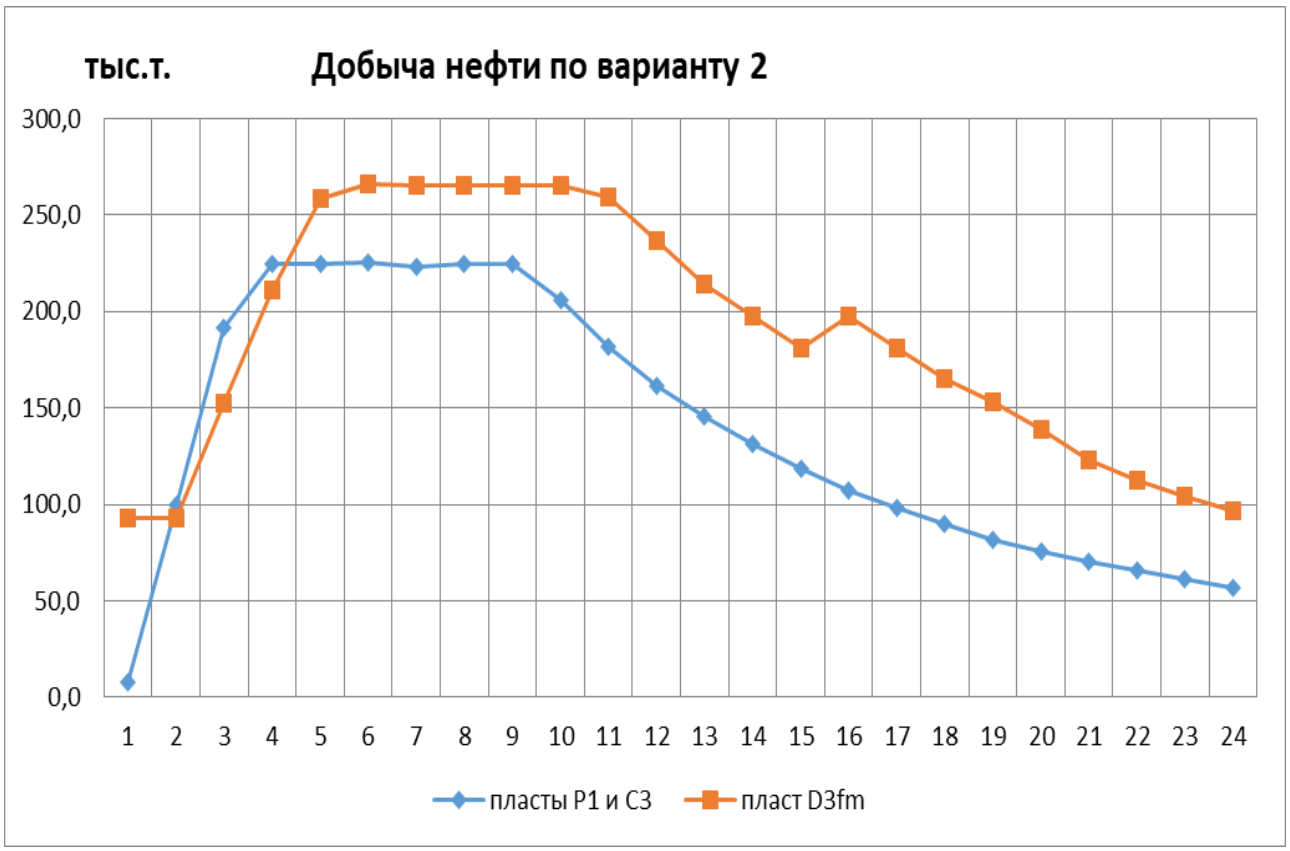
Вариант 3 **(**пласты P1 и C3**)** аналогичен варианту 2 пласты P1 и C3**)**, но вместо вертикальных добывающих скважин предполагается бурение 26 горизонтальных добывающих скважин и бурение 9 нагнетательных скважин. Для добывающих скважин с целью интенсификации добычи нефти предполагается дополнительно провести солянокислотные обработки призабойных зон скважин [5,6].

Вариант 3 **(**пласт D3fm**)** аналогичен варианту 2**(**пласт D3fm**)**, но вместо вертикальных добывающих скважин, предполагается использование горизонтальных добывающих скважин, всего будет 2 вертикальные добывающие скважины, а также бурение 7 нагнетательных скважин. В этом варианте предполагается также использование солянокислотных обработок призабойной зоны добывающих скважин [3].

Динамика добычи нефти в режиме бурения горизонтальных скважин для двух пластов показана на рисунке 3.

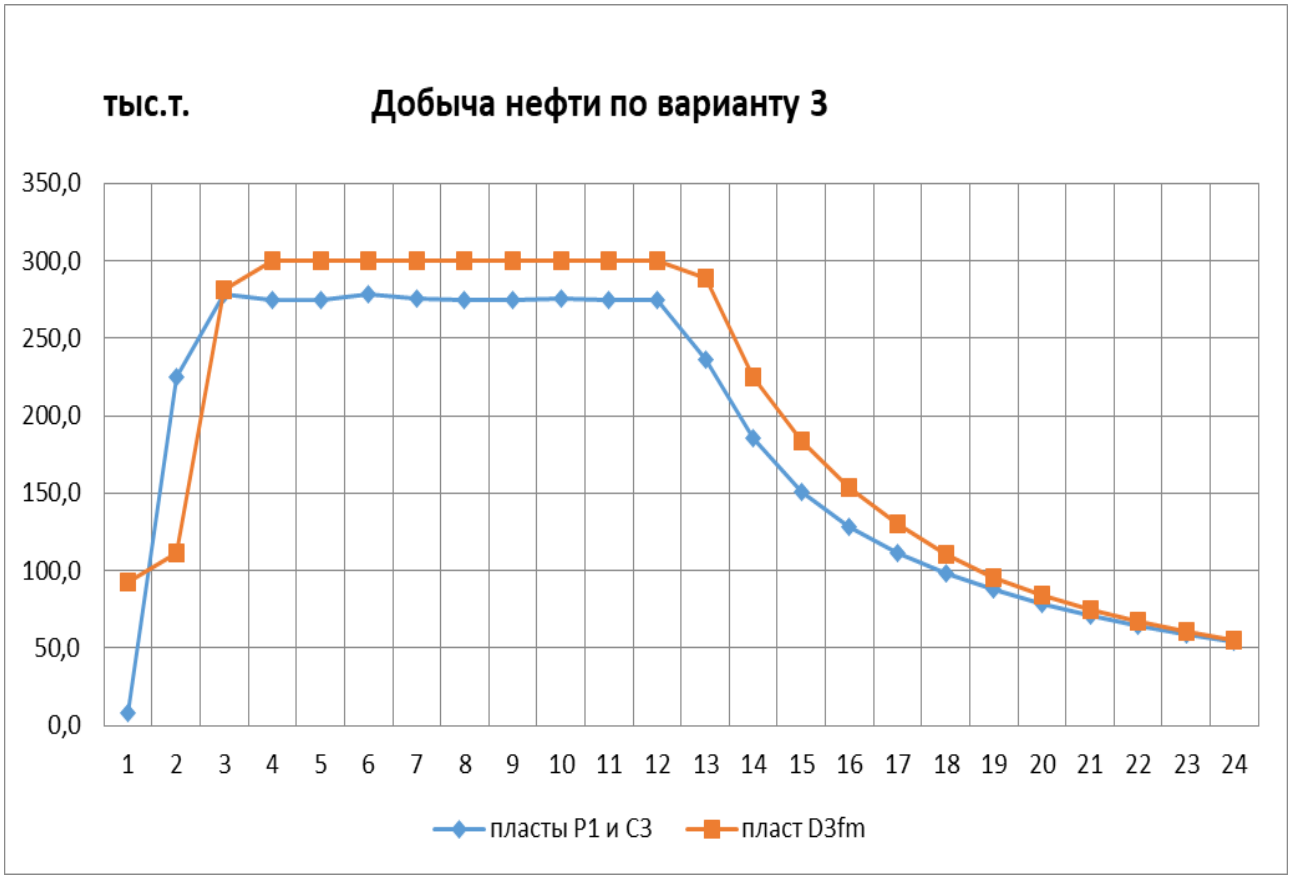
Анализ динамики добычи показывает, что третий вариант позволяет сохранять более длительный период стабильной добычи нефти.

На основании геолого-технологических данных, а также исходной технико-экономической информации, представленной недропользователем была проведена технико-экономическая оценка вариантов разработки рассматриваемого месторождения с целью обоснования оптимального варианта разработки. Основными критериями экономической оценки являются величина чистого дисконтированного дохода недропользователя (ЧДДН) и государства (ЧДДГ). Дополнительным критерием оценки является значение внутренней нормы рентабельности по вариантам разработки месторождения. Разработка месторождения осуществляется при основном налоговом режиме с применением налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Расчеты проводились на основе действующих нормативных документов [4] с использованием технико-экономической модели и программного продукта, разработанным в ИПНГ РАН [5-8].



1–24 – соответствуют 2017–2042 гг.

Рисунок 2 – Динамика добычи нефти для двух пластов по варианту 2



1–24 – соответствуют 2017–2042 гг.

Рисунок 3 – Динамика добычи нефти для двух пластов по варианту 3

Таблица 4 – Технико-экономические показатели по варианту 1

Показатели	Пласты P1+C3	Пласт D3fm
Фонд добывающих скважин (шт.)	18	15
Фонд нагнетательных скважин (шт.)	0	1
Добыча нефти (тыс.т)	3522	1942
Добыча газа (млн.м3)	0	0
Выручка от реализации нефти (млн.руб.)	95791	52830
Выручка от реализации газа (млн.руб.)	0	0
Суммарная выручка (млн.руб.)	95791	52830
Капитальные вложения (млн.руб.)	2112	1848
Эксплуатационные расходы без амортизации (млн.руб.)	37689	21974
В том числе:		
Условно-постоянные эксплуатационные расходы (млн.руб.)	2071	2032
Условно-переменные эксплуатационные расходы (млн.руб.)	3119	1709
Налоги в составе себестоимости (млн.руб.)	32499	18233
Налоги вне себестоимости (млн.руб.)	27489	14750
Себестоимость (руб./т.)	11440	12496
Поток денежной наличности (млн.руб.)	28014	13809
Чистый дисконтированный доход (млн.руб.)	11834	7737
Дисконтированный доход государства (млн.руб.)	26969	19398

Экономические показатели по вариантам представлены в таблицах 3–6, а суммарные варианты по двум объектам разработки представлены на рисунке 4.

Таблица 5 – Технико-экономические показатели по варианту 2

Показатели	P1+C3	D3fm
Фонд добывающих скважин (шт.)	22	14
Фонд нагнетательных скважин (шт.)	9	7
Добыча нефти (тыс.т)	3298	4494
Добыча газа (млн. $м^3$)	0	0
Выручка от реализации нефти (млн. руб.)	89697	122246
Выручка от реализации газа (млн. руб.)	0	0
Суммарная выручка (млн. руб.)	89697	122246
Капитальные вложения (млн. руб.)	4356	3828
Эксплуатационные расходы без амортизации (млн. руб.)	37585	47951
В том числе:		
Условно-постоянные эксплуатационные расходы (млн. руб.)	3418	2311
Условно-переменные эксплуатационные расходы (млн. руб.)	3068	4092
Налоги в составе себестоимости (млн. руб.)	31098	41548
Налоги вне себестоимости (млн. руб.)	24731	34917
Себестоимость (руб./т.)	12970	11621
Поток денежной наличности (млн. руб.)	22196	35098
Чистый дисконтированный доход (млн. руб.)	9217	13883
Дисконтированный доход государства (млн. руб.)	25797	32480

Таблица 6 – Технико-экономические показатели по варианту 3

Показатели	P1+C3	D3fm
Фонд добывающих скважин (шт.)	26	14
Фонд нагнетательных скважин (шт.)	9	7
Добыча нефти (тыс. т)	4313	4715
Добыча газа (млн. $м^3$)	0	0
Выручка от реализации нефти (млн. руб.)	117320	128240
Выручка от реализации газа (млн. руб.)	0	0
Суммарная выручка (млн. руб.)	117320	128240
Капитальные вложения (млн. руб.)	6732	4521
Эксплуатационные расходы без амортизации (млн. руб.)	48134	50367
В том числе:		
Условно-постоянные эксплуатационные расходы (млн. руб.)	3351	2292
Условно-переменные эксплуатационные расходы (млн. руб.)	4099	4384
Налоги в составе себестоимости (млн. руб.)	40684	43691
Налоги вне себестоимости (млн. руб.)	32401	36503
Себестоимость (руб./т.)	12913	11755
Поток денежной наличности (млн. руб.)	29224	36315
Чистый дисконтированный доход (млн. руб.)	12354	15842
Дисконтированный доход государства (млн. руб.)	34955	37669

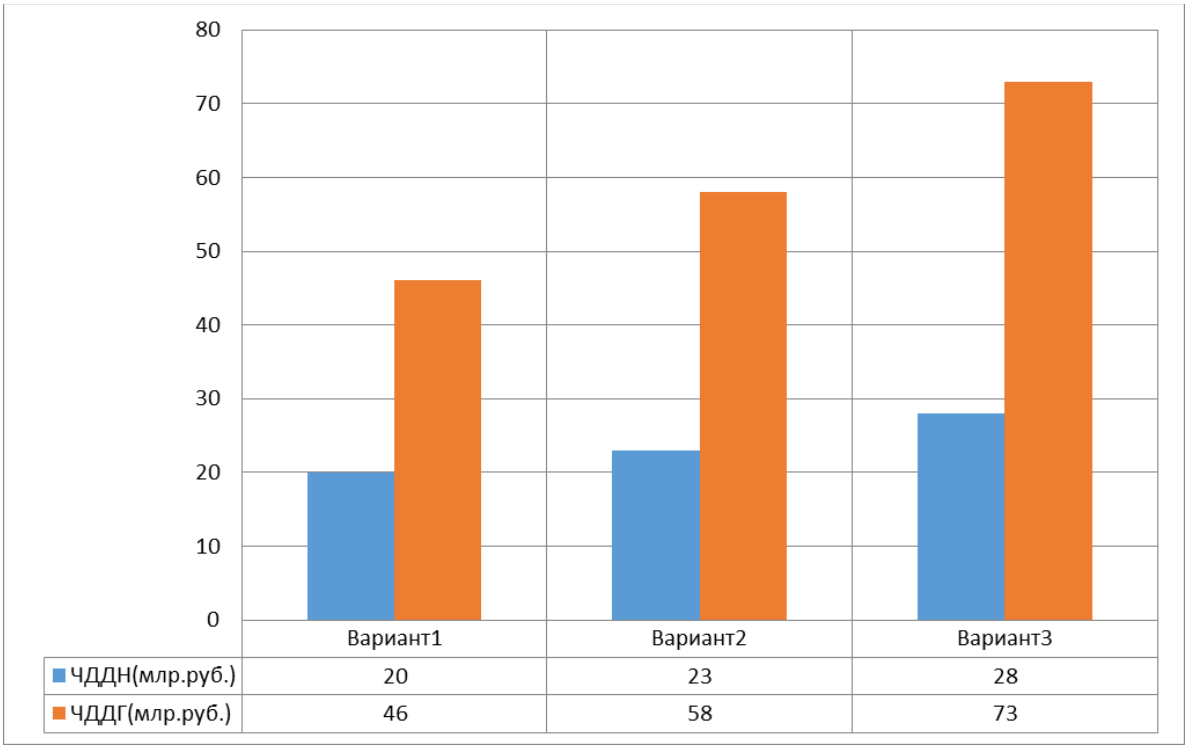


Рисунок 4 – Суммарные значения ЧДДН и ЧДДГ по вариантам разработки залежей

Анализ результатов численных исследований технико-экономической эффективности вариантов разработки Мусюшорского месторождения показал, что:

– денежные потоки (ЧДДН и ЧДДГ) во всех 3 вариантах разработки положительны с самого начала реализации проекта, что говорит о его быстрой окупаемости.

– оптимальным суммарным вариантом разработки по двум объектам на период до 2042 г. является вариант 3, при реализации которого достигается максимальный ЧДД как недропользователя, так и государства, а также более длительный период стабильной добычи нефти.

Статья подготовлена по результатам научных исследований, выполненных в рамках государственного задания по теме: «Создание новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях на основе системного подхода к изучению и моделированию полного жизненного цикла нефтегазовых месторождений» (№ в РОСРИДе 125020501405-1).

Библиографический список:

1. Месторождения нефти и газа в Ненецком автономном округе [Электронный ресурс]. URL: https://pronao.ru/blog/mestorozhdeniya-nefti-i-gaza-v-nenetskom-avtonomnom-okruge/#musyurshorskoe%20neftyanoe%20mestorozhdenie (дата обращения 20.01.2026).
2. Паспорт месторождения Мусюшорское [Электронный ресурс]. URL: https://reports.geologyscience.ru/kadastr_view_one.php?id=24792 (дата обращения 20.01.2026).
3. Карпунин Н. А., Рязанов А. А., Хромых Л. Н. Щукин Н. А. Современный опыт обработки призабойной зоны терригенного пласта кислотными композициями // Вестник Евразийской науки. – 2018. – №4. – Том 10 [Электронный ресурс]. URL: https://esj.today/PDF/42NZVN418.pdf (дата обращения 20.12.2025).
4. Приказ от 20 сентября 2019 г. № 639 об утверждении правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья (в ред. приказов минприроды россии от 07.08.2020 № 570, от 06.10.2020 № 772) [Электронный ресурс]. URL: https://www.rgexp.ru/wp-content/uploads/2022/12/15.pdf (дата обращения 14.01.2026).
5. Еремин Н. А., Богаткина Ю. Г., Лындин В. Н. Основные принципы методологии комплексной оценки запасов углеводородов в нефтегазовых инвестиционных проектах //Нефтяная провинция – 2019. – № 1(17). – С. 31-50.

УДК 622.276.53.05–886

Стендовые исследования износостойкости штангового насоса

Кязимов Ш. П., Байрамов С. Б.

Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности, г. Баку, Азербайджан

Аннотация: При работе скважинного насоса из-за трения изнашиваются трущиеся пары и со временем увеличивается зазор между цилиндром и плунжером, которое сопровождается увеличением утечки жидкости. На износостойкость деталей скважинного насоса также сильно влияет агрессивность добываемой жидкости. Исследование износостойкости трущихся пар проведено на стендовых испытаниях. На стенде в качестве рабочего агента взята пластовая вода с кварцевым песком. В данной работе исследован состав различных материалов трущихся пар на их износостойкость.

Ключевые слова: штанговые насосы, цилиндр, плунжер, трение, износ, скважина, пласт, газ, песок, сепаратор, кольцевое пространство, штанговая колонна, подвеска, насосно-компрессорная труба.

Насос состоит из цилиндра, плунжера, приемного и нагнетательного клапанов и работает в агрессивных средах. При ходе плунжера вверх закрывается нагнетательный клапан и жидкость над плунжером поднимается вверх, одновременно под действием столба жидкости в скважине открывается приемный клапан и жидкость поступает в полость цилиндра. А при ходе плунжера вниз приемный клапан закрывается и открывается нагнетательный клапан и накапливающаяся жидкость в полости цилиндра переходит над плунжером. Таким образом, благодаря возвратно-поступательному движению плунжера жидкость со дна скважины поднимается на устье [1-7].

В процессе работы штангового скважинного насоса цилиндр и плунжер подвергаются износу из-за трения между ними, в результате чего увеличивается зазор между парой цилиндр-плунжер и, пропорционально этому, увеличивается утечка. Большинство скважин, эксплуатируемых штанговыми насосами, являются водонаполненными (обводненными). Вода в основном состоит из хлорида кальция, бикарбоната натрия, хлорида магния, сульфата натрия и др., которые обладают высокой коррозионной активностью. Наличие твердых частиц и газовых пузырьков в жидкости, откачиваемой из скважины, ускоряет износ деталей насоса. Когда эффективность насоса падает ниже допустимого предела, его извлекают из скважины и отправляют на ремонт.

Для изучения зависимости износостойкости цилиндра и плунжера в сильно обводненных скважинах с агрессивной средой от состава материала были проведены стендовые и промысловые испытания насосов диаметром DN 57 мм, изготовленных из цилиндрических втулок. При извлечении цилиндра из целой трубы сложно измерить его произвольное поперечное сечение и точно определить износ. Однако, если цилиндр изготовлен из втулок, перед спуском в скважину втулки извлекаются из рубашки, втулки нумеруются последовательно, с обеих сторон производятся измерения их внутренних диаметров и регистрируются, затем цилиндр собирается в исходное положение, и насос подготавливается к испытаниям на стенде.

Перед испытаниями насосов подбираются следующие показатели:

1. Микрогеометрия втулки и плунжера испытуемых пар должны иметь возможно близкие отклонения:

а) разность между максимальными и минимальными отклонениями в показаниях индикаторного нутромера от номинального размера при измерении внутреннего диаметра втулки в четырех плоскостях и восьми сечениях, равностоящих по длине друг от друга;

б) разность между максимальным и минимальным отклонением в показаниях микрометра от номинала при измерении наружного диаметра плунжера в двух плоскостях, через каждые 0,30 м по длине;

в) среднее арифметическое $h_{\text{ср}} = \frac{\sum h}{n}$ из величины этих отклонений.

Очевидно, что величина h для втулок будет больше нуля, т. к. фактический размер отверстия всегда будет больше номинала (допуск положительный), а для плунжера $h_{\text{ср}}$ будет меньше нуля, т. к. фактический размер – наружный диаметр будет меньше номинала (допуск отрицательный).

2. Микрогеометрия наружных поверхностей плунжеров и отверстия втулок испытуемых пар должна быть возможно близкой. Микрогеометрия контролировался путем определения максимальной высоты профиля в микронах на микроскопе МИС-11.

3. Насосы должны иметь, возможно, близкие по величине начальные эффективные зазоры ($\sigma_{\text{эф}}$), которые выражаются формулой:

$$\sigma_{\text{эф}} = \sqrt[3]{\frac{m}{\sum \frac{1}{\delta^3}}}$$

где $\sigma_{\text{эф}}$ – эффективный зазор пары; m – число участков измерения; δ – зазор на сторону в мм на участке измерения.

Испытательный стенд состоит из скважины глубиной 30 м, трехгорлового уплотнителя на устье скважины и станка-качалки типа СК6-2.5-2800. В скважину опускают трубу диаметром 325 х 6 мм с закрытым нижним концом до тех пор, пока она не начинает свободно опираться на дно под собственным весом. Водоемкость скважины составляет 2,3 м³. Трубу заполняют пластовой водой, а в скважину опускают насосно-компрессорную трубу диаметром 73 мм и длиной 24,5 м с цилиндром насоса НН2С-57-30-12-2, закрепленным на ее нижнем конце. К головке балансира станка-качалки подвешивают штанги с плунжером насоса. Испытание пар при абразивном износе производится при концентрации песка 0,2…0,4 в процентах к объему жидкости. В качестве абразивного материала применяется кварцевый песок с гранулометрическим составом: фракции от 0,01 до 0,25 мм.

На устье скважины устанавливают измерительную емкость с внутренним диаметром 706 мм, высотой 1800 мм и стеклянным показателем. В напорном трубопроводе скважины устанавливают регулирующий клапан, через который при движении плунжера вверх внутри скважины может создаваться давление 1,0–1,5 МПа. После регулирующего клапана напорный трубопровод соединяется с измерительной емкостью и входным трубопроводом устья скважины. Таким образом, вода, откачиваемая из скважины, перекачивается из напорного трубопровода трехгорлого сальника устья скважины во входной трубопровод устья скважины. При необходимости измерения производительности насоса и определения утечки воды, откачиваемой из скважины, может перекачиваться в измерительную емкость. Выходной трубопровод измерительной емкости соединяется с входным трубопроводом устья скважины, и после завершения измерения накопленная в емкосте вода спускается в скважину.

Для проведения испытаний длина пути перемещения станка-качалки принимается равной S = 2,5 м, а количество двойных ходов в минуту – n = 10. Поскольку глубина напора насоса мала, деформацию штанг и труб можно пренебречь. Таким образом, идеальный производительность насоса с диаметром 57 мм, длиной хода 2,5 м и числом двойных ходов 10 в минуту составляет Q_{ideal} = 0,063 м³. Путем проведения первоначальных измерений и вычислений разница между фактической и идеальной производительностью определяется начальная утечка в насосе. Каждое измерение отмечается [7], а разница между измерениями в разные дни указывает на разницу в утечке. В течении периода исследования измерения проводятся каждые 48 часов, а период измерения составлял 10 минут.

Для исследования используют 5 комплектов насосов, причем втулки в каждом комплекте изготовляются из одного из следующих материалов:

– сталь 45, закаленная высокочастотным током;

– модифицированный серый чугун, закаленный до твердости 49÷55 HRC;

– высокопрочный магниевый чугун;

– сталь 38Х2МЮА, азотированная рабочая поверхность;

– сталь 40Х, закаленная высокочастотным током.

Во всех комплектах материалом плунжера применяется твердая хромированная углеродистая сталь.

Период испытаний для каждого насоса составляет 600 часов. После окончания периода испытаний насос извлекают из скважины, цилиндрические втулки снимают с рубашки и последовательно укладывают на стол. Измеряют и записывают внутренние диаметры втулок с обеих сторон. Сравнивают размеры до и после испытаний в соответствующих втулках и определяют скорость износа для каждой втулки. Степень износа плунжера также определяется путем вычисления разницы между измерениями до и после испытания в соответствующих местах на плунжере.

Для изучения износостойкости цилиндрических втулок, изготовленных из различных материалов, были сопоставлены результаты стендовых испытаний, проведенных в абразивной среде с маркой стали 45, закаленной ТВЧ, и было выявлено следующее: износостойкость такая же, как у магниевого чугуна; на 25 % выше, чем у серого чугуна; на 25 % ниже, чем у марки стали 40Х; в 2 раза ниже, чем у марки стали 38Х2МЮА.

Результаты исследованных пар по износостойкости располагаются в следующем порядке:

1. Азотированная марка стали 38Х2МЮА – хромированный плунжер;
2. Марка стали 40Х, закаленная ТВЧ - хромированный плунжер;
3. Марка стали 45, закаленная ТВЧ - хромированный плунжер;
4. Высокопрочного магниевого чугуна;
5. Модифицированного серого чугуна, закаленного на твердость 49÷55 HRC.

Библиографический список:

1. Шаблий И. И. Повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных штанговыми глубинными насосными установками, в осложненных условиях/ Науки о земле. – 2025-2-395-416.
2. Устройство для увеличения межремонтного периода работы штангового насоса / О. В. Савенок [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 7(655). – С. 64–66.
3. Artyukhov, A. V., Isaev, A. A., Drozdov, A. N., Gorbyleva, Y. A., & Nurgalieva, K. S. (2022). The rod string loads variation during short-term annular gas extraction. *Energies, 15*(14), 5045.
4. Fakher, S., Khlaifat, A., Hossain, M. E., & Nameer, H. (2021). A comprehensive review of sucker rod pumps' components, diagnostics, mathematical models, and common failures and mitigations. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 11*, 3815–3839. American Petroleum Institute. (2010). *API Specification 11B: Specification for sucker rods, polished rods and liners, couplings, sinker bars, polished rod clamps, stuffing boxes, and pumping tees* (27th ed.). API.
5. Колесова, С. Б. (2018). Снижение влияния свободного газа на работу насосного оборудования. *Нефть. Газ. Новации*, 6(66).
6. Уразаков, К. Р., Латыпов, Б. М., & Белозеров, В. В. (2022). Температурный режим устьевого компрессора для откачки газа из затрубного пространства нефтяной скважины. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 333*(1), 190–199.
7. Javida Damirova, Nigar Algazakhli, Musa Jafarov, Improving rod pump unit's quality indicators for the required parameters, PAHTEI proceedings of Azerbaijan high technical educational institutions, *Refereed & reviewed Journal*, VOLUME 40 (05) ISSUE 05 2024, *s.* 573-581, E-ISSN: 2674-5224, DOI: 10.36962.

УДК 622.276

Гидродинамическое моделирование процесса добычи нефти из нефтяной оторочки для условий пласта НХ-III нефтегазового месторождения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

Кусова Л. Г.[2], Близнюков В. Ю.[1], Жарикова Н. Х.[2], Лиманов М. Н.[2]

1 – Российская Академия Естественных Наук, г. Москва, Россия;

2 – ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет» г. Санкт-Петербург, Россия

В настоящее время разработка тонких нефтяных оторочек сопряжена с проблемой образования газовых конусов и прорыва газа в добывающую нефтяную скважину. Это приводит к расформированию нефтяной оторочки, безвозвратным потерям нефти и экономическим потерям. Поэтому необходима разработка новых методик применения технологий ограничения газопритока.

Проблема прорыва газа к забою добывающих нефтяных скважин имеет несколько различных вариантов решения. Основным техническим средством предотвращения прорыва газа из газовой шапки в скважину являются так называемые клапана контроля притока или устройства контроля притока [1-3]. Их установка на эксплуатационной колонне в зоне продуктивного пласта позволяет регулировать приток флюида в зависимости от его свойств.

Альтернативным подходом по ограничению притока газа к добывающей нефтяной скважине является создание непроницаемого экрана в зоне газонефтяного контакта. При закачки на ГНК воды этот вариант является разновидностью барьерного заводнения [4]. Вода создаёт зону с низкой проницаемостью для газовой фазы, что позволяет предотвратить конусообразование и существенно снизить риск прорыва газа к добывающим скважинам. Помимо воды зачастую используются различные полимерные составы, а в некоторых случаях тампонажные растворы. Возможно использование пенообразующих агентов или закачка в верхнюю часть нефтенасыщенной толщи газов, участвующих в пенообразовании.

Для понимания исследуемого процесса необходимо рассмотреть условия его протекания. Основное направление создания экрана в зоне ГНК – борьба с конусообразованием при разработке тонких нефтяных оторочек. При рассмотрении условий возникновения конусов газа в зависимости от ориентации скважин следует отметить, что наиболее равномерный конус по стволу скважины наблюдается при линейном расположении скважин. Данная схема требует больших капиталовложений из-за большего числа кустов. С другой стороны, в схеме с радиальным расположением скважин возникает взаимовлияние газовых конусов у пяток горизонтальных скважин, но такая схема имеет меньшую стоимость за счёт возможности соединения в один куст большого количества скважин.

Также необходимо отметить схожесть рассматриваемой технологии барьерного заводнения с методикой попеременной закачки воды и газа в случае поршневого вытеснения [5]. Результаты исследований показывают, что попеременная закачка газа с водой и попеременная закачка газа с горячей водой оказывают сильное влияние на величину коэффициента извлечения. Такие условия характерны для некоторых нефтегазоконденсатных месторождений Западной Сибири. Закачка воды и газа позволяет создать зоны различной относительной фазовой проницаемости, что и используется в методе барьерного заводнения.

Учитывая, что тонкие нефтяные оторочки относят к трудноизвлекаемым запасам, для их разработки строятся обширные геологические и гидродинамические модели. В частности, производится определение влияния геологических параметров на геологическую неоднородность и влияние геологической неоднородности на прогнозный коэффициент нефтеотдачи. Это также позволяет выделить основные факторы, влияющие на образование конусов газа и, соответственно, минимизировать их негативное влияние. Построение зависимости основных промысловых параметров от расчленённости коллектора, мощности, протяжённости и доли связанных объёмов – такую задачу решает создание полномасштабной комплексной модели газовых коллекторов и газовых шапок на различных месторождениях. Создание модели позволяет также минимизировать риски истощения месторождений.

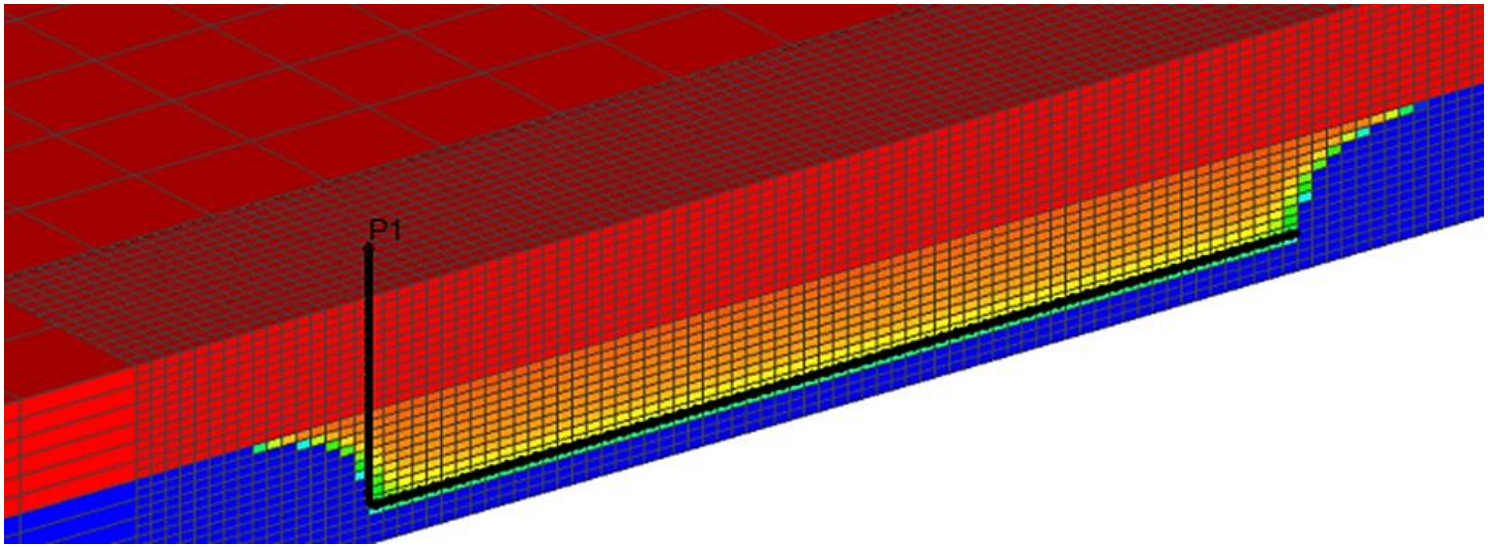


Рисунок 1 – Конусообразование по сечению вдоль скважины

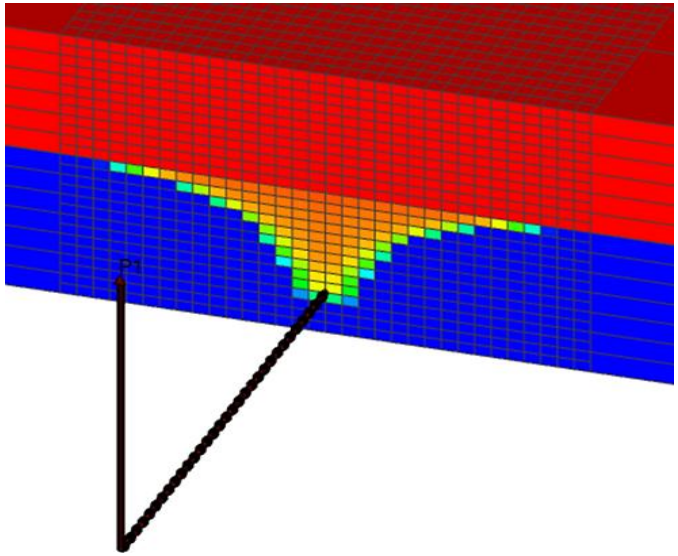


Рисунок 2 – Конусообразование по сечению перпендикулярно скважине

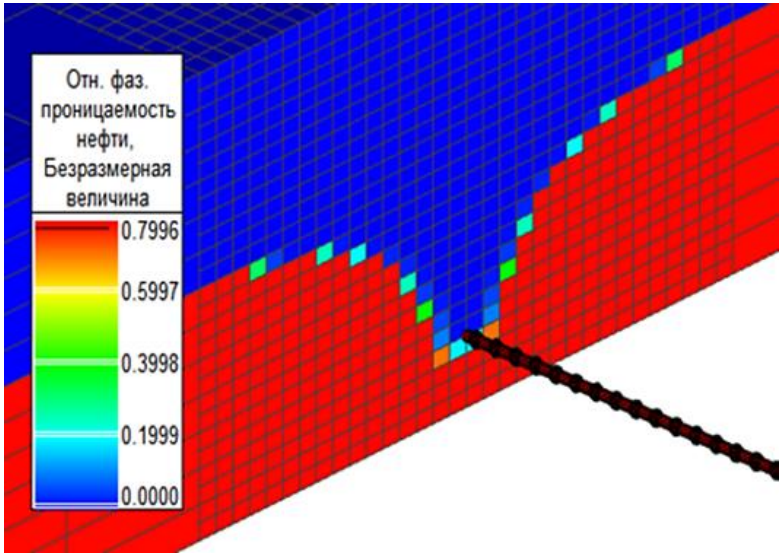


Рисунок 3 – Относительная фазовая проницаемость по нефти

Необходимость учёта рисков, связанных с геологической неоднородностью, отмечается многими исследователями, обсуждается практическая реализация рабочего процесса в условиях неопределённости, а также возможность создания альтернативных реализаций модели резервуара, включая исторические данные о добыче. Это позволяет дать рекомендации по внедрению в отрасли оценки рисков плана разработки месторождений в условиях неопределённостей геологической среды.

Стоит отметить, что на добычу нефти из тонких нефтяных оторочек помимо геологической неоднородности также влияют свойства нефти и фильтрационно-емкостные свойства породы. Однородность и непрерывность пласта, выявленные в результате 3-D моделирования, оказывают благоприятное влияние на фильтрацию в нём нефти, однако отсутствие низкопроницаемых пропластков повышает риск прорыва газа к скважине. Полученные значения пористости и проницаемости пропластков позволяют спрогнозировать условия образования газовых конусов в продуктивном пласте.

В некоторых численных моделях также отслеживается влияние образующегося конуса газа на различные параметры добычи. Такие модели обладают гибкостью, позволяющей учитывать любое влияние, которое контролируется только давлением. Она предоставляет числовую основу для компенсации газового конуса и в дальнейшем согласования работы клапанов контроля притока с формируемым низкопроницаемым экраном и газовым конусом.

Получим зависимость основных показателей разработки от депрессии. Процесс конусообразования приведён на рисунках 1 и 2, из которых видно, что нефтенасыщенность в околоскважинной зоне изменилась незначительно. Из-за возникшего конуса произошёл прорыв газа в скважину, что, в свою очередь, повлекло снижение относительной фазовой проницаемости по нефти и, как следствие, снижение притока нефти в скважину. Это хорошо видно на рисунке 3, где представлено распределение относительной фазовой проницаемости по нефти в ячейках пласта.

Графики дебитов нефти и газа для случаев различной депрессии приведены на рисунках 4 (для депрессии 5 атм.) и 5 (для депрессии 20 атм.).

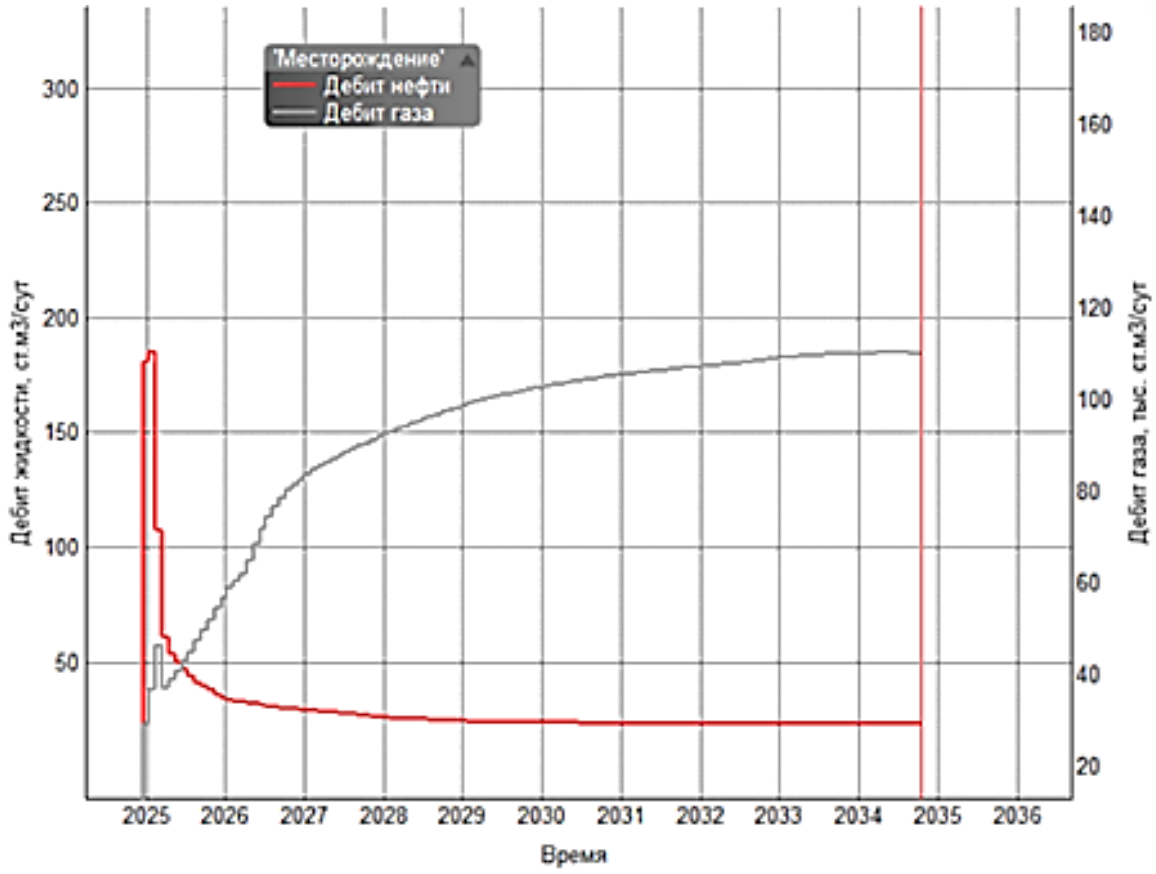


Рисунок 4 – Графики дебитов нефти и газа для депрессии 5 атм.

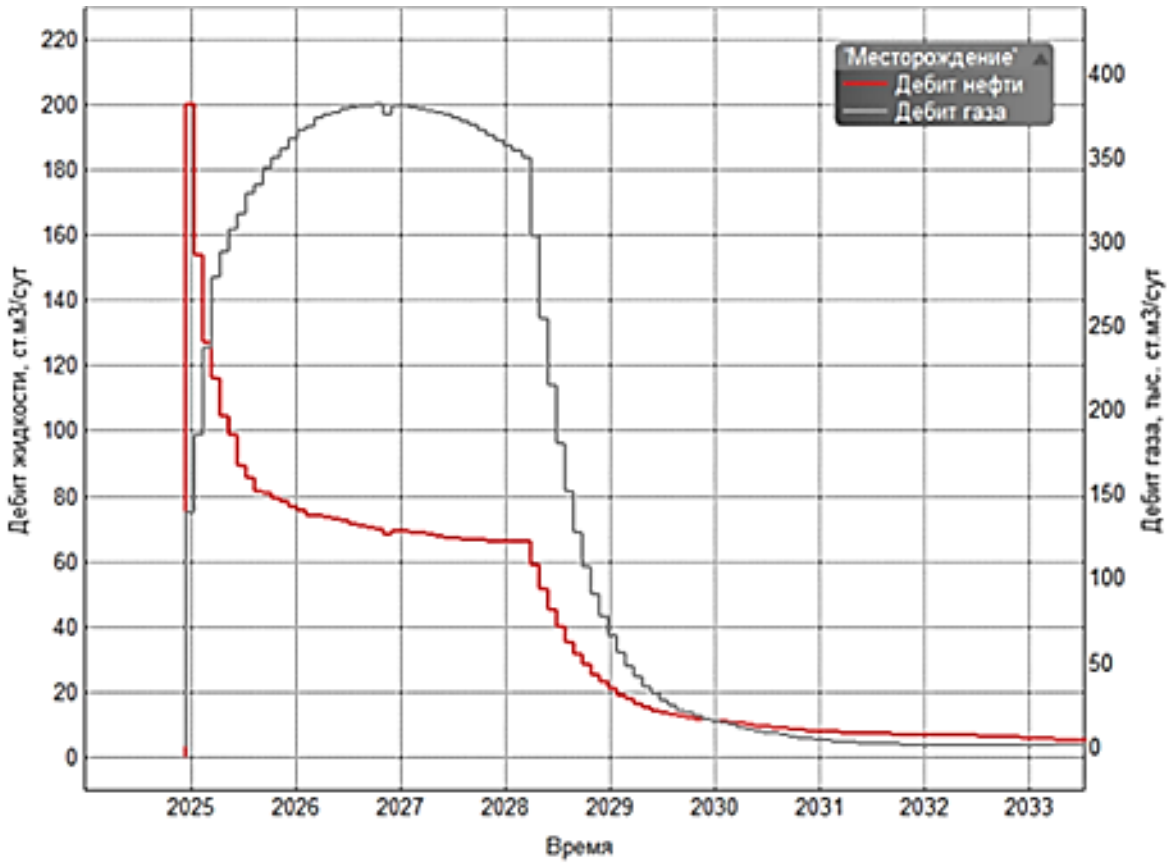


Рисунок 5 – График дебитов нефти и газа для депрессии 20 атм.

Из данных графиков хорошо видно, что при прорыве газа в скважину происходит резкое снижение объёма добычи нефти. При этом при большей депрессии заметно резкое снижение дебитов в 2028 году, что связано с истощением энергетического потенциала скважины. При меньшей депрессии этого не происходит, и в случае, если бы моделирование велось на более длительный срок, то истощения энергетического потенциала залежи не было бы.

Далее рассмотрим другой случай – зависимость критического дебита от анизотропии. Моделирование показало, что получаемый результат при увеличении вертикальной проницаемости соответствует снижению депрессии. В результате можно сделать вывод, что депрессия является определяющим фактором, и при низких значениях депрессии влияние анизотропии пласта невелико. В случае применения барьера в зоне ГНК поведение флюидов меняется (рис. 6, 7).

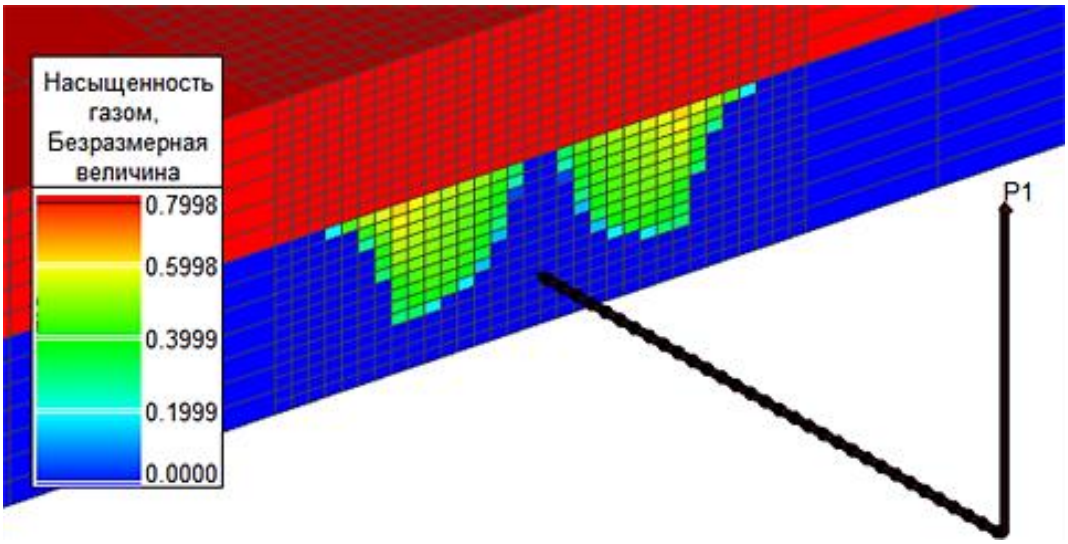


Рисунок 6 – Влияние барьера на конусообразование (начальный этап)

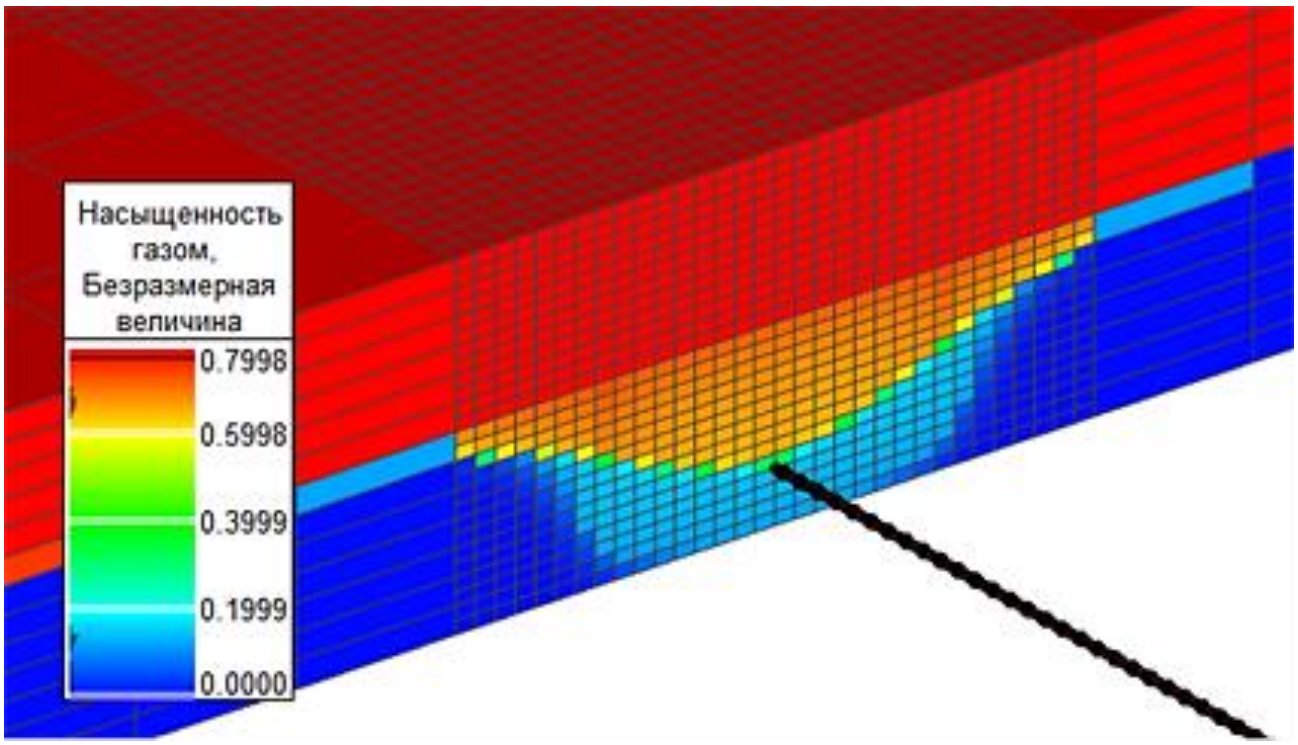


Рисунок 7 – Влияние барьера на конусообразование (конечный этап)

Аналогичная картина наблюдается и на графике дебитов нефти и газа (рис. 8).

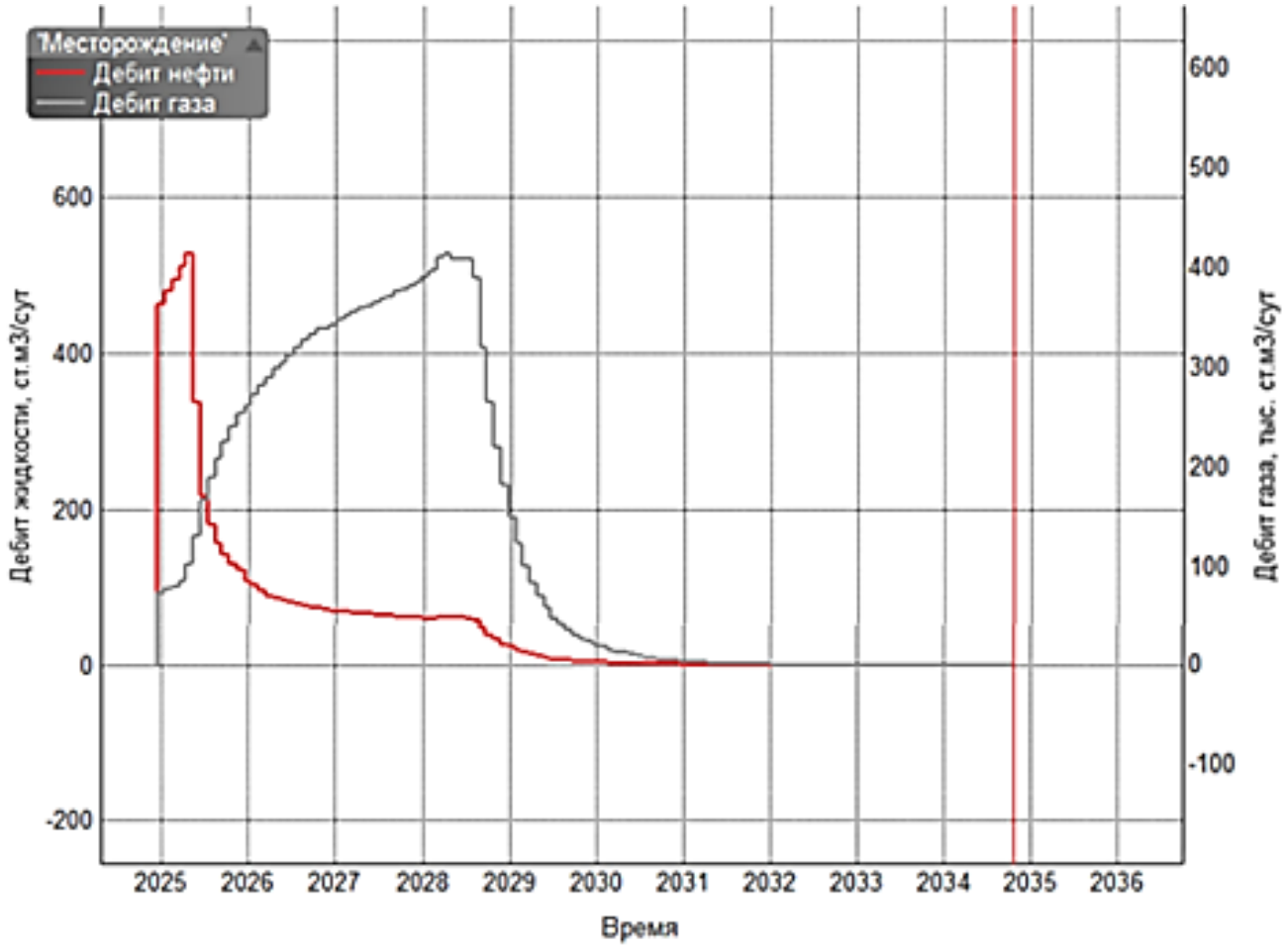


Рисунок 8 – Дебиты нефти и газа при использовании барьера и депрессии 20 атм.

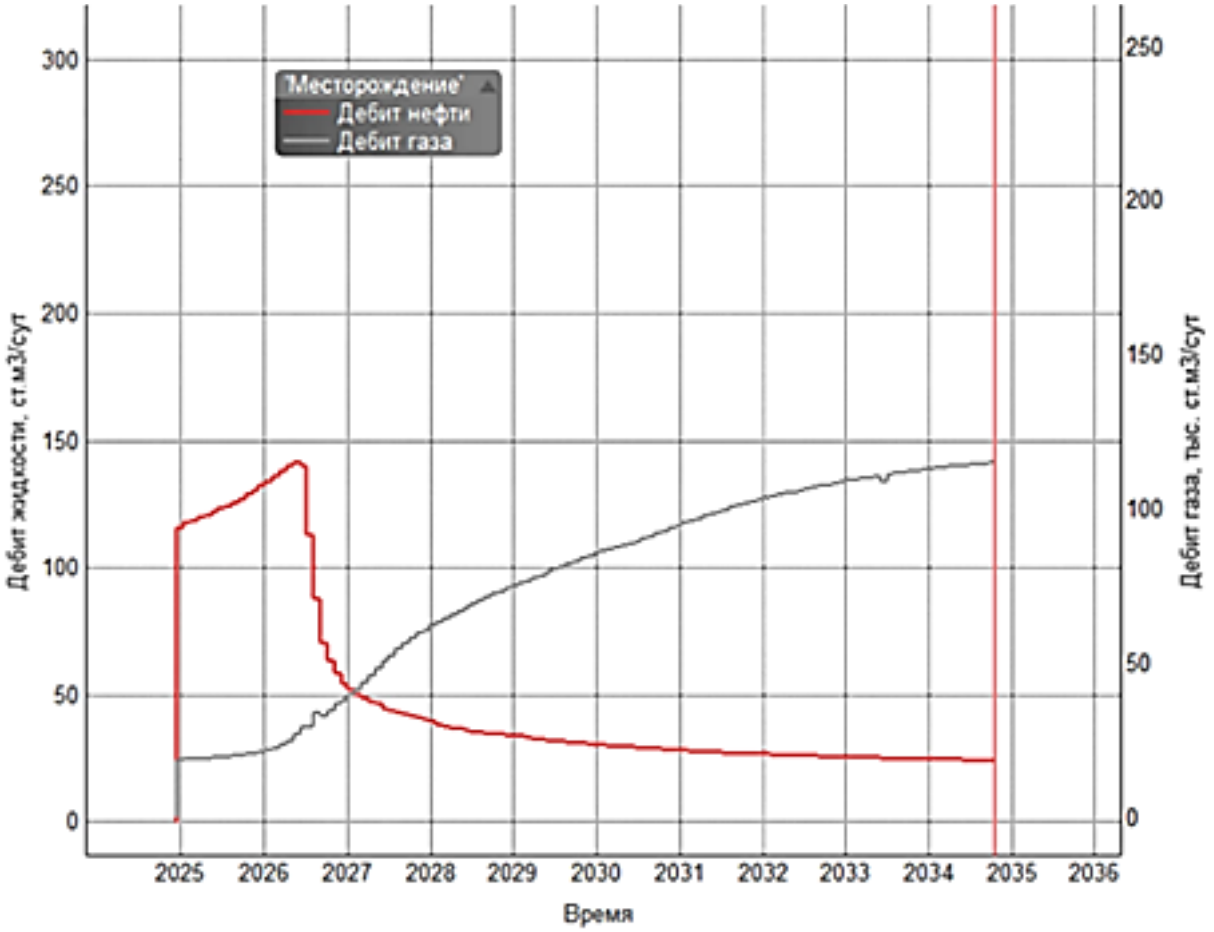


Рисунок 9 – Дебиты нефти и газа при использовании барьера и депрессии 5 атм.

Следует также заметить, что накопленная добыча нефти выросла с 111,272 тыс. тонн до 208,892 тыс. тонн. Это свидетельствует об эффективности технологии, однако прорыв газа при большой депрессии всё же произошёл. Поэтому следует рассмотреть меньшую депрессию (рис. 9). На рисунке видно, что в начале разработки до прорыва газа дебит нефти достаточно большой, однако, несмотря на наличие барьера, прорыв газа всё же происходит. Это связано с несовершенством гидродинамической модели, работающей на истощение энергии пласта. Также, возможно, депрессия велика для рассматриваемых условий.

Повысим радиус барьера, сечение по кубу вертикальной проницаемости приведено на рисунке 10.

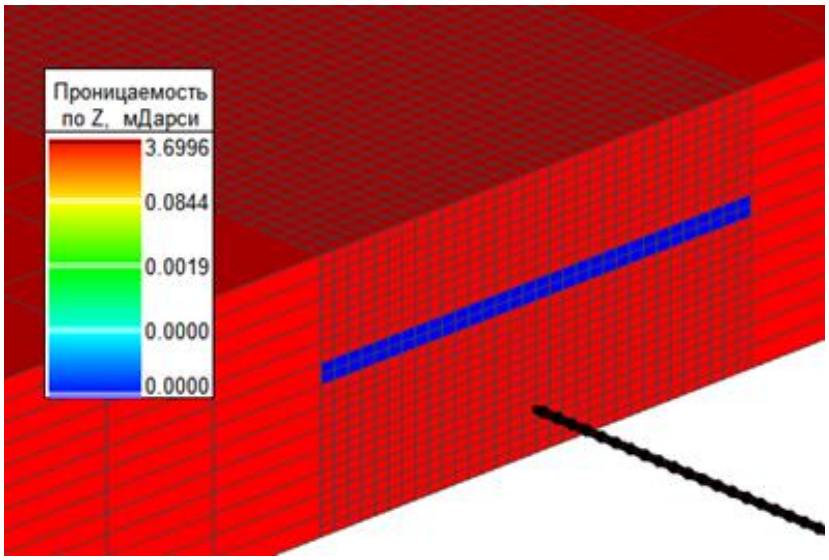


Рисунок 10 – Низкопроницаемый барьер в зоне газонефтяного контакта над скважиной

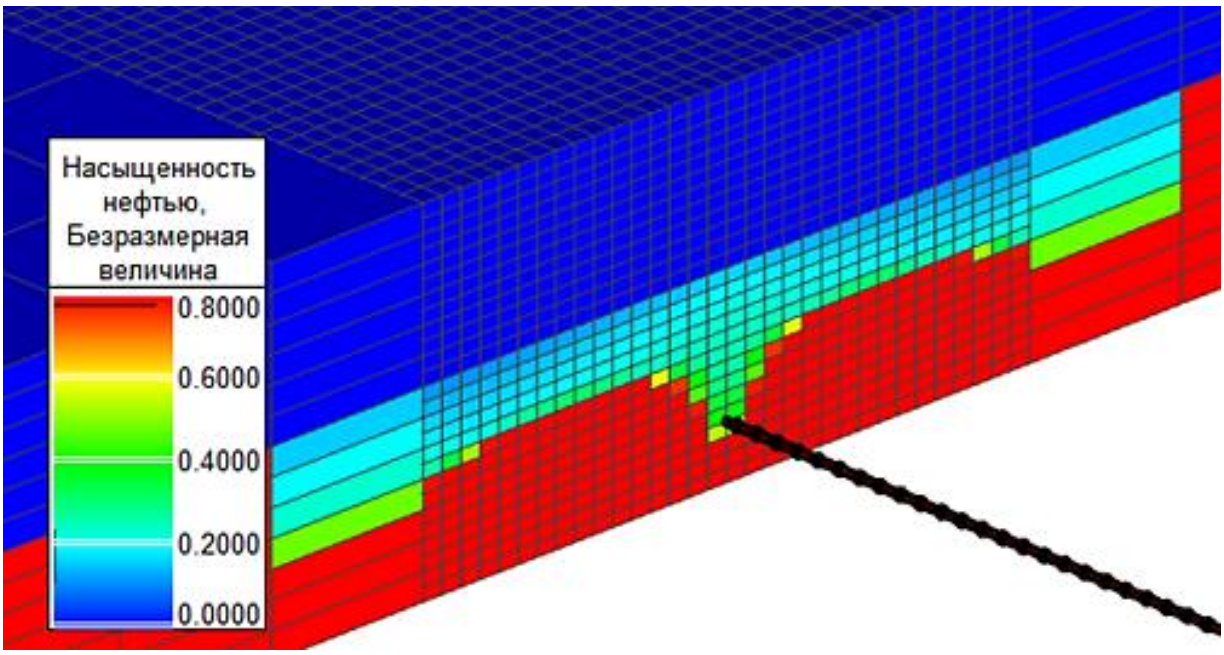


Рисунок 11 – Внутреннее конусообразование при большом радиусе барьера

В результате моделирования на низкой депрессии нами выявлен неучтённый параметр. Газ проник под барьер и сформировал новый газонефтяной контакт, на основе которого произошло формирование внутреннего гребня (рис. 11). Возможно, данный эффект вызван отсутствием системы поддержания пластового давления в модели, а величина радиуса низкопроницаемого экрана избыточна. Этот прорыв газа можно ликвидировать закачкой потокоотклоняющего состава в скважину. Следует отметить, что прорыв газа произошёл только через 4,5 года. При этом дебит нефти до этого держался на стабильно высоком уровне (рис. 12). Накопленная добыча нефти достигла 247,495 тыс. тонн. Это свидетельствует об увеличении КИН на 18 %. Энергетический потенциал залежи сохранился. Пластовое давление уменьшилось в среднем на 5 атм.

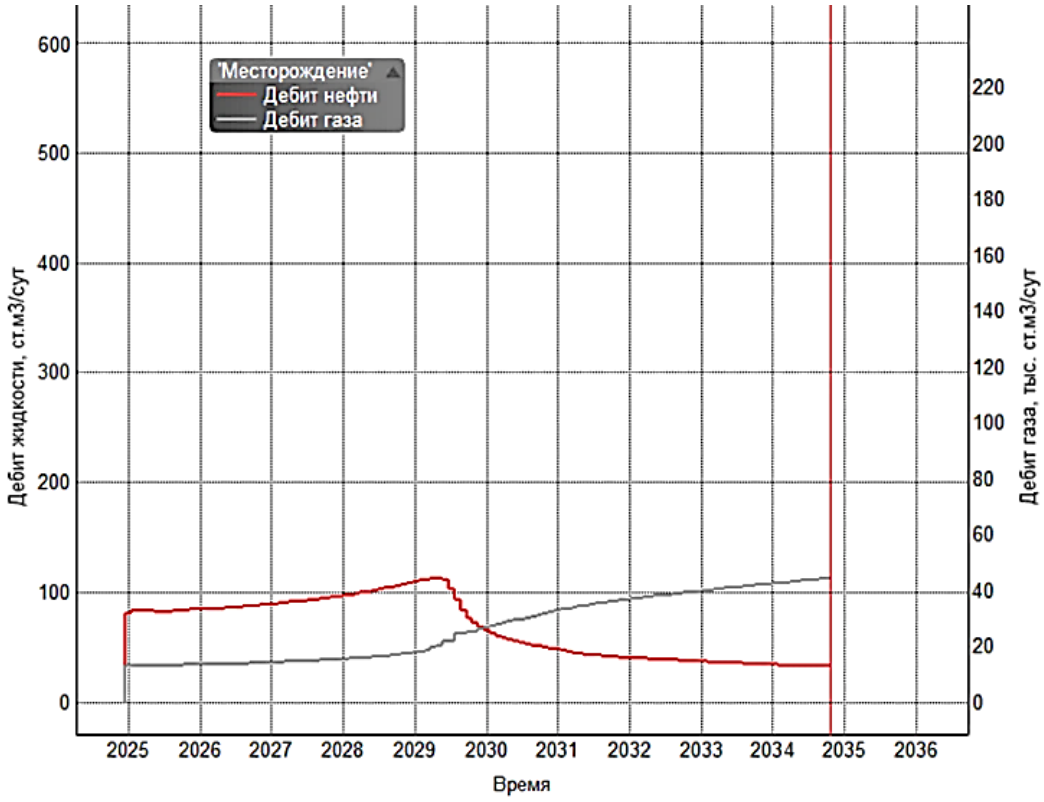


Рисунок 12 – Дебиты нефти и газа при использовании большого барьера и депрессии 5 атм.

Таким образом, нами выполнено гидродинамическое моделирование процесса добычи нефти из нефтяной оторочки для условий пласта Нх-III.

Модель позволила наглядно показать процесс формирования газового конуса в скважине. Также подтвердилось влияние расположения скважины относительно ГНК и влияние анизотропии на критический дебит. На графиках заметно, что при больших депрессиях газ прорывается быстрее и энергетический потенциал залежи быстро иссякает. Влияние барьера на критический дебит и возможность прорыва газа также была подтверждена. Таким образом, предложенная технология ограничения газопритока эффективна. Это подтверждается как разработанной в исследовании корреляцией, так и гидродинамическим моделированием. Предложенные зависимости позволяют подбирать радиус барьера и определять критический дебит горизонтальной скважины в зависимости от условий пласта.

Библиографический список:

1. Савенок О. В., Жарикова Н. Х., Порывкин П. П. Устройство контроля газового притока. Патент на полезную модель № 218391. Заявка 2023103926. Дата подачи заявки 21.02. 2023 г. Дата регистрации 24.05.2023 г. Опубликовано 24.05.2023 г. Бюл. № 15. Патентообладатель: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет».
2. Савенок О. В., Жарикова Н. Х., Перепёлкин А. И. Устройство контроля газового притока. Патент на полезную модель № 218590. Заявка 2023103935. Дата подачи заявки 21.02. 2023 г. Дата регистрации 31.05.2023 г. Опубликовано 31.05.2023 г. Бюл. № 16. Патентообладатель: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет».
3. Савенок О. В., Жарикова Н. Х., Шелухов Г. В. Устройство контроля газового притока. Патент на полезную модель № 218911. Заявка 2023103939. Дата подачи заявки 21.02.2023 г. Дата регистрации 19.06.2023 г. Опубликовано 19.06.2023 г. Бюл. № 17. Патентообладатель: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет».
4. Близнюков В. Ю. Анализ повышения эффективности разработки объекта Нх-III-IV нефтегазоконденсатного месторождения с применением барьерного заводнения / В. Ю. Близнюков, А. С. Арутюнян, А. Е. Верисокин, А.Г.Г. Керимов, С. Б. Бекетов, Р. Е. Шестерикова, А. С. Доманова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2024.– № 1 (373). – С. 39–53.
5. Савенок О. В. Перспективы применения водогазового воздействия с использованием CO_2 на карбонатном коллекторе нефтегазоконденсатного месторождения Восточной Сибири / О. В. Савенок, Я. М. Курбанов, А. Е. Верисокин, А.Г.Г. Керимов, С. Б. Бекетов, В. Г. Копченков, Р. Е. Шестерикова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 11 (371). – С. 34–41. DOI: 10.33285/0130-3872-2023-11(371)-34-41.

УДК 622.276.8

Сравнительный анализ систем сбора и подготовки нефти и газа на месторождениях с различными коэффициентами аномальности пластового давления

Дуркин В. В. [1], Близнюков В. Ю. [2], Ковалев С. А.[1],
Ходжиметов Х. Н.[3], Абдулазизов И. А.[3]
1 - Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия,
2 - Российская академия естественных наук, г. Москва, Россия,
3 – СП ООО «Sanoat Energetika Guruhi», г. Ташкент, Узбекистан

Месторождения Чаяндинское, Малыгинское и Тамбейское, входящие в Якутский и Ямальский центры газодобычи, объединяет экстремальный арктический климат и наличие вечной мерзлоты. Однако различия в геологическом строении продуктивных пластов обусловливают необходимость индивидуализации технологических решений, в частности, при организации систем сбора и подготовки углеводородного сырья.

Выбор системы сбора определяется следующими исходными данными:

– плотность размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин, а так же их схема расстановки;

– динамика добычи флюида по годам (до конца разработки месторождения);

– динамика устьевого давления фонтанных скважин по годам;

– динамика пластового давления и температуры в течении всего периодаразработки;

– размеры и пространственная форма месторождения;

– физико-химические свойства нефти, газа и пластовой воды ;

– внешнее воздействие природных условий;

– схема расстановки скважин;

– источники воды, электроэнергии;

– изменение температуры по стволу скважины.

Системы сбора и подготовки нефти и газа на месторождениях с различными коэффициентами аномальности пластового давления имеют существенные различия, обусловленные влиянием давления на подбор технологического оборудования, технологические процессы. Коэффициент аномальности ($К_А$) определяется как отношение пластового давления к условно гидростатическому давлению:

$$K_A = P_{пл} / P_{н.гд} \quad (1)$$

где $Р_{пл}$ – давление пластовое, $Р_{н.гд}$ – нормальное (гидростатическое) давление.

За нормальное пластовое давление принимают гидростатический напор столба жидкости (пластовой воды) высотой от изучаемого пласта до уровня земли по вертикали:

$$P_{н.гд} = g \cdot \rho_в \cdot H \quad (2)$$

где g – ускорение свободного падения (9,8 м/с^2), $\rho_в$ - плотность воды, H - глубина залегания.

Для упрощения расчета коэффициента аномальности гидростатического (нормального) давление часто берут сравнение с пресной водой.

Рассмотрим некоторые месторождения, характеризующиеся различными коэффициентами аномальности пластового давления.

1. Обзор месторождений с анализом работ схем системы сбора и подготовки.

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ), коэффициент аномальности 0,8 [2].

Предприятием-недропользователем является – ПАО «Газпром». Это одно из крупнейших в Восточной Сибири месторождений нефтегазоконденсата. Имеет сложные условия: нефтяная оторочка, газовая шапка, содержит сероводород (H_2S) и углекислый газ (CO_2), геологическое строение в целом. Наличие кислых газов определяет необходимость глубокой очистки газа.

Технологическая схема системы сбора и подготовки характеризуется следующими особенностями:

1. Сбор продукции: На кустовых основаниях осуществляется первичное сепарирование. Продукция скважин (нефть, газ, вода) поступает по шлейфам на Центральный пункт подготовки (ЦПП).

2. Схема подготовки нефти (на ЦПП):

- сепарация: Многоступенчатая сепарация (3-4 ступени) для отделения попутного нефтяного газа (ПНГ) от нефти;
- обезвоживание и обессоливание: Электродегидраторы для удаления пластовой воды и солей;
- стабилизация нефти: Для удаления легких фракций и доведения нефти до кондиций по давлению насыщенных паров. Стабильная нефть направляется в магистральный нефтепровод «ВСТО».

3. Подготовка газа (на ЦПП):

- очистка от сероводорода и CO_2: Используется технология аминовой очистки (например, метилдиэтаноламин). Этот этап является одним из основных, так как флюид содержит множество кислых компонентов;

- осушка: Адсорбционные или абсорбционные установки для удаления паров воды и предотвращения гидратообразования;
- извлечение этана и ШФЛУ: Установка низкотемпературной конденсации и ректификации для получения товарного газа, этановой фракции и широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ). Это повышает рентабельность месторождения;
- компримирование: Газ компримируется для подачи в магистральный газопровод «Сила Сибири». Схема установки представлена на рисунке 1.

Малыгинское газоконденсатное месторождение (ГКМ), коэффициент аномальности – 1,9.

Право пользования недрами закреплено за ПАО «Новатэк» [4]. В отличие от Чаяндинского месторождения, здесь фиксируется пониженная концентрация кислых компонентов в углеводородном сырье. Объект имеет стратегическое значение как ресурсная основа проекта «Арктик СПГ-2», где основной фокус сделан на доведении газа до состояния, пригодного для сжижения.

В состав технологической схемы системы сбора и подготовки входят компоненты, которые позволяют:

1. Сбор продукции: Аналогичная кластерная схема.
2. Подготовка газа (на ЦПП):
   - сепарация: Отделение конденсата и воды от газа;
   - очистка от H_2S и CO_2: Также используется аминовая очистка, но может применяться менее интенсивный режим из-за меньшего содержания кислотных компонентов;
   - осушка: Глубокая осушка является критически важной для процесса сжижения. Используются молекулярные сита (адсорбционный метод), которые обеспечивают почти полное удаление влаги;
   - извлечение конденсата: Дополнительная стабилизация газового конденсата.

1. Интеграция со СПГ-заводом: Подготовленный товарный газ по трубопроводу подается на береговой завод «Арктик СПГ-2» в Усть-Луге для сжижения.

Ключевое отличие: Технологическая цепочка направлена на получение газа с высочайшими стандартами чистоты и точки росы, требуемыми для криогенных процессов.

Тамбейская группа месторождений включает Тамбейское месторождение, для которого зафиксирован коэффициент аномальности 2 [3]. Недропользователь – ПАО «Газпром».

Месторождение находится на Ямале в Арктике. Его отличают: суровый климат, удалённость, вечная мерзлота и низкое содержание серы в газе.

Технологическая схема системы сбора и подготовки:

1. Сбор продукции: Учитывая сложные условия, применяются решения, минимизирующие наземное строительство. Используются кустовые площадки с блочно-модульным исполнением оборудования.
2. Подготовка газа:
   - сепарация: Многоступенчатая сепарация для отделения конденсата и воды;
   - очистка от CO_2: Так как газ малосернистый, основная задача – удаление углекислого газа. Может применяться мембранная или аминовая технология;
   - осушка: Адсорбционная осушка на молекулярных ситах;
   - низкотемпературная сепарация (НТС): Для извлечения тяжелых углеводородов и доведения точки росы газа по влаге и углеводородам до транспортных стандартов.

Перспектива: Подготовленный газ планируется к подаче в магистральную систему «Газпрома» или может быть использован для проектов СПГ.

3. Ключевое отличие: Акцент на арктическом исполнении оборудования (морозостойкие стали, специальные покрытия, системы обогрева), блочно-модульный принцип построения для ускорения строительства в суровых условиях.

2. *Сравнительный обзор систем сбора и подготовки представлен в таблице 1.*

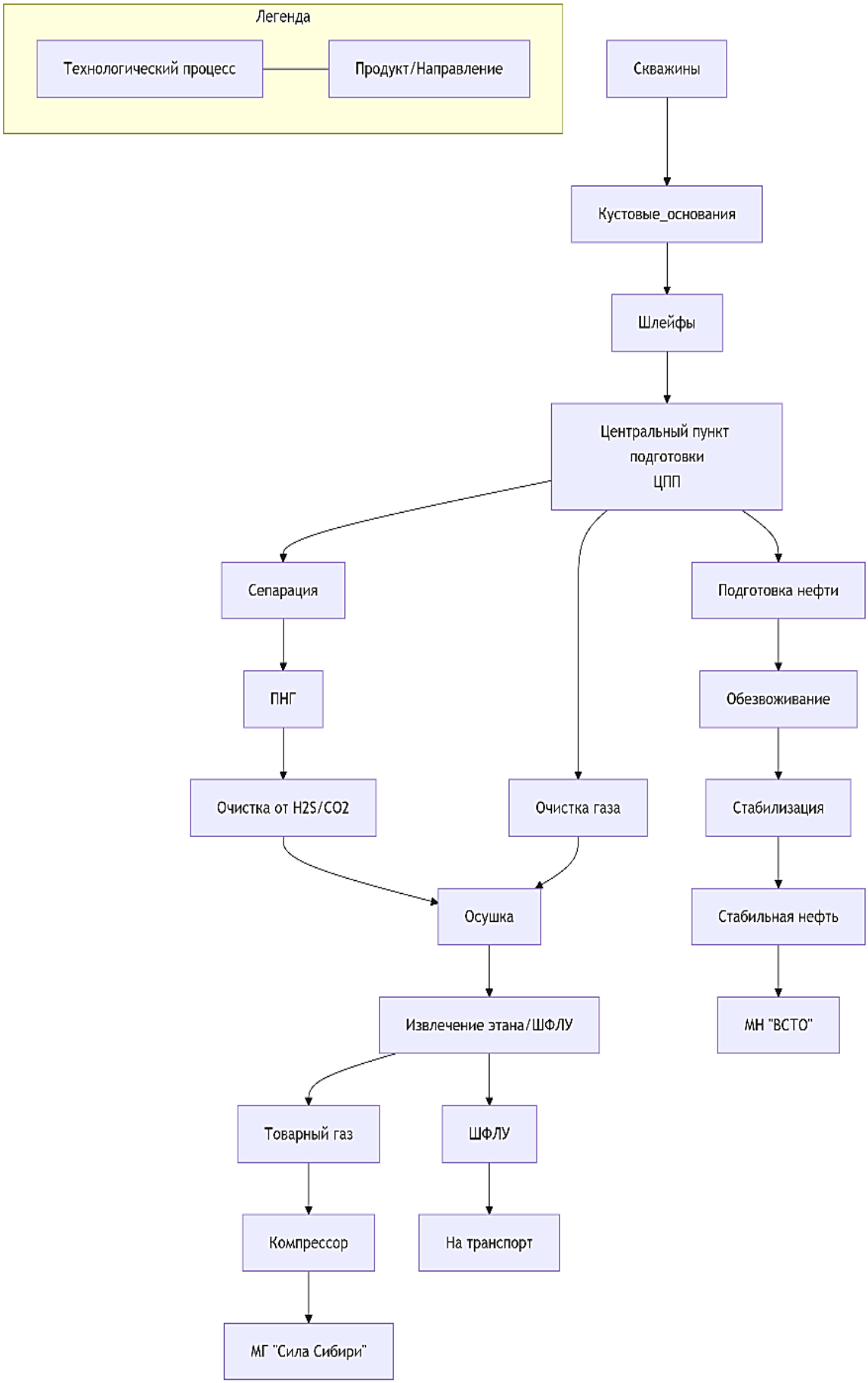


Рисунок 1 – Принципиальная схема работы системы сбора и подготовки на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении

3. Перспективы возможной оптимизации

3.1 Внедрение мембранных технологий:

- Суть: Использование полимерных мембран для отделения CO_2 от CH_4. Особенно перспективно для Тамбейских месторождений с преобладанием CO_2.
- Плюсы: Меньшие капитальные и эксплуатационные затраты, простота конструкции, компактность.
- Минусы: Требуется предварительная тонкая очистка от H_2S, возможны потери метана.

Таблица 1 – Сравнительный анализ месторождений с отличительными особенностями системы сбора и подготовки

Критерий сравнения	Чаяндинское НГКМ	Малыгинское ГКМ	Тамбейская группа
Технологический акцент	Комплексная подготовка нефти и очистка кислого газа	Подготовка газа для СПГ	Подготовка в арктических условиях
Метод очистки газа	Аминовая очистка (МДЭА) от H_2S и CO_2	Аминовая очистка (от H_2S/CO_2) и глубокая осушка	Аминовая/мембранная (в осн. от CO_2), НТС
Обработка жидкости	Стабилизация и обессоливание нефти	Стабилизация конденсата	Сепарация и стабилизация конденсата
Ключевое оборудование	Электродегидраторы, абсорберы, ректификационные колонны	Абсорберы, адсорберы с молекулярными ситами	Блочно-модульные установки, НТС, арктическое исполнение
Положительные стороны	1. Глубокая переработка (этан, ШФЛУ). 2. Высокий уровень интеграции (нефть+газ). 3. Отработанная технология для кислых газов.	1. Оптимизирована под СПГ (высокая чистота). 2. Возможность гибкой настройки. 3. Энергоэффективность за счет интеграции с СПГ-заводом.	1. Устойчивость к экстремальным условиям. 2. Блочно-модульность снижает сроки строительства. 3. Минимизация экологического следа.
Отрицательные стороны	1. Высокая капиталоемкость. 2. Сложность эксплуатации (токсичный H_2S). 3. Большие энергозатраты на регенерацию амина.	1. Высокая стоимость глубокой осушки. 2. Зависимость от конечного потребителя (СПГ-завод).	1. Максимально высокая стоимость строительства и логистики. 2. Ограниченная ремонтопригодность в полевых условиях. 3. Высокие эксплуатационные расходы.

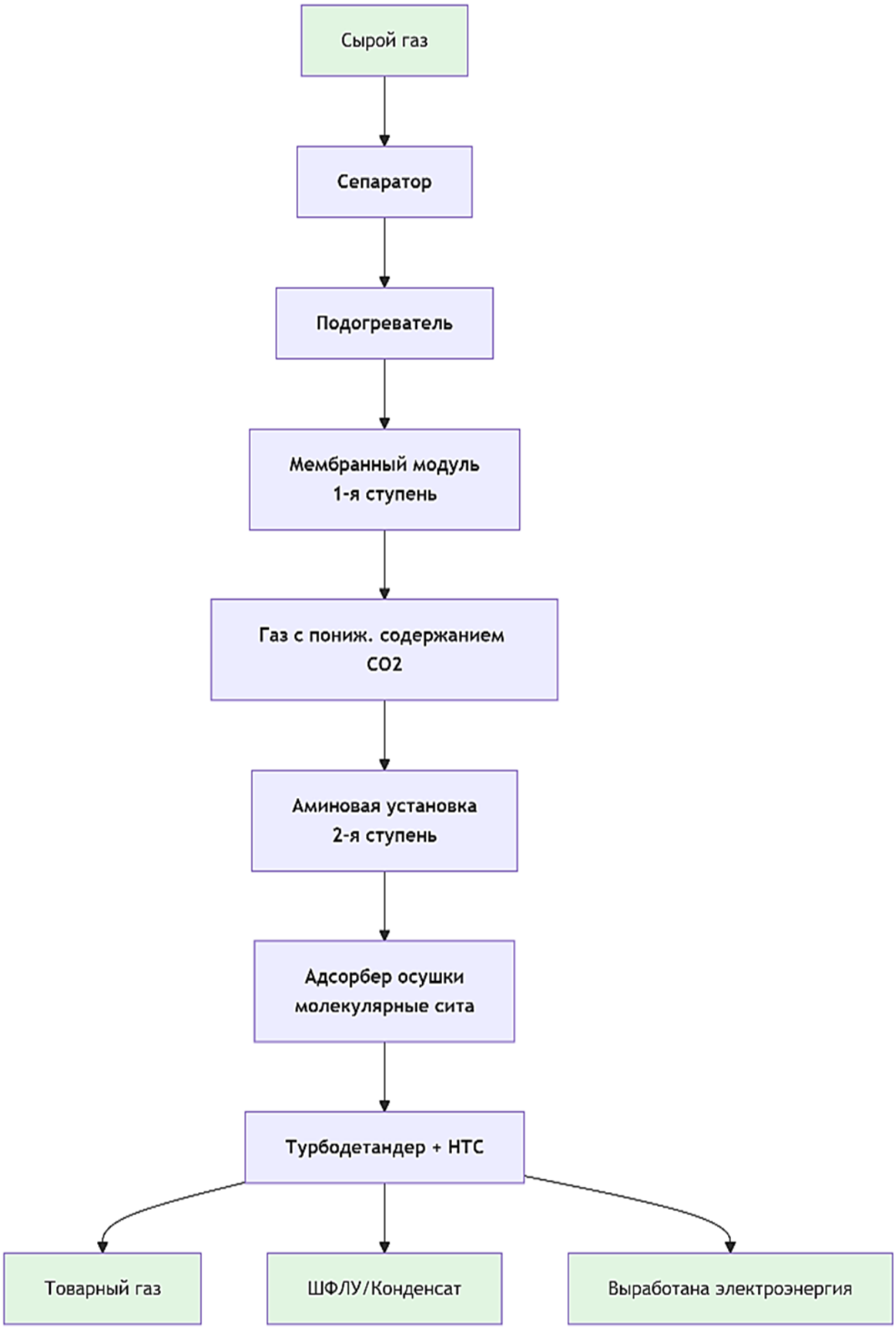


Рисунок 2 – Сводная схема перспективной гибридной системы подготовки газа

3.2 Применение гибридных схем (Амины + Мембраны):

- Суть: Грубая очистка на мембранах с последующей финишной на аминовой установке.
- Плюсы: Снижение нагрузки на аминовую установку, значительная экономия энергии.

3.3 Оптимизация энергопотребления (Интеллектуальные месторождения):

- Суть: Внедрение цифровых двойников, AI для оптимизации режимов работы сепараторов, дегидраторов и термодинамических циклов установок НТС.
- Плюсы: Снижение удельного расхода топливного газа на собственные нужды.

3.4 Использование турбодетандерных технологий для НТС:

- Суть: Замена дросселирования на детандер-генераторные агрегаты для получения дополнительной электроэнергии и более глубокого охлаждения газа.
- Плюсы: Повышение степени извлечения конденсата, выработка энергии.

3.5 Развитие блочно-модульного строительства (БМУ):

- Суть: Максимальная заводская готовность технологических модулей для всех месторождений, особенно для Арктики.
- Плюсы: Сокращение сроков и рисков строительства, повышение качества [1].

Сводная схема перспективной гибридной системы подготовки газа:

Исходя из вышеизложенного, можно сформулировать выводы и дать рекомендации.

Выводы.

- Влияние коэффициента аномальности на выбор технологий: Проведенный анализ трех месторождений (Чаяндинское, Малыгинское, Тамбейское) подтверждает, что коэффициент аномальности пластового давления является фундаментальным геологическим параметром, который определяет энергетический потенциал пласта и, как следствие, оказывает прямое влияние на выбор оборудования (расчет на прочность, рабочие давления) и схему сбора продукции.
- При низком коэффициенте аномальности на Чаяндинском месторождении требуется применение механизированных способов добычи на поздних стадиях и более тщательная сепарация.
- При аномально высоком коэффициенте аномальности на Малыгинском и Тамбейском месторождениях высокое пластовое давление позволяет дольше сохранять фонтанный способ добычи и эффективно использовать энергию пласта для транспортировки и низкотемпературной сепарации.
- Влияние состава флюида: решающим фактором, определяющим сложность и стоимость системы подготовки, является не столько давление, сколько компонентный состав углеводородов.
- Наличие сероводорода (H_2S) и углекислого газа (CO_2) на Чаяндинском и Малыгинском месторождениях требует обязательного применения дорогостоящих технологий аминовой очистки. Отсутствие H_2S на Тамбейском месторождении упрощает и удешевляет процесс, позволяя применять мембранные технологии для удаления CO_2.
- Специфика Арктической зоны: Несмотря на единство суровых природно-климатических условий, технологические решения адаптируются под конкретные задачи. Если на Чаяндинском месторождении акцент сделан на комплексную переработку (извлечение этана и ШФЛУ), то на арктических месторождениях Ямала приоритетом является надежность и модульность (блочно-модульное исполнение, арктическое исполнение оборудования), что продиктовано сложностью логистики и необходимостью минимизировать присутствие человека в условиях вечной мерзлоты.
- Целевая направленность: конечная цель разработки определяет конфигурацию системы подготовки:

– Чаяндинское: подготовка для транспортировки по трубопроводной системе («Сила Сибири») с глубокой переработкой для повышения маржинальности.

– Малыгинское: подготовка газа с высочайшей степенью осушки под требования завода по сжижению (СПГ).

– Тамбейское: первичная глубокая подготовка для входа в магистральную систему с возможностью дальнейшей реализации СПГ-проектов.

Рекомендации

Проведённый анализ технологических особенностей и потенциала современных решений позволяет сформулировать комплекс адресных рекомендаций для повышения эффективности эксплуатации месторождений Арктической зоны.

Оптимизация очистки газа с высоким содержанием CO_2 (Тамбейская группа)

o Для месторождений с преобладанием диоксида углерода целесообразно реализовать поэтапный переход на мембранную технологию:

- Разместить мембранные модули на входе в установку подготовки газа (УПГ);
- Использовать мембраны для предварительной сепарации CO_2 до поступления в аминовые колонны;
- Добиться снижения нагрузки на основное оборудование за счёт уменьшения объёма обрабатываемого газа;
- Сократить габариты аминовых колонн и расходы на регенерацию абсорбента (экономия до 25–30 % эксплуатационныхзатрат).

o Для месторождений с кислым газом (Чаяндинское, Малыгинское) рекомендуется внедрение гибридных схем очистки (мембраны + амины):

- Установить мембранный блок «грубой» очистки перед аминовой установкой;
- Удалить до 60 –70 % CO_2 на первом этапе, снизив парциальное давление кислых компонентов;
- Повысить эффективность финишной аминовой очистки за счёт уменьшения нагрузки на абсорбент;
- Снизить энергопотребление аминовой установки на 15–20 %.

o Оптимизация энергоэффективности и извлечения конденсата:

- Реализовать низкотемпературную сепарацию с использованием турбодетандерных агрегатов;
- Достичь более глубокого охлаждения газа (до−30…−40 °C), увеличивая выход конденсата на 10–15 %;
- Утилизировать энергию расширения газа для генерации электроэнергии для собственных нужд промысла;
- Сократить расход топливного газа на 5–8 %.

o Цифровизация процессов:

– Внедрение систем искусственного интеллекта и цифровых двойников. Для всех типов месторождений, особенно со сложной многоступенчатой подготовкой (Чаяндинское), целесообразно создание цифровых моделей процессов. Это позволит в режиме реального времени оптимизировать параметры работы сепараторов, колонн регенерации и режимов подачи реагентов, снижая удельный расход топливного газа и реагентов.

o Унификация и блочно-модульное строительство (БМУ):

– Приоритетное использование БМУ для новых арктических проектов. Необходимо стремиться к максимальной заводской готовности технологических линий. Это кратно сокращает сроки строительно-монтажных работ на площадке, минимизирует воздействие на хрупкую экосистему тундры и повышает итоговое качество изготовления оборудования по сравнению с условиями стройплощадки.

o Учет перспектив утилизации CO_2:

– Проектирование с заделом на «зеленые» технологии. Учитывая мировые тренды на декарбонизацию, при проектировании новых систем очистки (особенно на Тамбейском и Чаяндинском месторождениях) рекомендуется предусматривать площадки и техническую возможность для будущего оснащения установками улавливания, утилизации и захоронения углекислого газа (CCUS), либо его использования для интенсификации нефтеотдачи (при контакте с нефтяными оторочками).

Библиографический список:
1. Материалы конференций «Российский нефтегазовый технический форум SPE».
2. ПАО «Газпром»: https://www.gazprom.ru (разделы по проектам «Сила Сибири», «Ямал»).
3. ПАО «Новатэк»: https://www.novatek.ru (разделы по проекту «Арктик СПГ-2»).
4. Отраслевой портал «Neftegaz.RU»: https://neftegaz.ru.

УДК 622.276

Изучение характеристик структуры и стабильности пены на основе двуокиси углерода для увеличения нефтеотдачи

Моренов В. А., Щиголев К. В., Пушин П. П.
Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,
г. Санкт-Петербург, Россия

Большинство нефтяных месторождений в настоящее время находятся на поздней стадии разработки, характеризующейся снижением добычи нефти и высокой обводненностью продукции. Для повышения продуктивности таких пластов наряду с традиционными методами повышения нефтеотдачи выделяется метод закачки углекислого газа, так как его применение позволяет не только повысить коэффициент извлечения нефти путём снижения кажущейся вязкости и улучшения вытеснения нефти, но и снизить негативное воздействие на окружающую среду за счёт сокращения выбросов парниковых газов. Так, в СССР уже имелся опыт закачки углекислого газа в нефтяные пласты Туймазинского, Радаевского, Козловского и Сергеевского месторождений в Урало-Поволжье. Прирост КИН по сравнению с традиционным заводнением составил, в среднем, 10–15 %, а удельный эффект от количества закачанного диоксида углерода в тоннах на один баррель дополнительно добытой нефти от варьировался 0,5 до 1,1 тонн/баррель, однако данные проекты через время были свернуты ввиду отсутствия рентабельных источников CO^2. Похожая ситуация произошла в проекте Petra Nova, США, где закачка в нефтяные пласты диоксида углерода, уловленного на угольной электростанции, позволяла дополнительно добывать 10-15 тыс. баррелей в сутки при суммарной закачке в пласт до 7000 тыс. т в день, однако неблагоприятная экономическая конъюнктура привела к закрытию проекта [5].

Анализируя метод закачки углекислого газа для повышения нефтеотдачи важно упомянуть, что существовали и другие проекты в США, Мексике, Канаде, России и т. д. В частности, на Марьинском месторождении (Самарская область) средний эффект от циклической закачки CO^2 составил 3-7 т нефти на 1 т CO^2. Однако почти все вышеупомянутые проекты объединяет одна общая, ключевая проблема, возникающая при закачке диоксида углерода – низкая эффективность охвата пласта. Для решения данной проблемы применяют передовые технологии, одной из которых является пенное заводнение, демонстрирующее более высокую эффективность увеличения нефтеотдачи по сравнению с рядом других методов. Так, в статье [3] описаны два успешных проекта по применению данной технологии.

Во-первых, в работе представлена информация о месторождении Salt Creek, штат Вайоминг, где с 2004 года осуществляется закачка CO^2 для повышения нефтеотдачи. Однако, как и во многих случаях, в некоторых скважинах отмечались ранний прорыв и чрезмерное соотношение объемов газа и жидкости. По этой причине в сентябре 2013 г. началась реализация пилотного проекта по закачке пены CO^2 на участке 5, позволившая снизить затраты CO^2 на 40 % и, по самым скромным оценкам, увеличить добычу нефти на 15700 баррелей. Во-вторых, упомянут представленный в 2023 году отчёт, в котором рассматривалось использование специально разработанной авторами пены CO^2 для закачки в оторочки нефти на Оренбургском НГКМ. В результате лабораторных испытаний нефтеотдача увеличилась от 37,7 % при закачке чистого CO^2 до 66,6 % при закачке пены CO^2.

Пены представляют собой дисперсные системы, состоящие из пузырьков газа, разделенных тонкими жидкими прослойками (ламелями) в непрерывной жидкой фазе. Ключевым фактором стабильности пены является способность ламелей сопротивляться разрыву, что обеспечивается расклинивающим давлением.

Для проведения экспериментальной оценки пенообразующей способности и устойчивости пен на основе водных растворов ПАВ использовались 4 образца, представленных на рисунке 1, трех типов ПАВ: анионных, неионогенных и амфотерных [1].

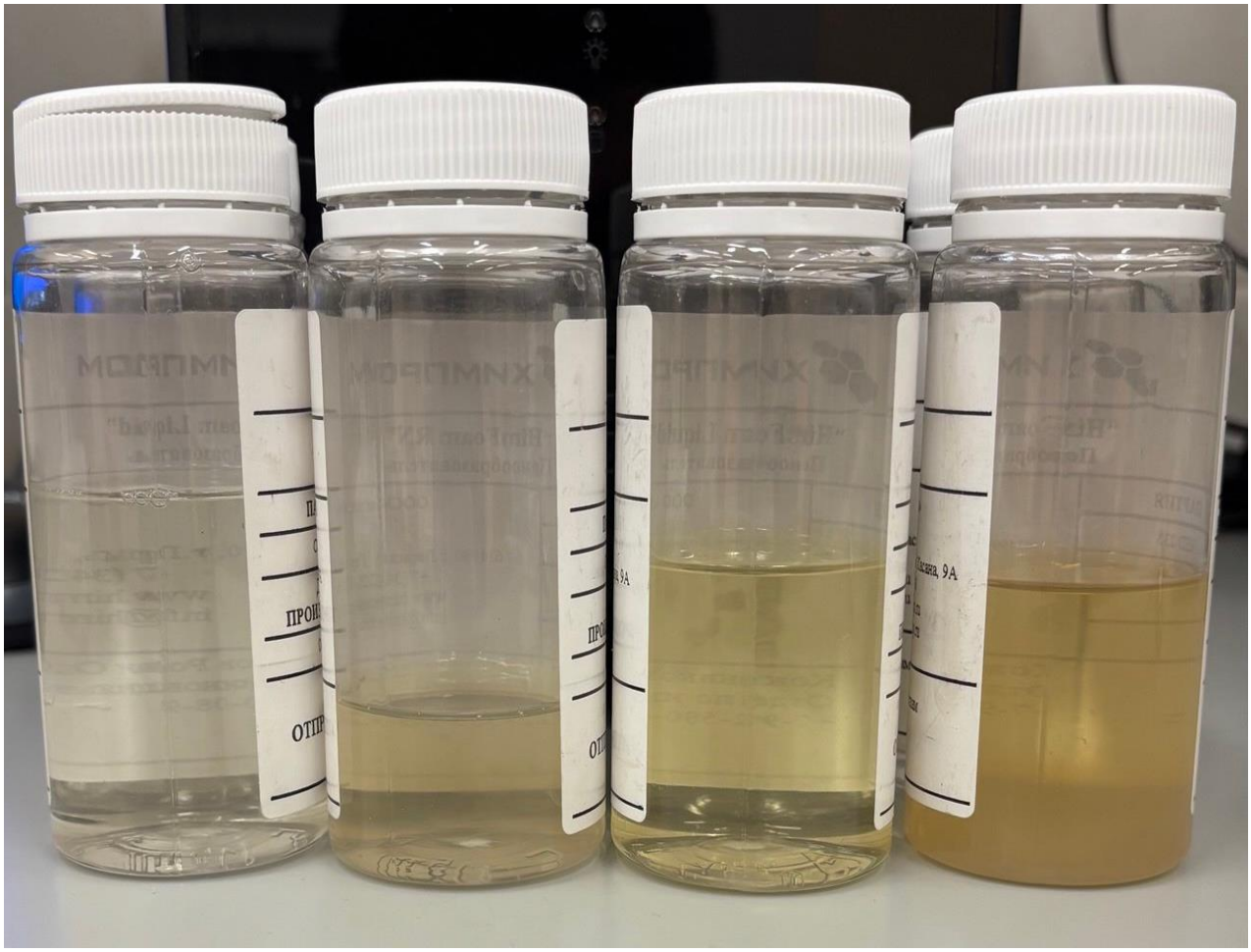


Рисунок 4 – Образцы ПАВ (источник: выполнено авторами)

Экспериментальная установка включает в себя систему подачи диоксида углерода в виде баллона наполненного диоксидом углерода с чистотой 99 % в газообразном состоянии, манометр, нагнетательную линию и пеноанализатор KRUSS DFA-100 (Рисунок 2).

Программное обеспечение в режиме реального времени визуализирует высоту столба пены, высоту жидкой фазы и суммарную высоту системы (пена + жидкость) в виде таблиц и диаграмм.

Далее представлена методика проведения лабораторного эксперимента. В стеклянную колонку (цилиндр) вносили 50 мл дистиллированной воды, после чего добавляли заранее рассчитанное количество поверхностно-активного вещества (ПАВ) для достижения заданной концентрации. Незамедлительно после внесения ПАВ инициировали продувку газа с целью предотвращения осаждения ПАВ на дно цилиндра.

Исследование выполнено на 4 образцах при системном варьировании концентрации ПАВ (0,1; 0,5; 1 %) и расхода газа (0,25 и 0,5 л/мин) при температуре 20 °С и атмосферном давлении.

В рамках исследований выполнено 7 опытов для каждого образца: первый эксперимент являлся промывочным и выполнялся для калибровки анализатора и снижения вероятности появления результатов, выходящих за пределы нормального отклонения.

Рисунок 5 – Экспериментальная установка (источник: выполнено авторами)

Высота столба смеси регулировалась с помощью рабочего объема: прекращение подачи газа производилось при достижении столба смеси высоты в 160 мм, а измерение прекращалось при уменьшении до 70 мм. Высота столба смеси контролировалась с помощью встроенного фотодетектора, позволяющего фиксировать снижение светового потока по мере увеличения пены и увеличение светового потока по мере распада пены.

Оценка устойчивости пенных систем обычно базируется на показателе FVS (%), определяющем долю текущего объёма пены от её наибольшего значения после прекращения процесса пенообразования [2].

В таблице 1 приведены значения $t_{FVS\ 50\%}$, полученные в серии из шести опытов (без промывки) для всех исследуемых пенообразователей при стандартных лабораторных условиях.

Таблица 1 – Результаты измерений $t_{FVS\ 50\%}$ 4 образцов ПАВ (источник: составлено авторами)

Концентр., масс. %	Скорость, л/мин	Образец 148	Образец 232	Образец 234	Образец 235
0,1%	0,25	499,7	222,5	407,6	881,4
0,1%	0,5	161,5	229,1	350,3	329,2
0,5%	0,25	327,8	387,7	398,2	319,1
0,5%	0,5	165,2	286,3	374,9	223,6
1,0%	0,25	320,3	398,2	459,0	287,2
1,0%	0,5	167,4	305,0	333,1	212,9

Эксперименты подтвердили закономерность: при снижении расхода газа до 0,25 л/мин во многих случаях наблюдается рост $t_{FVS\ 50\%}$, т. е. деструкция пены происходит медленнее. При увеличении подачи газа до 0,5 л/мин значения параметра, напротив, систематически уменьшаются – в среднем на 22–43 % при фиксированной концентрации, что обусловлено ростом механического воздействия на формирующуюся дисперсную структуру.

Наибольшая вариация результатов отмечена при концентрации 0,1 % и расходе 0,25 л/мин (161,5–881,4 с), что указывает на высокую чувствительность подобных систем к химическим различиям между поверхностно-активными веществами в условиях «мягкой» аэрации.

Основными параметрами, характеризующими структуру пены, являются число пузырьков на мм² и средняя площадь отдельного пузырька [4]. Соответствующие результаты приведены в таблице 2.

Как выявлено экспериментально, анионные ПАВ обеспечивают наиболее быстрое формирование пены. По мере развития процесса увеличивается радиус Саутера и, соответственно, средняя площадь пузырьков. Объяснение заключается в малой толщине плёнок между пузырьками в анионных системах, которая облегчает диффузию CO_2. При этом существенный вклад в деградацию структуры вносит переконденсация (процесс оствальдовского созревания).

В пенах на основе неионогенных ПАВ образование пузырьков идёт медленнее, а их размер – меньше, чем в анионных системах. Это обусловлено более слабой скоростью адсорбции мономеров на межфазной границе из-за крупных молекулярных размеров. Кроме того, более толстые межпузырьковые плёнки снижают скорость коалесценции.

Показатели, полученные для амфотерного (цвиттерионного) ПАВ, занимают промежуточное положение между характеристиками анионных и неионогенных систем, что связано с комбинированной природой его поверхностно-активных свойств.

Таким образом, различия в показателях структуры и устойчивости пены прямо определяются химической природой применяемых поверхностно-активных веществ. Для каждого класса ПАВ оптимальные концентрации требуют подбора опытным путём.

Анионные ПАВ демонстрируют наибольшую эффективность пенообразования, однако отличаются неоднородностью. Образец 232 показывает наиболее стабильные и воспроизводимые значения $t_{FVS\ 50\%}$, тогда как образец 148 теряет устойчивость в отдельных режимах, особенно при повышении расхода газа.

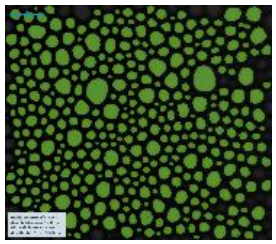
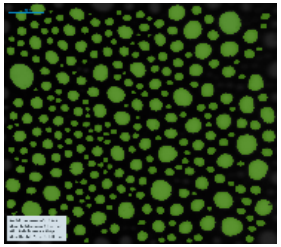
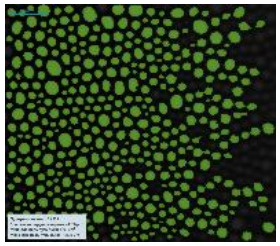
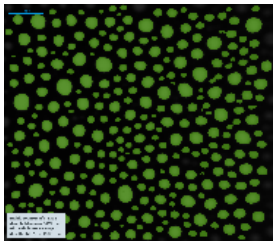
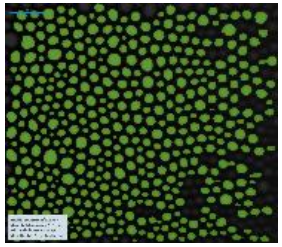
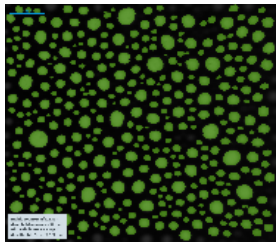
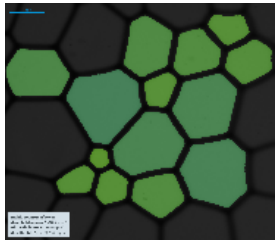
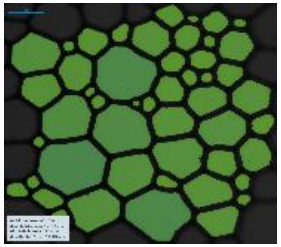
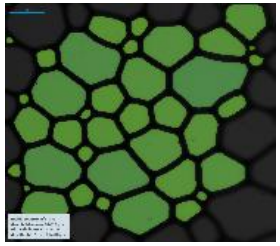
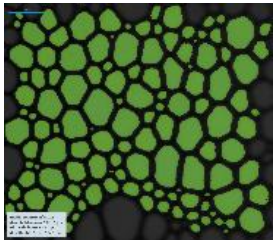
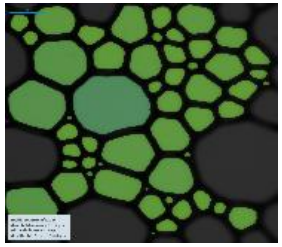
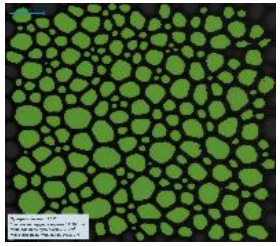
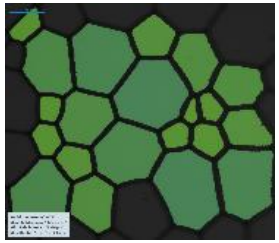
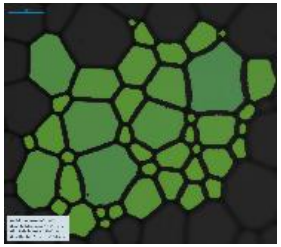
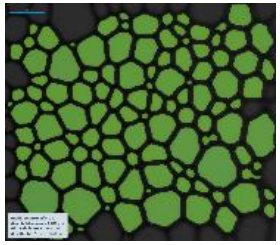
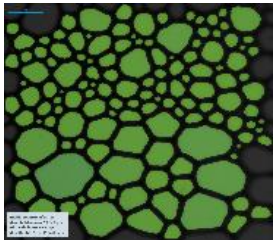
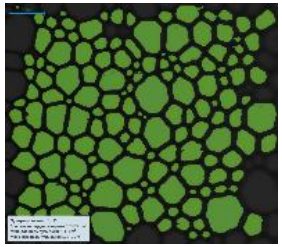
Неионогенные ПАВ формируют пену более равномерно и контролируемо. Они обеспечивают максимальную стабильность при «мягком» режиме, но сильно реагируют на усиление аэрации, что приводит к высокой вариабельности $t_{FVS\ 50\%}$.

Амфотерные (цвиттерионные) ПАВ характеризуются стабильными и сбалансированными параметрами при всех исследованных режимах, что делает их наиболее универсальными стабилизаторами пены в заданных условиях.

Стоит отметить высокий интерес научного сообщества и индустрии к проблеме использования пенных систем на основе диоксида углерода для повышения нефтеотдачи. Это показывает, что данная тематика актуальна как с научной, так и с практической точки зрения.

В дальнейших исследованиях планируется проведение экспериментов, позволяющих оценить влияние термобарических характеристик пласта (давления, температуры), пластовых вод и нефтяной фазы на состояние системы.

Таблица 2 – Изображения структуры пены через промежутки времени для образцов 232, 234, 235 (источник: составлено авторами)

Время (мин) /Расход (л/мин)	Образец 232		Образец 234		Образец 235	
	0,25	0,5	0,25	0,5	0,25	0,5
1						
3						
5						Отсутствие пены

Библиографический список:
1. Advancements in nanoparticle-based stabilization of CO2 Foam: Current trends, challenges, and future prospects / M. Mansha, S. Ali, M. Alsakkaf [et al.] // Journal of Molecular Liquids. – 2023. – Vol. 391. – P. 1233-1264. – DOI:10.1016/J.MOLLIQ.2023.123364.
2. Experimental Investigation of Foam Flooding Using Anionic and Nonionic Surfactants: A Screening Scenario to Assess the Effects of Salinity and pH on Foam Stability and Foam Height / H. Emami, A. Ayatizadeh Tanha, A. Khaksar Manshad, A. H. Mohammadi // ACS Omega. – 2022. – Vol. 7. – № 17. – P. 1483-1502. – DOI:10.1021/ACSOMEGA.2C00314.
3. Liquid foam: Fundamentals, rheology, and applications of foam displacement in porous structures / N. Moradpour, J. Yang, P. A. Tsai // Current Opinion in Colloid & Interface Science. – 2024. – Vol. 74. – P. 1018-1045. – DOI:10.1016/J.COCIS.2024.101845.
4. Overview of Methods for Enhanced Oil Recovery from Conventional and Unconventional Reservoirs / B. V. Malozyomov, N. V. Martyushev, V. V. Kukartsev [et al.] // Energies. – 2023. – Vol. 16. – № 13. – DOI:10.3390/EN16134907.
5. Using CO2 foam injection technology to increase oil recovery / A. G. Khakimov, A. M. Tsarev, N. A. Eremin // Neftyanoe khozyaystvo - Oil Industry. – 2025. – № 1. – P. 52-55. – DOI:10.24887/0028-2448-2025-1-52-55.

УДК 622.279 (571.122)

Увеличение добычи природного газа на Южном месторождении

Субочев Р. Б.[1, 2], Кашигин В. А. [1], Ганчишен К. Д.[1, 2]
1 – ООО ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ, г. Пермь, Россия;
2 – Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Аннотация: В работе проведён анализ загруженности газотранспортной системы (ГТС) Северного региона ООО «Компания» и рассмотрены пути увеличения природного газа. В ходе работы было рассмотрено пять направлений, из которых перспективным осталось Южное месторождение, с законсервированной скважиной № 31 и законсервированным нефтепроводом, который можно использовать как дополнительную ветку для доставки газа до газопровода «Центральное –ГРЭС».

Ключевые слова: добыча газа, анализ газотранспортной системы, увеличение добычи природного газа.

Введение.

На сегодняшний день, согласно существующему прогнозу, поставка газа в газотранспортную систему Северного региона ООО «Компания» постепенно сокращается, что приводит к образованию избыточных мощностей в ГТС, что, в свою очередь, влечет за собой ухудшение экономических и технологических показателей работы предприятия.

В рамках данной работы проведен анализ текущей ситуации, обозначены ключевые проблемы и рассмотрены возможные пути повышения загрузки газотранспортной системы для стабилизации поставок газа потребителям.

Данный прогноз говорит о снижении загрузки ГТС от ООО «Компания» в Северном регионе вплоть до 2034 года, и из этого следует необходимость в поиске дополнительных поставок природного газа.

1. Анализ загруженности ГТС по месторождениям Северной группы

Пропуская способность ГТС составляет 1350 тыс. м^3/сутки; пропуская способность отдельных межпромысловых газопроводов по месторождениям Северной группы представлены на рисунках 2 и 3.

Беря во внимание тот факт, что загруженность стабилизируется только в случае планируемого дорогостоящего бурения скважины № 707 на Центральном месторождении, будем рассматривать Южное месторождение с законсервированной газовой скважиной № 31 и законсервированным нефтепроводом как возможность более экономически выгодного способа загрузки газотранспортной системы Северного региона.

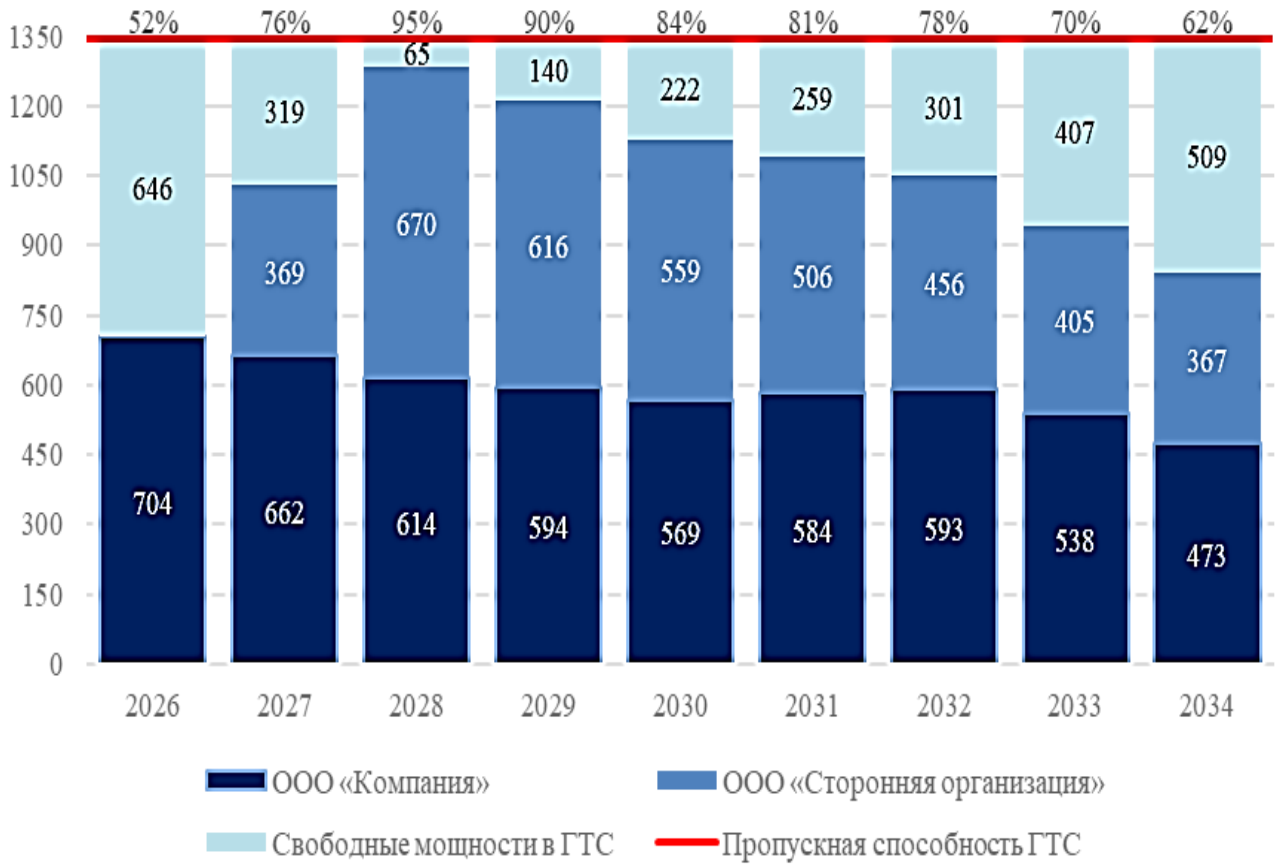


Рисунок 1 – Прогноз загрузки ГТС Северного региона ООО «Компания»

Учитывая загруженность, близкой к максимальной, можем сделать вывод, что дополнительные поставки газа с Северного направления невозможны.

2. Увеличение добычи природного газа на Южном месторождении

Увеличение добычи произойдёт из-за запуска в работу газовой скважины №31, которая ранее (до постройки газопровода «Южное НМ – Центральное НМ») использовалась в качестве нагнетающей скважины. Балансовые запасы газа представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Балансовые запасы газа в газовой шапке

Балансовые запасы газа в газовой шапке Южного НМ на 01.01.2025 г, млн. $м^3$		
Категория запасов	Геологические извлекаемые	Рентабельные
А	1121	1023
С	398	–

Учитывая балансовые запасы, наличие законсервированного нефтепровода и установки низкотемпературной сепарации (НТС), делаем вывод, что Южное направление идеально подходит для дополнительной загрузки ГТС Северного региона.

Добыча газа со скважины №31 будет осуществляться через действующий газопровод, а добыча с действующего фонда будет переведена в законсервированный нефтепровод, который оборудуют под газопровод.

Для исключения гидратообразований в скважине планируется подача ингибитора гидратообразований. Расход ингибитора приведён в таблице 2.

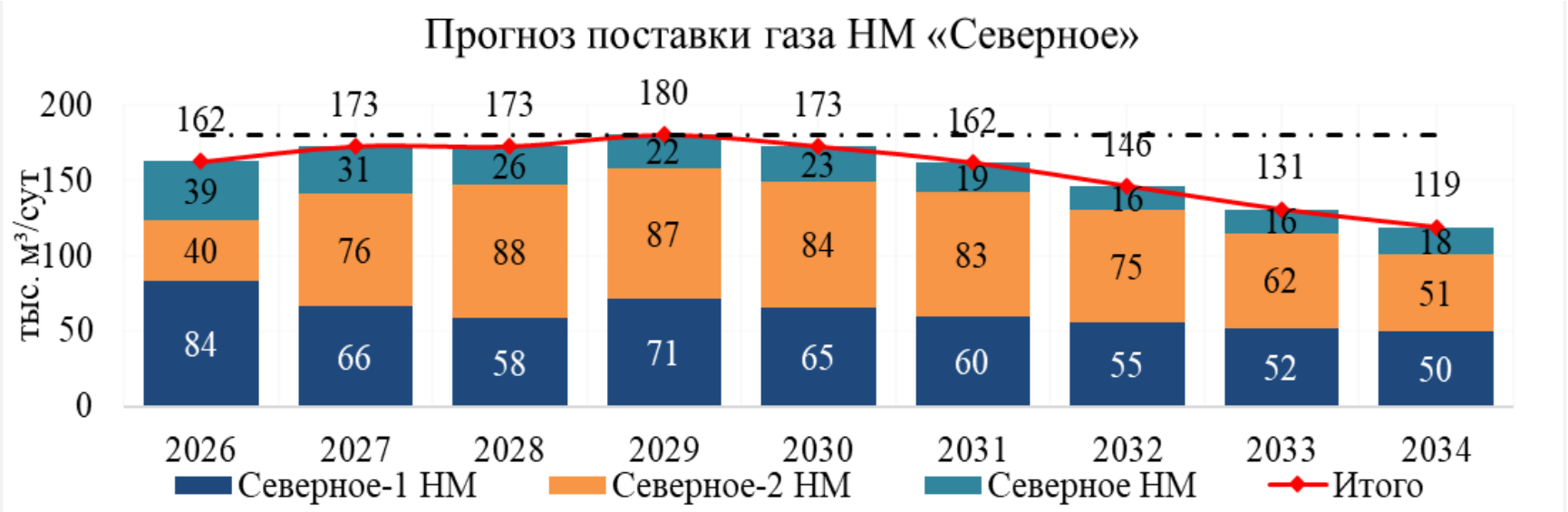


Рисунок 2 – Загруженность Северного направления

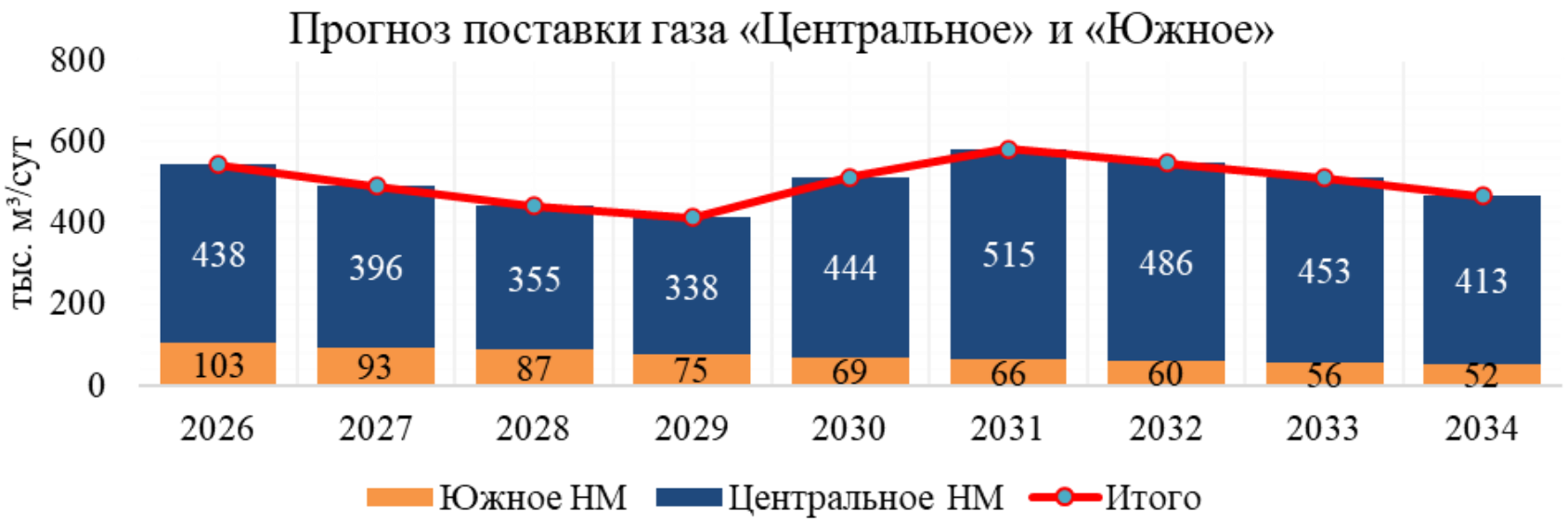


Рисунок – Загруженность Центрального направления

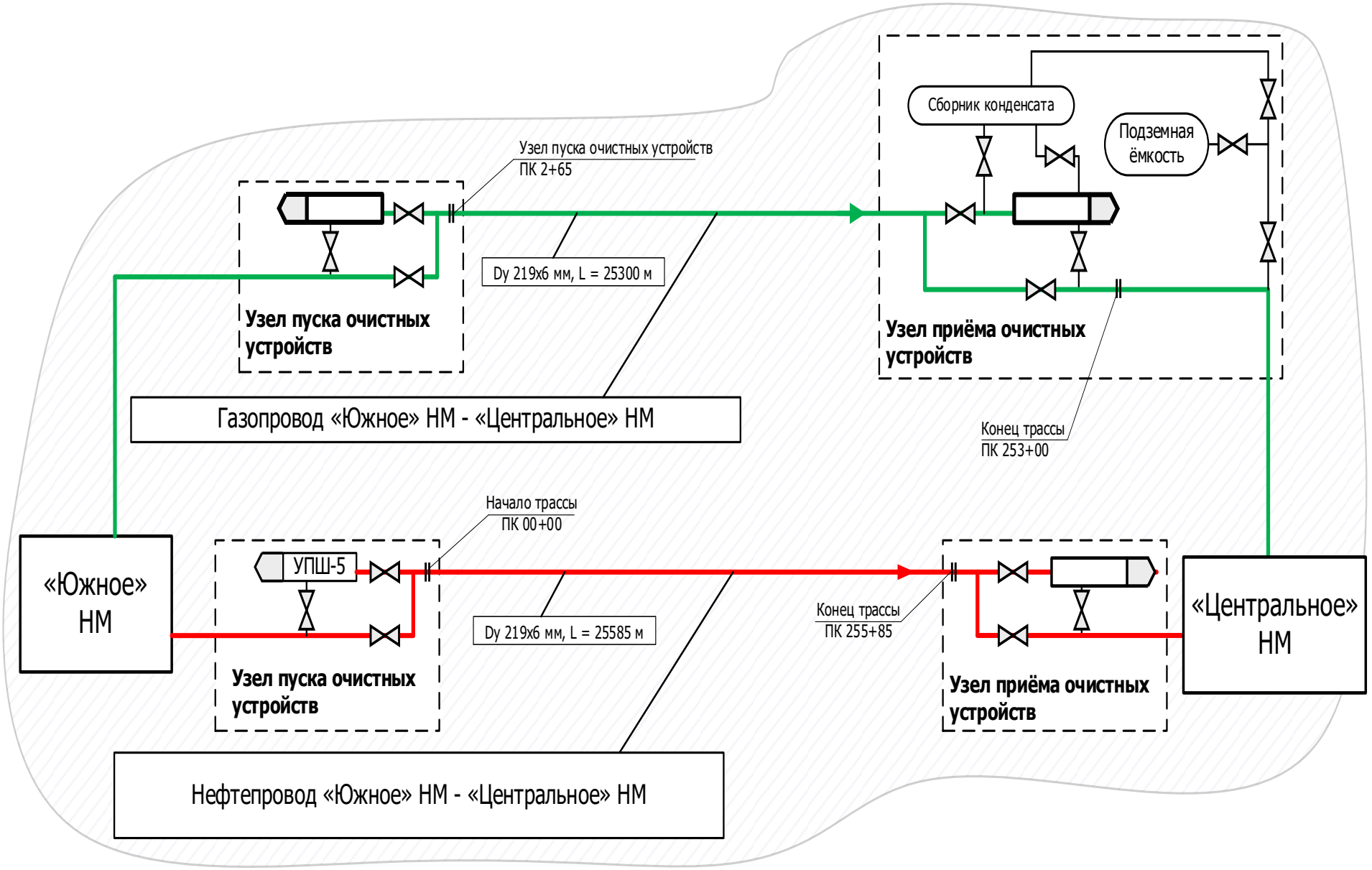


Рисунок 4 – Технологическая схема

Таблица 2 – Расход ингибитора в зависимости от расхода газа

Год	Максимальный расход газа, тыс. $м^3$/сутки	Коэффициент расхода ингибитора, кг/тыс. $м^3$	Максимальный расход ингибитора, т/год
2029	144,81	2,3	121,6
2030	228,88		192,1
2031	270,13		226,8
2032-2034	302,00		253,5

3. Законсервированный нефтепровод

Существующий газопровод мы будем использовать под высокие объёмы добычи газа со скважины 31, а в настоящее время незадействованный, выведенный из эксплуатации нефтепровод перевести на прокачку газа с фонда добывающих скважин. Для этого необходимо выполнить диагностику и тех перевооружение.

Технологическая схема представлена на рисунке 4.

Проведя анализ характеристик и рабочих параметров действующего газопровода и законсервированного нефтепровода, был сделан вывод о том, что газопровод и нефтепровод имеют схожие характеристики, что позволит сохранить существующий технологический процесс транспортировки ПНГ с фонда добывающих скважин.

Сравнение характеристик представлено в таблице 3.

Таблица 3 – Сравнение газопровода и законсервированного нефтепровода

Параметр	Газопровод	Нефтепровод
Диаметр Dy, мм	219	219
Толщина стенки, мм	6	6
Максимальное давление, МПа	4	3.5
Марка стали	СТ 20	092Г2С
Протяженность, м	25300	25585
Ввод в эксплуатацию, год	2012	1996

4. Загрузка ГТС с добычей со скважины № 31.

Рассматривая загрузку ГТС с дополнительными объёмами со скважины № 31, мы наблюдаем максимальную загрузку ГТС с 2029 по 2032 год. Свободные мощности в достаточном объёме появляются только ближе к 2034 году.

Загрузка ГТС с дополнительными объёмами со скважины № 31 представлена на рисунке 5.

Учитывая это, делаем вывод, что падение загрузки в ГТС удаётся остановить запуском в работу скважины № 31.

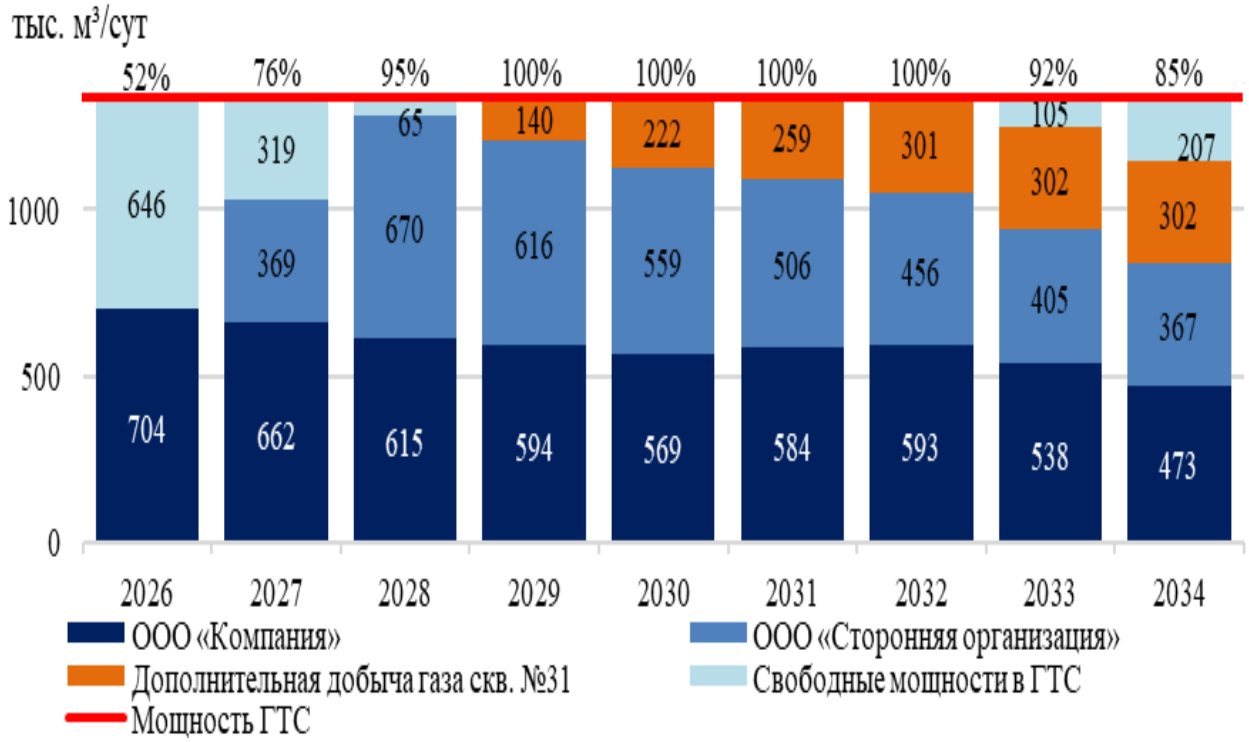


Рисунок 5 – Загрузка ГТС с дополнительными объёмами со скважины № 31

5. Заключение.

Проведённый анализ показал, что ввод в работу данной скважины № 31 не только возможен, но и целесообразен с точки зрения повышения надежности поставок газа, а наличие необходимой инфраструктуры позволит беспрепятственно осуществить дозагрузку ГТС до максимальных значений.

УДК 622.276

Усовершенствование разработки месторождений с помощью горизонтальных скважин

Мойлав С. Р.[1] , Яраханова Д. Г.[2]

1 - Казанский федеральный университет, г. Казань, Россия;
2 - Казанский федеральный университет, г. Казань, Россия

Горизонтальные технологии являются одним из ключевых прорывов в нефтегазовой отрасли за последние десятилетия. Они кардинально изменили подход к разработке трудноизвлекаемых запасов, низкопроницаемых коллекторов и шельфовых месторождений [1].

Горизонтальные скважины позволяют увеличить контакт с продуктивным пластом в десятки раз по сравнению с вертикальными, что ведет к росту дебитов и конечной нефтеотдачи.

Горизонтальные скважины показывают новые рубежи эффективности их применения [2].

Ключевые направления, где можно и нужно усовершенствовать применение горизонтальных скважин на месторождениях [3-5]:

1. Интеллектуальный подход к проектированию: от «слепого» бурения к цифровому двойнику.

Самое важное усовершенствование лежит на этапе, предшествующему бурению.

Трехмерное геомоделирование и сейсмика высокого разрешения. Недостаточно просто пробурить горизонтальный ствол. Нужно точно попасть в целевую зону («сладкое пятно»). Современная 3D/4D сейсморазведка и детальные геологические модели позволяют предсказать изменения в пласте, избежать непродуктивных интервалов и оптимально разместить ствол скважины (рис. 1).

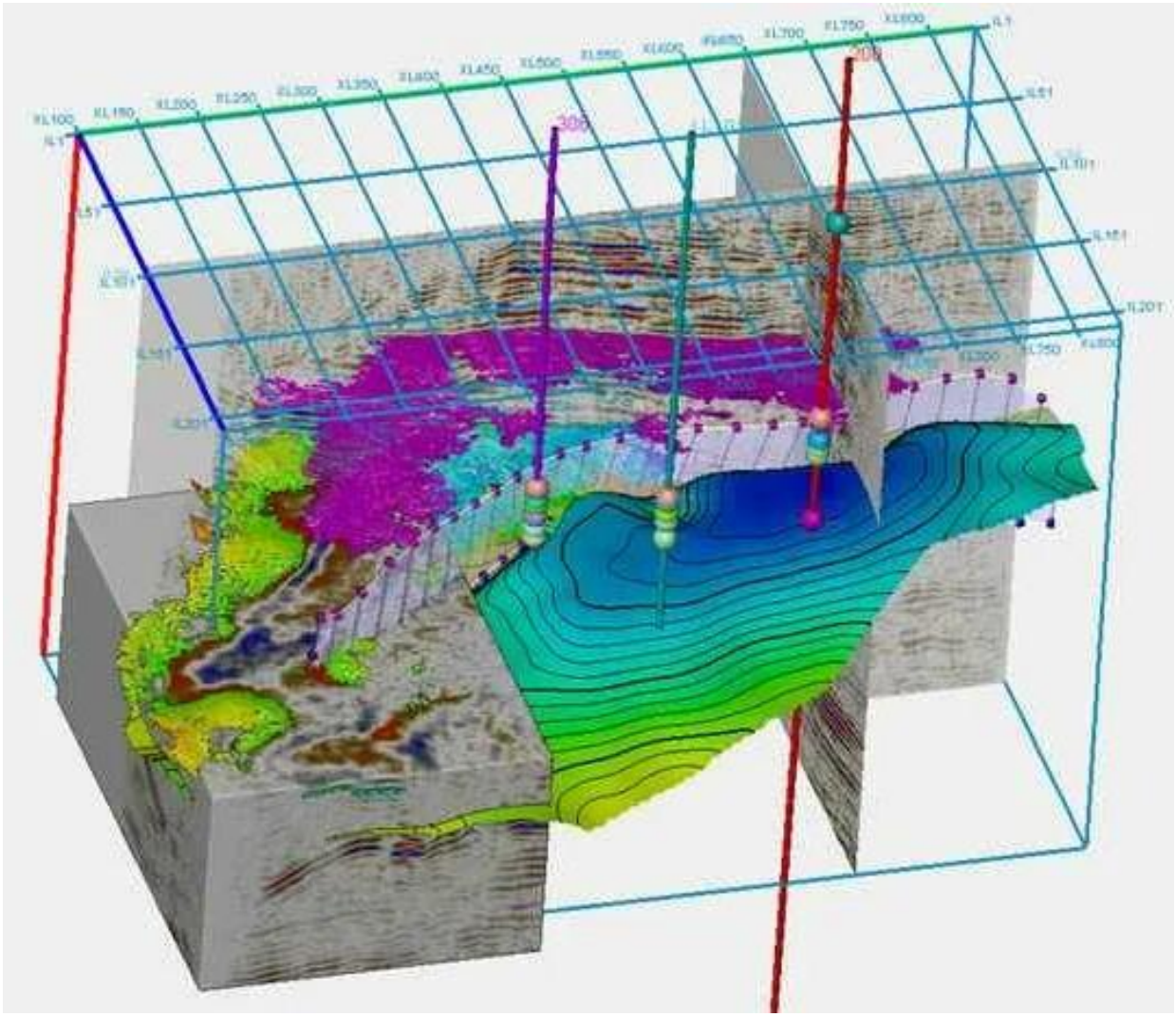


Рисунок 1 – Трехмерная геомодель

Геонавигация в реальном времени. Это практическая реализация точного проектирования. Датчики, установленные непосредственно за буровой головкой, передают данные о свойствах породы (гамма-каротаж, резистивиметр и др.). Геологи в режиме реального времени корректируют траекторию бурения, чтобы оставаться в пределах продуктивного пласта, даже если он оказывается тоньше или сложнее, чем предполагалось.

Результат: Резкое снижение количества «холостых» метров бурения, максимальный выход полезного продукта на метр ствола, увеличение начальных дебитов.

2. Умное заканчивание скважин (Intelligent Completion).

Традиционная эксплуатация горизонтальной скважины часто ведется как единое целое. Это главное ограничение.

Интервальное регулирование потока. Технология «грамотного заканчивания» предполагает установку в скважину изолирующих пакеров, которые разделяют ствол на несколько независимых секций (интервалов). В каждой секции монтируются клапаны-регуляторы, управляемые с поверхности гидравлически или по оптоволоконному кабелю.

Преимущества: оператор может дистанционно открывать, закрывать или дросселировать отдельные интервалы. Это решает несколько критических проблем:

Борьба с обводнением: если вода прорывается в одном из интервалов, его можно оперативно закрыть, не останавливая добычу со всей скважины.

Управление газовой шапкой: аналогично ограничивается прорыв свободного газа.

Равномерная выработка пласта: поток жидкости из зон с низкой проницаемостью в зоны с высокой, обеспечивают более равномерную выработку запасов и повышают конечную нефтеотдачу (рис. 2).

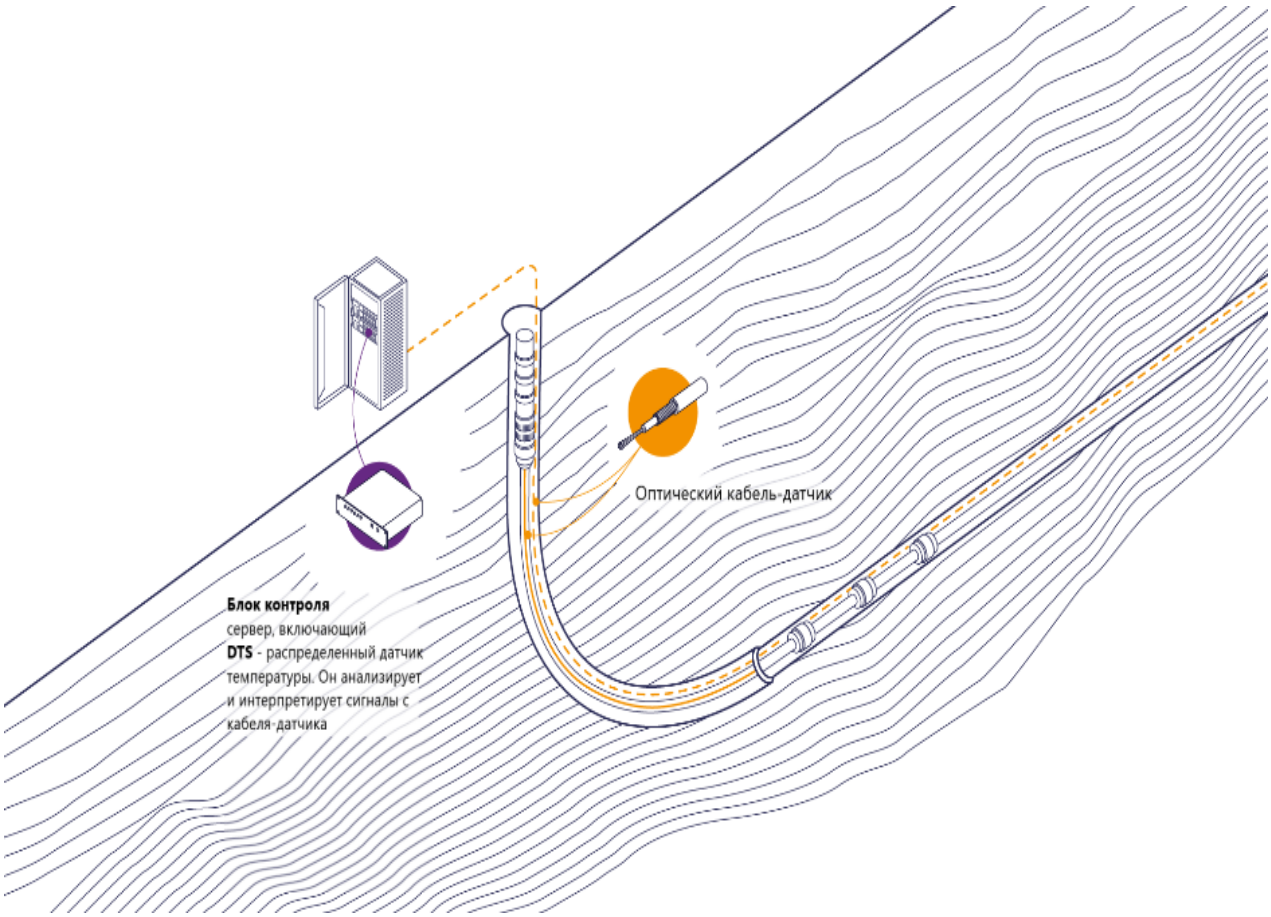


Рисунок 2 – Интеллектуальное заканчивание скважин

3. Многоствольные и разветвленные скважины (MLS - Multi-Lateral Systems).

Следующий шаг эволюции заключается в создании не одной горизонтальной скважины, а целой «корневой системы» из нескольких стволов, отходящих от одного основного.

Технология: из основного ствола бурятся дополнительные боковые стволы (латералы) в разных направлениях и на разных горизонтах.

Преимущества: максимальный охват пласта - одна такая «скважина» может дренировать огромную площадь, что особенно эффективно для маломощных или сильно расчлененных пластов.

Снижение капитальных затрат: вместо бурения нескольких отдельных скважин с поверхности создается одна кустовая площадка, что экономит средства на строительство, обустройство и логистику.

Доступ к изолированным зонам: можно точечно разрабатывать изолированные карманы запасов.

4. Интеграция с методами увеличения нефтеотдачи.

Горизонтальные скважины кардинально повышают эффективность традиционных методов увеличения нефтеотдачи.

Горизонтальные нагнетательные скважины: позволяют создать более равномерное и управляемое поле давления в пласте, точно продвигая нефть к добывающим скважинам.

Термические методы (SAGD - Steam Assisted Gravity Drainage) (рис. 3):

Две горизонтальные скважины, расположенные одна над другой. В верхнюю закачивается пар, который разогревает нефть, и она стекает под действием силы тяжести в нижнюю добывающую скважину. Без горизонтального бурения этот метод невозможен.

ГРП (Гидравлический разрыв пласта) в горизонтальных стволах (МГРП): это уже стандарт для сланцевых и плотных коллекторов.

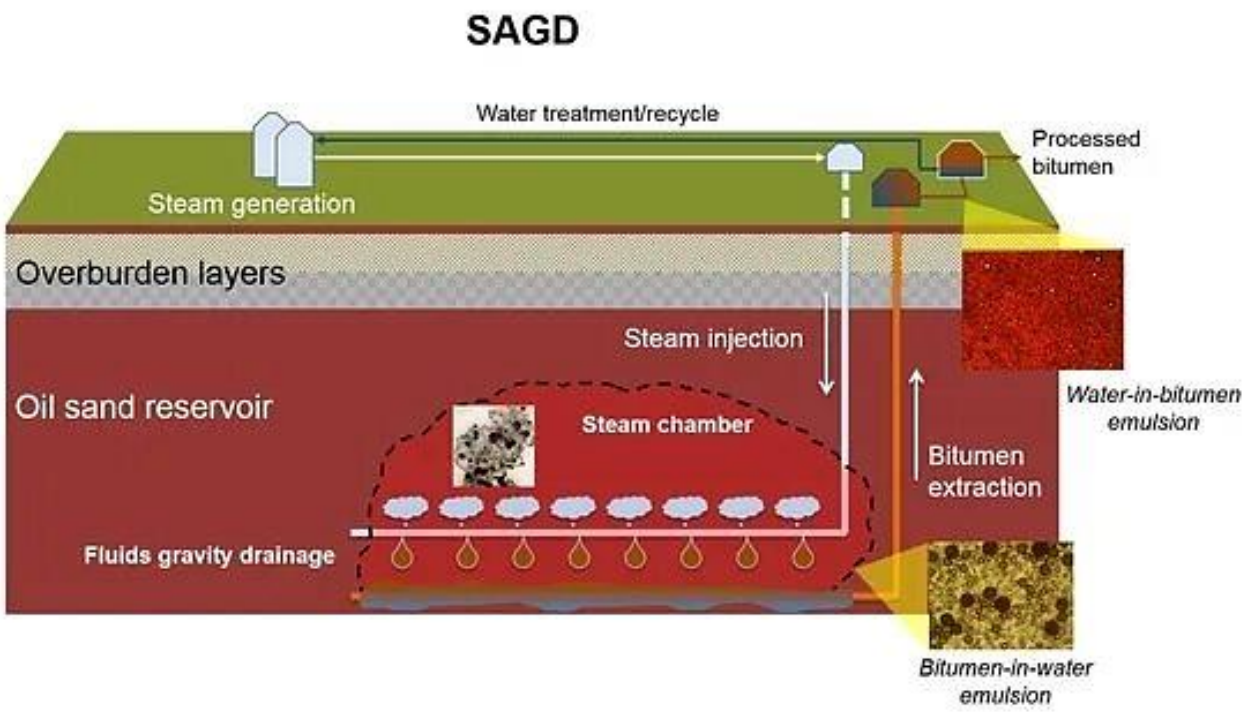


Рисунок 3 – Метод SAGD

Создание множественных трещин по всей длине ствола многократно увеличивает приток (рис. 4).

Рисунок 4 – Метод ГРП

5. Цифровизация и анализ больших данных

Современное месторождение генерирует гигантские объемы данных. Их анализ это ключ к оптимизации.

Цифровые двойники: создание виртуальной копии скважины или всего месторождения позволяет на основе реальных данных:

- дебиты;
- давление;
- работа клапанов.

проводить оптимизационные расчеты, прогнозировать поведение пласта и тестировать различные сценарии разработки без риска для реального объекта.

Предиктивная аналитика: алгоритмы машинного обучения могут анализировать исторические данные, чтобы предсказать вероятность обводнения, износа оборудования или падения дебита, позволяя принимать превентивные меры.

Таким образом, горизонтальная скважина сегодня это уже не просто длинное отверстие в недрах земли:

- это высокотехнологичный интеллектуальный актив;
- основной резерв для усовершенствования заключается не в том, чтобы бурить длиннее;
- а в том, чтобы проводить грамотную проводку с точным управлением.

Библиографический список:

1. Яраханова Д. Г. О разработке шельфовых месторождений России / Д. Г. Яраханова // Бурение и нефть. - 2024. - № 7-8, ISSN 2072-4799, DOI: 10.62994/2072-4799.2024.59.71.006 - С. 36-39.
2. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными скважинами: опыт и достижения / Р. Х. Муслимов, Ю. А. Волков, Л. Г. Карпова, В. В. Тюрин, Д. Г. Яраханова. - Казань: Изд-во «Плутон». - 2017. - 450 с.
3. Yarakhanova D. G, Hossain M. E., Algorithm for selecting systems horizontal wells and mathematical models for unconventional reservoirs//Russian Journal of Earth Sciences. - 2020. - Vol.20, Is.6. - Art. № 2020ES000727. 2019.
4. Джоши С. Д. Основы технологии горизонтальной скважины / С. Д. Джоши; пер. с англ. В. Ф. Будников, Е. Ю. Просёлков – Краснодар: Советская Кубань, 2003. - 376 с.
5. Ретнанто А., Экономайдес М. Дж. Производительность нескольких горизонтальных скважин в резервуарах с низкой и средней проницаемостью. – 1996.

УДК 622.276

Метод циклической разработки нефтяного пласта, состоящего из несвязных разнопроницаемых слоев

Телегин И. Г.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Метод циклического заводнения (ЦЗ) применяется для коллекторов, состоящих из двух или более разнопроницаемых гидродинамически связаных слоев. В авторском свидетельстве по проблеме циклического заводнения [1] было дано основополагающее определение понятия циклического заводнения: «Способ предусматривает увеличение упругого запаса пластовой системы путем периодического повышения и снижения давления нагнетания воды. Это является предпосылкой для возникновения внутри пласта нестационарных перепадов давления и соответствующих нестационарных перетоков жидкости между слоями (участками) разной проницаемости. При этом в полуцикл повышения давления нагнетания вода из слоев с большей проницаемостью внедряется в малопроницаемые слои, а в полуцикл снижения

давления нефть из малопроницаемых прослоев перемещается в высокопроницаемую часть коллектора». Из определения следует, что связность двух разнопроницаемых слоев это ключевое свойство для проведения ЦЗ. На этом допущении построены двухслойная модель циклического заводнения [2]. В данной работе рассматривался группа нефтяных коллекторов, состоящих из нескольких разнопроницаемых слоев, но при этом отделенные друг от друга непроницаемыми перемычками. Согласно работам [1-2] такие пласты непригодны для внедрения ЦЗ, в данной работе доказывается обратное утверждение.

Объектом исследований является нефтяной пласт с размерами по осям OX,OY,OZ:500x30x25 м. Пласт состоит из низкопроницаемого слоя и высокопроницаемого слоя, эти пласты гидродинамически несвязаны. Свойства пласта и флюидов даны в таблице 1. Двухфазная фильтрация нефти и воды описывается уравнениями модели Black Oil [3]. Для лучшего понимания особенностей вертикального распределения нефтенасыщенности S_o, строилась двумерная синтетическая модель в плоскости OXZ. В левом конце пласта (x=0) была размещена нагнетательная скважина INJ (с максимальным давлением нагнетания 45 МПа), а в правом конце (x=500 м) добывающая скважина PROD (минимальное забойное давление 5 МПа). Расчетная сетка модели выбиралась так, чтобы влияние погрешности аппроксимации было существенно меньше решения S_o, для этого размеры ячеек сетки были взяты равными соответственно по осям OX, OY, OZ: 5,0x30,0x0,2 м. При моделировании применялся симулятор «тНавигатор» [4]. Методика построения таких синтетических моделей приведена в работе [5].

В таблице 2 приведены режимы разработки залежи, циклическое заводнение состоит из полуциклов [5]:

1-й полуцикл – INJ работает с повышенной приемистостью, а скважина PROD отключена;

2-й полуцикл – INJ в простое, а PROD работает с повышенным дебитом жидкости.

Такой вариант циклического заводнения – это сочетания форсированного отбора и циклической работы нагнетательных скважин.

В таблице 3 даны результаты расчета вариантов при разных вязкостях нефти. В таблице используются обозначения: T – срок разработки, месяцев (30 суток); $\Delta T = T_{цз}-T_{сз}$ – разница длительностей вариантов циклического и стационарного заводнений, месяцев; $КИН_{сз}$ – коэффициент извлечения нефти при стационарном заводнении, $КИН_{цз}$ – коэффициент извлечения нефти при циклическом заводнении д.ед.; $Eff = 100\% * \frac{(Q_{цз}-Q_{сз})}{Q_{сз}}$ – функция эффективности циклического заводнения , где $Q_{сз}$ – накопленная добыча нефти при стационарном заводнении, $Q_{цз}$ – накопленная добыча нефти при циклическом заводнении.

Из таблицы 3 следует, что во всех случаях имеет место положительный эффект от применения циклического заводнения это объясняется манипуляцией упругим режимом разработки. Высокопроницаемый слой к моменту начала циклической разработки почти полностью выработан-заводнен и поскольку сжимаемость у воды меньше чем у нефти то и запас упругой пластовой энергии у высокопроницаемого слоя небольшой и поэтому при отключении нагнетания из высокпроницаемого слоя отбирается небольшой объем воды, в основном жидкость насыщенная нефтью поступает из низкопроницаемого слоя (у которого запас упругой пластовой энергии больше). Включение закачки восполняет упругую энергию из обоих слоев. Для такого пласта не имеет значения капиллярная пропитка, которая определяет удержание внедренной воды при использовании циклической закачки воды связных разнопроницаемых слоев [1-2]. Примером такого использования ЦЗ является разработка залежи объекта T_1 Шушминского месторождения, на этом месторождении осуществлялась сезонная закачка воды, и несмотря на отсутствие связных разнопроницаемых слоев имело место хорошо выраженное повышение нефтеотдачи от применения циклической сезонной разработки.

Таблица 1 – Параметры пласта и флюидов

Название параметра	Значение
Вязкость воды μ_w, мПа*с	1
Сжимаемость воды, $Па^{-1}$	$5*10^{-10}$
Объемный коэффициент воды, B_w	1,01
Плотность воды поверхностных условиях ρ_w, $кг/м^3$	1000
Объемный коэффициент нефти, B_o	1,1
Сжимаемость нефти, $Па^{-1}$	$1,5*10^{-9}$
Плотность нефти в поверхностных условиях ρ_o, $кг/м^3$	950
Начальное пластовое давление в нефти, МПа	20
Глубина кровли коллектора, м	2000
Сжимаемость скелета породы, $Па^{-1}$	$5*10^{-11}$
Начальная нефтенасыщенность, д. ед.	0,8
Начальная водонасыщенность, д. ед.	0,2
Пористость φ, д. ед.	0,2
Остаточная водонасыщенность S_{wcr}, д.ед.	0,2
Остаточная нефтенасыщенность S_{owcr}, д.ед.	0,2
Проницаемость низкопроницаемого слоя, $м^2$	$9,869*10^{-15}$
Расположение низкопроницаемого слоя, м	2000-2010
Проницаемость высокопроницаемого слоя, $м^2$	$1,9738*10^{-13}$
Расположение высокопроницаемого слоя, м	2015-2025

Таблица 2 – Параметры работы скважин

Параметры	Стационарное заводнение	Циклическое заводнение
Начало применения ЦЗ, месяц	-	47
1 полуцикл, приемистость скважины INJ, $м^3$/сут	10,5	21
1 полуцикл, дебит скважины PROD, $м^3$/сут	10	0
Длительность 1 полуцикла, сут	-	30
2 полуцикл, приемистость скважины INJ, $м^3$/сут	10,5	0
2 полуцикл, дебит скважины PROD, $м^3$/сут	10	20
Длительность 2 полуцикла, сут	-	30
Условие окончание расчета, месячная добыча нефти, $м^3$/сут	Меньше 15	

Таблица 3 – Результаты расчета вариантов с разными значениями вязкости нефти μ_o

μ_o, мПа*с	КИН$_{сз}$, д.ед.	$T_{сз}$, месяцев	КИН$_{цз}$, д.ед.	Eff, %	$T_{цз}$, месяцев	ΔT, месяцев
2	0,417	101	0,562	34,7	448	347
3	0,411	125	0,474	15,2	264	139
6	0,388	161	0,430	11,0	218	57
11	0,352	176	0,404	14,5	254	78
50	0,248	180	0,279	12,6	230	50

На рисунке 1 дана выкопировка нефтенасыщенности в варианте ЦЗ при μ_o=2 мПа*с на момент окончания разработки. Рисунок показывает, что в низкопроницаемом слое осталась некоторая доля запасов, но для их выработки необходима изоляция нижнего высокопроницаемого слоя. На рисунке также видна водонефтяная зона вблизи скважины PROD, она сформировалась за счет флюидообмена через ствол скважины.

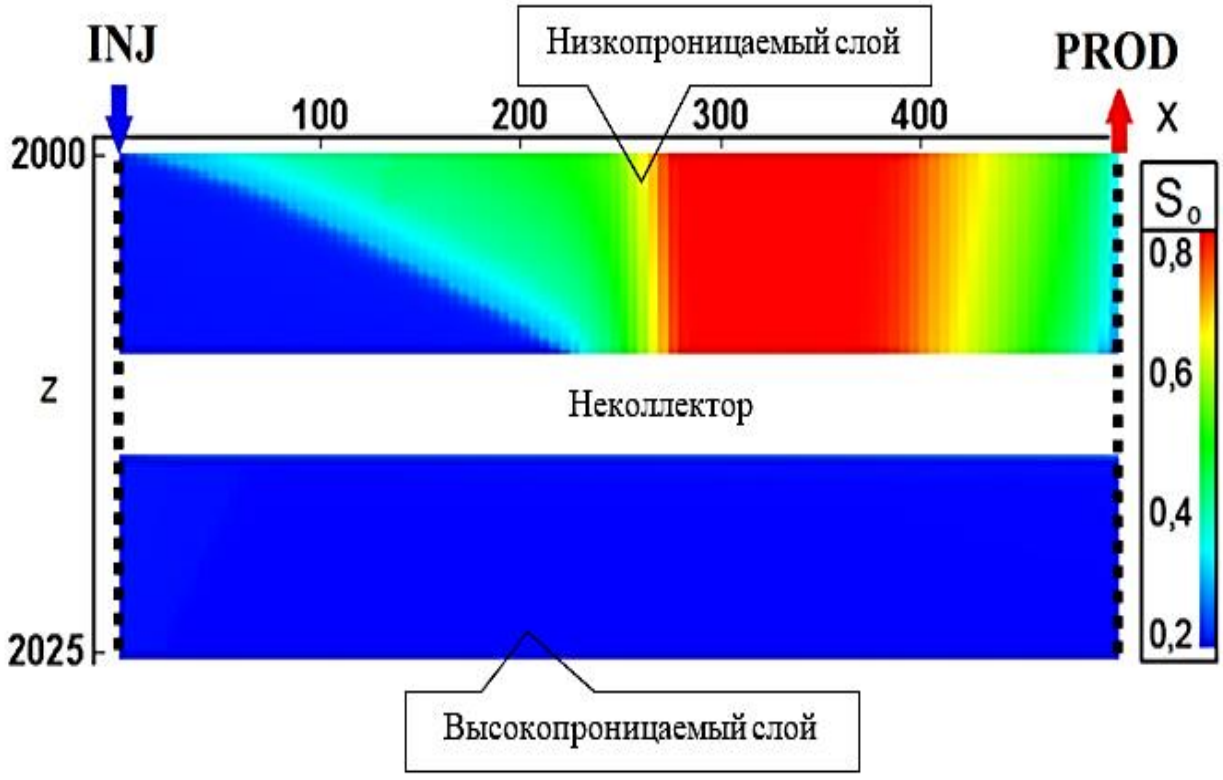


Рисунок 1 – Нефтенасыщенность S_o в варианте ЦЗ при μ_o=2 мПа*с на конец разработки

Продолжительность полуциклов T_{hc} играет важную роль при проектировании циклического заводнения, именно продолжительностью полуциклов определяется объемы флюидов которые циркулируют между разнопроницаемыми слоями. В таблице 4 дана сводка результатов расчетов вариантов с разными значениями T_{hc} и фиксированном μ_o=2 мПа*с. Анализ таблицы 4 показывает, что уменьшение длительности полуциклов ведет к снижению эффективности циклического заводнения и уменьшению срока рентабельной эксплуатации.

Выводы.

Проведенные исследования показали, что циклическое заводнение пластов, состоящих из гидродинамически несвязных разнопроницаемых нефтенасыщенных слоев является эффективным методом увеличения нефтеотдачи, особенно при малой вязкости нефти. Длительность полуциклов определяет конечный КИН. Суть действия метода циклического заводнения для такого типа пластов заключается в периодическом восстановлении и расходовании запаса упругой пластовой энергии, и так-как сжимаемость нефти больше сжимаемости воды, то низкопроницаемый нефтенасыщенный слой будет запасать упругой пластовой энергии больше чем водонасыщенный высокопроницаемый слой, что ведет к активизации притока из низкопроницаемого слоя в полуциклах отключения закачки.

Таблица 4 – Результаты расчета вариантов с разными значениями T_{hc} при μ_o=2 мПа*с

T_{hc}, суток	$КИН_{сз}$, д.ед.	$T_{сз}$, месяцев	$КИН_{цз}$, д.ед.	Eff, %	$T_{цз}$, месяцев	ΔT, месяцев
60	0,417	101	0,688	64,9	838	737
30			0,562	34,7	448	347
20			0,536	28,5	386	285
10			0,457	9,6	178	77
5			0,444	6,6	149	48

Библиографический список:

1. А.с. 193402. Российская федерация, МПК Е 21 В 43/18. Способ разработки нефтяных месторождений : № 1011799 : опубл. 1967/ А. А. Боксерман, А. И. Губанов, Ю. П. Желтов, А. А. Кочешков, В. Г. Оганджанянц, М. Л. Сургучев : заявитель ВНИИ.
2. РД-39-1-72-78 Руководство по проектированию и применению циклического заводнения Техническая инструкция по проведению геолого-технологических исследований нефтяных и газовых скважин. – М.: ВНИИ. 1978. – 103 с.
3. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. – М. : Недра. 1982. – 408 с.
4. tNavigator 18.2 симулятор: справочное руководство. – М. : RFD. 2018. – 2524 с.
5. Александров В. М., Телегин И. Г. Моделирование циклического заводнения нефтяных залежей с помощью симулятора "тНавигатор". – Тюмень : ТИУ. 2024. – 191 с.

УДК 622.276.522

Сравнительный анализ энергозатрат работы кольцевого газлифта периодического действия и многосекционного газлифта

Хозяинов В. П.

Ухтинский государственный технический университет, г. Воркута, Россия

Одним из технически перспективных направлений транспортировки нефти на дневную поверхность, при завершающем этапе эксплуатации скважин, является газлифт. Необходимость применения газлифтных подъемников в нефтедобывающей промышленности, обусловлена высокой надежностью, простотой обслуживания и возможностью транспортировки нефти с твердыми составляющими, в виде песка из мелких фракций породы, попавшей туда из забойного пространства скважины.

Исторически сложилось, что газожидкостные подъемники типа газлифт считаются малоэффективными. Использование их для транспортировки жидкостей и гидросмесей носит ограниченный характер из-за больших энергозатрат.

Газлифты непрерывного цикла и периодического действия наряду с достоинствами и свойственными им недостатками имеют и общий недостаток – это ограниченный диапазон применения, связанный с относительным заглублением установки.

В тех случаях, когда ведется эксплуатация глубоких скважин, при малом динамическом уровне нефти в скважине наступает момент, когда из-за экономических условий, происходит преждевременное закрытие месторождения.

В настоящее время разработана схема многосекционного газлифта, который лишен вышеперечисленных недостатков [2]. Данный гидроподъемник может работать при малых заглублениях. При этом, доставляемая на дневную поверхность нефть будет иметь более высокую плотность с малым содержанием газа в смеси. Предполагается, что многосекционный газлифт сможет заменить погружные насосы, которые применяются на первом этапе прекращения фонтанирования скважины. Так как гидроподъемник состоит из последовательно соединенных секций, в работу может быть включено необходимое их количество, в зависимости от уровня нефти в скважине. Например, если уровень нефти в скважине будет высокий, а дебет скважины превысит производительность газлифта, то в работу будет включена одна верхняя секция установки. Далее, в процессе эксплуатации скважины настанет момент, когда дебет изменится, уровень нефти в скважине понизится, тогда вторая секция начнет работу, присоединившись, к первой. Теперь в доставке нефти на поверхность участвует две секции. Таким образом, в процессе всего завершающего периода эксплуатации скважины, все остальные секции подъемника поочередно включаться в работу.

Конструкция многосекционного газлифта состоит из секционных нефтепроводов, камер смесителей, газопроводов и камер отделения газа из нефти, компактно расположенных в едином корпусе трубопровода.

Рисунок 1

Рисунок 2

Рисунок 3

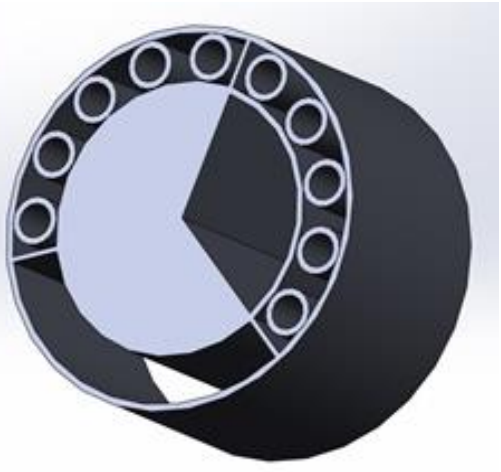


Рисунок 4

На рисунках 1-4 показаны сечения многосекционного газлифта: приемник нефти, камера смесителя нижней секции и газопровод (рис. 1); в сечении последующей секции, показана вторая камера смесителя, газопроводы первой и второй камеры (рис. 2); промежуточное сечение последней ступени газлифта (рис. 3); сечение последней ступени на выходе из газлифта (рис. 4).

Основная цель работы – рассчитать и сравнить технологические параметры режимов работы газлифтов с различными конструктивными особенностями при одинаковых условиях эксплуатации и производительности. Сравнить энергозатраты на сжатие рабочего газа подаваемого в гидроподъемники.

Для достижения цели применены две программы для проектирования многосекционного газлифта (табл. 1) и кольцевого газлифта (табл. 2) с центральным расположением газопровода. В основу программ входит аналитическое уравнение баланса энергии потоков газлифта, при динамическом давлении в камере смесителя [1].

В статье представлен интерфейс этих программ.

Таблица 1

h столба нефти=	75	(м)
g=	9,81	(м/с)
ρ-нефти =	922	(кг/м³)
ρ-газа=	0,720	(кг/м³)
H геод.высота =	150	(м)
Диаметр нефт. трубы =	0,1	(м)

Диаметр газопровода (м)=	0,036	(м)
S газопровода (м.кв.)=	0,001	(м²)
S нефт. трубы (м.кв.)=	0,008	(м²)
ρ-газа при К сж.=	5,541	(кг/м³)
k сж.=	7,695	

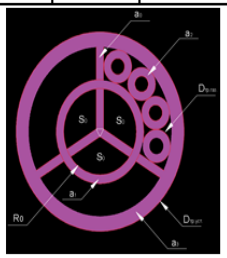
S тр.нефти/n	
n=	7,60

Технические характеристики одной ступени газлифта

ΔP	геод.высота	Длинна трубы	U1-нефти	U2-газа	Uсм min	Uсм средн.	Uсм max
Рв-Рсм	hr	htp					
Па	м	м	(м/с)	(м/с)	(м/с)	(м/с)	(м/с)
1102	150	225	1,55	19,94	2,62	4,65	20,20

Qнефть	Qгаз	Qуд. газ.	Qгаз	Qгаз
м.куб./час	м.куб./мин		м.куб./с	м.куб./час
43,69	9,51	13,06	0,16	570,76
	57,08	78,38		3424,54

ОДНА СТУПЕНЬ			
A тяж.	ΣA газа	A газа.	$\eta_э$
МДж	МДж	Дж	
59,274	1683,313	2949261	0,271



МНОГОСТУПЕНЧАТЫЙ ГАЗЛИФТ			
СТУПЕНЕЙ=	6		
A тяж.	ΣA газа	A газа.	$\eta_э$
МДж	МДж	Дж	
355,643	60599,253	2949261	0,045

Геометрические размеры		
S0 =	0,008	(м²)
3S0 =	0,024	(м²)
R0 =	0,090	(м)
Dтр.газ. =	0,048	(м)
Dтр.уст. =	0,309	(м)

Толщина перегородок a0 =	0,006	(м)
Толщина стенок тр. a1 =	0,006	(м)
Толщина стенок тр. a2 =	0,006	(м)
Толщина стенок тр. a3 =	0,01	(м)

V^2нефть*ρнефти/2	V^2 газ*ρгаз/2	V^2 см*ρсм/2
1101,796	1101,796	1101,796

Секционный газлифт

Количество работающих секций	h (м)	Qнефть	Qгаз	Qуд. газ.	ΣA газа	$\eta_э$
	м	м.куб./час	м.куб./мин		МДж	
6	675	43,69	57,08	78,38	60599,25	0,045
7	525	43,69	66,59	91,45	82489,61	0,039
8	375	43,69	76,11	104,51	107741,53	0,034
9	225	43,69	85,62	117,58	136360,38	0,030
10	75	43,69	95,13	130,64	168346,14	0,027

Вводные данные для многосекционного эрлифта:

Глубина скважины L=1500м

Плотность нефти ρ = 922кг/м³

Газлифт состоит из десяти последовательно соединенных секций по h+H = 225м

Заглубление одной секции h =75м и высота подъема H = 150м.

Нефтепровод каждой секции имеет проходную площадь сечения равную площади трубопровода диаметром Øтр=100мм

С помощью программы определяются технологические параметры, вычисляются конструктивные размеры установки. Выбираются, наиболее благоприятные условия эксплуатации, определяются оптимальные скорости потоков сжатого газа, нефти и эмульсии. На этапе проектирования вычисляются производительность установки, рабочее давление и удельный расход газа.

Таблица 2

Толщина стенок газопровода тр. а2 =	0,005	(м)	h столба нефти=	300	(м)	Диаметр пр.отв.газопровода (м)=	0,062	(м)
Толщина стенок тр. газлифта а3 =	0,005	(м)	g=	9,81	(м/с)	S пр.отв.газопровода=	0,003	(м²)
Проверка программы по ΔР			ρ-нефти =	922	(кг/м³)	S пр.отв.нефт. трубы =	0,008	(м²)
V^2нефть*ρнефти/2	V^2 газ*ρгаз/2	V^2 см*ρсм/2	ρ-газа=	0,72	(кг/м³)	ρ-газа при К сж. =	19,913	(кг/м³)
1101,89	1101,89	1101,89	H геод.высота =	1200	(м)	k сж.=	27,781	
Выполнение условий неразрывности среды			Диаметр нефт. трубы =	0,1	(м)			
	60996,50	60996,50						
	60996,50	60996,50	S тр.нефти/h					
	60996,50	60996,50	n=	2,63				

Технические характеристики одной ступени газлифта

ΔР	геод.высота	длинна трубы	U1-нефти	U2-газа	Uсм min	Uсм средн.	Uсм max
Рв-Рсм	hr	hтр					
Па	м	м	(м/с)	(м/с)	(м/с)	(м/с)	(м/с)
1102	1200	1500	1,55	10,52	4,01	7,73	111,29

Qнефть	Qгаз	Qуд. газ.	Qгаз	Qгаз
м.куб./час	м.куб./мин		м.куб./с	м.куб./час
43,69	52,42	71,98	0,87	3144,94

Кольцевой газлифт

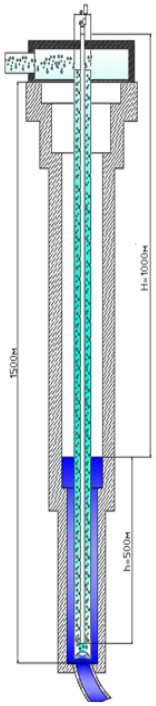
h (м) м	Qнефть м.куб./час	Qгаз м.куб./мин	Qуд. газ.	ΣA газа Мдж	ηэ
750	43,69	50,22	68,96	704689,50	0,029
675	43,69	50,38	69,18	574444,42	0,035
600	43,69	50,58	69,46	457520,99	0,042
525	43,69	50,84	69,82	353915,96	0,052
450	43,69	51,19	70,30	263602,43	0,065
375	43,69	51,68	70,97	186551,21	0,082
300	43,69	52,42	71,98	122803,09	0,107
225	0	0	0	0	0
150	0	0	0	0	0
75	0	0	0	0	0

Геометрические размеры

Sпр.сеч.газопровода =	0,003	(м²)
Sтр. газопровода =	0,004	(м²)
Dтр.газопровода =	0,072	(м)
Sпр.сеч.нефт. =	0,012	(м²)
Dтр.нефтепровода =	0,133	(м)

КПД ГАЗЛИФТА

A тяж.	ΣA газа	A газа.	ηэ
Мдж	Мдж	Дж	
474,210	122803,09	39047843	0,10728



Вводные данные для кольцевого газлифта периодического действия с центральной схемой подачи газа:

Глубина скважины L = 1500м

Плотность нефти ρ = 922кг/м³

Нефтепровод имеет проходную площадь сечения равную площади трубопровода диаметром Øтр =100мм

Принятые ограничения средней скорости потоков: нефти от 1 до 2 м/с, газа до 20 м/с

Исследования проводятся при заглублениях газлифтов на глубине h (м) : 750; 675; 600; 525; 450; 375; 300; 225; 150; 75

На рисунках 5, 6, 7 показаны графики отражающие результаты вычислений.

Выводы.

Сравнительный анализ газлифтов показал, что у кольцевого газлифта наиболее высокие показатели КПД и меньше удельный расход газа на единицу объема добытой нефти. У многосекционного газлифта преимуществом являются сравнительно малые энергозатраты на сжатие рабочего газа, подаваемого в установку. Это связано с тем, что в секционном газлифте при оптимальном заглублении в 75м рабочее давление газа составляет 6,7 атм, что в семь раз меньше чем у кольцевого газлифта, у которого при заглублении в 500м рабочее давление газа – 48 атм. В этом случае при одинаковых условиях эксплуатации для секционного газлифта применимы компрессорные установки меньшей мощности, что значительно снизит потребление электроэнергии, повысит рентабельность скважины.

Преимуществом предлагаемой схемы транспортировки нефти из скважины является, то, что газлифт на конечном этапе цикла будет работать при малом заглублении, при этом статическое давление столба нефти на забой скважины будет значительно ниже, чем при эксплуатации газлифтов периодического действия. Соответственно, создаются условия, для наиболее полной выемки нефти из эксплуатируемого месторождения. Что позволит сократить невосполнимые потери при закрытии скважины из-за экономических условий.

Ожидаемый эффект от применения многоступенчатого газлифта: это отсутствие гидроударов при продувке скважин, максимальное удаление песка из забоя.

	675		525		375		225		75	h (м)
Ряд1	78,38		91,45		104,51		117,58		130,64	
Ряд2	68,96	69,18	69,46	69,82	70,30	70,97	71,98			

Рисунок 5

	675		525		375		225		75	h (м)
Ряд1	0,045		0,039		0,034		0,030		0,027	
Ряд2	0,029	0,035	0,042	0,052	0,065	0,082	0,107			

Рисунок 6

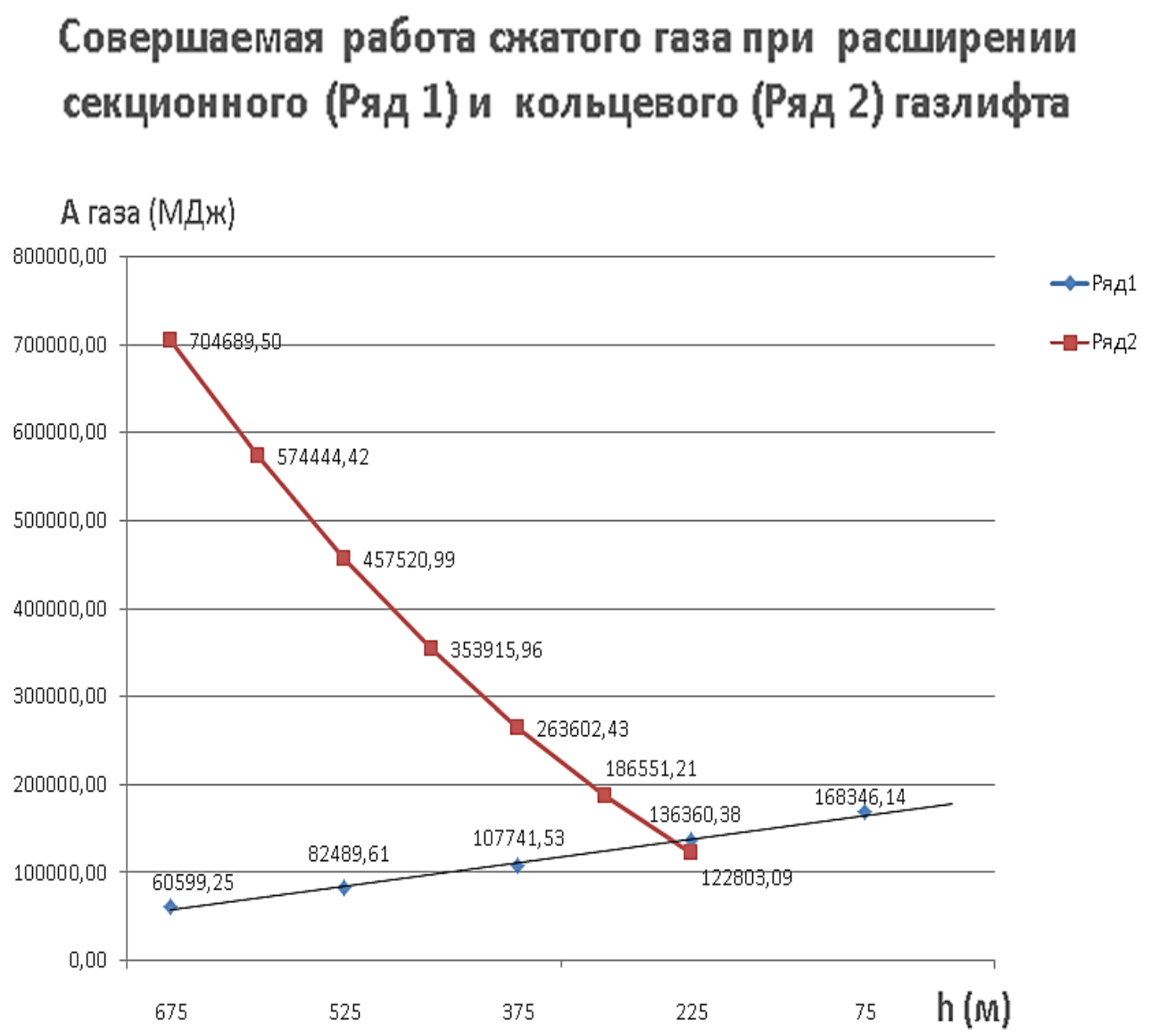


Рисунок 7

Достоинства секционного газлифта:

1. Исключение погружных насосов из технологического цикла работы скважины.
2. Возможность работы газлифта при малом динамическом уровне нефти в скважине.
3. Сравнительно малое рабочее давление газа.
4. Применение компрессоров для сжатия газа меньшей мощности.
5. Из-за меньшего рабочего давления газа происходит лучше приток нефти в забой скважины из сопутствующих нефтеносных пластов.
6. Продление срока службы скважины и уменьшение невосполнимых потерь нефти.
7. Отсутствие в конструкции газлифта пусковых клапанов.
8. Согласованность подачи нефти между секциями газлифта происходит самопроизвольно в автоматическом режиме.

Библиографический список:

1. Александров В. И., Габов В. В., Хозяинов В. П. Математические модели потоков в эрлифтных установках. Научно-аналитический и производственный журнал. «Горное оборудование и электромеханика» – 2013 год., – № 9– С. 48 -50. - Москва, Новые технологии.
2. Дубовец А. В., Хозяинов В. П. Многосекционный глубоководный эрлифт. Сборник материалов 23 республиканской научно-технической конференции «Технологические машины и оборудование», Донецк, 2024 год. С. 3 – 9.

УДК 622.21.546

Выбор рационального типа электродвигателя для привода станков-качалок

Керимова И. М.
Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности, г. Баку, Азербайджан

Аннотация: Различные виды нефтепромыслового оборудования (стационарные установки и машины) широко используются при разработке и эксплуатации нефтегазовых месторождений. В связи с этим, для обеспечения эффективной работы эксплуатируемых машин, актуальной задачей является совершенствование системы трансмиссии эксплуатируемых машин, работающих по методу штанговых насосов, на основе новых теоретических и экспериментальных исследований контуров двигателя-редуктора и картера редуктора. Такой подход, имеющий научное и практическое значение, всегда будет привлекать внимание исследователей.

Машины и оборудование, используемые в нефтедобыче, регулярно совершенствуются, и их рациональное использование постепенно обеспечивается. Из-за высоких требований к энергосбережению использование центробежных и винтовых насосов в нефтепромысловом оборудовании и машинах не получило широкого распространения.

Ключевые слова: токарный станок, картер, ротор, скорость вращения, погружной насос.

Машины и оборудование, используемые в нефтедобыче, регулярно совершенствуются, и их рациональное использование постепенно обеспечивается. Из-за высоких требований к энергосбережению использование центробежных и винтовых насосов в нефтепромысловом оборудовании и машинах не получило широкого распространения.

В настоящее время 70 % нефти, добываемой ежегодно из фонда в 5,5 млн скважин, приходится на штанговые скважинные насосы. В настоящее время количество скважин, эксплуатируемых с помощью штанговых скважинных насосов, превышает 4000. Снижение веса и габаритов трансмиссий картеров и улучшение их качественных показателей являются важными условиями повышения эффективности добычи нефти методом глубинных насосов.

Цены на картеры зависят от конструктивных особенностей их трансмиссий и составляют 15–16 тысяч манатов для некоторых типов картеров. При этом стоимость редукторов, используемых в трансмиссиях для снижения частоты вращения, достигает 20–25 % от стоимости картера. Выбор редуктора по полному передаточному отношению зависит от выбора по числу оборотов ротора электродвигателя.

Мощность электродвигателя варьируется в широком диапазоне от 7 до 40 кВт. Частота вращения электродвигателя изменяется дискретно от 500 до 3000 об/мин. В этом случае использование электродвигателей с большим числом оборотов, хотя и уменьшает габаритные размеры и массу трансмиссии, увеличивает ее общее передаточное отношение. Использование электродвигателей с низкими частотами вращения, наоборот, уменьшает общее передаточное отношение трансмиссии.

Поэтому возникает вопрос об оптимальном выборе типа электродвигателя в зависимости от частоты вращения его ротора. Оптимальный вариант выбора электродвигателя с учетом частоты вращения его ротора определяется на основе результатов расчетов всех вариантов. Для определения стоимости электродвигателя предлагается следующее выражение.

$$C_e = \frac{2.2 \cdot M}{e^{(0.315-h)} \cdot \left(1 + \frac{1}{p}\right)}$$

Поэтому использовать эту формулу при решении задач оптимизации трансмиссии картеров довольно сложно. Производством и продажей электродвигателей занимаются как специализированные производственные предприятия, так и торговые компании.

Следовательно, цены на электродвигатели определяются рынком спроса, в зависимости от заказа и предложения. Для определения средних статистических рыночных цен на различные типы электродвигателей были проанализированы прайс-листы электродвигателей с частотой вращения ротора от 500 до 3000 об/мин.

Статистическая обработка предоставленных данных позволила получить в таблице расчетные зависимости для определения массы и коммерческой стоимости электродвигателя в зависимости от его мощности. Мера идентичности для определения степени соответствия массы и стоимости электродвигателей реальным значениям при 50% вероятности корреляционных уравнений определяется следующей формулой:

$$Q\{N\} = \frac{1}{1 + \frac{\sum_{i=1}^{n}\left(x_i^p - x_i^e\right)^2}{\sum_{i=1}^{n}\left(x_i^p - x_i^h\right)^2}}$$

где x_i^e – реальные цены массы и рыночная цена электродвигателей; x_i^h – Расчет долговечности основан на корреляционных уравнениях для 50 % вероятности отсутствия дисперсии; N-среднее значение экспериментальной долговечности.

Таблица 1 – Расчетные зависимости массы и стоимости электродвигателя

Количество синхронных циклов в минуту	Расчетная зависимость для определения массы электродвигателя, кг	Вероятность корреляционных уравнений составляет 50 %.	Расчетные зависимости для определения стоимости электродвигателя.	50% вероятность корреляционных уравнений
3000 об/мин	$М_{дв}$=23.73+6.28р	0.935	$С_{дв}$=460.8+32.1р	0.883
1500 об/мин	$М_{дв}$=23.75+8.63р	0.837	$С_{дв}$=462.4+34р	0.931
1000 об/мин	$М_{дв}$=18.36+13.4р	0.874	$С_{дв}$=780+41.5р	0.695
750 об/мин	$М_{дв}$=37.97+15.5р	0.882	$С_{дв}$=404+80.2р	0.887
500 об/мин	$М_{дв}$=361.3+6.33р	0.179		

Заключение. На основе анализа габаритных размеров, весовых характеристик, а также коммерческих стоимостей различных типов элекродвигателей получены расчетные зависимости мощности от массы и коммерческой стоимости электродвигателей для привода станков-качалок.

Библиографический список:

1. Gurbanov R. S., Bakhshaliev V. I. On the issue of reliability of a heavy V-belt / Proceedings of the int. conf. ten problems of applied mechanical engineering. Tbilisi: 2000. pp.115-120.
2. Kadyrov N. B., Bakhshaliev V. I. Determination of the tension force of a flexible weight V-belt used for transmission in power plants // News of Higher Education Institutions. Series "Oil and Gas". 1989. No. 4. pp. 81-87.
3. Bakhshaliev V. I. Determining the mechanical losses in V-belt drives that are used in power plants // Machinery manufacture and reliability. 2001. No.6. pp. 85-90
4. Kerimova, I. M. Methodology for calculating mechanical losses in V- belt drives // − Moscow: Construction of oil and gas wells on land and at sea, − 2019. No. 10, pp. 54-57.

УДК 621.22.546

Исследование многокомпонентных нефтяных систем

Керимова А. Г.

НИИ Геотехнологических проблем нефти, газа и химия, г.Баку, Азербайджан

Аннотация: Нефть – важнейшее химическое сырье, на базе которого развиваются целые отрасли промышленности и народного хозяйства.

Из нее получают бензин, керосин, дизельное топливо, горючее для автомобилей, реактивной авиации, дизелей, а также мазут и другие виды топлива, без которых невозможно представить современную промышленность и энергетику. Органический синтез, производство пластмасс, синтетических волокон, каучука и многое другое связано с этим важнейшим полезным ископаемым.

Ключевые слова: дизель, физико-химических свойства, нефтей и нефтепродуктов, плотность, молекулярного вес/

В связи с важным экономическим значением нефти в течение последних десятилетий непрерывно растет потребность в информации о ее происхождении, составе, физико-химических свойствах, условиях нахождения и преобразования углеводородов в земной коре, которая определяет направление переработки нефти и влияет на продукты, получаемые из нее.

Кризис в экономике в 90-х годах привел к тому, что трудоемкие и дорогостоящие экспериментальные исследования нефтей и нефтепродуктов были свернуты практически во всех лабораториях бывшего СССР. Для продолжения исследовательских работ по изучению их фазового равновесия был единственный путь-систематизация экспериментальных данных, полученных ранее в крупнейших научно-исследовательских центрах Азербайджана и России, оценка и анализ известных методов расчета нефтей и нефтепродуктов в широком диапазоне давлений и температур.

Нами для исследования были взяты экспериментальные данные по нефтям 325 скважин Азербайджана, включающие значения плотности, молекулярного веса, величин температур начала и конца кипения и т.д. Плотность рассматриваемых нефтей изменялась в пределах 680 – 980 кг/м^3, молекулярная масса от 110 до 478 у.е.

Фракционный состав нефти был определен разгонкой на аппарате Гадаскина в пределах температур от начала кипения данной нефти до конца кипения, принятого равным 300 ^{0}C. Разгонка производилась с интервалом в 50 ^{0}C. На основании полученной разгонки были рассчитаны весовой и мольный составы взятой для исследования нефти. Составы нефтей были определены от компонента C_6 до условного компонента C_{30+}.

Разгонка на аппарате Гадаскина была дана только для 206-и нефтей. Температура начала кипения 202-х из них была до 100^{0}C, что составляет 98 % рассмотренных нефтей; только 4 нефти имели температуру кипения свыше 100^{0}C (101–125 ^{0}C), то-есть 2 % от общего их числа.

В химическом отношении нефть – сложная смесь углеводородов (УВ) и углеродистых соединений. Она состоит из следующих основных элементов: углерод (84–87 %), водород (12–14 %), кислород, азот, сера (1–2 %). Содержание серы может доходить до 3–5 %. В нефтях выделяют следующие части: углеводородную, асфальто-смолистую, порфирины, серу и зольную. В каждой нефти имеется растворенный газ, который выделяется, когда она выходит на земную поверхность.

Углеводороды в нефти представлены в виде парафиновых, нафтеновых и ароматических соединений.

Но значительную часть нефти составляют углеводороды смешанного строения, содержащие структурные элементы всех трех упомянутых классов. Строение молекул определяет их химические и физические свойства.

Парафиновые (метановые, алканы) углеводороды (C_nH_{2n+2}) широко представлены в нефтях в виде газообразных (C_1-C_4), жидких (C_5-C_{16}) и твердых (C_{17}-C_{60}) соединений.

Жидкие парафины C_5-C_{16} входят в состав бензиновых и керосиновых фракций.

Парафиновые углеводороды с числом углеродных атомов C_{16} и выше являются твердыми веществами.

Они по-разному влияют на свойства нефти: газы понижают вязкость и повышают упругость паров; жидкие парафины хорошо растворяются в нефти только при повышенных температурах, образуя гомогенный раствор; твердые парафины также хорошо растворяются в нефти, образуя истинные молекулярные растворы.

Нафтеновые углеводороды (цикланы) представляют собой насыщенные циклические системы (C_nH_{2n}), содержащие несколько групп CH_2, соединенных между собой в кольчатую систему.

В нефтях содержание нафтеновых углеводородов колеблется в широких пределах (25–75 %). В нефтях присутствуют только пяти- и шестичленные нафтены. Нафтены равномерно распределены по всем фракциям нефтей (только в самых высококипящих фракциях их содержание несколько повышается). Эта закономерность сохраняется для нефтей всех типов. По сравнению с парафинами нафтены имеют более высокую плотность и меньшую упругость паров и имеют лучшую растворяющую способность. По физическим свойствам они занимают промежуточное положение между парафиновыми и ароматическими; по химическим свойствам – сходны с парафиновыми.

Ароматические углеводороды (арены) представлены формулой CnH_{2n-6}, наиболее бедны водородом. Молекула имеет вид кольца с ненасыщенными связями углерода. Простейшим представителем данного класса углеводородов является бензол C_6H_6, состоящий из шести групп CH.

Для ароматических углеводородов характерны большая растворяемость, более высокая плотность и температура кипения.

С повышением температуры выкипания нефтяных фракций содержание ароматических углеводородов возрастает. В нафтеновых нефтях ароматические углеводороды преобладают в высших фракциях.

Смолы и асфальтены – наиболее сложные вещества в составе нефти. Изучение их в виду их сложности крайне затруднено. Смолы содержат углерод (до 88 %), водород (до 10 %), кислород, серу, почти все – азот.

По количеству смол нефти подразделяются на три группы: малосмолистые (до 5 % смол), смолистые (5–15 % смол) и высокосмолистые (свыше 15 %).

Конденсаты практически не содержат смол и асфальтенов.

Молекулярная масса смол от 500 до 2000, чаще 600.

Состав и свойства нефтяных смол зависят от типа нефти, из которой они выделены.

Асфальтены – наиболее высокомолекулярные вещества из выделенных компонентов нефти. Количество их в нефтях меньше, чем смол. По составу и строению они близки к нефтяным смолам, но имеют большую молекулярную массу от 1000 до 10000, чаще 1000–5000.

С увеличением глубины залежи содержание смолисто-асфальтеновых веществ в большинстве нефтей уменьшается.

Асфальто-смолистая часть нефтей представляет собой вещество темной окраски, которое частично растворяется в бензине. Растворившаяся часть – асфальтены. Они обладают способностью набухать в растворителях, а затем переходить в раствор. Растворимость асфальтенов в смолисто-углеродных системах возрастает с уменьшением концентрации легких УВ и увеличением концентрации ароматических углеводородов. Смолы не растворяются в бензине и являются полярными веществами с относительной молекулярной массой 500–1200. В них содержатся основное количество кислородных, сернистых и азотистых соединений нефти. Асфальтосмолистые вещества и другие полярные компоненты являются поверхностно-активными соединениями нефти и природными стабилизаторами водонефтяных эмульсий. Порфиринами называют особые азотистые соединения органического происхождения. Эти соединения разрушаются при температуре 200–250 ^{0}C. Сера широко распространена в нефтях и углеводородном газе и содержится как в свободном состоянии, так и в виде соединений (сероводород, меркаптаны). Зольная часть представляет собой остаток, образующийся при сжигании нефти.

Важнейшим показателем качества нефти является фракционный состав. Фракции, выкипающие до 350 ^{0}C, отбирают при давлении несколько превышающим атмосферное, называют светлыми дистиллятами (фракциями). Названия фракциям присваиваются в зависимости от направления их дальнейшего использования. В основном, при атмосферной перегонке получают следующие светлые дистилляты: 140 ^{0}C (начало кипения) – бензиновая фракция, 140–180 ^{0}C – лигроиновая фракция, 140–220 ^{0}C (180–240 ^{0}C) – керосиновая фракция, 180–350 ^{0}C – дизельная фракция.

Фракция, выкипающая выше 350 ^{0}C, называется мазутом. Мазут и полученные из него фракции – темные.

Классификация нефтей была произведена нами на основе их плотности. Нефти с плотностью до 800 кг/м^3 были отнесены к конденсатным. Таких нефтей оказалось 10 (4,85 % от общего числа рассматриваемых нефтей). Из исследованных данных видно, что парафиновые углеводороды являются преобладающими в рассматриваемых конденсатных системах.

По величине плотности сепарированных нефтей различают нефти легкие, средние и тяжелые. К легким нефтям были отнесены нефти с плотностью от 800 до 850 кг/м^3. Таких нефтей оказалось 55 (что составило 26,57 % от общего их количества), с молекулярной массой в пределах 160–236 у.е. и температурой начала кипения 48–94 ^{0}C.

К средним были отнесены нефти с плотностью 850<ρ ≤ 900 кг/м^3, молекулярной массой 210– 320 у. е. и температурой начала кипения 48– 102 ^{0}C. Таких нефтей оказалось 90, что составляет 43,48 %. Для 32 из них дан групповой углеводородный состав до C_{20+}, что составляет 35,56 % от общего количества средних нефтей, для остальных 58 нефтей (64,44 %) приведен состав до C_{30+}.

К тяжелым нефтям были отнесены нефти с плотностью свыше 900 кг/м^3, таких нефтей оказалось 51 (23,83 % от общего числа). Молекулярная масса находилась в пределах 186–416 у.е., температура начала кипения 40–121 ^{0}C. В виду сложности экспериментального исследования многокомпонентных углеводородных систем при высоких давлениях является сложной задачей, ввиду влияния на параметры этих систем большого количества факторов.

Доступнее сводить их к бинарным или тройным системам, с перенесением полученных результатов на многокомпонентные смеси, где закономерности, хотя и более сложны, но имеют тот же характер.

В настоящее время наиболее удовлетворяющей практическим требованиям считается классификационная схема А. Ф. Добрянского (1948), разработанная на основе треугольной диаграммы состава.

Фазовые диаграммы 3-х компонентных систем строятся обычно так, чтобы могли быть представлены все компоненты. Для этих целей используется равносторонний треугольник. Диаграмма, построенная на его основе, называется тройной или треугольной. Обычно самое легкое вещество размещается на вершине диаграммы, самый тяжелый компонент – в левом углу. На сторонах, противолежащих вершинам, содержание данного компонента равняется нулю. Каждая сторона треугольника представляет двухкомпонентные системы. К примеру, левая сторона представляет все возможные смеси самого легкого и самого тяжелого компонентов.

Результаты работы могут быть использованы для прогнозирования свойств сложных нефтегазоконденсатных систем и составления справочных данных по теплофизическим свойствам нефтей.

Библиографический список:

1. Kerimova A. G. (2009). *Development of thermodynamic modeling methods for predicting the properties of natural hydrocarbon systems*. Candidate dissertation. Baku, Azerbaijan,

2. Mehdiyev U. Sh., Kazımov Sh.P., Gasymly A. M. (2010). Enhancement of oil recovery using local industrial by-products. Azerbaijan Oil Industry, 3, 22-25.

3. Rahimova M. S., Alieva V. I., Malikov R. Kh, Abbasov N. M. (2024) The Property of Gas-Dynamic Pressure in Natural or Associated Petroleum Gas. Journal of Machinery Manufacture and Reliability, 2024, Vol. 53, Suppl. 1, pp.88–93.

4. Veliyev E. F., Aliyev A. A., Mammadbayli T. E. (2021). Machine learning application to predict the efficiency of water coning prevention. SOCAR Proceedings, 1, 104-113.
5. Suleimanov B. A., Latifov Y. A., Veliyev E. F., Frampton H. (2017, November). Low salinity and low hardness alkali water as displacement agent for secondary and tertiary flooding in sandstones. SPE-188998-MS. In: SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.
6. Ismailov R. G., Veliev E. F. (2021). Emulsifying composition for increase of oil recovery efficiency of high viscous oils. Azerbaijan Oil Industry, (5), 22-28.

УДК 622.276.52

Эффективный анализ методов воздействия на забой скважин для повышения продуктивности истощенных нефтяных месторождений

Мамедова Г. Г.

Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности, г. Баку, Азербайджан

Аннотация. В статье рассматриваются причины снижения эффективности разработки старых нефтяных месторождений. Отмечается, что среди них есть основные и второстепенные причины. Каждая основная причина также порождает большое количество второстепенных причин. В результате осложнений и неисправностей, вызванных каждой из причин, нарушается оптимальный технологический режим эксплуатируемой нефтяной скважины, и возникает необходимость в его регулировании. После устранения этих осложнений и неисправностей проводятся исследовательские работы на скважине и определяется оптимальный технологический режим для скважин.

Установление оптимального технологического режима для скважин следует проводить только в том случае, если в них нет осложнений или если они сведены к минимуму. Установление технологических режимов для скважин осуществляется по результатам проведения гидродинамических исследований скважин в стационарных режимах, то есть строятся как индикаторные диаграммы, так и регулирующие кривые.

Ключевые слова. Заключительная стадия разработки, режим истощения месторождения, оптимальный технологический режим, осложнение, первопричина, вторичные причины, индикаторная диаграмма, кривые регулирования, компрессия, сжимаемость.

На заключительном этапе разработки нефтяные месторождения эксплуатируются в режиме истощения. В этом режиме эксплуатируются в основном старые месторождения, расположенные в засушливых районах; большинство их добывающих скважин работают методом глубокозабойной откачки с помощью штокового плунжера. В некоторых случаях, когда расход добываемой воды из скважины очень высок, а расход нефти очень мал, их также эксплуатируют с помощью центробежного электрического погружного насоса, используя метод быстрой откачки жидкости.

Следует отметить, что геологические и физические условия таких старых месторождений, разрабатываемых в течение многих лет, на стадии окончательного истощения становятся очень сложными, что значительно затрудняет нормальную эксплуатацию добывающих скважин и существенно снижает эффективность разработки[3].

Ниже приведены примеры основных причин снижения эффективности: - обводнение продукта добычи нефти из скважин; - интенсификация песчаных явлений; - образование парафиновых и солевых отложений; - истончение производственной сети; - частые отказы добывающих скважин; - прерывание работы неактивных скважин; - деформация добывающего трубопровода; слишком низкое пластовое давление; - пластовое давление, падающее ниже давления газонасыщенности нефти; - недостаточные или отсутствующие исследования скважин; - неправильное установление оптимальных технологических режимов

в скважинах; - недостаточное или отсутствующее искусственное воздействие на пластовые процессы; - неправильный выбор глубины подвески насоса и глубины погружения в динамический уровень жидкости в скважинах; - добыча газа из газифицированных нефтяных скважин; - применение быстрого отвода жидкости из сильно обводненных нефтяных скважин, применение метода газлифта в таких скважинах; - негативное воздействие вязкопластичных нефтей; - несоблюдение метода открытия окна и бурения II наклонной трубы в скважинах с поврежденным добывающим трубопроводом; высокая частота ремонтов в скважинах и короткие интервалы между ремонтами; - высокая стоимость добываемой нефти; - низкий коэффициент нефтеизвлечения; - увеличение попутной воды и ухудшение экологии; - образование стойких (вода в нефти) эмульсий в скважинах; - коррозия наземного и подземного оборудования; - износ металлических деталей от сухого трения; - плохой или отсутствующий контроль над рабочими параметрами скважин; - малое или полное отсутствие применения методов воздействия на забойную зону скважины; - малое или полное отсутствие применения методов эксплуатации; - негативное воздействие газа на работу насоса и т. д.

Как видно из приведенных выше комментариев, существует множество причин снижения эффективности разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Однако следует отметить, что каждое нефтяное месторождение имеет свои особенности и характеризуется различными геологическими и физическими условиями.

Именно поэтому на нефтяном месторождении присутствуют не все эти причины, а одна или несколько из них. Главное – уметь правильно определить причины, присутствующие на месторождении.

Установление оптимального технологического режима для скважин следует проводить только в том случае, если в них отсутствуют осложнения или если они сведены к минимуму.

Прежде чем приступить к разработке оптимального технологического режима, необходимо устранить или свести к минимуму выявленные причины. Многие из вышеупомянутых причин существуют и на других этапах разработки нефтяных месторождений; однако на заключительных этапах количество возникающих из них препятствий возрастает и становится более интенсивным.

Существуют причины, которые следует называть главной причиной, например, затопление нефтяных скважин. Существует два типа затопления скважин: своевременное затопление и преждевременное затопление.

Своевременное обводнение скважин происходит в результате регулярного (нормального) продвижения контура содержания нефти и начинается с момента достижения первой линии эксплуатационных нефтяных скважин, степень обводнения продукта постепенно увеличивается, и в конечном итоге скважины полностью обводнены и выведены из эксплуатации. Своевременное обводнение не считается случайностью. Это даже желательное событие. Нет необходимости изолировать добываемую воду в скважинах, которые своевременно обводнены.

Преждевременное обводнение скважин и месторождений нежелательно и считается аварийной ситуацией; иногда преждевременное обводнение высокодебитных нефтяных скважин называют катастрофой. Необходимо изолировать пластовую воду в преждевременно обводненных нефтяных скважинах. Обводнение нефтяных скважин вызывает множество осложнений, например, усиливает песчаные проявления, образуются солевые отложения, резко падает пластовое давление, в пласте появляются двух- или трехфазные потоки, в сильно обводненных нефтяных скважинах применяется быстрая флюидизация, возникают деформации в добывающих трубопроводах и т. д. Каждое из этих осложнений является отдельной причиной снижения эффективности нефтяных месторождений, которые также можно назвать вторичными причинами. Из этого примера следует, что наиболее эффективные меры по предотвращению снижения эффективности следует применять не ко всем вторичным причинам по отдельности, а только как меры по устранению основной причины, то есть самое важное – это полная или частичная изоляция пластовой воды в обводненных нефтяных скважинах. В этот момент капиллярные силы равны нулю, нефть растворяется в этом веществе и, как следствие, практически полностью удаляется со всей площади, подверженной сжатию.

При сжатии нефти веществом, смешивающимся с ней, поверхность между нефтью и сжимающим веществом исчезает. Если в воду, закачиваемую в пласт для сжатия нефти, добавить определенное количество поверхностно-активного вещества (ПАВ), то поверхностное натяжение на границе раздела нефть-вода может быть значительно снижено, а гидрофильность поверхности частиц породы может быть повышена. Кроме того, частицы, застрявшие в узких участках пористой среды в виде крупных капель нефти, которые не могут перемещаться под действием градиента давления, перемещаются через узкие поры в результате деформации их поверхности из-за снижения поверхностного натяжения.

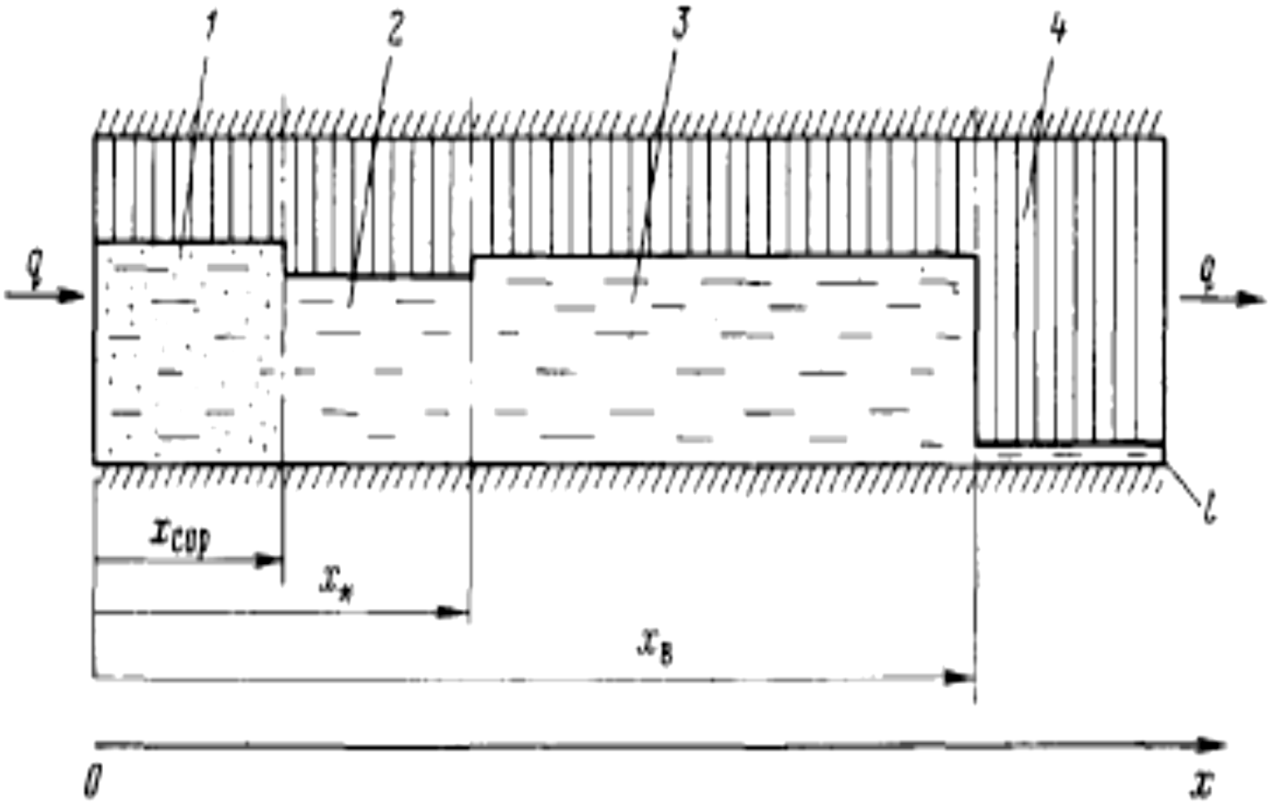


Рисунок 1 – Вытеснение нефти в полосчатом пласте водными растворами ПАВ

Здесь 1 – фронт сорбции в зоне, 2 – зона водонасыщенности, 3 – ассоциированная вода, 4 – нефтяная зона. Водный раствор ПАВ закачивается в пласт с начала разработки, но дополнительное извлечение нефти происходит только в зоне $0 \leq x \leq x_sor$ [6]. Помимо основных причин, можно привести и другие примеры, например, проблему увеличения залегания песка в необсушенных нефтяных скважинах. Вторичными причинами здесь являются: образование песчаных пробок, коррозия наземного оборудования в скважинах, коррозия труб насос-компрессора, коррозия деталей глубоководных насосов, заклепывание плунжера насоса в цилиндре, поломка штоков и т. д. [1,2].

После полного или частичного устранения осложнений необходимо установить оптимальный технологический режим для скважин. Оптимальный технологический режим скважины называется режимом ее эксплуатации, при котором дебит нефти максимально велик, дебит газа и воды мал, а вынос песка минимален. Для установления оптимального технологического режима для эксплуатируемой нефтяной скважины необходимо провести ее исследование в стабильных режимах работы, а также построить первую и вторую индикаторные диаграммы и контрольные кривые. Для этого режим работы скважины следует менять не менее трех раз. Изменение режима работы скважины осуществляется различными способами в разных режимах. В каждом стабильном режиме измеряются дебиты и забойное давление скважины, полученные результаты заносятся в таблицу, затем строятся индикаторные диаграммы и контрольные кривые, и на их основе выбирается оптимальный технологический режим.

Индикаторные диаграммы получаются в различных формах для разных скважин разных нефтяных месторождений. Если закон просачивания нефти в пласте – закон Дарси, то индикаторные диаграммы представляют собой прямые линии. Если просачивание нефти подчиняется обобщенному закону Дарси, то индикаторные диаграммы также представляют собой прямые линии, но вторая индикаторная диаграмма не проходит через начало координат и отделяет любую часть ΔP_0 от оси депрессий, которая принимается за начальный перепад давления [4]. На основе его значения определяется начальный градиент давления:

$$G = \frac{\Delta P_0}{R_k - r_q}$$

где G – начальный градиент давления, МПа/м; R_k – радиус контура подачи, м, r_q – радиус скважины, м.

Если $\Delta P_0 \neq 0$, то нефть представляет собой вязко-пластичную жидкость в пластовых условиях.

Если индикаторные диаграммы принять за кривые, то процесс перколяции подчиняется одному из нелинейных законов, и нефть в пласте ведет себя как неньютоновская или дилатантная жидкость. Аналитическое выражение функциональной зависимости между градиентом давления и скоростью перколяции называется законом перколяции. Первая индикаторная диаграмма скважины называется графиком зависимости ее расхода от забойного давления, а вторая индикаторная диаграмма называется графиком зависимости ее расхода от депрессии. Для построения индикаторной линии необходимо знать несколько фактических значений расхода и соответствующих забойных давлений.

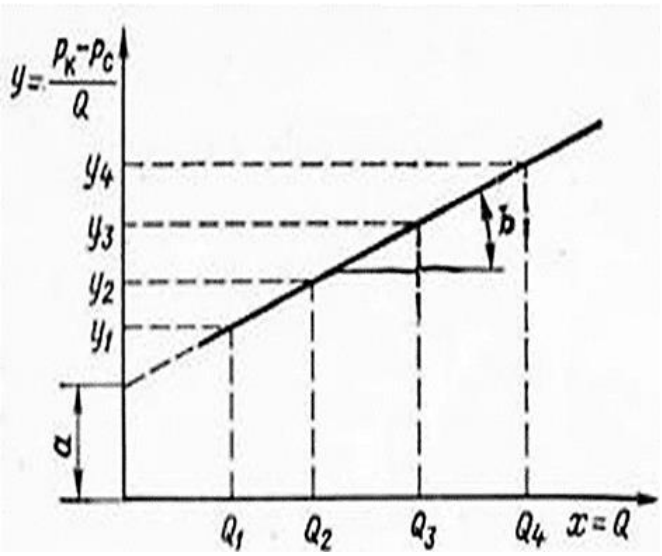


Рисунок 2 – Индикаторная линия с биномиальным уравнением потока

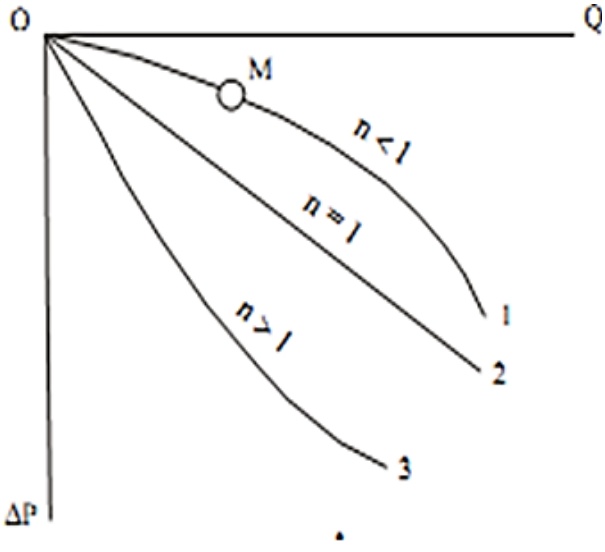


Рисунок 3 – Формы индикаторных линий

В затопленных нефтяных скважинах строятся четыре индикаторные диаграммы, две из которых являются первыми индикаторными диаграммами для нефти, а две – первой и второй индикаторными диаграммами для воды. Различные скорости потока исследуемой скважины измеряются и определяются в измерительной ловушке или измерительном групповом устройстве, а придонное давление измеряется и затем рассчитывается путем измерения глубины динамических уровней жидкости с помощью аппаратно-программного комплекса квантификатора.

Эти режимы работы устанавливаются в результате гидродинамических исследований скважин в стационарных потоках, т. е. строятся как индикаторные диаграммы, так и контрольные кривые. Затем, после устранения возникших осложнений и неисправностей, в скважинах устанавливаются оптимальные технологические режимы [5-7].

Вывод:

1. Существует множество причин снижения эффективности на заключительном этапе разработки нефтяного месторождения;

2. Поскольку разные нефтяные месторождения имеют различные геологические и физические специфические условия, они обусловлены не всеми перечисленными причинами, а одной или несколькими;

3. Этими причинами являются осложнения и неисправности, возникшие в скважинах;

4. Каждый раз, когда возникают эти осложнения и неисправности, нарушаются оптимальные режимы работы (технологические режимы) скважин, поэтому эти режимы необходимо своевременно корректировать;

5. Оптимальные технологические режимы должны быть установлены после устранения возникших в скважинах осложнений и неисправностей;

6. Установление этих режимов работы осуществляется в результате проведения гидродинамических исследований скважин в стационарных условиях, то есть строятся как индикаторные диаграммы, так и корректировочные кривые.

Библиографический список:

1.Закиров Ю. П. и др. Методы определения параметров газонефтяных пластов и управления режимов их разработки. ВНИИГАЗПРОМ, М.: «Недра», 1973, стр.56

2. Мустафаев С. Д. Вопросы исследования скважин, продуцирующих неньютоновскими нефтями. Диссертация, представленная на соискание ученой степени кандидата технических наук. Баку-1968, 125стр.

3. Искандаров Д. А., Мустафаев С. Д., Гулиев Р. А. Гидродинамическое исследование затопленных нефтяных скважин в стационарных режимах. Журнал «Эко-энергетика», № 2, 2013, с. 73-84

4. Гулиев Р. А. Определение фазовой проницаемости горных пород для нефти и воды в затопленных нефтяных скважинах. АНТ, № 4, 2013, с. 52-55

5. Samedov T. A., Mammadova G.G., Mustafayev S.D. Displacement of uncompressible viscous-plastic oil with thickened water in homogeneous porous medium, Bakı şəh. ECOENERGETICS-TECHNICAL JOURNAL, 2017, №1, p.21-28

6. Салаватов Т. Ш., Исмаилов Ф. С., Османов Б. А. Технология скважинной добычи нефти и газа., Баку 2012, с. 50-55.

7.Мамедова Г. Г. Плоско-радиальная фильтрация несжимаемой вязко-пластичной нефти в неоднородной пористой среде. Эко энергетика Научно-технический журнал, 2016, №2, стр.62-71

8. Мамедова Г. Г. Исследование последовательности разработки отдельных частей газоконденсатного месторождения с нефтяной оторочкой и ее влияния на углеводородную отдачу пласта. Рассохинские чтения, Материалы 17-йМежду-народной конференции (6-7 февраля 2025), Ухта,УГТУ, Стр.120-124

9. Mammadova G. G., Abbasova S. V. Prediction the indicators of influence process with hot liquid hydrocarbons on gas condensate wells PUBLICATION IN THE JOURNAL «EUREKA:PHYSICS AND ENGINEERING», 2025,Evrika, – 3-12 c.

УДК 622.279.4

Создание физической модели восстановления фильтрационных свойств призабойной зоны скважины сонохимическим методом

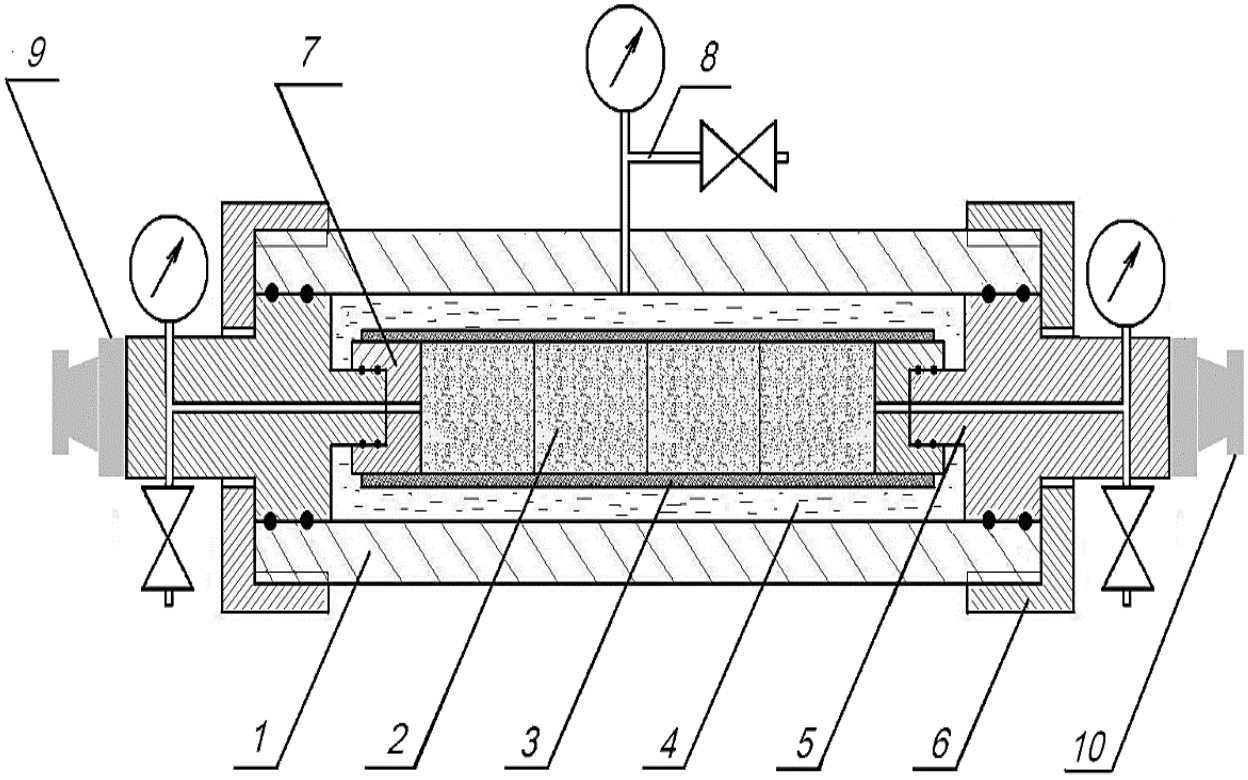
Жданов К. Ю., Волков А. Н., Латышев А. А., Шиков И. А.
Филиал «Газпром ВНИИГАЗ Ухта», г. Ухта, Россия

В настоящий момент сонохимическая технология воздействия активно применяется при интенсификации притока нефтяных скважин. При этом теоретические представления о механизмах протекания реакции в условиях, приближенных к реальным пластовым системам, изучены недостаточно, что затрудняет использование имеющегося промыслового опыта в качестве основы для дальнейшего развития технологии.

С целью научно-методического обоснования условий практической применимости технологии разработана физическая модель декольматации призабойной зоны скважины сонохимическим методом. В ходе разработки создана фильтрационная модель, позволяющая моделировать процессы кольматации и декольматации, разработаны научно-методические подходы к моделированию загрязнения и очистки призабойной зоны сонохимическим методом, а также последовательность подготовки кольматационной модели и проведения сонохимической декольматации.

Создание фильтрационной модели основывалась на кернодержателе измерения абсолютной газовой проницаемости, дополненным УЗ-излучателем и приемником (рис. 1). Подготовленная модель адаптирована для возможности характеризации трех фильтрационных состояний:

– естественное состояние призабойной зоны;
– поврежденное продуктами вскрытия и глушения скважины;
– восстановленная призабойная зона после сонохимического воздействия.

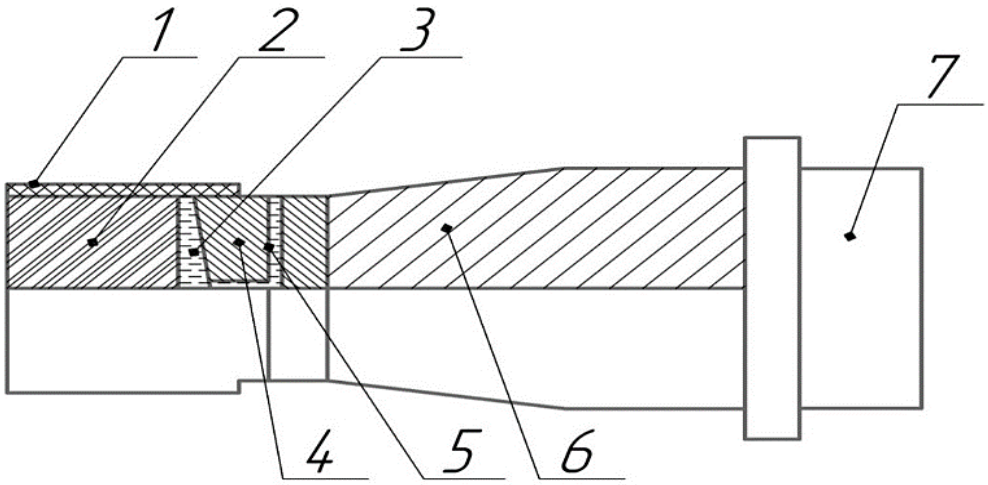


1 – корпус; 2 – образцы пород (колонка кернов); 3 – манжета; 4 – жидкость обжима; 5 – поршень; 6 – удерживающая гайка; 7 – концевая втулка; 8 – линия гидрообжима; 9 – УЗ-приемник; 10 – УЗ-излучатель

Рисунок 1 – Фильтрационная модель призабойной зоны пласта

Изготовлена специальная головка корпуса фильтрационной модели (рис. 2), обеспечивающая передачу ультразвуковой энергии в образец керна через жидкость, тем самым воссоздавая условия сонохимической обработки призабойной зоны пласта скважинным излучателем.

Исходя из задачи изучения изменения фильтрационных характеристик призабойной зоны скважины процесс создания и последующего моделирования предпочтительно приблизить к реальной пластовой системе. В связи с этим при создании модели особое внимание было уделено процедурам отбора и подготовки керна, включающих в себя такие этапы как экстрагирование и определение фильтрационно-емкостных свойств в соответствии с [1]-[3]. Подготовленный керновый материал соответствовал по составу и свойствам породам, слагающим призабойную зону объекта опробывания технологии.



1 – манжета гидрообжима; 2 – керновый материал; 3 – зазор между образцом керна и штоком головки; 4 – шток головки; 5 – фильтрационный канал для подачи рабочих жидкостей; 6 – сонотрод; 7 – акустический излучатель

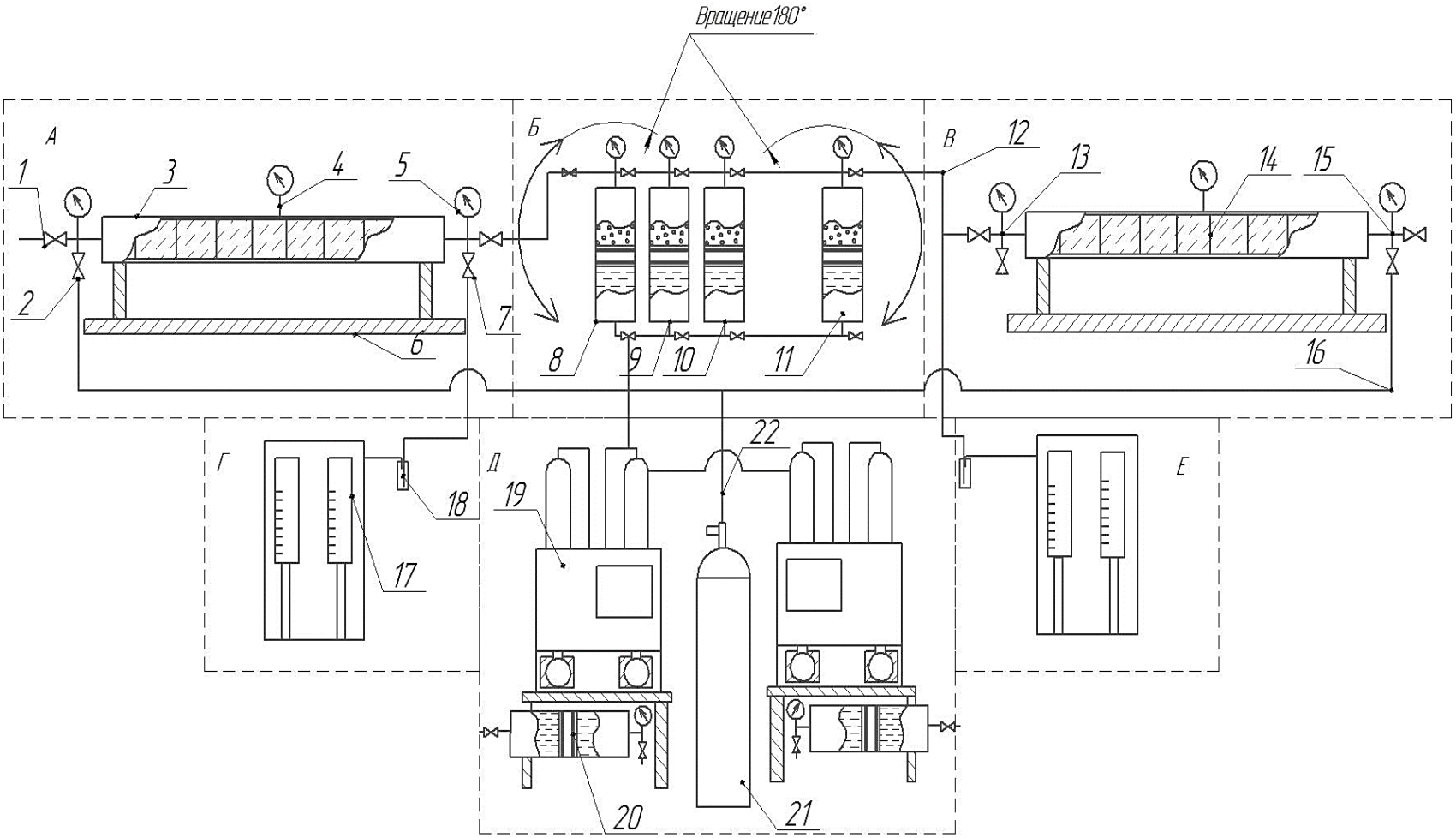
Рисунок 2 – Специальная головка корпуса фильтрационной модели

При создании узлов экспериментального оборудования осуществлен выбор наиболее подходящих материалов для работы с агрессивными рабочими средами, позволяющими проводить моделирование в требуемых для исследования термобарических условиях. Проведена серия экспериментальных исследований по определению активности взаимодействия узлов оборудования с агрессивными средами.

Успешность проведения физического моделирования напрямую зависит от соответствия процессов в изучаемом объекте и модели. Для изучения изменения фильтрационных свойств призабойной зоны скважины воссозданы условия, при которых эти изменения происходили, что достигалось подобием градиентов давлений при выполнении скважинных операций и применением технических жидкостей по рецептурам, применяющимся на изучаемом объекте. Условием подобия при изучении акустических явлений являлось воссоздание интенсивности ультразвукового излучения.

Для проведения физического моделирования разработан экспериментальный комплекс (рис. 3), основанный на двух фильтрационных моделях пласта с возможностью параллельного изучения процессов кольматации при первичном и вторичном вскрытии, а также при ремонтных работах, и с возможностью моделирования процессов декольматации сонохимическим методом.

Перед проведением физического моделирования сонохимической декольматации необходимо было определить наиболее эффективные параметры обработки, для чего проведены трехэтапные опыты аналитического изучения растворимости кернового материала под воздействием химической композиции, ультразвука и совместном сонохимическим воздействии, где наилучшие условия для обработки соответствовали наибольшей степени потери массы керна.



А, В – две взаимозаменяемые керновые модели пласта; Б – технологический блок; Г, Е – блоки замерных узлов; Д – насосный блок;
1 – «головка-скважина»; 2 – «головка-пласт»; 3 – фильтрационная модель (кернодержатель); 4 – продувочная линия «головки-пласт»;
5 – продувочная линия «головки-скважина»; 6 – поровое пространство (керн); 7 – узел горного давления;
8,9,10,11 – поршневые контейнеры (узел порового давления); 12 – линия подачи газа в «головку-пласт»;
13 – линия подачи газа в «головку-скважину»; 14 – лабораторный насос; 15 – линия замерного узла;
16 – ловушка для жидкости и твердых частиц; 17 – лабораторный газометр; 18 – источник газа

Рисунок 3 – Экспериментальный комплекс

Порядок проведения экспериментальных исследований состоял из четырех этапов:

– подготовительный этап – изучение начальных свойств выбранного кернового материала, выбор технических жидкостей для кольматации и определение параметров сонохимического воздействия.

– этап кольматации керна и оценки повреждения пористой среды образцов.

– этап декольматации керна – очищение пористой среды сонохимическим воздействием.

– анализ и оценка результатов декольматации, изучение восстановленных фильтрационных свойств керна.

По итогам исследований рассчитывалась относительная восстановленная проницаемость образцов и предоставлялись выводы об эффективности применения сонохимической обработки на промысловом объекте.

Таким образом, по результатам разработки физической модели декольматации призабойной зоны скважины сонохимическим методом можно отметить следующее:

– создана фильтрационная модель для моделирования кольматационных и декольматационных процессов в условиях, приближенных к реальным условиям вскрытия и воздействия на призабойную зону скважины;

– на основе двух фильтрационных моделей разработан экспериментальный комплекс для моделирования загрязнения ПЗП и очистки сонохимическим методом;

– разработан порядок определения энергетических характеристик излучения и предварительного подбора состава химической композиции для проведения физического моделирования сонохимической обработки;

– составлен порядок подготовки модели кольматированной ПЗП и моделирования процесса декольматации сонохимическим методом.

Библиографический список:

1. ГОСТ 26450.0-85. Породы горные. общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств, 1986. – 6 с.
2. ГОСТ 26450.1-85. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением, 1986. – 12 с.
3. ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации, 1986. – 17 с.

УДК 622.27.621.52

Эффективность создания подземных хранилищ газа, их назначение и классификация

Алиева О. А.

Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности, г. Баку, Азербайджан

Аннотация. В статье одним из важнейших вопросов считается определение изменения количества скважин, необходимого для обеспечения заданного объема добычи газа при подготовке проекта разработки газовых (газоконденсатных) месторождений. До сих пор считается, что при истощении газовых (газоконденсатных) месторождений продуктивность скважин существенно снижается. Поэтому необходимо бурить дополнительные скважины и вводить их в эксплуатацию, чтобы сохранить темп добычи на завершающей стадии разработки.

Ключевые слова: подземное хранилище газа, тектонические блоки, ежемесячное потребление, природный газ, пластовое давление, газохранилище

Ведение:

Для системы снабжения городов и промышленных предприятий характерно неодинаковое потребление газа. Это объясняется тем, что потребители используют газ неравномерно по месяцам, неделям и дням (в зависимости от времени года). Например, газ зимой расходуется больше, чем летом. В летние месяцы потребление газа снижается из-за того, что на этот период

отключаются тепловые сети и многие жители города уезжают в отпуск. Днем, как правило, газа расходуется меньше, чем ночью [1]. В холодные и напряженные с точки зрения добычи дни потребность в газе увеличивается в 5-10 и более раз по сравнению со среднегодовыми темпами. Чтобы скорректировать это неравенство, строятся подземные хранилища газа для подачи газа потребителям в летний сезон, зимой или в непредвиденных случаях. Типичное местонахождение склада – район потребителя. Кроме того, газохранилища должны располагаться, например, в центре крупного промышленного района или вблизи газоперерабатывающего завода, чтобы обеспечить непосредственную работу [2].

Выполнение работы

Потребление газа характеризуется ежемесячной неравномерностью. Величина ежемесячной неравномерности потребления газа определяется по формуле

$$K_m = \frac{Q_m}{Q_c} \tag{1}$$

где $Q_м$ - фактическое месячное потребление, Q_c - означает среднемесячное потребление.

$$Q_м = \frac{Q_г}{12} \tag{2}$$

где $Q_г$ – годовое потребление газа

Подземные газовые резервуары, создаваемые в пористых слоях (подземные газовые резервуары), по основному назначению (классификации) подразделяются на: базового типа - для обеспечения сезонной (несколько месяцев) неравномерности потребления газа; для газа характерны относительно стабильные режимы в сезон отбора; пиковый – обеспечение кратковременной (несколько дней) неравномерности потребления газа, характеризующейся значительными изменениями суточной производительности в течение периода отбора проб; суточный объем добычи газа из пиковых подземных хранилищ газа превышает 2 % активного объема газа; тип газового голдера-обеспечение кратковременного (несколько дней) неравномерного потребления газа, характеризующегося закачкой газа в течение отборочного сезона; стратегического типа – создаются для долгосрочного хранения запасов газа и используются в исключительных случаях [3].

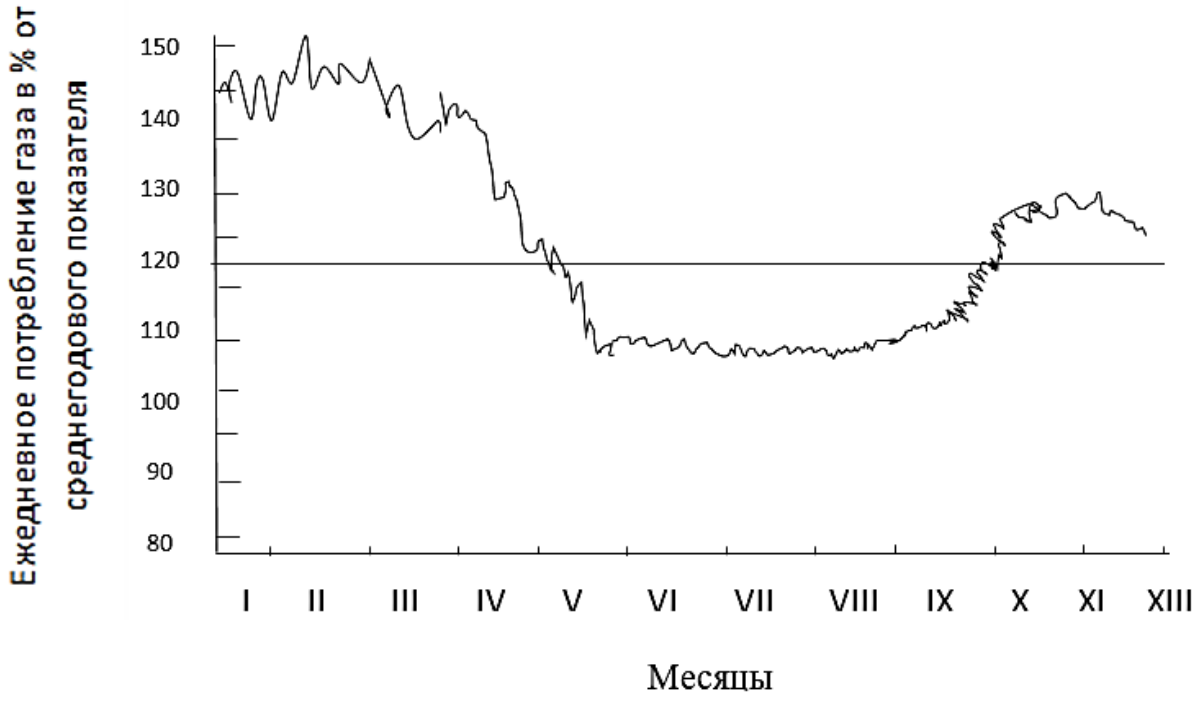


Рисунок 1 – График изменения потребления газа по месяцам

По способу эксплуатации подземные газовые резервуары подразделяются на следующие типы: в водных слоях; на отработанных газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождениях; в камнях, соляных отложениях.

Поиск и разведка подземных залежей газа проводятся с целью получения достоверных предварительных данных для технологического проектирования. Поисково-разведочные сооружения для создания подземных залежей газа предусматривают выполнение следующих работ: сейсмическое исследование сооружения; структурные раскопки [4].

Внесение изменений в технологический проект подземных резервуаров газа происходит в случаях: изменения параметров геологической модели, влияющих на технологическую деятельность подземных резервуаров газа; существенные изменения в реализации проектных и фактических показателей подземных хранилищ газа; необходимость изменения показателей эффективности при изменении функционального назначения использования газа подземного хранилища газа и других внешних факторов; структуры с простым геологическим строением характеризуются относительно стабильным литофациальным составом пород, их коллекторскими свойствами, продуктивностью в пределах открытой площади и обычно однослойный; структуры со сложным геологическим строением характеризуются развитием дизъюнктивных тектонических разломов, разнообразием литофациального состава пород, изолированностью тектонических блоков друг от друга, наличием щитовых зон с плохой проницаемостью и обычно многослойны [5].

Искусственные газовые месторождения подземных газовых хранилищ (ПХГ), созданные в пористых слоях, по форме их делят на пластовые и массивные. Территория обнаруженного участка сплошные пласты, изолированные друг от друга или созданные в истощенных месторождениях.

Подземные залежи газа делятся на одно пластовые и многопластовые. В зависимости от типа конструктивной ловушки и амплитуды закладки слоев подземные газовые залежи делятся на: моноклинальные; подземные залежи газа, созданные в ловушках малой амплитуды в антиклинальных структурах; подземные залежи газа, созданные в ловушках большой амплитуды в антиклинальных структурах; подземные газовые резервуары, созданные в литофациально экранированных ловушках.

В зависимости от проявления энергии пласта в процессе эксплуатации подземные месторождения, на которых создаются газовые хранилища, делятся на следующие категории: месторождение с отклонением не более 10 % от газового режима, с преобладанием газового режима; при отклонении от газового режима пласта более чем на 10 %, с преобладанием водонапорного режима; залежи подземных газовых хранилищ смешанного режима [6].

По наличию жидких углеводородов в истощенных газовых, газоконденсатных месторождениях или при их отсутствии подземные газовые хранилища подразделяются на следующие группы: без прожилок нефти и промышленно значимые подземные газовые хранилища без прожилок нефти; промышленно значимые подземные газовые хранилища с прожилками нефти; подземные газовые хранилища на пластах с остаточным нефтенасыщением непромышленного значения; подземные хранилища газа с остаточным газовым конденсатом (ретроградный конденсат).

Искусственные газовые месторождения в процессе создания подземных газовых хранилищ на месторождениях нефти и газа создаются следующим образом: подземные хранилища газа, созданные в «газовой шапке» месторождений нефти и газа; подземные газовые хранилища, созданные в истощенных горизонтах залежей нефти и газа.

Хранилища, построенные в пористых и горных породах. Лучшими с экономической точки зрения подземными хранилищами газа, предназначенными для регулирования неравномерности в период сезонного использования газа, являются хранилища, построенные на базе истощенных газовых и газоконденсатных месторождений.

Преимуществами подземных хранилищ газа являются:

• для устранения сезонного дисбаланса в удаленном газоснабжении;

• для магистрального транспорта газа на большие расстояния и бесперебойной работы газораспределительной системы;

• для создания запасов газа;

• для ритмичной работы природных и искусственных источников;

• для транспортировки газа и снижения капитальных и эксплуатационных затрат на городскую газовую сеть [7].

Очень сложно создать безопасную, практичную и эффективную современную систему газоснабжения в регионах газопотребления или на газовых магистралях.

Согласно технико-экономическим отчетам треста проектов газового отопления, экономия при подземном хранении газа составляет до 30%, и при транспортировке газа на большие расстояния (при использовании газа для отопления) от 20 до 30% в газотранспортных сетях городов.

Система хранения газа в подземных хранилищах считается высокорентабельной. Такая система хранения газа в 250-300 раз дешевле хранения в газгольдерах низкого давления, в 200 раз дешевле хранения в сферических резервуарах, в 150-170 раз дешевле трубной системы с давлением 15,0 МПа и в 100 раз дешевле хранения газа в трубах при давлении 10 МПа. Учитывая все вышеперечисленные преимущества, хранение газа в подземных хранилищах в Азербайджане имеет большое значение [8].

Результат

Таким образом, капитальные вложения на строительство газопровода протяженностью 1000 км и пропускной способностью 10тыс.м^3 /сут. будут в 10 раз больше капитальных вложений на строительство постоянного хранилища газа с расчетным среднегодовым потреблением. Это создаст основу для подземного хранения газа, позволяющую обеспечить теплом все категории потребителей в холодные зимние месяцы.

Краткое содержание

В статье одним из важнейших вопросов считается определение изменения количества скважин, необходимого для обеспечения заданного объема добычи газа при подготовке проекта разработки газовых (газоконденсатных) месторождений. До сих пор считается, что при истощении газовых (газоконденсатных) месторождений продуктивность скважин существенно снижается. Поэтому необходимо бурить дополнительные скважины и вводить их в эксплуатацию, чтобы сохранить темп добычи на завершающей стадии разработки.

При отсутствии газохранилища используется 80-85% мощности газотранспортной системы. При равной работе источника газа и магистрального газопровода коэффициент использования установленной мощности устройства близок к единице. Количество добывающих скважин на газовом месторождении, общее количество компрессоров на компрессорной станции и магистральных газопроводах может быть сокращено на 15%.

Определение режима закачки газа в подземные газовые пласты в зависимости от параметров скважины и пласта имеет большое научное и практическое значение [9].

В мировой практике технико-технологическая и экономическая эффективность создания подземных хранилищ газа на истощенных месторождениях нефти и газа научно, технически и теоретически обоснована.

Библиографический список:

1. AkhundovaN.R., Rzazade S.A., Bahshaliyeva S.O., Aliyeva O.A.// Compression of liquids from the operating wells to the surface applying the sequential approximation//Today we finally received the third review for your article. The review is positive, so the article will be published NAFTA-GAZ10.18668/NG.2023.03.04, 2023, no.3, pp. 184-18.

2. С. Д. Мустафаев, О. А. Алиева А. С. Алиев//Влияние движения пятнистой воды, скапливающейся в водоломе, на режим работы подземных хранилищ газа//Азербайджанский журнал Нефтяное Хозяйство", № 8, 2019, с. 19-21.

3.Салаватов Т. Ш., Исмаилов Ф. С., Османов Б. А. "Технология скважинной добычи нефти", учебник, Баку, 2012, 538 с.

4. Мираламов Г. Ф., Исмаилов Г. Г. "Трубопроводный транспорт нефти и газа", учебник, Баку, 2010, 506 с.

5. Асланов В. Д. Геологические основы создания подземных хранилищ газа в связи с решением проблемы газоснабжения///Баку, 2001, с-97-100.

6. O. A. Алиева //Определение основных технических показателей накопленного запаса в подземных газохранилищах, созданных в нефтяных месторождениях с газовой шапкой //Азербайджанское Нефтяное Хозяйство,2022,06-07.22, с.41-45.
7. Akhundova N.R, Aliyeva O.A.//Determination of the exact daily gas intake volume of an unfinished flatbed gas injection well according to the degree of opening of the formation in the underground gas storage (GAS)//, Today we finally received the third review for your article. The review is positive, so the article will be published NAFTA- GAZ,10.18668/NG.2023.09.04, 2023, no 9, Pp 592-595.
8. Aliyeva O. A., A. S. Aliev //Development of gas lift wells using a new technological method// SCİENTİFİC PROCEEDİNGS SCİENTİFİC-RESEARCH İNSTİTUTE,Vol.25, № 1, Geotechnoligical problems of oil, gas and chemistry, Bakı, pp.144-149, İSSN 2218-5054 http://www.gpogc.az.
9. Aliyeva O. A Освоение и эксплуатация добывающих скважин Proceedings of the 9th International Scientific Conference «Rese-arch Reviews»(April 24-25). Prague, Czech Republic 2025,с.116-121,CERTIFIKATE https://ojs.publisher.agency/index.php/RR/issue/view/132.

УДК 622.654.45

Теоретическая исследовательская работа автоколебания забойных вибраторов

Рагимова М. С.[1], Намазова Г. И.[2], Сулейманов Ш. М.[2], Рзаева Х. Дж.[2]
1 – Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности, г. Баку, Азербайджана;
2 – Научно-исследовательский институт «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия» AZ1010, г. Баку, Азербайджан

Аннотация. Некоторые коллекторы насыщены трудно извлекаемыми нефтями, которые с одной стороны обладают низкими коллекторскими свойствами, то есть пористостью и проницаемостью, а с другой стороны они насыщены тяжелыми нефтями, обладающими высокими динамическими вязкостями (когда нефти являются ньютоновскими жидкостями) или высокими структурными вязкостями (когда они являются вязкопластичными жидкостями) в пластовых условиях. В таких месторождениях эксплуатационные скважины имеют невысокие дебиты нефти и газа, и нагнетательные (инжекционные) водяные скважины имеют низкие водопоглотительные способности.

Ключевые слова: вибровоздействие, кислотная обработка, термокислотная обработка, термическое воздействие, ньютоновские жидкости, водопоглотительные способности.

Известно, что в линейных системах незатухающие типы колебательного движения могут поддерживаться только периодическими внешними воздействиями. Но в механических системах такие колебательные движения могут поддерживаться также источниками энергии, которые не обладают колебательными свойствами. Здесь для поддержания устойчивых колебательных движений, рассматриваемая система во время этого движения должна получить из источника столько энергии, сколько расходуется у неё за то же время. Такого типа система называется автоколебательной, то есть самовозбуждающейся. Это значит, что автоколебательная система называется такая колебательная система, которая совершает незатухающие колебания из-за действия источника энергии и не обладающего свойствами колебательных движений.

Следующие составные части характерны для автоколебательной системы: источник внешней энергии, который компенсирует потери энергии на затухание колебательных движений из-за трения или других сил сопротивления; сама колебательная система; клапан, который регулирует вхождение внешней энергии в колебательную систему; обратная связь, то есть устройство обратного воздействия автоколебательной системы на клапан из-за протекания в самой колебательной системе. Такая обратная связь регулируется изменением значения расхода внешней энергии.

На практике разработки и эксплуатации нефтяных месторождений существуют и применяются многочисленные способы интенсификации добычи нефти и газа путем воздействия на призабойную зону пласта по различным выбранным скважинам. Самое широкое применение получили следующие способы: кислотная обработка; термокислотная обработка; термическое воздействие; гидравлический разрыв пласта; обработка призабойной зоны пласта (ПЗП) углеводородным растворителем; вибрационное воздействие на ПЗП-а.

Кроме термокислотной обработки, также применялись следующие комбинированные способы воздействия на ПЗП-а: кислотно-гидравлический разрыв ПЗП-а; термокислотный разрыв ПЗП-а и т. д.

Упруго-волновые способы являются наиболее эффективными способами повышения охвата пластов воздействием в низко- проницаемых пропластках неоднородных пластов. Способы упруговолнового воздействия можно разделить на: акустические (ультразвуковые и звуковые), гидравлические с использованием волн давления, ударно-волновые и вибросейсмические. В основе их действия лежат близкие механизмы влияния на среды, отличающиеся скоростью протекания процессов, которые зависят от частоты и амплитуды колебаний.

Скорость и градиент давления стационарного направленного акустического течения относительно невелики. Но на фоне относительно медленного поступательного течения, в зоне акустического воздействия, может происходить также внутрипоровая кавитация, которая обусловлена турбулентным колебательным движением. Под кавитацией в жидкости понимается образование в ней полостей разрывов с последующим их схлопыванием.

Элементарный акт кавитации в акустическом поле можно понимать так: в фазе разряжения в жидкости образуется разрыв в виде полости, которая может быть заполнена паром жидкости или газом, если он был в этой полости или успел туда диффундировать при понижении давления. Количество кавитационных полостей в зоне акустического воздействия может быть очень большим, интегральный эффект наличия «горячих» точек с высоким давлением порождает химические реакции, люминесценцию, дегазацию и другие явления.

Промышленное испытание и лабораторно- экспериментальный опыт изучения процесса вибродействия на ПЗП-а эксплуатационных нефтяных и нагнетательных водяных скважин переменным давлением с целью интенсификации притока и поглощения жидкости показывает, что успешность применения метода каждом конкретном случае зависит от индивидуальных свойств пластовой системы и связанных с ними специфических элементов механизма проявления колебаний давления на забое скважины.

Поэтому, перспективным направлением повышения эффективности вибрационного воздействия на ПЗП-а является оптимальное сочетание гидродинамических параметров пластовой системы, технических и технологических параметров процесса виброобработки скважин.

При разработке нефтяных месторождений путем стационарных и нестационарных гидродинамических исследований эксплуатационных нефтяных и нагнетательных водяных скважин определяются следующие параметры продуктивного пласта: значение пластового давления, коэффициента проницаемости, коэффициента гидропроводности, коэффициента пьезопроводности, приведенного радиуса гидродинамически несовершенной скважины .

Задача разработки оптимальной технологии процесса вибрационного воздействия заключается в следующем: выбор типа конструкции генератора, т.е. создателя колебаний (вибратора); выбор конструктивных параметров самого вибратора и выбор значений параметров технологического режима процесса вибродействия в соответствии со значениями гидродинамических параметров призабойной зоны продуктивного нефтяного пласта.

С целью решения этой задачи выполнено теоретическое исследование автоколебательного режима работы забойного генератора колебаний, в результате чего получены алгоритмы для вычисления параметров пластовой системы технологического режима процесса вибродействия в зависимости от параметров обрабатываемых зон продуктивного нефтяного пласта.

Приняли различные значения основных параметров пластовой системы (пластовые давления, в МПа), (темп поглощения, в $м^3$/сут) и значения конструктивных параметров забойного генератора колебаний; выполнены вычисления алгоритмов на ЭВМ и получены соответствующие значения основных параметров технологических режимов процесса вибрационного воздействия на ПЗП-а. На основе полученных данных составили таблицу и специальную номограмму, которые дали возможность выбрать технологический режим процесса вибродействия на промыслах; эта работа выполнена усилиями средне- технического персонала без каких–либо дополнительных инженерных расчетов.

Увеличение нефтеотдачи пластов и интенсификация добычи нефти, влияние упруго-волнового воздействия на улучшение показателей нефтеизвлечения из слабопроницаемых коллекторов и из пластов в целом является значительным. Поэтому необходимо продолжать научно-исследовательские и лабораторно-экспериментальные работы для глубокого изучения механизма вибровоздействия и совершенствовать техники и технологию способов упруго-волнового воздействия на ПЗП-а.

С целью теоретического исследования автоколебательного режима функционирования генератора колебаний составлено и решено специальное дифференциальное уравнение. Получились алгоритмы для вычисления параметров конструкции вибратора и технологических параметров процесса вибровоздействия в зависимости от параметров обрабатываемых участков пласта.

Библиографический список:

1. Чукарин А. Н. Теория и методы акустических расчетов и проектирования технологических машин для механической обработки: монография / А. Н.Чукарин // Изд. центр ДГТУ, Ростов н/Д, 2004. - 152 с.
2. Подуст С. Ф. Осовы виброакустических расчетов отечественных электровозов: монография / С.Ф.Подуст, А.Н.Чукарин, И.В.Богуславский. - Ростов н/Д: Издательский центр ДГТУ, 2013. - 160 с.
3. Ахундов Р. И. Промысловые исследования вибровоздействия на призабойную зону скважин на морские нефтяные месторождения. Москва ОАО ВНИИОЭНГ, Нефтепромысловое дело, 2009 г., №5, стр.72-76.
4. Симонов Б. Ф., Опарин В. Р., Канискин Н. А. и др. Вибросейсмическое воздействие на нефтяные пласты с земной поверхности. // Нефтяное хозяйство, 2000 г, №5, стр 56-64.
5. Симонов, Б. Ф. Вибросейсмическое воздействие на нефтяные пласты с земной поверхности / Б. Ф. Симонов и др. // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 5. – С. 41-46.

УДК 622.276

Особенности циклического заводнения расчлененных нефтяных пластов

Телегин И. Г.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Метод циклического заводнения (ЦЗ) относится к гидродинамическим методам увеличения нефтеотдачи (МУН) и обычно применяется при наличии в геологическом строении нефтяного пласта низкопроницаемых слоев (Н-слой) и высокопроницаемых слоев (В-слой). Технология циклического заводнения сводится к периодической смене режимов работы скважин. Эти изменения режимов ведут к интенсификации перетоков флюидов между разнопроницаемыми слоями вследствии возникающих перепадов давления [1-2].

В работе будем изучать двумерную синтетическую модель в плоскости OXZ нефтяного пласта состоящего из нескольких слоев с проницаемостями $K_{в\text{-}слой} > K_{н\text{-}слой}$. Каждый слой отделен от другого слоя глинистой малопроницаемой перемычкой. Размеры моделируемого пласта возьмем равными 500x10x20.5 м. Параметры пласта даны в таблице 1.

Таблица 1 – Параметры пласта и флюидов синтетической гидродинамической модели

Параметры	**Значения**
Сжимаемость скелета породы, 1/Па	$5*10^{-11}$
Начальная нефтенасыщенность, д.ед.	0.8
Вязкость воды и нефти, мПа*с	1
Сжимаемость воды, 1/Па	$5*10^{-10}$
Объемный коэффициент воды B_w, д.ед.	1.01
Плотность воды в поверхностных условиях ρ_w, кг/м^3	1050
Объемный коэффициент нефти B_o, д.ед.	1.1
Сжимаемость нефти, 1/Па	$1.5*10^{-9}$
Плотность нефти в поверхностных условиях ρ_o, кг/м^3	800
Параметры В-слоев	
Проницаемость горизонтальная $K_{в\text{-}слой}$, м^2	$9.869*10^{-14}$
Вертикальная проницаемость, м^2	$3.9476*10^{-14}$
Суммарная толщина $h_{в\text{-}слой}$, м	10.0
Параметры Н-слоев	
Проницаемость горизонтальная $K_{н\text{-}слой}$, м^2	$9.869*10^{-16}$
Вертикальная проницаемость, м^2	$3.9476*10^{-15}$
Суммарная толщина $h_{н\text{-}слой}$, м	10.0
Параметры проницаемой перемычки между слоями	
Проницаемость $K_{пер}$, м^2	$9.869*10^{-16}$
Толщина $h_{пер}$, м	0.5

В левом конце пласта нагнетательная скважина INJ, а на правом конце добывающая скважина PROD. Размеры ячеек расчетной сетки были взяты равными соответственно по осям OX, OY, OZ: 5.0x10.0x0.2 м, для лучшей детализации у глинистой перемычки высота ячеек была взята равной 0.1 м. Такая расчетная сетка позволила уменьшить погрешность аппроксимации до 1% от решения, это дало возможность анализировать структуру решения нефтенасыщанности. При численном моделировании использовался симулятор «тНавигатор» [3], примеры построения такого типа синтетических моделей приведены в работе [4].

Всего было рассчитано 44 расчетных вариантов, в названии варианта записывались буквы “В” или “Н”, буква “В” обозначала высокопроницаемый слой, а буква “Н” – низкопроницаемый слой. Нумерация слоев осуществлялась сверху вниз. При этом полагалось постоянство запасов нефти в разнопроницаемых частях пласта во всех вариантах. Параметры работы скважин с циклическим и стационарным заводнением показаны в таблице 2.

Таблица 2 – Параметры работы скважин

Параметры	Значение
Стационарное заводнение	
Приемистость INJ, $м^3$/сут	10.5
Дебит скважины PROD, $м^3$/сут	10
Циклическое заводнение	
Начало внедрения ЦЗ, месяц	21
1 полуцикл, приемистость скважины INJ, $м^3$/сут	0
1 полуцикл, дебит добывающей скважины PROD, $м^3$/сут	10
Длительность 1 полуцикла, сут	30
2 полуцикл, приемистость скважины INJ, $м^3$/сут	20.5
2 полуцикл, дебит добывающей скважины PROD, $м^3$/сут	10
Длительность 2 полуцикла, сут	30
Предельные параметры разработки залежи	
Максимальное давление нагнетания на INJ, МПа	45
Минимальное забойное давление на PROD, МПа	5
Условие окончания разработки – дебит нефти, $м^3$/сут	Меньше 0.5

В таблице 3 приведены результаты расчета вариантов стационарного и циклического заводнения, в таблице введены обозначения: T_i – срок разработки, месяцев; $КИН_i$ – коэффициент извлечения нефти, д.ед.; ΔQ – дополнительная добыча нефти по сравнению с вариантом стационарного заводнения, %; нижний индекс – режим разработки, i=с – стационарное заводнение, i=ц – циклическое заводнение; K_p – число слоев (расчлененность). Анализ таблицы 3 позволяет выделить три группы многослойных пластов по показателю эффективности ЦЗ ΔQ:

1) Н-слои сгруппированы над В-слоями, в этом случае для стационарного варианта рентабельный период эксплуатации будет относительно короткий, а $0.488 \geq КИН_с \geq 0.427$. Разделение низкопроницаемого слоя глинистой перемычкой на дополнительное число прослоев уменьшает $КИН_с$ и $T_с$. Разбиение высокопроницаемого слоя на прослои наоборот увеличивает $КИН_с$ и $T_с$, в этом случае вода легко обводняет тонкие глинистые перемычки. Увеличение расчлененности K_p уменьшает период рентабельной эксплуатации $T_ц$ и эффективность циклического заводнения ΔQ.

2) В-слои сгруппированы над Н-слоями, в стационарном варианте рентабельный период эксплуатации будет продолжительнее, а $0.674 \geq КИН_с \geq 0.565$. Если Н-слой разделен перемычками, тогда соответствующие $КИН_с$ и $T_с$ уменьшаются. При разбиении В-слоя на прослои несколько увеличиваются $КИН_с$ и период $T_с$. Увеличение K_p обычно уменьшает $T_ц$ и эффективность циклического заводнения ΔQ. Исключением является вариант ВННН, в этом случае выработка запасов стационарным заводнением оказалась недостаточно эффективной, что и привело к существенному росту запасов нефти потенциально извлекаемых с помощью применения циклической закачки воды.

3) В-слои перемешаны с Н-слоями, это ведет к повышению эффективности стационарного заводнения. Капиллярная пропитка действует снизу и сверху. В этом случае $0.683 \geq КИН_c \geq 0.601$, период рентабельной разработки меньше чем во второй группе, но больше чем в первой группе. С увеличением перемешивания слоев величина $КИН_c$ растет и достигает максимума в варианте ВНВН, при этом эффективность ЦЗ уменьшается. Для четырехслойного пласта только в трех случаях величина ΔQ будет больше 5 %: ВННВ, ВВНВ.

Таблица 3 – Результаты расчета вариантов

Стационарное заводнение			**Циклическое заводнение**			
Вариант	**T_c**	**$КИН_c$**	**Вариант**	**$T_ц$**	**$КИН_ц$**	**ΔQ**
Двухслойный пласт $K_р$=2						
НВ	44	0.429	НВ	77	0.473	10.3
ВН	173	0.607	ВН	183	0.674	11.1
Трехслойный пласт $K_р$=3						
ВНН	161	0.588	ВНН	165	0.646	10.0
НВН	115	0.609	НВН	119	0.630	3.5
ВВН	165	0.612	ВВН	165	0.664	8.5
ННВ	44	0.429	ННВ	74	0.469	9.5
ВНВ	114	0.610	ВНВ	129	0.649	6.4
НВВ	45	0.446	НВВ	76	0.488	9.3
Четырехслойный пласт $K_р$=4						
ВННН	147	0.565	ВННН	170	0.642	13.6
НВНН	118	0.601	НВНН	120	0.626	4.2
ВВНН	155	0.595	ВВНН	162	0.652	9.6
ННВН	106	0.578	ННВН	109	0.597	3.3
ВНВН	127	0.683	ВНВН	127	0.704	3.2
НВВН	109	0.616	НВВН	115	0.639	3.8
ВВВН	157	0.618	ВВВН	172	0.679	9.9
НННВ	43	0.427	НННВ	69	0.462	8.2
ВННВ	109	0.605	ВННВ	124	0.642	6.2
НВНВ	98	0.615	НВНВ	99	0.630	2.4
ВВНВ	111	0.616	ВВНВ	129	0.660	7.0
ННВВ	45	0.446	ННВВ	72	0.483	8.3
ВНВВ	107	0.616	ВНВВ	118	0.644	4.6
НВВВ	46	0.464	НВВВ	76	0.508	9.3

В качестве примера, показывающего особенности структуры решений, на рисунке 1 приведена выкопировка распределения нефтенасыщенности в варианте НВН (циклическое заводнение). Рисунок показывает, что в этом случае формируются две разные водо-нефтяные зоны в нижнем и верхнем низкопроницаемых слоях. Причем в нижнем слое структура решения нефтенасыщенности при x>50 м по вертикали меняется немонотонно:

- зона остаточных запасов нефти;
- зона накопления воды у подошвы пласта.

Для случая расположения пластов ВНВ решение нефтенасыщенности (циклическое заводнение) приведено на рисунке 2, из этого рисунка видно, что в верхнем высокопроницаемом слое со смещением к добывающей скважине в кровле пласта образуется зона нефти, всплывшей из низкопроницаемого слоя. В низкопроницаемом слое, расположенном в центре сформирована обширная зона остаточных запасов. Нижний высокопроницаемый слой служит каналом транспорта воды, а нефть в силу меньшей плотности почти не транспортируется по нему.

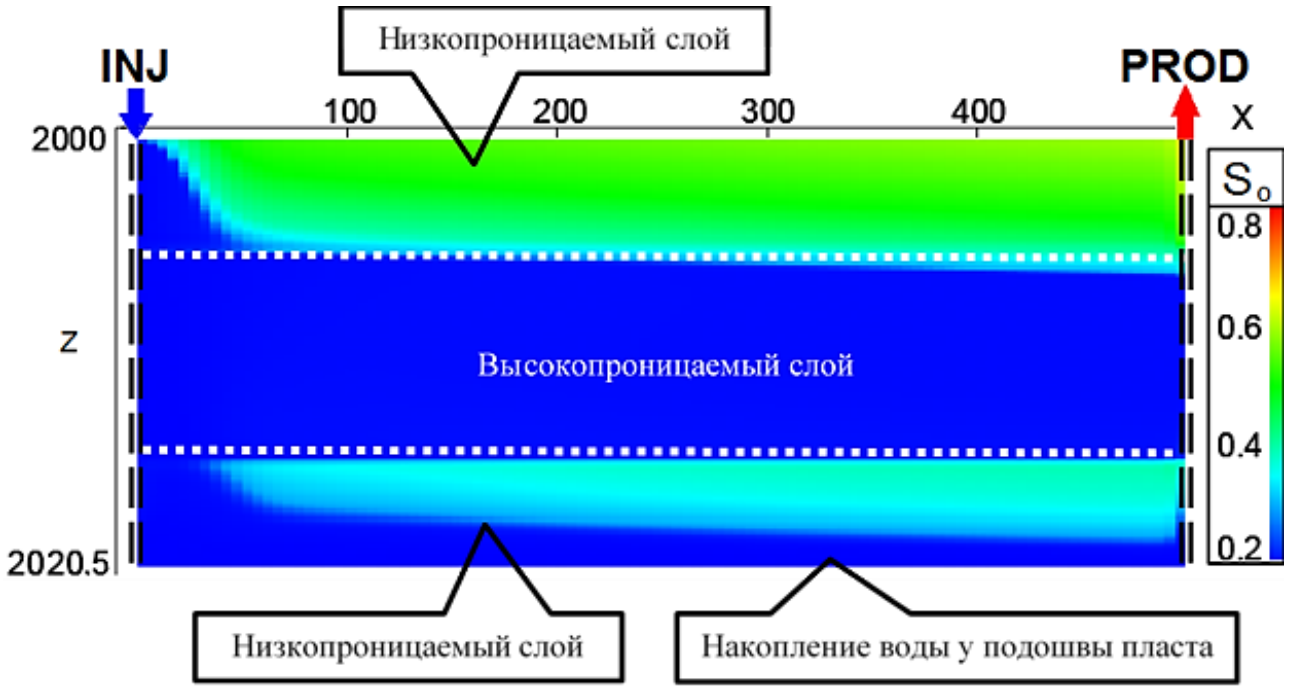


Рисунок 1 – Нефтенасыщенность при использовании ЦЗ расположение слоев вариант НВН на конец разработки

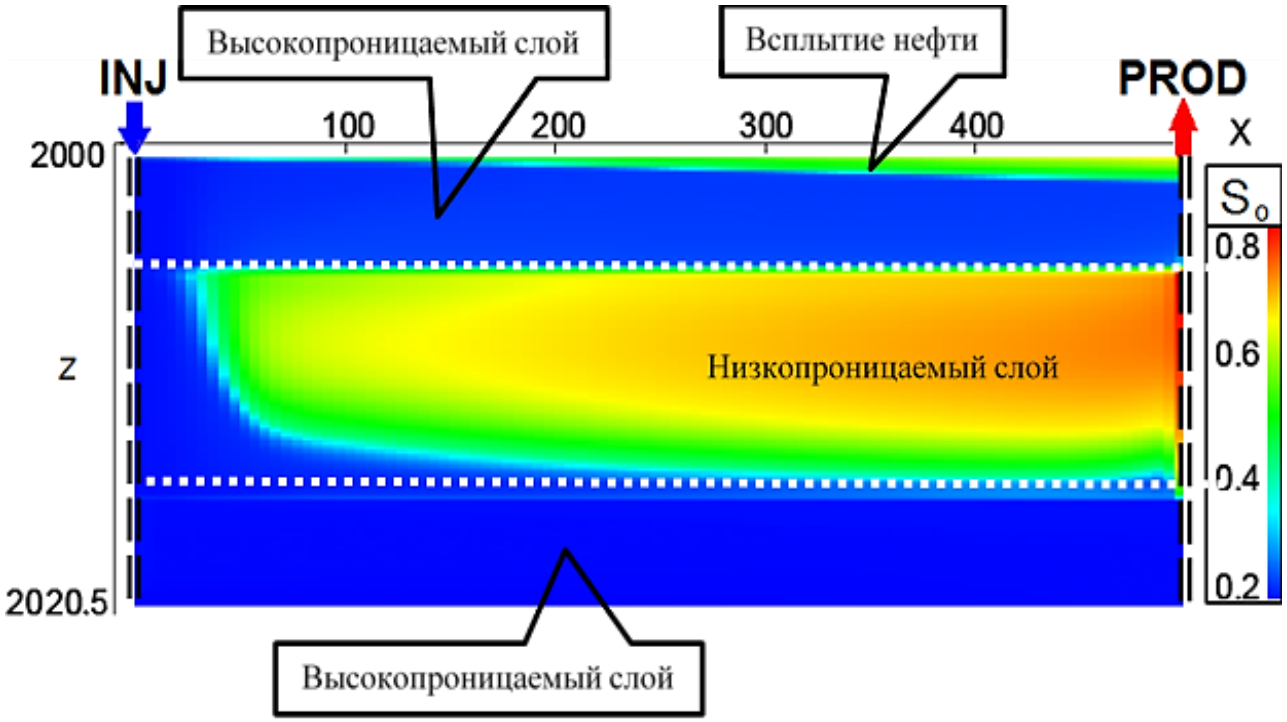


Рисунок 2 – Нефтенасыщенность при использовании ЦЗ расположение слоев вариант ВНВ на конец разработки

Выводы.

Проведенное исследование позволяет отнести многослойный геологический пласт к одной из трех групп. Первая группа НВ – низкопроницаемые слои над высокопроницаемыми слоями, вторая группа ВН – высокопроницаемые слои над низкопроницаемыми слоями и третья группа – комбинация перемешанных разнопроницаемых слоев. Для третьей группы ЦЗ будет эффективнее, когда низкопроницаемые слои образуют единый массив, например варианты ВННВ, ВВНВ, ВНВ. Перемешивание разнопроницаемых слоев уменьшает величину дополнительной добычи от применения циклического заводнения. Дополнительная добыча от ЦЗ наибольшая при K_p=2. Рост K_p уменьшает эффективность циклического заводнения, этот вывод согласуется с выводом из работы [5].

Библиографический список:

1. Сургучев, М. Л. Об увеличении нефтеотдачи неоднородных пластов // Труды ВНИИ. 1959. Вып. 19. – С. 102 – 110.
2. Владимиров И. В. Нестационарные технологии нефтедобычи (этапы развития, современное состояние и перспективы). – М. : Изд-во ОАО «ВНИИОЭНГ». 2004. – 216 С.
3. tNavigator 18.2 симулятор: справочное руководство. – М. : RFD. 2018. – 2524 с.
4. Александров В. М., Телегин И. Г. Моделирование циклического заводнения нефтяных залежей с помощью симулятора "тНавигатор". – Тюмень : ТИУ. 2024. – 191 с.
5. Ваганов Л. А., Телегин И. Г. Анализ эффективности нестационарного заводнения юрских отложений Когалымского района // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2011. № 6 (90). – С. 62 - 68.

УДК: [519.1+552.578]:622.276

Комбинаторные классификации и уровни сложности ТрИЗ

Бруслов А. Ю.

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» (МГРИ), г.Москва, Россия

В работах [1,2] была обозначена необходимость в дополнительной системной структуризации и классификации трудноизвлекаемых запасов (ТрИЗ) углеводородов. Предварительный обзор и анализ различных классификаций ТрИЗ [3-5] показал отсутствие единого основания для классификаций.

Было замечено, что ТрИЗ классифицируют и относительно условий, факторов их освоения. Все эти факторы могут быть дополнительно упорядочены в наиболее общие, обобщенные и те, что составляют обобщенные. Такие составляющие факторы можно назвать сводными, поскольку в свою очередь, они могут быть представлены факторами более детального уровня.

На основе анализа различных известных классификаций Тр выделены обобщенные факторы освоения ТрИЗ [2] и, в рамках каждого из обобщенных факторов, свои составляющие сводные факторы освоения.

Обобщенные четыре факторы освоения – это 1) С-фактор углеводородсодержащего сырья (УС) ,2) К- фактор коллекторов, вмещающих УС, 3) Т- фактор технологий освоения УС и 4) В- фактор внешних условий извлечения УС.

В рамках обобщенного фактора «С» выделены такие четыре сводные, как: 1) СВ- вид УС, 2) СВГ- водогазосодержание, 3) СЗС- значимые свойства УС и 4) СОК- содержание в УС осложняющих компонентов.В рамках обобщенного фактора «К» коллекторов выделены такие четыре сводные, как: 1) КР- ресурсы УС и насыщенная мощность, 2) КС- состав, структура, строение, сложность, стабильность коллектора, 3) КУ-условия залегания коллектора и 4) КФ- Фильтрационно- емкостные свойства, насыщенности, степень выработанности и обводненность коллектора.

В рамках обобщенного фактора «Т» выделены такие четыре сводные, как: 1) ТД- технологии обеспечения доступа к ресурсам: бурение, изменение фильтрационных потоков и т.д. , 2) ТВ-технологии воздействия на ресурсы УС, 3) ТО- технологии отбора, подготовки и транспорта УС, и 4) ТС- сопровождение технологий : научное, проектное, строительное, кадровое , контроля, отчетности, стадийное и тд

В рамках обобщенного фактора «В» выделены такие четыре сводные, как: 1) ВИ- инфраструктурная освоенность участка с УС и тенденции изменений внешних условий, 2) ВК- климатические особенности, экология, здоровье при освоении УС, 3) ВН-нормативно-законодательная база освоения УС и 4) ВЭ- экономическая целесообразность освоения УС.

Также было замечено, что все многообразие ТрИЗ можно представить комбинациями всего двух форм проявления каждого из обобщенных или сводных факторов ТрИЗ: формы «1», как не создающей дополнительных трудностей в освоении углеводородсодержащего сырья и формы «2», как создающей такие дополнительные трудности.

Выделение обобщенных факторов и двух форм «1» и «2» факторных проявлений позволило, в качестве единого основания для классификаций ТрИЗ, сформировать комбинации этих форм для обобщенных факторов «С», «К», «Т» и «В». Множество имеющих логических смысл комбинаций форм обозначило, позволило выделить типы ТрИЗ, а также установить числа факторных форм «2» в каждой комбинации. Получено соответствие между выделенными типами ТрИЗ и числами форм «2» в факторных комбинациях, характеризующие эти типы.

Нетрудно заметить, что в различных формофакторых комбинациях число дополнительно осложняющих форм «2» может быть различно и изменяться от одного, когда только один из всех обобщающих факторов представлен формой «2», и до четырех, когда все четыре обобщающих фактора «С», «К», «Т» и «В» комбинируются в виде своих форм «2».

Из определения, что факторные формы «2» являются показателями дополнительных осложнений освоения ТрИЗ, следует что число таких «дополнительно осложняющих» факторных форм, в комбинациях с другими, будет показателем степени, уровня сложности ТрИЗ. В соответствии с таким подходом, первый уровень сложности ТрИЗ означает, что в их комбинаторной четырехфакторной характеристике присутствует только одна форма «2» для одного из четырех факторов, а все остальные 3 обобщенных фактора представлены своими формами «1». Тип ТрИЗ четвертого уровня сложности означает, что все четыре обобщенных фактора «С», «К», «Т» и «В» комбинируются в виде своих форм «2».

В соответствии с таким подходом, была проведена работа [2] по типизации ТрИЗ, с составлением всех возможных смысловых комбинаций форм «1» и «2» для всех четырех обобщенных факторов «С», «К», «Т» и «В», дальнейшим подсчетом чисел форм «2» в каждой комбинации, выделением, обозначением соответствующего типа ТрИЗ и присвоением этому комбинаторному типу уровня сложности по числу форм «2». В результате было выделено 15 типов ТрИЗ, из которых четыре с первым уровнем сложности, шесть со вторым уровнем, четыре с третьим уровнем и один тип ТрИЗ, с комбинациями четырех характеризуется самым высоким четвертым уровнем сложности (табл. 1 и 2) .

Для четырех обобщенных факторов ТрИЗ, соответственно восьми их форм «1» и «2» проявления, по единому комбинаторному формофакторному основанию, было выделено 15 типов ТрИЗ, из которых четыре с первым уровнем сложности, шесть со вторым уровнем, четыре с третьим уровнем и один тип ТрИЗ характеризуется самым высоким четвертым уровнем сложности.

Дальнейшая, более детальная работа по учету комбинаций не только четырех обобщенных, но и составляющих их шестнадцати сводных факторов, позволила дополнительно выделить подтипы ТрИЗ для сводных факторов со своими уровнями сложности: для обобщенных факторов «С» и «К» (табл. 1), а также для обобщенных факторов «Т» и «В» (табл. 2).

Таблица 1 – Уровни сложности типов и подтипов ТрИЗ для обобщенных факторов «С» и «К»

Уровни сложности типов и подтипов ТрИЗ	Типы ТрИЗ		Подтипы ТрИЗ с комбинациями форм "1" и"2" сводных факторов			
	Тип ТрИЗ	Комбинации форм "1" и "2" обобщенных факторов	Для обобщенного фактора " С"		Для обобщенного фактора" К"	
			Подтип ТрИЗ	комбинации форм "1" и "2"	Подтип ТрИЗ	Комбинации форм "1" и "2"
1	ТрИЗ1	С1 К2 Т1 В1	СТ1	СВ1 СВГ2 СОК1 СЗС1	КТ1	КР1 КУ2 КС1 КФ1
	ТрИЗ2	С2 К1 Т1 В1	СТ2	СВ2 СВГ1 СОК1 СЗС1	КТ2	КР2 КУ1 КС1 КФ1
	ТрИЗ7	С1 К1 Т2 В1	СТ7	СВ1 СВГ1 СОК2 СЗС1	КТ7	КР1 КУ1 КС2 КФ1
	ТрИЗ15	С1 К1 Т1 В2	СТ15	СВ1 СВГ1 СОК1 СЗС2	КТ15	КР1 КУ1 КС1 КФ2
2	ТрИЗ3	С2 К2 Т1 В1	СТ3	СВ2 СВГ2 СОК1 СЗС1	КТ3	КР2 КУ2 КС1 КФ1
	ТрИЗ4	С1 К2 Т2 В1	СТ4	СВ1 СВГ2 СОК2 СЗС1	КТ4	КР1 КУ2 КС2 КФ1
	ТрИЗ5	С2 К1 Т2 В1	СТ5	СВ2 СВГ1 СОК2 СЗС1	КТ5	КР2 КУ1 КС2 КФ1
	ТрИЗ8	С1 К2 Т1 В2	СТ8	СВ1 СВГ2 СОК1 СЗС2	КТ8	КР1 КУ2 КС1 КФ2
	ТрИЗ9	С2 К1 Т1 В2	СТ9	СВ2 СВГ1 СОК1 СЗС2	КТ9	КР2 КУ1 КС1 КФ2
	ТрИЗ14	С1 К1 Т2 В2	СТ14	СВ1 СВГ1 СОК2 СЗС2	КТ14	КР1 КУ1 КС2 КФ2
3	ТрИЗ6	С2 К2 Т2 В1	СТ6	СВ2 СВГ2 СОК2 СЗС1	КТ6	КР2 КУ2 КС2 КФ1
	ТрИЗ10	С2 К2 Т1 В2	СТ10	СВ2 СВГ2 СОК1 СЗС2	КТ10	КР2 КУ2 КС1 КФ2
	ТрИЗ11	С1 К2 Т2 В2	СТ11	СВ1 СВГ2 СОК2 СЗС2	КТ11	КР1 КУ2 КС2 КФ2
	ТрИЗ12	С2 К1 Т2 В2	СТ12	СВ2 СВГ1 СОК2 СЗС2	КТ12	КР2 КУ1 КС2 КФ2
4	ТрИЗ13	С2 К2 Т2 В2	СТ13	СВ2 СВГ2 СОК2 СЗС2	КТ13	КР2 КУ2 КС2 КФ2

*-Условные обозначения: К- обобщенный фактор "коллектора УС со своими сводными факторами КР-ресурсы УС и насыщенная мощность коллектора, КС- состав, структура, строение, сложность, стабильность коллектора, КУ-условия залегания коллектора ,КФ- ФЕС, насыщенности, степень выработанности и обводненность коллектора, С- обобщенный фактор углеводородсодержащее сырья УС со своими сводными факторами СВ-вид УС, СВГ-водогазосодержание УС, СЗС-значимые свойства УС: вязкость, плотность и тд, СОК-содержание в УС осложняющих компонентов: серы, АСПО и тд.,УС-углеводородсодержащее сырьё. СВ2 СВГ2 СОК2 СЗС2- пример комбинации форм «1» и «2» сводных факторов СВ, СВГ, СОК и СЗС как характеристики подтипа СТ13 уровня сложности 4 для типа ТрИЗ13 с комбинацией форм обобщенных факторов С2 К2 Т2 В2 как характеристикой типа ТрИЗ13 с уровнем сложности 4.

Таблица 2 – Уровни сложности типов и подтипов ТрИЗ для обобщенных факторов «С» и «К»

Уровни сложности типов и подтипов ТрИЗ	Типы ТрИЗ		Подтипы ТрИЗ с комбинациями форм "1" и"2" сводных факторов			
	Тип ТрИЗ	Комбинации форм "1" и "2" обобщенных факторов	Для обобщенного фактора "Т"		Для обобщенного фактора"В"	
			Подтип ТрИЗ	Комбинации форм "1" и "2"	Подтип ТрИЗ	Комбинации форм "1" и "2"
1	ТрИЗ1	С1 К2 Т1 В1	ТТ1	ТД1 ТВ2 ТО1 ТС1	ВТ1	ВИ1 ВК2 ВЭ1 ВН1
	ТрИЗ2	С2 К1 Т1 В1	ТТ2	ТД2 ТВ1 ТО1 ТС1	ВТ2	ВИ2 ВК1 ВЭ1 ВН1
	ТрИЗ7	С1 К1 Т2 В1	ТТ7	ТД1 ТВ1 ТО2 ТС1	ВТ7	ВИ1 ВК1 ВЭ2 ВН1
	ТрИЗ15	С1 К1 Т1 В2	ТТ15	ТД1 ТВ1 ТО1 ТС2	ВТ15	ВИ1 ВК1 ВЭ1 ВН2
2	ТрИЗ3	С2 К2 Т1 В1	ТТ3	ТД2 ТВ2 ТО1 ТС1	ВТ3	ВИ2 ВК2 ВЭ1 ВН1
	ТрИЗ4	С1 К2 Т2 В1	ТТ4	ТД1 ТВ2 ТО2 ТС1	ВТ4	ВИ1 ВК2 ВЭ2 ВН1
	ТрИЗ5	С2 К1 Т2 В1	ТТ5	ТД2 ТВ1 ТО2 ТС1	ВТ5	ВИ2 ВК1 ВЭ2 ВН1
	ТрИЗ8	С1 К2 Т1 В2	ТТ8	ТД1 ТВ2 ТО1 ТС2	ВТ8	ВИ1 ВК2 ВЭ1 ВН2
	ТрИЗ9	С2 К1 Т1 В2	ТТ9	ТД2 ТВ1 ТО1 ТС2	ВТ9	ВИ2 ВК1 ВЭ1 ВН2
	ТрИЗ14	С1 К1 Т2 В2	ТТ14	ТД1 ТВ1 ТО2 ТС2	ВТ14	ВИ1 ВК1 ВЭ2 ВН2
3	ТрИЗ6	С2 К2 Т2 В1	ТТ6	ТД2 ТВ2 ТО2 ТС1	ВТ6	ВИ2 ВК2 ВЭ2 ВН1
	ТрИЗ10	С2 К2 Т1 В2	ТТ10	ТД2 ТВ2 ТО1 ТС2	ВТ10	ВИ2 ВК2 ВЭ1 ВН2
	ТрИЗ11	С1 К2 Т2 В2	ТТ11	ТД1 ТВ2 ТО2 ТС2	ВТ11	ВИ1 ВК2 ВЭ2 ВН2
	ТрИЗ12	С2 К1 Т2 В2	ТТ12	ТД2 ТВ1 ТО2 ТС2	ВТ12	ВИ2 ВК1 ВЭ2 ВН2
4	ТИЗ13	С2 К2 Т2 В2	ТТ13	ТД2 ТВ2 ТО2 ТС2	ВТ13	ВИ1 ВК1 ВЭ1 ВН2

*-Условные обозначения: В-фактор внешних условий освоенияУС со своими сводными факторами ВИ- инфраструктурная освоенность участка с УС и тенденции изменений внешних условий, ВК- климатические особенности, экология, здоровье при освоении УС, ВН- нормативно-законодательная база освоения УС, ВЭ- экономическая целесообразность освоения УС, Т- фактор технологий освоения УС со своими сводными факторами , ТВ- технологии воздействия на ресурсы УС, ТД- технологии доступа к ресурсам УС : бурение, изменение фильтрационных потоков и тд, ТО- технологии отбора, подготовки и транспорта УС, ТС- сопровождение технологий : научное, проектное, строительное, кадровое , контроля, отчетности, стадийное и тд ,УС-углеводородсодержащее сырьё. ТД2 ТВ2 ТО1 ТС2- пример комбинации форм «1» и «2» сводных факторов ТД, ТВ, ТО и ТС как характеристики подтипа ТТ10 уровня сложности 3 для типа ТрИЗ10 с комбинацией форм обобщенных факторов С2 К2 Т1 В2 как характеристикой типа ТрИЗ10 с уровнем сложности 3.

Из таблиц видно, что наиболее привлекательными для освоения, с первым уровнем сложности и только одной формой «2» в каждой комбинации видов факторов, выглядят ТрИЗ четырех типов и шестнадцати подтипов. ТрИЗам со вторым уровнем сложности и двумя формами «2» в каждой комбинации, соответствует уже шесть типов и двадцать четыре подтипа. Для ТрИЗ третьего уровня сложности и тремя формами «2» в каждой комбинации выделено четыре типа и шестнадцать подтипов. А в формировании ТрИЗ с максимальным четвертым уровнем сложности и четырьмя формами «2» в каждой комбинации, участвует только один тип ТИЗ13 и четыре подтипа: СТ13, КТ13, ТТ13 и ВТ13.

При выполнении работ было выделено четыре обобщенных и шестнадцать сводных факторов освоения ТрИЗ. В общем случае, числа, названия факторов могут отличаться от представленных. Тогда состав, число типов, подтипов и уровней сложности ТрИЗ также будут отличаться от предсталенных.

Подобный анализ ТрИЗ позволяет предварительно оценивать уровни их сложности и выделять приоритеты.

При определении уровней сложности типов и подтипов ТрИЗ принималось, что уровни значимости форм «1» и «2» везде одинаковы. Это допущение сделано для удобства демонстрации возможностей предложенного факторного и комбинаторного подходов для классификации и приоритизации ТрИЗ по факторам, условиям и сложности освоения.

Уточнение приоритизации, уровней сложности ТрИЗ станет возможным и предметным, если каждой из форм «1» и «2» каждого из сводных и обобщенных факторов «С», «К», «Т» и «В» удастся определить и присвоить свой уровень значимости.

Таким образом, предлагаемая комбинаторная формофакторная классификация ТрИЗ позволяет как систематизировать их по типам и подтипам, так и оценивать уровни сложности ТрИЗ, с выделением приоритетов для освоения.

При наличии необходимой статистики или экспертных оценок, по значимости или «весу» каждого из сводных и обобщенных факторов ТрИЗ, принятых уровней сложности из комбинаторных классификаций, возможно оценивать и сравнивать осуществимость или привлекательность проектов по освоению ТрИЗ: на стадиях планирования и реализации.

По результатам выполненных исследований:

1. С применением факторного и комбинаторного подходов, предложены комбинаторные классификации ТрИЗ по обобщенным, сводным факторам, формам «1» и «2» проявления этих фаторов. Базой классификаций являются 75 комбинаций форм «1» и «2» каждого из двадцати обобщенных и сводных факторов ТрИЗ. Основанием, признаком ТрИЗ в классификациях является наличие хотя бы одной формы «2» хотя бы одного фактора в формофакторных комбинациях.

2. Число факторных форм «2», создающих дополнительные трудности в освоении ТрИЗ, в формофакторных комбинациях, принято за уровень сложности ТрИЗ.

3. Построенные 75 комбинаций факторных форм ТрИЗ отражены в их 15 типах и 60 подтипах. Уровни сложности ТрИЗ, от одного до четырех, соответствуют числу форм «2» , также от одного до четырех, в их комбинациях. Выделено четыре типа и шестнадцать подтипов ТрИЗс первым уровнем сложности, шесть типов и двадцать четыре подтипа второго уровня, четыре типа и шестнадцать подтипов с третьим уровнем сложности а также один тип и четыре подтипа с максимальным, четвертым уровнем сложности ТрИЗ.

4. Оценки, анализ четырех уровней сложности в 15 типах и 60 подтипах ТрИЗ, с предложенными их комбинаторными классификациями, позволяют определять общий уровень сложности типов, подтипов ТрИЗ и приоритеты для их освоения.

5. Исследования, работы с комбинаторными формофакторными классификациями ТрИЗ и уровнями их сложности будут продолжены для лучшего практического использования.

Библиографический список:
1. К вопросу системных классификаций трудноизвлекаемых запасов/ Бруслов А. Ю. // В книге: Материалы 17-й международной конференции «Рассохинские чтения» (6-7 февраля 2025г), -2025, УГТУ, г.Ухта, с. 171-173. – Текст: электронный.
2. Уровни сложности трудноизвлекаемых запасов углеводородов/ Бруслов А. Ю., Денисов А. В.// В сборнике: XVII Международная научно-практическая конференция «Новые идеи в науках о Земле», 03-04 апреля 2025 г. -2025, Москва, Том 4, с.153-156.https://soiskatelmgri.tilda.ws/noz-1. – Текст: электронный.
3. О включении высокообводненных запасов недонасыщенных нефтью коллекторов в категорию трудноизвлекаемых/ Шахвердиев А. Х, Арефьев С. В, Поздышев А. С, Ильязов Р. Р. // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 4. – с. 34-39. – Текст: непосредственный.
4. Трудноизвлекаемые запасы нефти: понятие, классификационые подходы и стимулирование разработки /Шарф И. В., Борзенкова Д. Н. // Фундаментальные исследования. – 2015. № 2, с. 3593-3597. – Текст: электронный.
5. Разработка моделей перспективных технологий нефтеизвлечения углеводородов / Балаян Г. Г, Бруслов А. Ю., Дмитриевский А. Н, Комков Н. И// Организация и управление наукой в условиях интенсификации, АН СССР, ИЭП НТП. – 1989. – с.37-59. – Текст: непосредственный.

УДК [303.732+553.98]:622.276

Программно-аспектный подход для решения сложных задач освоения месторождений углеводородов

Бруслов А. Ю.

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» (МГРИ), г.Москва, Россия

В практике разработки и эксплуатации, освоении месторождений углеводородов существует целый класс сложных, многоплановых задач, для решения которых требуется коллективная работа в режиме обсуждений. Как пример, это ежедневные, еженедельные совместные обсуждения и решения между руководителями, менеджерами среднего звена и специалистами. Такие обсуждения часто проводят в формате мозговых штурмов, или оценок уже озвученных мнений. При этом сами мнения формируются, во многом стихийно, и базируются на опыте и знаниях отдельных участников обсуждений. Для формулировки задач, решений на средне- и долгосрочную перспективу, касающихся многих участников и заинтересованных сторон, в условиях масштабности, сложности обсуждаемых предметов, многоплановости, неопределенностей и рисков, коллективные обсуждения в формате мозговых штурмов, запрессованных во времени, как правило, не показывают ожидаемой эффективности.

Лучших результатов, при рассмотрении масштабных, сложных объектов, с целью их долговременных изменений, достигают при системных, многодневных коллективных обсуждениях, выстроенных по определенным алгоритму, методике и с применением специальных техник.

Одна из известных форм таких обсуждений, организованной коллективной работы – это организационно-деятельностные игры (ОДИ) с многочисленными, до нескольких десятков, участниками [1]. В части таких игр, для сложных, неясных объектов и ситуаций, предварительно задают или формируют общие представления о них, а затем, с применением специальных техник, вырабатывают коллективные решения по достижению желаемого. Получение представлений и решений обеспечивают с использованием коллективных обсуждений. Одна из особенностей такой коллективной работы – это обсуждение предметов сразу с нескольких, также предварительно заданных точек зрения, позиций. Этого достигают

тем, что среди участников формируют группы с названиями, соответствующими этим позициям. Например, группы «технологов», «экологов», «исследователей», «менеджеров», «экономистов», «методологов», «организаторов» и т. д.

Результаты получают с применением, в том числе, программного, программно-целевого методов и подходов [2-5]. При этих подходах формируют представление о желаемом состоянии какого-либо объекта или ситуации и сравнивают это с текущей ситуацией. После этого в текущей ситуации выделяют препятствия на пути к достижению желаемого состояния. Препятствия классифицируют, переформулируют в цели, проблемы и задачи. Имея набор таких целей, задач и проблем, с дальнейшей детализацией до подцелей, подзадач и подпроблем, в итоге вырабатывают последовательность мероприятий по их достижению и решению. Для сокращения времени обсуждения, наглядности, системности и закрепления промежуточных результатов, в обязательном порядке создают графические схемы (схемные модели) и в дальнейшем работают с ними. При этом далеко не все участники обсуждений в группах имеют достаточные знания, опыт применения программного, программно-целевого методов и подходов, быстрой графической схематизации, а также культуру эффективной коллективной работы.

В результате работа, помимо привлекательности, творчества, видимых, весомых результатов, может сопровождаться эмоциональными перенапряжениями некоторых участников и даже опасностями для их здоровья.

В связи со всем перечисленным, формирование, согласование, в группах и между группами, коллективных представлений о желаемых состояниях сложных объектов, ситуаций, ожиданиях, требованиях по их поводу, путей и решений в достижении желаемого является трудоемкой и самостоятельной задачей.

Тем не менее и в качестве примера, реализация нескольких ОДИ, по поводу освоения морских месторождений нефти и газового конденсата в Каспийском море, Прикаспийской впадине, позволила сформулировать и реализовать инновационные, масштабные, работоспособные подходы по освоению этим месторождений.

С целью сокращения временных, людских, затрат на коллективную выработку решений в отношении сложных, масштабных объектов и ситуаций, в том числе при освоении месторождений углеводородов, углеводородсодержащих ресурсов, с минимизацией эмоциональных перенапряжений и опасностей для здоровья, был разработан, предложен и успешно пробирован, в течение нескольких лет, авторский программно-аспектныйподход (ПАП).

Коллективная работа с ПАП, объединяет главные преимущества как мозговых штурмов, так и ОДИ. Работа с программно-аспектным подходом занимает порядка 1–3 часов, в отличие от нескольких дней с ОДИ. При этом, как и в ОДИ, применяют программно-целевой подход, но с работой гораздо меньшего числа, 3–7 участников.

Многостороннего, многоаспектного обсуждения, рассмотрения ситуаций, их желаемого состояния, препятствий, целей, проблем, задач, путей и решений для достижения этого желаемого, достигают выбором приоритетных аспектов обсуждаемого. Для этого используют уже готовые перечни аспектов, из которых выбирают несколько, 3-5 наиболее подходящих и в дальнейшем системно, в технике «вопрос-ответ», детализируют предметы обсуждения (компоненты текущей ситуации, многоаспектные модели желаемых результатов, проблемы, задачи и т. д.) поаспектно. При необходимости участники могут сформулировать и пользоваться другими аспекты. Примеры перечня аспектов для работы с ПАП приведены в таблице 1.

В программно-аспектном подходе желаемые состояния объектов, ситуаций называют многоаспектными моделями желаемых результатов (ММЖР). Такая терминология конструктивно фокусирует участников обсуждений с ПАП на желаемых объектах и ситуациях как на моделях желаемых, ожидаемых результатов общих усилий.

Таблица 1 – Пример части перечня аспектов для работы с ПАП

№	*АСПЕКТЫ*	*№*	*АСПЕКТЫ*
1	Взаимодействий	51	Рисков
2	Взаимоотношений	53	Системный
3	Взаимосвязей	54	Социальный
4	Внешней среды и обстановки	55	Статуса
5	Внутренней среды	56	Структурный
6	Внутренней устойчивости	57	Технологический
7	Главенства	58	Управленческий
8	Деятельностный	59	Устойчивого развития
9	Документооборота	60	Участников, акторов и Заинтересованных сторон

ММЖР формулируют, для удобства, в виде перечней требований и ожиданий от желаемого. Эти модели получают в результате построения, анализа схем, схемных моделей текущего состояния ситуаций (СМТСС).

СМТСС – это графические схемы. Схемы отражают представления, участников работы с ПАП, по деятельности, в отношении которой планируются изменения от текущего состояния ситуации (ТСС) до состояния ММЖР: компонентах, процессах, участниках, участвующих организациях и структурных подразделениях, цепочках передачи и обмена информацией, результатами между ними, взаимодействиях, соответствующих правилах, процедурах, документообороте, внутренней и внешней среде. В моделях текущего состояния ситуации выделяют имеющиеся проблемы и трудности, которые необходимо преодолеть.

При обсуждении СМТСС выделяют 3–5 критических аспектов (КА), которые наиболее значимы для СМТСС и ММЖР.

Формулировки проблем, задач и способов их решения проводят, исходя из перечней общих (ККС) и поаспекных (АККС) критических компонентов ситуаций. Критические компоненты выделяют из сравнения текущих ситуаций с требованиями моделей желаемых результатов. Модели формулируют с построением и анализом схемных моделей ситуаций, методом аналогий и другими.

Работу с ПАП начинают формулировкой общей модели желаемых результатов и продолжают с формулировками моделей результатов более детальных уровней. Модели желаемого результата любого уровня, кроме общего начального, – это цели и задачи как результаты трансформации критических аспектов более высокого уровня, и одновременно-база для выявления своих критических компонентов и трансформации их в цели, задачи и модели желаемых результатов более низкого уровня.

Как правило, работу с ПАП проводят в определенной последовательности.

С самого начала составляют графическую схемную модель текущего состояния ситуации СМТСС, а после этого согласуют перечень и число критических аспектов КА.

Анализируют СМТСС и выделяют «узкие места», некомфортные, беспокоящие, рискообразующие, проблемные места и компоненты текущего состояния ситуации.

С учетом выявленных негативных компонентов текущего состояния ситуации и уже известных согласованных критических аспектов формируют многоаспектную модель желаемого результата ММЖР. Здесь требования, ожидания будут выступать как

противоположности негативных компонентов текущего состояния ситуации, а такую технику построения «позитивной» ММЖР, как противоположности «негативного» текущего состояния можно назвать техникой построения противоположного. Для построения ММЖР применяют и другие техники, например, «из аналогии», когда за ММЖР принимают уже известный аналог желаемого, а также «интуитивные», когда представления о ММЖР появляются как бы неизвестно откуда.

Путем сравнения текущего состояния ситуаций с моделями желаемых результатов, в технике «вопрос-ответ» выделяют, в виде перечней, те компоненты текущих ситуаций, которые препятствуют переходу ситуаций в состояние ММЖР. Такие компоненты называют критическими компонентами ситуаций (ККС). Из опыта применения программно-целевого и программно- аспектного подходов, выделено несколько основных типов таких ККС: 1) полное отсутствие чего- либо, 2) недостаток, или избыток чего-либо, 3) непреодолимое препятствие в достижении желаемых результатов, 4) риски при и после достижения желаемых результатов и 5) неясности, вопросы, неопределенности в достижении желаемых результатов.

После составления перечней ККС их начинают уточнять и / или детализировать поаспектно, в технике «вопрос-ответ»: но уже не с общих позиций, а с точки зрения каждого из выделенных аспектов. Так получают дополнительные АККС - перечни аспектных критических компонентов ситуаций

Затем, перечни ККС и АККС анализируют и разделяют на «проблемные», ПККС и ПАККС, «задачные» ЗККС и ЗАККС. «Задачными» считаются те, по каким есть представления, как их преодолеть, то есть решить в виде осуществимых задач. После выделения таких препятствий, определяют, какие из задач по их поводу будут поставлены и решены силами самих участников ПАП обсуждений, организацией, которые они представляют, а какие могут быть переданы для решения сторонними экспертами или организациями.

«Проблемными» препятствиями считают те, какие пока участниками ПАП обсуждений считаются непреодолимыми, и нет ясных представлений как их разрешить, преодолеть. Работу с ПККС и ПАККС продолжают. Для продолжения их названия переводят, трансформируют из категории препятствий в категорию конструктивных целей (Ц). Например, если ПККС – это «отсутствие необходимых ресурсов», то конструктивно трансформированное, переформулированное в цель ККС (ТККС) станет целью в формулировке «получить необходимые ресурсы». Аналогично, такой ПККС, как «неизвестно, как и когда можно внедрить инновационную технологию повышения нефтеотдачи» станет конструктивно переформулированной целью «обеспечить информацию: как и когда можно внедрить инновационную технологию повышения нефтеотдачи». Или ПККС «есть высокий риск неуспеха инновационной технологии повышения нефтеотдачи» трансформируют в цель «минимизировать риск неуспеха инновационной технологии повышения нефтеотдачи».

После формулировок целей, из ПККС и ПАККС, начинают работу с каждой из этих целей. По уже известной схеме: «цель как новая, более детального уровня, многоаспектная модель желаемого результата → уточнение текущего состояния ситуации относительно новой целевой модели желаемого результата → сравнение более детальных моделей текущего и желаемого состояния → выделение новых, более детальных ЗККС, ЗАККС, ПККС и ПАККС в отношении достижения цели → работа с новыми, более детальными ЗККС, ЗАККС → работа с новыми , более детальными ПККС и ПАККС»

Как видно, схема работы с ПАП повторяется, каждый раз на более детальном уровне.

Стоит заметить, что в случае, если достижение ММЖР предполагает процедурное, поэтапное движение, например, обязательное развитие технологий через этапы теоретических, лабораторных исследований и испытаний, промысловых испытаний, опытно-промышленных работ и промышленного внедрения, то техника этапного выделения ММЖР более детальных уровней будет дополнять технику выделения детальных уровней ММЖР на базе КК. Так при обобщенной ММЖР в формате промышленного внедрения, ММЖР опытно-промышденных работ будет первым уровнем детализации ММЖР, ММЖР

промысловых испытаний вторым уровнем, этап промысловых испытаний- третьим уровнем, этапы лабораторных фильтрационных испытаний, испытаний в свободных объемах и теоретических обоснований– обобщенной ММЖР.

В итоге участники коллективной работы с ПАП получают набор, связанных между собой, задач и проблем самого общего и более детальных уровней. Все задачи и проблемы разделяют на те, с которыми будут работать участники и их организации, а также те, что нужно делегировать для решения сторонним экспертами и организациям. Работу по задачам и проблемам форматируют в программы, планы, решения и действия по их выполнению.

Результаты работы с ПАП могут иметь как самостоятельное значение, так применяться в качестве инструмента для обоснования и проверки правильности уже принятых решений, составления программ, планов и выполняемых работ.

Пример применения ПАП для решения сложных задач разработки и эксплуатации нефтяных месторождений приведен ниже.

В условиях сокращения добычи нефти, и общего финансирования, наличия нескольких инновационных технологий увеличения нефтеотдачи Типн, на разных стадиях лабораторных исследований, необходимы быстрые решения по возможностям и форматам дальнейшего развития и внедрения всех, или части перечисленных технологий.

Из построенной схемной модели ситуации с технологиями выявлено, что технологии Типн1 и Типн 2 прошли только стадию лабораторных испытаний в свободных объемах, причём результаты по технологии Типн1 неоднозначны, а по технологии Типн2 положительные. Технологии Типн3 и Типн4 прошли стадии лабораторных испытаний в свободных объемах и фильтрационные, по обеим технологиям результаты испытаний положительные, но технология Типн3 показала более высокие приросты коэффициенты нефтевытеснения, чем технология Типн4. С другой стороны, предварительно оцениваемые затраты на промышленное внедрение технологии более Типн4 высокие, чем для технологии ТИпн3.

При этом все мощности по фильтрационным испытаниям заняты работами по оптимизации уже внедренных технологий повышения нефтеотдачи и производительности скважин.

Также, исходя из имеющихся ограничений по финансированию, опыта внедрения инновационных технологий, и текущего состояния ситуации, выделены в качестве наиболее важных, такие пять аспектов, как ресурсный, технологический, взаимодействий, ограничений и организационный.

Сформирована многоаспектная модель желаемых результатов (ММЖР), в виде требований к внедряемым технологиям: наибольшей готовности к внедрению, доступности, наименьших временных и финансовых затрат, ощутимый технологический и экономический эффект, минимальное негативное воздействие на здоровье и экологию.

С учетом сравнения требований ММЖР и текущего состояния ситуации с инновационными технологиями, из всех четырех технологий Типн3 и Типн4 были выбраны, для дальнейших промысловых испытаний, как наиболее продвинутые по лабораторным испытаниям и требованию готовности к внедрению. Промысловые испытания обозначены как модель желаемого результата ММЖР1 более детального, чем ММЖР уровня. При уточнении требований для модели ММЖР, к её имеющимся требованиям добавили требование максимальной готовности к испытаниям.

Дальнейшие работы с ПАП вели уже с ММЖР1, МТСС1-моделью текущего состояния ситуации, уточненной для технологий Типн3, Типн4, путем их общего, поаспектного сравнения и формированием критических и аспектных критических компонентов. В качестве критического компонента полного отсутствия выделили отсутствие плана на проведение фильтрационных испытаний. В качестве дополняющего аспектного, организационного, критического компонента выявили отсутствие работ по фильтрационным испытаниям в общей программе работ. В качестве ККС неопределенности выявили неясность по наличию и величине бюджета на исследования технологий Типн3 и Типн4.

Последующая переформулировка названий критических и аспектных критических компонентов в цели, позволила выделить такие, более детальные цели для дальнейших работ, как разработать и утвердить план фильтрационных исследований, скорректировать общую программу работ с учетом раздела фильтрационных исследований, а также обеспечить бюджет на проведение этих исследований.

Затем цель по плану фильтрационных исследований трансформирована в более детальную модель ММЖР2пл, цель по программе исследования- в модель ММЖР2пг, а цель по бюджету на проведение исследований- в модель ММЖР2б. Анализ, сравнение моделей ММЖР2, ММЖР2пг и текущего состояния ситуации с ними, показали, что реализация моделей решается на задачном уровне участниками и организаторами фильтрационных исследований.

Анализ, сравнение модели ММЖР2б и текущего состояния ситуации с ней, показали, что реализация модели решается, на задачном уровне прояснения положения с бюджетом и на проблемном уровне- в случае отсутствия бюджета- убеждением руководства организации в необходимости выделения и утверждения такого бюджета.

Приведенный выше пример использования ПАП подхода показывает, что в ходе его применения сложные, на первый взгляд, ситуации в разработке месторождений углеводородов могут быть системно сведены к более простым, а более простые ситуации трансформируются в доступные и конструктивные решения и действия.

Универсальность ПАП позволяет применять его для системного построения многоаспектных моделей желаемых результатов, анализа сложных ситуаций, объектов, неопределённостей и выработки конструктивных решений по достижению желаемого не только в разработке, эксплуатации, освоении месторождений углеводородов, но и других областях деятельности.

Программно-аспектный подход и техники его применения успешно используются, начиная с 2021 года. Организовано обучение навыкам применения ПАП для решения различных практических задач.

Таким образом, на базе программного, программно-целевого методов и подходов, практик мозговых штурмов и организационно- деятельных игр, разработан, предложен, апробирован новый, программно-аспектный подход (ПАП) и техники его применения, для оперативного построения многоаспектных моделей желаемых результатов и объектов, анализа сложных ситуаций, объектов, неопределённостей и выработки конструктивных решений по достижению желаемого и преодоления сложностей.

Программно-аспектный подход рекомендуется к использованию в разработке, эксплуатации, освоении месторождений углеводородов и других областях деятельности.

Библиографический список:

1. Организационно-деятельностная игра / Г. П. Щедровицкий // Наследие ММК. -2004, Москва, 288 с.
2. Теоретические основы программно-целевого планирования. / Аршинова И. Л. // Национальная безопасность и стратегическое планирование. -2018, № 1, с. 152–159.
3. Сущность метода «Дерева целей»/ Усмонова Д.И.Усманов Ш. Ш. // Экономика и социум. - 2024, № 1, 1463–1470 с.
4. Программно-целевой метод в экономике как один из современных методов финансового менеджмента / Е. В. Галансков// Вестник ДВГСГА, Серия 1. Гуманитарные науки. - 2009, № 1(2), 146-157 с.
5. Проектное сознание / Громыко Ю. В. // Институт учебника «Paideia». – 1997, М, 553 с.

УДК 622.276.05

Применение кустовой дожимной мультифазной установки в системе нефтесборных трубопроводов

Горбачев Н. Г.
Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия

Данная статья посвящена проблематики эксплуатации малых месторождений, отдалённых от ключевых инфраструктурных объектов при добыче нефти, применению кустовой дожимной мультифазной насосной установки в системе нефтесборных трубопроводов Западной Сибири.

Рассматривается конструкция и принцип работы, влияющие на успешность применения кустовой дожимной мультифазной насосной установки.

Ключевые слова: кустовая дожимная мультифазная насосная установка, Западная Сибирь, давление, нефтесборный трубопровод, кустовая площадка, установка погружных электроцентробежных насосов, нефтегазосодержащая жидкость.

Введение

В наше время эффективная разработка месторождений нефти требует инновационных подходов и нестандартных решений, которые позволят снизить стоимость проектов, сократить удельные затраты на один $м^3$ добываемой жидкости (нефти).

Малые месторождения Западной Сибири (до 30 скважин0, требуют тщательной экономической оценки и заключения о целесообразности бурения и разработки месторождения уже на стадии проектирования.

Расстояние от новых месторождений до основной инфраструктуры нефтегазовой отрасли напрямую влияет на стоимость малых проектов, кроме этого при разработке месторождений, которые отдалены от основных объектов подготовки нефти и газа более чем на 20 км. встречается одна и та же проблема - Проблема высокого линейного давления в промысловых нефтепроводах, и как следствие перевод в периодический режим или остановка добывающего фонда скважин. Данная проблема требует оперативного решения при снижения уровня добычи.

Нестандартные подходы и решения на отдалённых месторождениях позволяют снизить удельные затраты, повысить добычу и увеличить продолжительность работы скважин тем самым снизить или исключить бездействующий фонд добывающих скважин.

К одному из нестандартному решению можно отнести применение кустовой дожимной мультифазной насосной установки (КДМНУ), которая позволяет снизить давление в промысловых нефтесборных трубопроводах и следовательно снизить устьевое (линейное) давление на скважинах.

Затраты на строительство, проектирование, обслуживание КДМНУ в несколько раз ниже строительства, проектирования и обслуживания стандартной дожимной насосной станции (ДНС).

КДМНУ представляет собой (рис. 1) наклонно расположенный на опорах (10) корпус из толстостенной трубы (1), внутри которого в центраторах (2) расположены последовательно погружной электродвигатель (3) с системой телеметрии (4), гидрозащита, модуль насосный фазопреобразователь (5), насос (6), соединенный патрубком НКТ 73 (7) с внутренней полостью арматуры (8) установленной на выходном конце корпуса. Корпус имеет на входе фланец для присоединения к подводящему нефтепроводу (9), выходным фланцем КДМНУ служит фланец арматуры. КДМНУ крепится при помощи крепежного комплекта на сваях расположенных линейно, с равномерным изменением высот для обеспечения наклона не менее 1º20′. Кабель питания через разъем кабельного ввода соединяет электродвигатель с трансформатором и станцией управления.

Работа КДМНУ заключается в индивидуальном поддержании линейного (устьевого) давления на добывающем фонде скважин кустовой площадки или группе кустовых площадок при монтаже на участке нефтепровода.

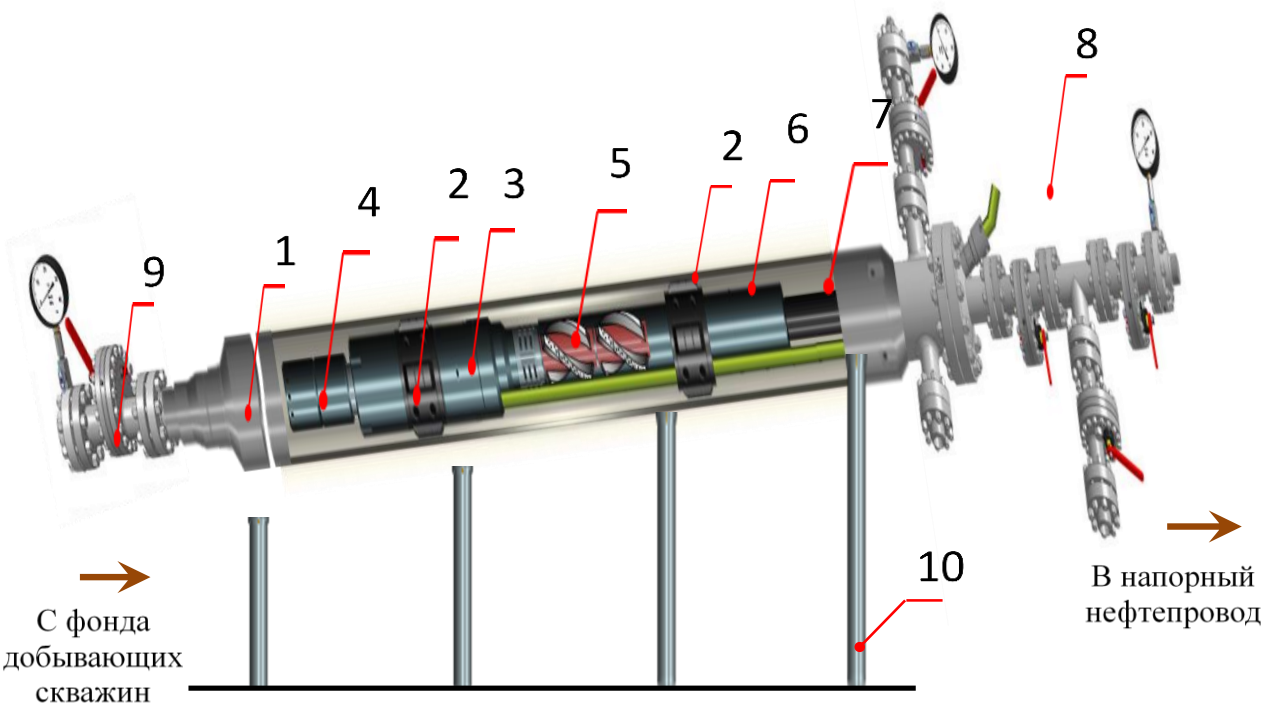


Рисунок 1

Установка герметична, монтируется на участке нефтепровода и работает следующим образом.

Продукция добывающих скважин в виде нефтегазоводосодержащей жидкости с нефтепровода поступает в корпус через задвижку. Далее перекачиваемая среда поступает на вход мультифазной насосной секции. Специально рассчитанная геометрия рабочих органов мультифазной секции обеспечивает заданный прирост давления жидкости, гомогенизирует флюид - смешивая газ и жидкость (переводя газ в растворённое состояние). Обработанная мультифазным модулем - скомпрессированная и диспергированная жидкость поступает на приём основного центробежного насоса. Основной насос осуществляет перекачку через патрубок и запорную арматуру, смонтированную на корпусе в напорный нефтепровод.

Управление и контроль работы электроцентробежного насоса производится интелектуальной станцией управления с возможностью частотного регулирования по данным блока термanометрической системы.

Приемуществом КДМНУ относительно других вариантов транспортировки является:

- низкая стоимость инвестиций и минимальные требования в обслуживании, нет необходимости в строительстве промежуточных дорогостоящих сепараторных и газоперекачивающих станций;
- снижение давление на устьях добывающих скважин до необходимого (проектного) значения, увеличивает нефтеотбор и снижает напряженности работы погружных насосов, без предварительной сепарации газа
- неограниченные возможности по сложности конструкции – (при необходимости большего или меньшего напора смена на другое оборудование).

КДМНУ в 2016 году прошла успешное полномасштабное испытание на месторождении Западной Сибири, которое удалено от инфраструктуры более чем на 26 км. (рис. 2).

Эффективность применения можно рассмотреть в следующем графике (рис. 3) Из графика видно, что в октябре 15-го года добыча существенно снизилась за счёт высокого линейного давления. Далее добычу нефти из скважин осуществляли в периодическом режиме. После строительства и запуска КДМНУ в январе 16-го года давление в системе нефтесборных трубопроводов упало с 40 атм до рабочего 10 атм, Снижение устьевого давления позволило запустить скважины из периодического режима в постоянный режим работы. Сократить бездействующий и увеличить дающий добывающий фонд скважин, который позволил обеспечить необходимый уровень добычи.

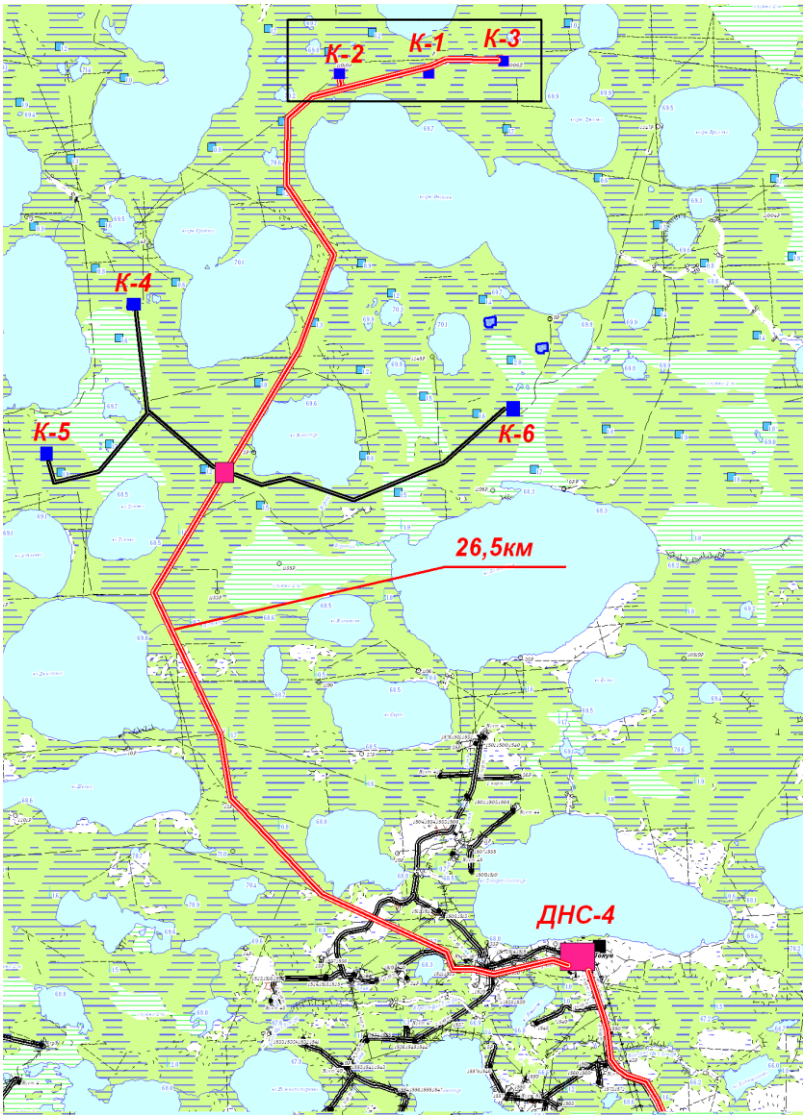


Рисунок 2

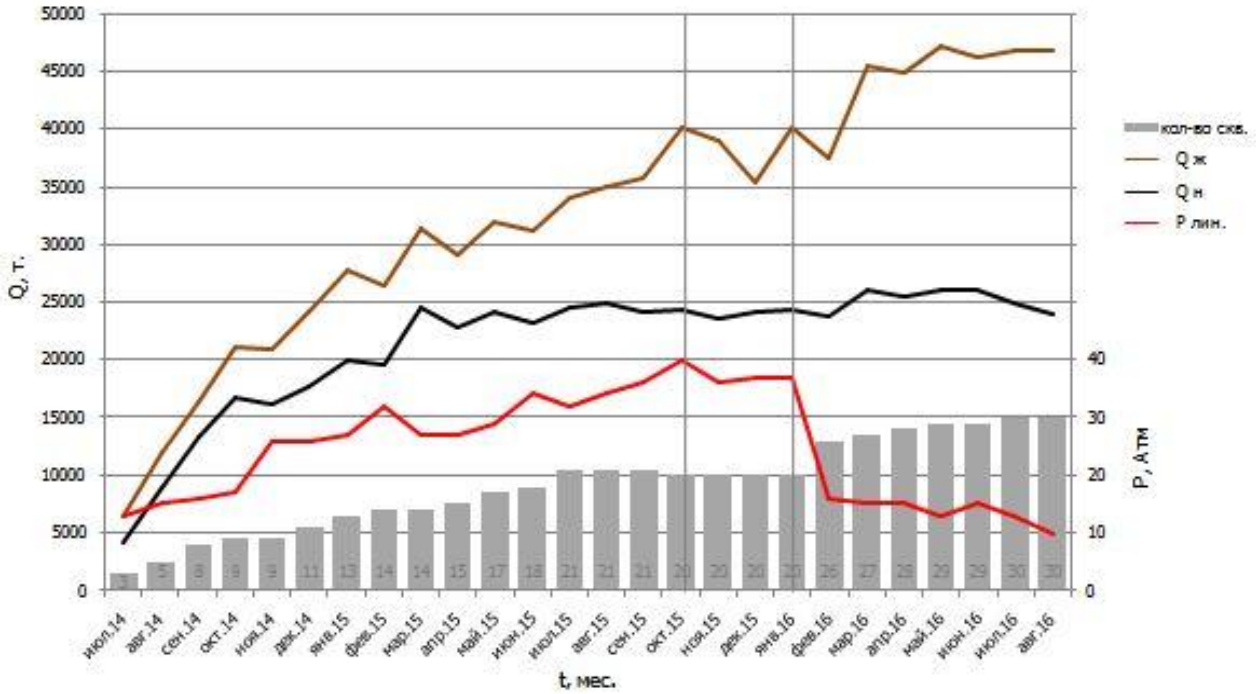


Рисунок 3

Заключение.

В заключение отметим, что проектирование, внедрение, обслуживание кустовой дожимной насосной установки позволяет:

◆ существенно сократить расходы на строительство ДНС, а значит сроки окупаемости проектов:

◆ снизить давление в промысловых нефтесборных трубопроводах, при котором будет обеспечен требуемый уровень добычи скважин.

Практическое применение КДМНУ доказало свою эффективность на отдалённых месторождениях Западной сибири.

Библиографический список:

1. Материал для подготовки статьи взят с сайта компании «Борец» http:// borets.ru.
2. Щуров В. И. «Технология и техника добычи нефти». М., Недра, 1983, стр. 413-414.
3. Красилов А. А. Инженерно-геологические изыскания в гидротехническом строительстве: методы и технические средства. МНИУ МГСУ, 2011.

УДК 681.5:622.276

«Анализ эффективности лучевой обвязки автоматизированных групповых замерных установок с применением трехходовых кранов на устьях скважин»

Кириллов М. Д.

ФГБОУ ВО «Югорский государственный университет», г. Ханты-Мансийск, Россия

Введение.

Актуальность темы: Автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ) являются ключевыми объектами технологического учета нефти, газа и пластовой воды на нефтяных месторождениях Российской Федерации, в том числе в Западной Сибири. Их основное назначение – автоматическое измерение дебита продукции каждой скважины в составе кустовой площадки, что необходимо для технологического контроля разработки месторождений, соблюдения метрологических требований и коммерческого учета добычи углеводородов. АГЗУ широко применяются в условиях комплексного сбора продукции скважин, где требуется высокая надежность измерений и учет по нормативам федерального законодательства.

Традиционно технологическая обвязка АГЗУ включает применение переключателя скважин многоходового (ПСМ). Однако эксплуатация ПСМ показывала ряд ограничений: повышенный износ узла, вероятность перетоков между каналами, влияние на точность измерений, а также сложность обслуживания при длительной эксплуатации.

В связи с указанными ограничениями и возрастающими требованиями к надежности и точности измерений продукции актуальной становится оценка альтернативных схем обвязки АГЗУ, в частности схем, основанных на размещении трёхходовых кранов на устьях скважин. Подобные схемы получили в отрасли наименование лучевая (распределённая) схема обвязки, поскольку каждая скважина имеет собственный узел переключения потока.

Степень изученности проблемы в научной литературе: Традиционная схема обвязки АГЗУ с применением ПСМ хорошо отражена в отраслевой литературе и технической документации производителей: описывается устройство, принцип работы и эксплуатационные особенности устройств ПСМ в составе групповых замерных установок разного назначения.

Научные публикации в открытом доступе посвящены преимущественно метрологии средств измерения внутри АГЗУ, методикам поверки приборов учета и принципам измерения массового расхода жидкостей и газа в установках различного исполнения (например, в АГЗУ-ПЕРЕСВЕТ).

В открытых источниках подробно описаны инженерные аспекты использования запорной и регулирующей арматуры, в том числе шаровых трёхходовых кранов, их применение в промышленных установках и важность автоматизации управления потоками при измерении многокомпонентных сред.

Однако обобщённый сравнительный анализ эффективности традиционной схемы с ПСМ и распределённой схемы с трёхходовыми кранами на основе метрик надежности, эксплуатационных затрат и качества измерений встречается редко, что подтверждает недостаточную степень изученности проблемы в научной литературе и актуальность настоящей работы.

Объект исследования: Объектом исследования являются технологические схемы обвязки автоматизированных групповых замерных установок (АГЗУ) на нефтяных месторождениях с многоскважинными кустами, эксплуатируемыми на территории Западной Сибири Российской Федерации.

Предмет исследования: Предметом исследования является анализ эффективности двух типов обвязки АГЗУ – традиционной с применением переключателя скважин многоходового (ПСМ) и распределённой (лучевой) схемы с использованием трёхходовых кранов на устьях скважин, включая оценку эксплуатационных характеристик, надежности, влияния на точность измерений и эксплуатационные затраты.

Цель исследования: Целью данного исследования является оценка эффективности лучевой (распределённой) обвязки АГЗУ с трёхходовыми кранами на устьях скважин по сравнению с традиционной схемой с ПСМ и формирование выводов о целесообразности её применения в нефтегазовом секторе Западной Сибири.

Задачи исследования: Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- проанализировать историю появления и особенности функционирования схемы обвязки АГЗУ с применением ПСМ;
- изучить технологическую сущность схемы лучевой (распределённой) обвязки с трёхходовыми кранами;
- сопоставить обе схемы по критериям надежности, эксплуатационных трудоёмкости и влияния на метрологические характеристики измерений;
- сформулировать заключение о возможностях и ограничениях внедрения распределённой схемы в практику эксплуатации АГЗУ.

Методология исследования: Методология исследования включает:

- анализ нормативно-технической и отраслевой документации по устройству и эксплуатации АГЗУ;
- системный сравнительный анализ технологических схем обвязки с использованием ПСМ и трёхходовых кранов (опираясь на описания конструкции и принципов работы);
- синтез практических и теоретических знаний, полученных из открытых источников, для оценки эксплуатационной эффективности;
- обобщение полученных данных для формулировки практических выводов.

Методы исследования включают теоретический анализ, функционально-структурное моделирование технологических схем, логико-сравнительный анализ и обобщение полученных результатов.

Структура работы: Работа состоит из следующих разделов:

- **Введение**, включающее обоснование актуальности, анализ статуса изученности, определение объекта и предмета исследования, цели, задачи, методологии и структуры работы;
- **Основная часть**, в которой рассматриваются устройство и особенности применения традиционной схемы обвязки АГЗУ с ПСМ, описывается распределённая схема с трёхходовыми кранами, а также проводится сравнительный анализ обеих схем;
- **Заключение**, содержащее выводы по результатам исследования и рекомендации по практическому внедрению;
- **Список использованной литературы**, оформленный в соответствии с требованиями ГОСТ.

1. Схема обвязки агзу с применением переключателя скважин многоходового.

Автоматизированные групповые замерные установки с ПСМ получили широкое распространение в нефтяной промышленности начиная с 1970–1980-х годов в связи с ростом кустового бурения и необходимостью централизованного учета продукции от большого числа скважин. Основным элементом такой схемы является переключатель скважин многоходовой, представляющий собой механическое устройство с несколькими входными патрубками от скважин и одним выходом на измерительную линию.

Принцип работы схемы заключается в последовательном переключении скважин на измерительный тракт. В заранее установленный момент времени ПСМ направляет поток продукции одной выбранной скважины на замерное оборудование АГЗУ, в то время как продукция остальных скважин через тот же ПСМ поступает в общий сборный коллектор. Переключение осуществляется автоматически по программе или по командам системы управления. Так же имеется возможность ручной настройки времени замера каждой индивидуальной скважины на кустовой площадке.

К числу основных достоинств схемы с ПСМ относятся компактность, отработанная конструкция и сравнительно невысокая стоимость при серийном изготовлении. Наличие одного узла переключения упрощает автоматизацию и снижает количество исполнительных механизмов.

Однако эксплуатационный опыт показывает, что ПСМ является наиболее уязвимым элементом АГЗУ. В процессе работы он подвергается воздействию многофазной абразивной продукции с механическими примесями, водой, агрессивными компонентами и газом. Это приводит к ускоренному износу уплотнительных элементов и рабочих поверхностей. Нарушение герметичности внутри ПСМ может вызывать частичное смешение потоков продукции различных скважин, что негативно отражается на точности измерений дебита.

Кроме того, отказ ПСМ фактически выводит из работы всю замерную установку, а ремонт или замена данного узла требуют остановки оборудования и значительных трудозатрат. В условиях удалённых и труднодоступных месторождений Западной Сибири это становится существенным фактором эксплуатационного риска, так как к сложности непосредственного ремонта добавляются трудности доставки оборудования для замены.

2. Схема обвязуи агзу с применением трехходовых кранов на устьях скважин.

Альтернативой централизованной схеме с ПСМ является распределённая (лучевая) схема обвязки АГЗУ, при которой на устье каждой скважины устанавливается трехходовой кран. Данный кран обеспечивает переключение потока продукции скважины либо в общий коллектор, либо непосредственно на замерную линию АГЗУ. Также увеличивается количество выкидных линий на КП – возле каждой скважины проходит две трубы, ведущих в общий коллектор и на замерную линию, соответственно.

В такой схеме отсутствует единый многопозиционный узел переключения: каждая скважина имеет собственный независимый элемент управления потоком, что принципиально меняет архитектуру замерной системы. Для проведения замера система автоматизации переводит трехходовой кран выбранной скважины в положение подачи на измерительную линию, в то время как краны остальных скважин остаются в положении подачи в сборный (общий) коллектор.

Исторически подобные решения начали рассматриваться в связи с развитием надежной трубопроводной арматуры, электроприводов и систем управления, позволяющих синхронно управлять большим числом исполнительных устройств. В настоящее время ряд производителей АГЗУ предусматривает возможность комплектации установок узлами переключения на базе трехходовых кранов.

Основным преимуществом данной схемы является повышение надежности системы в целом. Отказ одного трехходового крана приводит лишь к невозможности замера конкретной скважины, не влияя на работоспособность всей установки. Кроме того, локализация переключения на устье скважины снижает вероятность смешения потоков и положительно сказывается на точности измерений.

С точки зрения обслуживания распределённая схема также обладает рядом преимуществ. Трехходовые краны имеют более простую конструкцию по сравнению с ПСМ, легче поддаются диагностике и могут заменяться поштучно без остановки всей системы. Это особенно важно для месторождений с большим фондом скважин.

В то же время применение трехходовых кранов приводит к увеличению количества запорной и регулирующей арматуры, что повышает первоначальные капитальные затраты и усложняет систему управления. Реализация такой схемы требует более развитой автоматики и надежных каналов связи между устьевыми узлами и центральной системой управления АГЗУ.

3. Сравнительный анализ схем обвязки.

Сравнительный анализ показывает, что схема с ПСМ является экономически оправданным и отработанным решением, особенно для месторождений с устойчивыми режимами работы. Однако ее надежность в значительной степени определяется состоянием одного ключевого узла, отказ которого оказывает критическое влияние на работу всей установки.

Система с трехходовыми кранами в теории характеризуется более высокой отказоустойчивостью за счет распределения функций переключения. Отсутствие центрального узла снижает риск системных отказов и уменьшает влияние износа отдельных элементов на общую точность учета. Это делает данную схему перспективной для новых объектов и месторождений со сложными условиями эксплуатации, высоким газосодержанием продукции и повышенными требованиями к достоверности измерений.

При этом экономическая целесообразность внедрения схемы с трехходовыми кранами должна оцениваться индивидуально с учетом количества скважин, условий эксплуатации, стоимости оборудования и затрат на автоматизацию.

Что же касается практического применения, то личный опыт автора статьи в ведении аналитического сопровождения кустовых площадок с лучевой системой показал, что в реальности всё не так однозначно. ТХК выходят из строя достаточно часто, что связано в первую очередь с осложненной работой цифровых блоков переключения (преимущественно, системы «ПДРК» и «Греаторг») в условиях суровых зимних морозов. В следствие этого, в сравнении с классическом системой с ПСМ лучевая обвязка АГЗУ вызывала куда больше эксплуатационных проблем, ибо в течение нескольких месяцев пришлось столкнуться с куда большим количеством отказов трехходовых кранов и их цифровых блоков, нежели переключателей многоходовых. Так же цифровые блоки имели тенденцию к частому уходу в ошибки, что приводило к отсутствию замеров по скважинам до ручного сброса аварии оператором ДНГиК либо сотрудником КИПиА.

Помимо того, что отказ цифрового блока может привести не только к невозможности замера скважины, но и к нарушению корректности работы всей установки в целом (кран может остановиться в промежуточном положении, вызывая постоянный приток из неисправной скважины в общий коллектор), сами ТХК, так же, как и ПСМ, имеют свойство промываться, что приводит к их негерметичности и как следствие – к некорректным замерам.. В случае герметичности запорной арматуры ТХК в закрытом положении данная проблема решается ручным перекрытием крана на устье скважины, что позволяет продолжать использовать АГЗУ для замера остальных скважин в штатном режиме, однако в случае негерметичности ЗА возникает та же проблема, что при негерметичности ПСМ – весь куст замеряется некорректно.

Ещё одной проблемой, с которой пришлось столкнуться, стал риск замерзания замерного коллектора в зимний период (т.к. на него работает только одна скважина в заданный период времени). Из-за этого на зиму приходится переводить последнюю на положении КП скважину в постоянный режим работы на замерной коллектор, что приводит к совмещенным, а следовательно, некорректным замерам дебитов всей кустовой площадки на всю зиму.

Помимо риска замерзания из-за оставшейся в трубопроводе жидкой продукции, так же существует риск образования в замерном коллекторе гидратов (так как коллектор находится на поверхности, а следовательно подвержен холодным температурам. Это может привести к росту давления на устье скважины при её переводе на замер, что может стать следствием её остановки по защите от срыва подачи. Соответственно, часть скважин либо и вовсе всё положение приходится переводить на общий коллектор на период решения возникшего «непрохода».

Несмотря на все перечисленные выше недостатки лучевой системы, стоит отметить, что большинство проблем, с которыми приходилось столкнуться при их эксплуатации, даже в случае невозможности их оперативного устранения удавалось локализовать непосредственно для каждой скважины, перекрыв ЗА ТХК на её устье, что позволяло корректно замерять остальные скважины на КП.

Заключение.

В результате проведенного анализа установлено, что традиционная схема обвязки АГЗУ с применением переключателя скважин многоходового остается широко используемой и технологически оправданной, однако имеет ряд эксплуатационных ограничений, связанных с надежностью и влиянием состояния ПСМ на качество замеров.

Лучевая (распределённая) схема обвязки АГЗУ с применением трехходовых кранов на устьях скважин является перспективным направлением развития замерных систем. Ее основные преимущества заключаются в повышенной отказоустойчивости, снижении вероятности смешения потоков и упрощении локального обслуживания оборудования. Однако практическое применение показало не меньшее количество сложностей, решение которых требует дальнейшей работы над улучшением и оптимизацией существующего оборудования.

Переход на схему с трехходовыми кранами может быть оправдан при строительстве новых объектов, модернизации существующих АГЗУ, а также в условиях, где надежность и точность учета продукции имеют приоритетное значение. Окончательное решение о внедрении должно приниматься на основе технико-экономического обоснования и учета специфики конкретного месторождения, а также более длительного времени тестирования данного решения для исключения возникновения неисправностей, с которыми не пришлось бы столкнуться при стандартной обвязке АГЗУ с ПСМ.

Библиографический список:

1. Автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ): назначение, устройство, области применения [Электронный ресурс]. – Нижневартовск: АО «Нижневартовскремсервис», 2025. – Режим доступа: https://nv-rs.ru/metering_units_AGZU/ (дата обращения: 30.12.2025).
2. Принцип работы замерных установок, используемых на нефтяных месторождениях [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://vuzlit.com/950294/printsip_raboty_zamernyh_ustanovok_ispolzuemyh_mestorozhdenii (дата обращения: 30.12.2025).
3. Автоматическая групповая замерная установка «Спутник». Техническое описание и область применения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.oooneft.ru/products/agzu-sputnik/ (дата обращения: 30.12.2025).
4. Автоматическая групповая замерная установка: варианты технологических схем и узлов переключения (ПСМ, трехходовые краны) [Электронный ресурс]. – SE-PROM, 2025. – Режим доступа: https://se-prom.ru/equipment/neftyanoe-i-neftegazovoe-oborudovanie/avtomaticheskaya-gruppovaya-zamernaya-ustanovka-agzu/ (дата обращения: 30.12.2025).
5. Автоматизированные системы учета продукции скважин и требования к их надежности [Электронный ресурс]. – Газпром Автоматизация, 2025. – Режим доступа: https://gazprom-auto.ru/products/qvsrp0apj35zvr8p6nccui9i (дата обращения: 30.12.2025).
6. Эксплуатация и техническое обслуживание автоматизированных групповых замерных установок [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://c-stud.ru/work_html/look_full.html?id=191236&razdel=290 (дата обращения: 30.12.2025).
7. Методики измерения дебита и метрологические характеристики средств измерений в составе АГЗУ [Электронный ресурс]. – ОЕИ-Аналитика, 2025. – Режим доступа: https://oei-analitika.ru/kurilka/reestr_good_docs_page.php?id_mp=16704 (дата обращения: 30.12.2025).
8. Three-way valve: principles and industrial applications [Электронный ресурс]. – ValveMan, 2025. – Режим доступа: https://valveman.com/blog/how-to-correctly-use-a-3-way-valve-in-different-applications/ (дата обращения: 30.12.2025).

УДК 622.245

Бурение скважин с применением обсадных труб / Drilling wells using casing pipes

Чернова К. А., Шарифуллина Л. С. / Chernova K. A., Sharifullina L. S.
Научный руководитель: Султанов Рустам Иршатович /
Scientific supervisor: Sultanov Rustam Irshatovich.
Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия /
Yugorsky State University, Khanty-Mansiysk, Russia

Аннотация. Исследуется технология бурения скважин с применением обсадных труб и штанги Келли. Цель – повышение эффективности бурения и укрепления скважин в нестабильных грунтах. Методы включают телескопическое бурение с передачей вращающего момента и подачей раствора. Объекты – буровые установки и набивные сваи. Результаты подтверждают универсальность метода и его применимость для различных буровых машин.

Ключевые слова: Бурение, обсадные трубы, технология, сравнение, геология, скважина.

Annotation. The technology of drilling wells using casing pipes and Kelly bars has been studied. The aim is to increase the efficiency of drilling and strengthening wells in unstable soils. The methods include telescopic drilling with torque transmission and solution supply. The objects are drilling rigs and cast-in-place piles. The results confirm the versatility of the method and the possibility of its application on various drilling machines.

Keywords: Drilling, casing pipes, technology, comparison, geology, well.

Бурение скважин с применением обсадных труб – метод, который позволяет одновременно бурить и укреплять скважину, сокращая время и решая проблемы с нестабильными грунтами.

Бурение скважин на обсадных трубах производится с применением штанги Келли – это центральный элемент буровой установки, используемой для разработки нефтяных и газовых месторождений. Данная технология широко применяется для производства набивных свай. Набивная свая состоит из прочной металлической арматуры и окружающего ее бетона – это надежная и широко распространенная конструкция. Основная задача – передача вращающего момента от мотор-редуктора на зубчатое колесо. С его помощью также осуществляется подача бурового раствора и очистка скважины от разбуренной породы.

При данной технологии бурения штанга Келли может использоваться для различных типов буровых машин разных марок и мощности, позволяющих контролировать процесс бурения. Процесс сводится к использованию телескопической штанги, которая может раздвигаться на нужную глубину. К штанге прикрепляются различные виды бурильного инструмента – насадки на квадрате внутренней секции.

Как показано на рисунке 1, келли - технология представляет собой 2 или 3 многозвенные келли-штанги, состоящие из одной внешней штанги.

Процесс бурения заключается в следующем: вращающий момент и усилие подачи передаются от внешней штанги на внутренние штанги. Диаметр и глубина бурения скважины зависят от развиваемого вращателем крутящего момента, длины используемой келли-трубы и высоты мачты буровой установки. При использовании келли-технологии благодаря плавным переходам внутренних штанг к внешним исключается возможность потери выбуренной породы из бурового снаряда при подъемных операциях, тогда как в обычных буровых установках разъединения буровых штанг сопровождаются ударами, вызывающими высыпание разрушенной породы из бурового снаряда и снижение качества отбираемой пробы.

Для эффективной разгрузки выбуренной породы из бурового снаряда необходимо, чтобы буровая установка была оснащена поворотной платформой. При такой конструкции обеспечивается безопасность разгрузочных и вспомогательных работ, в которых существует вероятность попадания извлеченной пробы в скважину из бурового снаряда или, при вспомогательных работах (замене породоразрушающих инструментов, устранении поломок бурового снаряда и т. д.) - попадания инструментов в скважину. и создания аварийной ситуации.

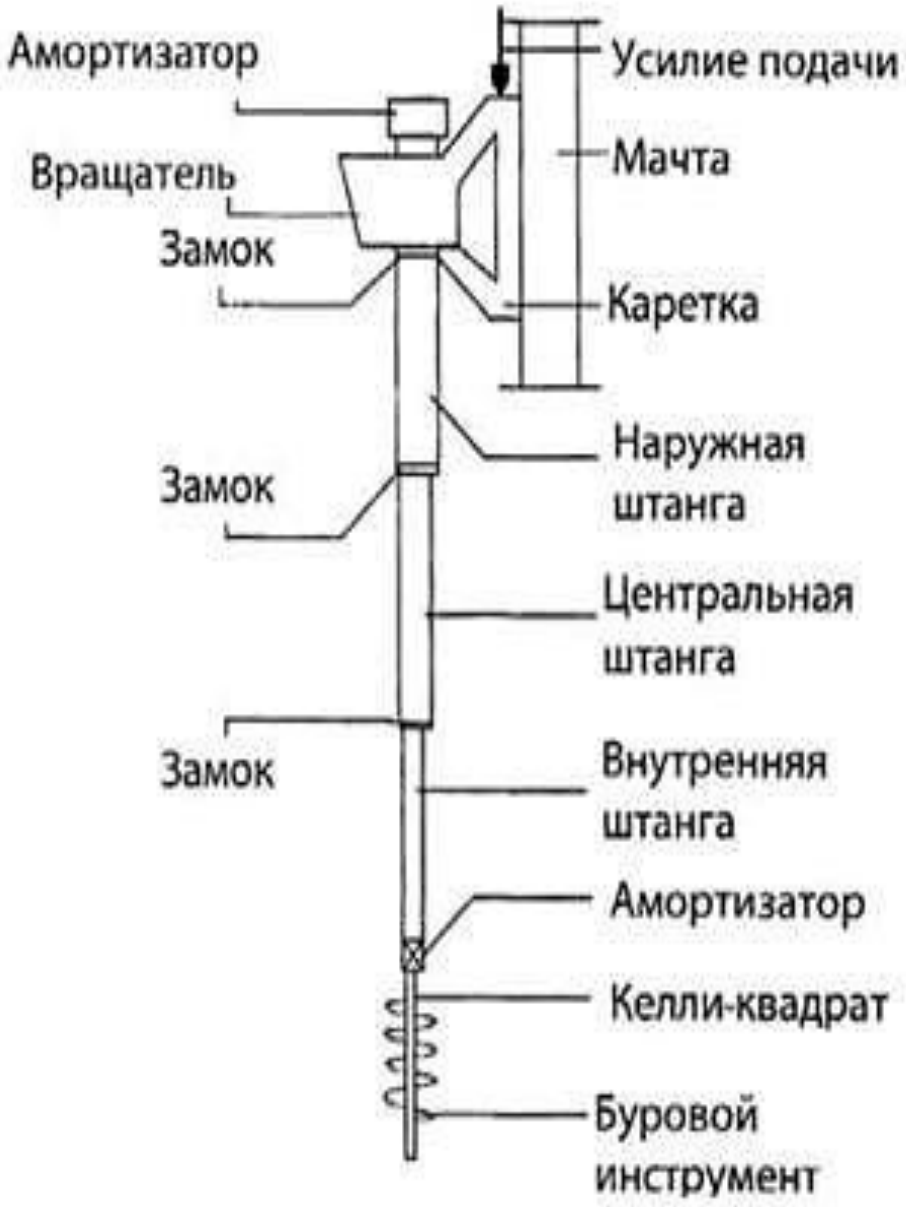


Рисунок 1 – Конструкция келли-штанги [1]

В процессе бурения шнековый рабочий орган совершает вращательно-поступательное движение и разрушенная порода, отделенная долотом, попадает на спираль шнека и начинает вращаться вместе с ним. За счет вращательного движения на разрушенную породу действует центробежная сила, отбрасывающая ее от центра вращения шнека к стенкам скважины.

Преимущества и недостатки технологии.

Бурение скважин на обсадных трубах не отличается высокой производительностью. Однако, технология имеет ряд важных преимуществ. Метод можно применять для различных типов грунта всех категорий буримости. Для неустойчивых и насыщенных влагой грунтов используются инвентарные обсадные трубы, которые защищают стенки скважины от обрушения. Скважина надежно заполняется бетоном. Также существенным преимуществом технологии бурения скважин на обсадных трубах является возможность устанавливать сваи рядом со зданиями и сооружениями – в местах, где нежелательны динамические и вибрационные воздействия на почву.

Технология бурения с обсадкой – самый доступный и быстрый способ проходки скважин в сложных условиях с неустойчивыми грунтами.

Некоторые преимущества технологии:

– Экономия времени: нет отдельного этапа спуска обсадки, что ускоряет процесс на 15– 30 %.

– Стабильность: меньше обрушений и прихватов в нестабильных породах.

– Меньше потерь: снижает утечку бурового раствора в трещиноватых зонах.

Возможность работать в сложных условиях: обсадные трубы препятствуют обрушению грунта, укрепляют стенки, предотвращают провалы породы внутрь ствола, снижают вероятность аварийной ситуации.

Технология применяется в нефтегазовой отрасли, горной промышленности, геотермальной энергетике, а также в геологии (извлечение и исследование образцов), строительстве свайных буронабивных фундаментов и обустройстве скважин для водоснабжения.

Этапы бурения скважин с обсадными трубами:

- Погружение обсадной трубы в почву. Для этих целей применяются буровые вращатели и обсадные поворотные устройства.
- Выемка грунта. Через каждые 2 метра бурения производится выемка разбуренного грунта при помощи шнека.
- Формирование скважины. Защита обсадной трубы позволяет сформировать скважину.
- Очистка скважины. Производится при достижении проектной глубины скважины.
- Установка арматурного каркаса.
- Заполнение скважины бетоном.
- Извлечение обсадной трубы. Для неустойчивых и водонасыщенных грунтов применяются инвентарные обсадные трубы, которые остаются в скважине.

Наглядный пример мы видим на рисунке 2.

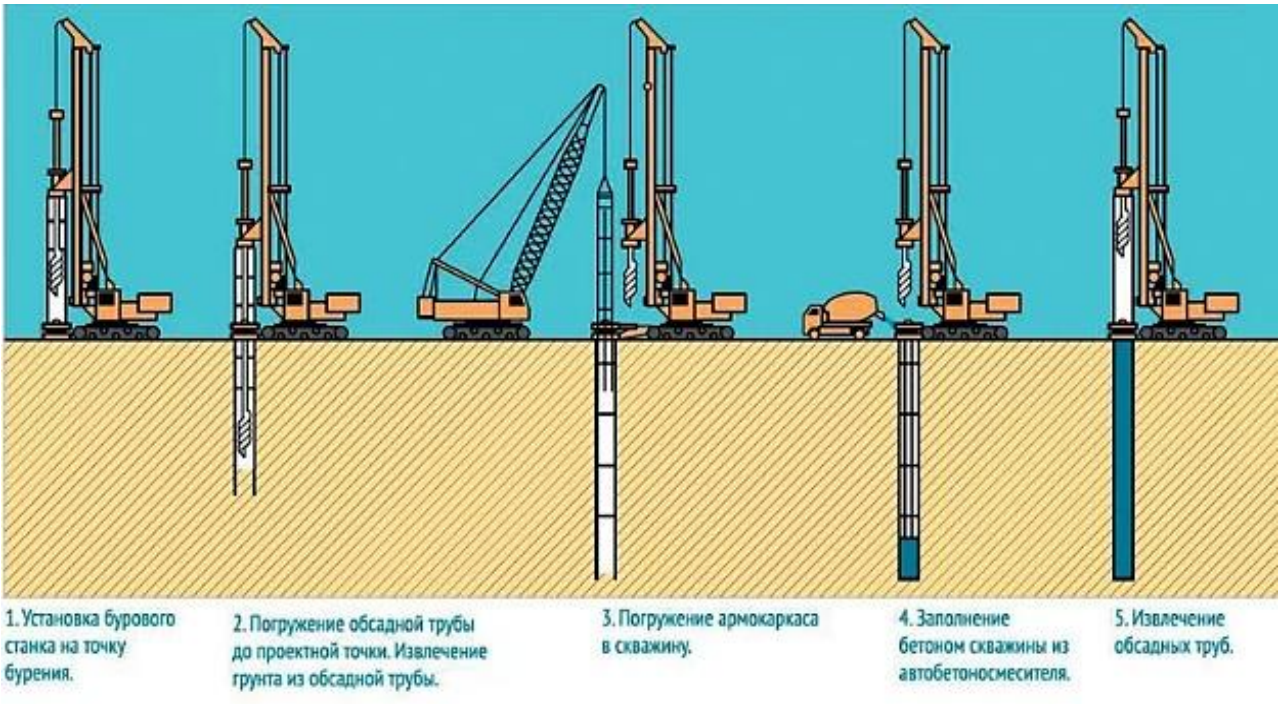


Рисунок 2 – Этапы бурения [2]

Для бурения скважин с обсадными трубами необходимо следующее оборудование:

– бурильные установки;

– буровые инструменты (долота, штанги, насадки);

– спуско-подъёмные механизмы (канатные лебедки, гидравлика);

– обсадные трубы и компоненты (фитинги, затворы и другие);

– цементировочное оборудование (цементомешалки, насосы, цистерны);

– буровые насосы, системы очистки жидкости.

Бурение для разных грунтов выполняют двумя методами: скольжением (с одновременным вертикальным давлением на наружную часть трубы) или вращением, когда секция постепенно опускается в глубину по мере извлечения грунта.

Колонна передает механическую (гидравлическую) энергию породоразрушающему инструменту – долоту. При бурении горных пород нижняя часть ОК снабжается башмаком, представляющим собой долото с режущими особо прочными вставками. Материалом для обсадных труб обычно служат высококачественная сталь или пластик (НПВХ трубы).

В зависимости от проекта, характеристик скважины и условий, при которых выполняется бурение с обсадной трубой, технология и фактический набор инструментов могут отличаться.

Некоторые типы обсадных труб:

По материалам изготовления:

• Металлические. Обладают высокой прочностью и устойчивостью к механическим повреждениям. Применяются в глубоких скважинах, где на стенки оказывается серьёзное пластовое давление. Однако срок службы таких обсадных колонн ограничен из-за подверженности металлических изделий коррозии.

• Из асбестоцемента. Имеют доступную цену, не восприимчивы к коррозии и химическому влиянию агрессивной среды. Главный недостаток — недостаточная прочность, из-за чего стены скважины приходится увеличивать. Такие трубы не подходят для строительства фильтрующих колонн.

Типы обсадных колонн.

Для разобщения пластов на разной глубине в скважину устанавливают определенный тип колонн: направляющая, колонна-кондуктор, промежуточная, эксплуатационная. Наглядный пример на рисунке 3.

– Эксплуатационная (диаметром d 140-220 мм) служит для изолирования продуктивных пластов по всей длине ствола. А также для извлечения или нагнетания в пласт жидкости, газа. Может формироваться из труб одного или разных диаметров.

– Кондуктор (d до 500 мм) – для изолирования водоносных пластов, монтажа последующих труб и вспомогательного оборудования.

– Промежуточные колонны предназначены для разобщения нижних горизонтов ствола. Кондукторы, промежуточные колонны, как правило, цементируют в скважине, при разработке геологоразведочных скважин они могут быть съемными.

– Направление (направляющая, 250-1250 мм) – для закрепления устья и верхнего интервала неустойчивых отложений, предотвращения размыва буровым раствором.

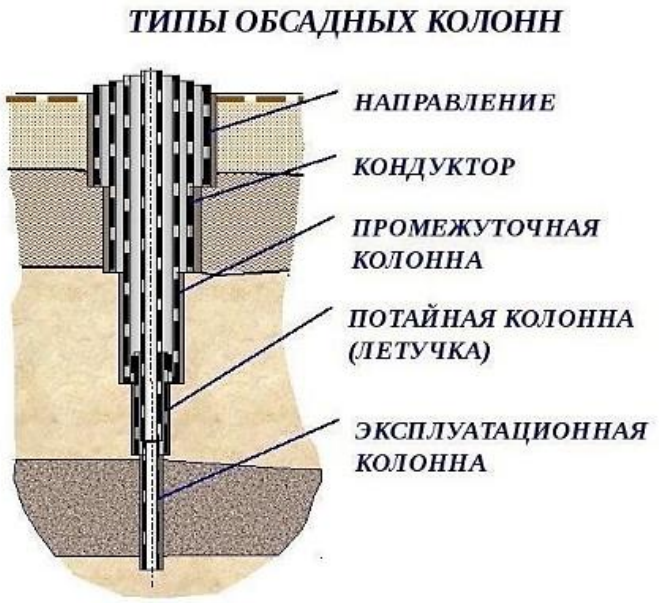


Рисунок 3 – Типы обсадных колонн [3]

Вывод: Бурение с обсадными трубами – эффективный метод одновременного бурения и укрепления скважин в нестабильных грунтах. Обеспечивает безопасность, предотвращает обрушения и загрязнения, позволяет работать влизи зданий. Универсальность и контроль достигаются за счет использования штанги Келли и инвентарных труб. Несмотря на невысокую скорость, технология надежна, адаптируется к разным грунтам и применяется в строительстве и нефтегазовой сфере. Выбор оборудования и труб зависит от проекта и геологии.

Библиографический список:

1. Обсадное бурение скважин [Электронный ресурс]. – Ханты-Мансийск: ПО Экспотех, 2023. – Режим доступа: https://hanty-mansiysk.po-expotech.ru/press/articles/obsadnoe-burenie-skvazhin/.
2. Бурение скважин на обсадных трубах [Электронный ресурс]. – Копровик.ру, 2023. – Режим доступа: https://koprovik.ru/tehnologii/burenie-skvazhin-na-obsadnyh-trubah/.
3. Особенности обсадного бурения [Электронный ресурс]. – Энергострана, 2023. – Режим доступа: https://energostrana.ru/news/industry/6441.html. Технология обсадного бурения скважин [Электронный ресурс]. – Дзен, 2023. – Режим доступа: https://dzen.ru/a/Wky1TleQaiYdjUim.
4. Бурение обсадными трубами [Электронный ресурс]. – ТС-Сервис, 2023. – Режим доступа: https://www.ts-serv.ru/services/burenie-obsadnymi-trubami/.
5. Буренабивные сваи в обсадной трубе [Электронный ресурс]. – Раидекс, 2023. – Режим доступа: https://raidex.ru/technology/buronabivnye-svai-v-obsadnoi-trube/.

УДК 622.276.1/4

Технологии обработки призабойной зоны пласта карбонатных коллекторов

Звездин А. Ю., Шаталов А. Ф.
ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет» «Высшая школа нефти», г.Альметьевск, Россия

В настоящее время по явлениям, лежащим в основе технологий обработки призабойной зоны (далее в статье – ОПЗ), выделяются химические, механические, физические, термические методы. Выбор метода ОПЗ пласта проводится на основе определения причин, приводящих к снижению продуктивности скважин, с учетом физико-химических свойств пород пласта-коллектора, насыщающих их флюидов и специальных гидродинамических (ГДИС) и геофизических (ГИС) исследований по оценке фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта [1]. На сегодняшний день наиболее эффективными являются комбинированные технологии интенсификации приемистости и притока скважин.

Кислотные обработки проводятся с целью решения следующих задач: снижение скин-фактора посредством удаления минеральных и органических отложений из призабойной зоны пласта (далее в статье – ПЗП), повышение гидропроводности низкопроницаемых участков пласта, выравнивание профиля притока добывающих и профиля приемистости нагнетательных скважин.

Кислотные обработки осуществляются подачей на забой скважины под давлением ниже давления гидроразрыва породы пласта растворов кислот, проникающих в мелкие поры и трещины пласта, расширяя их, а также образуя новые каналы с целью увеличения проницаемости породы. С этой же целью под давлением кислотные растворы закачиваются и для очистки от загрязнений призабойной зоны пласта.

Для стандартной кислотной обработки карбонатных коллекторов в основном используется соляная кислота (HCl). Она достаточно дешевая и недефицитная. Соляная кислота обладает высокой способностью растворять такие основные компоненты породы карбонатного коллектора как известняк, магнезит и доломит [3].

Продукты данных реакций хорошо удаляются при освоении из ПЗП одновременно с раствором прореагировавшей кислоты, так как они растворимы в воде.

В карбонатных коллекторах применение СКО, позволяет не только восстановить естественную проницаемость, но и увеличить её.

Данная обработка помогает устранить обводненные зоны и другие препятствия, которые могут ограничивать приток углеводородов к скважине. Это приводит к увеличению дебита и улучшению общей производительности скважин. При правильном применении СКО может обеспечить длительный эффект, увеличивая не только начальный дебит, но и поддерживая его на высоком уровне в течение длительного времени [3].

Соляно-кислотная обработка может быть адаптирована под различные условия месторождений и типы коллекторов. Это позволяет использовать ее в широком спектре геологических условий.

Помимо основных составляющих в кислотные растворы добавляются дополнительные компоненты – присадки: ингибиторы коррозии, стабилизаторы, ПАВ, присадки для замедления реакции, интенсификатора и другие.

Кислотные ванны применяются для очистки в скважинах поверхности открытого забоя от глинистого материала, цемента, продуктов коррозии, смолистых веществ, отложений от пластовых вод. Также кислотные ванны проводятся в эксплуатируемых скважинах с целью освобождения, прихваченного на забое пробкой подземного оборудования и очистки поровых каналов после ремонтных работ.

При проведении кислотной ванны применяется кислотный раствор HCl концентрацией до 20 % с добавлением уксусной кислоты (CH3COOH) и ингибитора коррозии.

Проводится данная обработка по следующей технологии. Промывается скважина до забоя (пресной, минерализованной водой, водным раствором ПАВ, слабым водным раствором соляной кислоты, конденсатом, дизтопливом, меловым раствором). Закачивается необходимый объем кислотного раствора в скважину и размещается в колонне или открытом стволе в пределах вскрытой части пласта. Раствор закачивается до забоя, не продавливая его в пласт. Важным требованием является нахождение рабочего раствора в интервале обработки на протяжении всей технологической операции. Время обработки может составлять от 16 до 24 часов. По окончании операции нейтрализованную кислоту с продуктами реакции удаляют из скважины с помощью обратной промывки лёгкой жидкостью (водой, конденсатом, слабым раствором кислоты).

Для осуществления процесса СКО призабойной зоны пласта используются автоцистерны, например марки АЦ-11-257, для транспортировки технической воды, рабочих растворов и нефти. Также используют кислотовозы, предназначенные для транспортировки и доставки на куст кислот. Широко применяется кислотовоз марки КП-6,5. Для перемешивания кислотных растворов с реагентами и закачки раствора требуемого состава в скважину применяется насосный агрегат ЦА-320. Помимо прочего для транспортирования, смешения и проведения обработок призабойной зоны пласта используется агрегат типа Азинмаш-30А.

Стандартные кислотные обработки состоят из нескольких последовательных этапов [2].

1. Для начала производится промывка скважины, чтобы очистить ствол и забой скважины от асфальтосмолопарафинистых отложений, продуктов коррозии, солей, различных загрязняющих веществ. Промывка может быть прямая, обратная или комбинированная, выбор зависит от конкретных условий. Заключается данная операция в создании циркулирующего через трубное и затрубное пространства потока жидкости с целью выноса загрязняющего материала из скважины. Промывочной жидкостью с целью удаления органических отложений могут быть керосин, дизельное топливо, пропанбутановая фракция, конденсат и другие растворители.

После промывки добывающая скважина заполняется, как правило, нефтью. Если скважина расположена в зоне ВНК и есть опасение, что после СКО вода может подняться, нижнюю часть продуктивного пласта не обрабатывают. В этом случае, после промывки нижняя часть скважины на расчетную величину толщины продуктивного горизонта, которая не должна обрабатываться, заполняется обычно концентрированным водным раствором хлористого кальция.

2. Закачка расчетного объема кислотного раствора в скважину. Объем кислотного раствора зависит от толщины обрабатываемого пласта, свойств призабойной зоны и желаемой (рациональной) глубины обрабатываемой зоны.

Для проведения кислотных обработок объём и концентрация раствора кислоты планируются для каждого месторождения и каждой скважины индивидуально, так как точно подсчитать эти параметры затруднительно. В общем случае объёмы кислотного раствора для стандартных кислотных обработок, в расчете на 1 м мощности продуктивного пласта, рекомендуются следующие (в $м^3$).

Для первичных обработок пористых пород:

– малопроницаемых, тонкопористых – 0,4-0,6 $м^3$;

– высокопроницаемых – 0,6-1,0 $м^3$.

Для вторичных обработок пористых пород:

– малопроницаемых, тонкопористых – 0,6-1,0 $м^3$;

– высокопроницаемых – 1,0-1,5 $м^3$.

Для первичных обработок трещиноватых пород – 0,6-0,8 $м^3$.

Для вторичных обработок трещиноватых пород – 1,0-1,5 $м^3$.

Как правило, радиус обработки ПЗС при первичном воздействии наименьший. Чтобы последующие обработки (вторая, третья и т.д.) были технологически эффективными, необходимо увеличивать радиус обработки в сравнении с радиусом предыдущей обработки.

3. Продавка кислотного раствора в ПЗП. Сначала закачивается под давлением раствор соляной кислоты от расчетного объема кислоты. Затем кислотный раствор продавливается нефтью или водой до полного его поглощения пластом. После задавки кислотного раствора в пласт закрывается задвижка на устье скважины.

4. Время выдерживания кислоты на реагирование в пласте зависит от многих факторов, в частности температуры и давления, учесть которые в совокупности затруднительно. Наиболее надежно оно устанавливается на основе анализа на остаточную кислотность извлеченного из пласта отработанного раствора кислоты после определенного срока выдерживания ее в пласте. Ориентировочно можно рекомендовать следующие сроки выдерживания. При оставлении хвостовой части кислоты в открытом стволе скважины – от 8–12 часов до 24 часов. При задавливании всей кислоты в пласт:

– при температуре забоя 15-30 °С – до 2 часов;

– при температуре от 30 до 60 °С – 1-1,5 часа;

– при температурах свыше 60 °С время выдерживания кислотного раствора в пласте не регламентировано и зависит от времени полной нейтрализации (потери активности) кислоты.

5. По истечении времени реагирования кислоты забой нагнетательной скважины промывают водой (способами прямой и обратной промывок) для удаления продуктов реакции. Если при кислотной обработке в качестве продавочной жидкости применяли нефть, то после очистки забоя скважину сразу вводят в эксплуатацию.

6. Освоение скважины (вызов притока). Приток вызывают свабированием или с помощью компрессора, производится отработка скважины и очистка призабойной зоны от продуктов реакции.

7. Исследование скважины и сдача в эксплуатацию. По результатам исследования до обработки пласта и после обработки судят о технологическом эффекте.

Чтобы обработать пласты, имеющие неоднородность по проницаемости, проводятся кислотные обработки под давлением с целью обработки участков ПЗП с низкой проницаемостью. На подготовительном этапе проводится ряд гидродинамических исследований скважин в целях построения профиля притока для добывающих скважин и профиля приемистости для нагнетательных скважин.

С целью получения максимального эффекта в скважину закачивают высоковязкую эмульсию, состоящую из нефти и кислоты: 70-80 % - кислотный раствор (12 % HCl) и 20–30 % - дегазированная нефть. Обеспечивается наиболее глубокое проникновение кислоты в активном виде в ПЗП путем замедления скорости реакции применением гидрофобных эмульсий, стабилизированных термостойкими эмульгаторами [4]. Все компоненты в процессе приготовления раствора тщательно перемешивают, чтобы получить мелкодисперсную эмульсию по типу «кислота в нефти». Возникающая бронирующая оболочка на поверхности эмульсии предотвращает образование коррозии.

Для реализации данного метода обработки ПЗП применяется пакер. Изначально забой скважины промывают водой. В скважину при открытой задвижке затрубного пространства закачивают эмульсию в объёме труб и затрубного пространства под пакером. Затем с помощью пакера герметизируют затрубное пространство и закачивают эмульсию в объёме спущенных труб с максимальным повышением темпа закачки с давлением 15-30 МПа. Далее за кислотой, не снижая давления, прокачивают расчетный объем продавочной жидкости и закрывают задвижку. Скважину оставляют в покое до полного спада или стабилизации давления (2-8 часов). По окончании действия кислоты в составе эмульсии проводят промывку скважины и запускают ее в эксплуатационный режим работы.

Пенокислотные составы применяются для обработки неоднородных по проницаемости коллекторов с низкими пластовыми давлениями. Сущность пенокислотных обработок (ПКО) заключается во введении в ПЗП аэрированного раствора ПАВ в соляной кислоте в виде пены. Пенокислотная обработка способствует селективному воздействию на пласт при любой литологии, позволяет доставить кислоту к более загрязненным или наименее проницаемым участкам пласта. С помощью пены происходит корректировка направления движения рабочей жидкости. Химическая реакция пены с породой и пластовыми флюидами не приводит к неблагоприятным последствиям. Пена легко вымывается из скважины, как и продукты реакций из призабойной зоны пласта, за счёт наличия газовой фазы. Данная технология применяется для карбонатных типов коллекторов, залегающих на глубине не более 2500 м, обводнённостью до 90 %, приёмистостью не более 300 $м^3$ /сут., расстояние до ВНК должно составлять не менее 1 м [5].

В качестве ПАВ применяют: ОП-7, ОП-10, ДС-РАС, сульфанол, дисольван и другие. Концентрация в пределах 0,1-0,5 % от объёма. Замедление реакции происходит благодаря тому, что ПАВ адсорбируется на поверхности кислот.

При ПКО используют кислотный агрегат, компрессор и смеситель-аэратор. Аэратор предназначен для перемешивания раствора кислоты с воздухом и образования пены.

На сегодняшний день вопрос снижения проницаемости, на фоне которого необходимо разрабатывать эффективные методы увеличения нефтеотдачи пластов остается актуальным, в связи с постоянно меняющимися пластовыми условиями, экономическими затратами и ужесточением экологических требований.

Проанализировав различные методы обработки призабойной зоны пласта карбонатных коллекторов, можно сделать вывод, что наибольшее распространение получила технология стандартной соляно-кислотной обработки. Так как, сочетание эффективности, экономичности и гибкости применения делает стандартную соляно-кислотную обработку одним из наиболее распространенных методов для увеличения нефтеотдачи карбонатных коллекторов.

Библиографический список:

1. Мирзамов Н. А. Обзор новых технологий воздействия на пласт // Академический журнал Западной Сибири. 2019. Т. 15, № 3. С. 29-30.

2. Инструкция по технологии кислотной стимуляции пластов-коллекторов с применением кислотных композиций “КСК”: РД 153-39.0-682-10–2010. ТатНИПИнефть. – Альметьевск, 2010. – С. 4–7

3. Мухаметшин, В. В. Экспресс-метод обоснования повышения успешности проведения соляно-кислотных обработок (СКО) [Текст] / В.В. Мухаметшин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2011: сборник научных трудов в 2-х т. (Октябрьский, 2 декабря 2011 г.) / ред. кол. В.Ш. Мухаметшин [и др.]. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. -Т. 1. - С. 144-149.

4. Кинзябулатова К. А., Апкаримова Г. И., Шафи-кова Е. А., Прочухан К. Ю., Прочухан Ю. А. Гелеобразующие агенты, применяемые при кислотной обработке. // Нефтепромысловое дело.- 2016.- №11.- С.39.

5. Варисова Р. Р., Альмухаметова Э. М. Кислотная обработка. Обработка призабойной зоны пласта кислотой / Современные технологии в нефтегазовом деле.- Уфа: изд-во УГНТУ, 2013.- С.62-67.

УДК 622.276.64

Способ выравнивания фронта вытеснения в неоднородных пластах

Абдуллаев М. Г., Мансурова С. И., Раджабли Т. Х.

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, г. Баку, Азербайджан

Полимерное заводнение применяется при истощении нефтеносных пластов и увеличении градиента проницаемости межпластовых участков [1, 2]. В процессе заводнения неоднородности профиля пласта способствует вымыванию наиболее проницаемых интервалов водой и сохраняет большие объемы остаточной нефти (нефть в застойных зонах; нефтяной слой, залегающий над породой; нефть в капиллярах, удерживаемая капиллярным давлением; остаточная нефть, захваченная породой) [5, 8, 9]. Вода также может проходить через нефтяные слои, практически не захватывая с собой нефть.

Использование вязкого полимерного раствора позволяет добиться более полного извлечения остаточных запасов нефти и увеличить нефтеизвлечение на 5–30 % [6, 11]. Классическое полимерное заводнение включает в себя закачку полимерного раствора в объеме, равном 0,3-0,5 порового пространства пласта [6, 12]. Этот процесс может занять длительное время (до года и более), после чего производится закачка воды. Между нефтью и водой образуется вязкий полимерный слой, который замедляет и перераспределяет потоки воды в пласте, способствуя большему покрытию нефтенасыщенных слоев [3]. Полимерное заводнение часто рекомендуется для использования при добыче высоковязкой нефти [4]. Исследования результатов лабораторные и полевые эксперименты показывают, что увеличение нефтеизвлечения при полимерном заводнении может достигать 10–13 % [7, 10]. Несмотря на широкое использование полиакриламидного геля для заводнения, этот метод имеет ряд ограничений, которые в основном связаны с реологическими свойствами полимера. Альтернативной технологией для увеличения нефтеизвлечения и сглаживания профиля закачки является относительно новый метод заводнения с использованием различными химическими реагентами.

Для повышения нефтеотдачи (EOR) в пласты закачиваются водные растворы полимеров. Цель состоит в увеличении вязкости воды, улучшении коэффициента вытеснения и предотвращении «прорыва» воды сквозь нефть. В статье рассматриваются полимеры и другие реагенты, используемые при приготовлении новых композиций в этом направлении. Наиболее часто используемые в этом направлении полимеры, такие как:

1. Синтетические полимеры: – полиакриламид (ПАА), это основной полимер, но он чувствительный к солености и температуре; – гидролизованный полиакриламид (ГПАА), это, наиболее широко используемый полимер. Обладает хорошими загущающими свойствами, эффективен при умеренных температурах и солености.

2. Биополимеры: – rсантановая камедь. Более устойчива к высокой солености и температуре, но дорога; – склероглюкан. Высокая механическая прочность и реологическая стабильность; – производные целлюлозы (например, КМЦ – карбоксиметилцеллюлоза), – используются в ограниченных случаях.

Факторы, влияющие на выбор полимера это: – соленость и ионный состав добываемой воды; – температура; – проницаемость пласта; – вязкость нефти; – и экономическая эффективность.

На практике чаще всего используется ГПАА, а в сложных пластовых условиях применяются биополимеры на основе ксантана.

Как упоминалось выше, чаще используется термин «гидролизованный полиакриламид». Иногда в литературе его также пишут как: – частично гидролизованный полиакриламид.

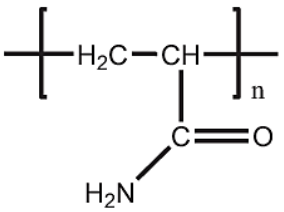
«Гидролизованный» означает, что часть амидных ($–CONH_2$) групп полиакриламида была преобразована в карбоксилатные ($–COO^-$) группы.

Что такое полиакриламид (ПАА)?

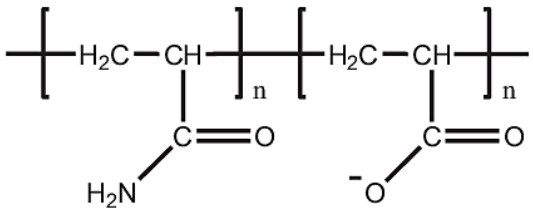
Химическое определение:

– Полиакриламид (ПАА) – это высокомолекулярный водорастворимый полимер, получаемый в результате полимеризации мономера акриламида. Структурная формула (в упрощенном виде)

ПАА



ГПАА



Повторяющийся блок: $(-CH_2 - CH(CONH_2) -)_n$

Преимущества полиакриламида, следующая: – легко растворяется в воде; – создает сильный эффект повышения вязкости при низких концентрациях; - относительно недорогой; – протестирован в промышленных масштабах.

Но у него есть и ограничения: – высокая температура (>70–80 °C); – высокая соленость, особенно ионы Ca^{2+}, Mg^{2+}; – чувствительность к механическому сдвигу.

По этой причине в некоторых областях выбирается: - модифицированный ГПАА, или биополимеры.

В связи с этим возникает вопрос: возможно ли нейтрализовать высокую соленость путем добавления мочевины к ГПАА, чтобы преодолеть этот недостаток?

Теперь попробуем прояснить этот вопрос. Суть вопроса можно объяснить следующим образом:

При высокой солености ГПАА, особенно под воздействием двухвалентных ионов (Ca^{2+}, Mg^{2+}):

• полимерная цепь скручивается,

• вязкость резко снижается,

• иногда даже происходит осаждение.

Для предотвращения или ослабления нежелательных влияний используем карбамид.

Что делает карбамид (мочевина)?

Мочевина – $CO(NH_2)_2$ химически: - нейтральна; - хорошо растворима в воде; - способна образовывать водородные связи.

При добавлении мочевины в раствор ГПАА происходит:

1. Изменяет структуру воды, т. е. ослабляет «агрессивность» ионов;

2. Создает гидратное покрытие вокруг цепи ГПАА, где частично препятствует полной сборке полимерной цепи.

В результате происходит – уменьшение потери вязкости, – незначительное повышение стабильности раствора.

Но есть очень важные ограничения. Так, что мочевина: – не связывает ионы Ca^{2+} и не связывает ионы Mg^{2+} (не образует хелаты, как ЭДТА), – не устраняет соленость химическим путем, – смягчает только физико-реологический эффект, т. е. мочевина – это не «лечение», а «смягчающая мера».

На практике сульфонол используется в качестве поверхностно-активного вещества на месторождениях Азербайджана. Учитывая это, мы приходим к выводу, что было бы интересно добавить небольшое количество сульфоноля к предложенному составу и провести эксперименты с вновь образованному составу.

Что такое сульфонол? Сульфонол – это анионное поверхностно-активное вещество (ПАВ), широко используемое на Азербайджанских месторождениях.

Основные свойства:

• снижает поверхностное натяжение нефть-вода,

• изменяет смачиваемость поверхности породы,

• способствует эмульгированию.

При добавлении небольшого количества сульфонала к системе ГПАА/полимер:

1. Снижается поверхностное натяжение: - ослабляют капиллярные силы на границе раздела нефть-вода; - «захваченная» нефть, остающаяся в пласте, легче перемещается. Это происходит особенно: - в зонах с низкой проницаемостью; - в капиллярных ловушках.

2. Эффект очистка + эффект вытеснения работают вместе.

Это очень важная синергия: - полимер (ГПАА) → увеличивает коэффициент вытеснения, - сульфонол (ПАВ) → увеличивает эффективность вытеснения.

В результате пласт обрабатывается как шире, так и глубже.

Улучшается распределение полимерного раствора в пласте. Небольшое количество сульфонала: - полимерный раствор может уменьшить адсорбцию на поверхности породы;

- способствует более равномерному распределению потока;

Это особенно оказывает положительное воздействие на глинистые породы и неоднородные слои.

С добавлением ПАВ происходит изменение смачиваемости. Так, что некоторые Азербайджанские месторождения: - нефтесмачиваемые или, - смешанно смачиваемые породы.

Сульфонол: - делает породу более водосмачиваемой; - облегчает отделение нефти от поверхности породы, а так же частично предотвращает «преждевременное завершение работы» полимера.

В качестве косвенного эффекта: - предотвращается раннее образование водяных языков, обводнение добывающих скважин происходит позже.

Указанный состав больше рассчитан на вытеснении нефти с выровненным фронтом. Однако для этого наличие компонента, изменяющего направление потока и обладающего свойством создавать вязкии гели в водных каналах, может дать лучшие результаты. В качестве такого компонента нами был использован «Bright Water».

Следует отметит, что в этой системе ни один компонент не используется в большом процентном соотношении в качестве «первичного реагента». Каждый должен выполнять свою функцию с минимальным количеством максимального эффекта.

Состав композиции функционально разделен следующим образом:

• Замедлитель потока → ГПАА.
• Направляюший потока → «Bright Water».
• Полимерная защита → Мочевина
• Средство для удаления остаточного нефти → Сульфонол.

Взяв это за основу, с помощью лабораторных исследований был разработан новая композиция следующего состава. При определении этого состава учитывались как технические, так и экономические показатели. Факторами, влияющими на технические показатели, можно отнести пластовые параметры нефтяных месторождений Азербайджана, а также реология пластовых флюидов. Следует отметить, что максимально учитывалось влияние на состав минерализации пластовых вод, глинистость, карбонатность пород, и т. п. Новый предлагаемый состав состоит из следующих компонентов (в вес. %):

ГПАА	0,08 - 0,20
«Bright Water»	0,02 - 0,06
Карбамид	0,20 - 0,80
Sulfonol	0,005 - 0,030

Важно отметить, что при лабораторных и промысловых испытаниях следует ожидать следующую последовательность: сначала вводится в пласт расчетный обьем «Bright Water» (малый объем), затем ГПАА + мочевина + сульфонол, затем вода с низким содержанием полимеров или чистой водой.

Процесс вытеснения нефти проводился в двух моделях пласта разной проницаемости.

Сначала обе модели пласта заполняются кварцевым песком разного диаметра, определяются поровый объем и проницаемость по воде каждой моделе. В экспериментах используются пластовые воды. То есть каждую из моделей пласта с пористой средой насыщают пластовой водой и определяют объем пор. При этом, поскольку модель первого пласта была заполнена крупнозернистым кварцевым песком, его проницаемость (k_1) была выше, чем у второго модела (k_2). Эти проницаемостки были равны 20 и 4,7 дарси соответственно.

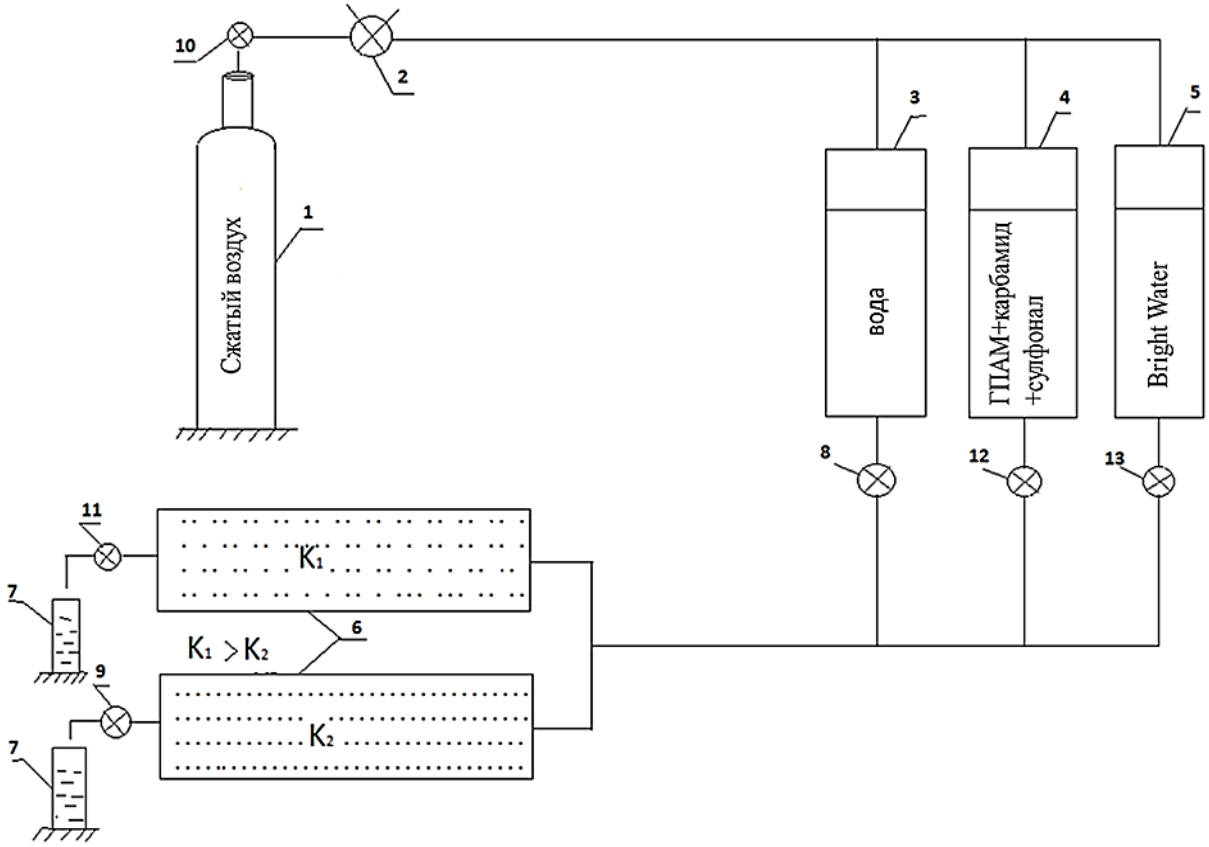


Рисунок 1

После этого, воды в обеих моделях вытеснялись нефтью по отдельности, и процесс продолжался до тех пор, пока из выходного отверстия моделей не вышло чистая нефть. Таким образом, в каждой модели определялась нефтенасыщенность, а в моделях моделировалась связанная вода. После этого обе модели были смонтированы в лабораторного оборудования, представленного на рисунке, где, при закрытых клапанов 12 и 13 в сосудах 4, 5, и при открытом клапана 8, установленный в сосуде 3, проведен процесс вытеснение нефти в моделях с водой.

В процессе вытеснения выяснилось, что в первой модели началось вытеснение нефти, а во второй модели фильтрация не началась. После некоторого увеличения давления вытеснения, во второй моделе также начала фильтрации нефти. Однако по мере продолжения этого процесса фильтрации нефти из первой модели происходило быстрее, и через короткое время из выходного отверстия первой модели вместе с нефтью уже вытекала вода, а со временем количество нефти уменьшалось и наблюдалась чистая вода. То есть уже первая модель была полностью обводнено. За этот период со второй модели фильтровалась очень малая часть нефти.

После этого занова идентично было подготовлены модели пласта и только после того, как рассчитанное количество «Bright Water» из сосуда 5 было введено во входное отверстие первой модели, а затем ГПАА+мочевина+сульфонол из сосуда 4, и потом обе модели были смонтированы в лабораторной установке.

После этого, при закрытых клапанах 12 и 13, был открыт клапан 4, и нефть в обеих моделях вытеснялось с водой в баке 3.

Несмотря на то, что в обеих моделях процесс осуществлялся одновременно, в высокопроницаемой модели вытеснение нефти сначала происходило быстрее. Через некоторое время давление на входе этой модели возросло. После этого нефть начало течь со второй модели. Через определенный период скорость вытеснения нефти у второй модели стала увеличиваться. Эти эксперименты также проводились путем создания в моделях разных температур. Начальное вытеснение во всех экспериментах было одинаковым. Разница обусловлена увеличением давления на входе первой модели с ростом температуры, которое происходит быстрее с ростом температуры и вторая модель быстрее участвует в процессе

вытеснении. Это дает нам основание говорить о том, что «Bright Water» в зависимости от температуры набухает быстрее. В этом случае течению препятствует образование гелия в областях с высокой проницаемостью, а направление потока за счет сопротивлении меняется, и нефть выдавливается из меньших проницаемых областей (в нашем случае вторая модель).

В заключение можно прийти к следующему выводу:

1. Добавление в полимерную систему на основе ГПАА «*Bright Water*», мочевины и небольшого количества сульфонола в оптимальных концентрациях обеспечивает стабильное, равномерное и длительное движение фронта вода-нефть в гетерогенных слоях.

2. Предложенный состав дает положительные результаты на любой стадии разработки.

3. При применении предложенного состава в промысловых условиях, необходимо правильно соблюдать последовательность компонентов, закачиваемых в скважину.

4. Предложенный состав не оказывает вредного воздействия на окружающую среду.

Библиографический список:

1. Абдуллаев М. Г., Мансурова С. И., Ахмедов А. И др. «Диагностика эффективности закачки полимеров в пласт для повышения нефтеотдачи». Scientific journal about «Equipment, technologies materials», VOLUME 29 (07) ISSUE 05 2025, p. 101-109.
2. Кетова Ю. А., Бай Б., Казанцев А. Л., Галкин С. В. «Анализ эффективности примнения заводнения нефтеностных пластов на основе водорастворимого полиакриламида и предварительно сшитых полиакриламидных частиц. Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2019. Т.19, No3. С.251–262. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.3.5.
3. Мелкумян Л. А., Логвинов О. А. Полимерное заводнение как метод увеличения нефте-отдачи // Актуальные проблемы прикладной математики, информатики и механики: сб. тр. междунар. науч.-техн. конф. / Воронежский гос. ун-т; Изд-во «Научно-исследовательские публикации»; ООО «Вэлборн». – Воронеж, 2017. – С. 1339–1341.
4. Мордвинов В. А., Поплыгин В. В., Поплыгина И. С. Варианты полимерного заводнения залежи с высоковязкой нефтью // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – No 14. – 39–51 с. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.5.
5. Никифоров А. И., Анохим С. В. О моделировании вытеснения нефти водой с гелеобразующими добавками // Математическое моделирование. – 2002. – Т. 14, No 12. – С. 117–127.
6. Abidin A. Z., Puspasari T., Nugroho W. A. Polymers for enhanced oil recovery technology //Procedia Chemisty. – 2012. – Vol. 4. – P. 11–16. DOI: 10.1016/j.proche.2012.06.002.
7. Experimental study on the physical performance and flow behavior of decorated polyacrylamide for enhanced oil recovery / Sh. Liang, Y. Liu, Sh. Hu, A. Shen, Q. Yu, H. Yan, M. Bai // Energies. – 2019. – Vol. 12, No 562. DOI: 10.3390/en12030562.
8. Experimental study on the transport and improved oil recovery mechanism of submicron particle gel / A. Almohsin, S. Aramco, H. Ding, B. Bai // SPE-2018. DOI: 10.2118/190364-MS.
9. Wei B., Romeo-Zeron L., Rodrigue D. Oil displacement mechanism of viscoelastic polymers on enhinced oil recovery (EOR): a review // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2013. DOI: 10.1007/s13202-013-0087-5.
10. Microflow mechanism of oil displacement by viscoelastic hydrophobically associating water-soluble polymers in enhanced oil recovery /H. Zhong, Y. Li, W. Zhang, H. Yin, J. Lu, D. Guo // Polymers. – 2018. – Vol. 10, No 628. DOI: 10.3390/polym10060628.
11. Synthesis techniques for polymers applied to enhanced oil recovery / M.J. Data, J.M. Milanesio, R. Martini, M. Strumia // MOJ Polymer Science. – 2018. – Vol. 2, iss. 1. – P. 17–20. DOI: 10.15406/mojps.2018.02.00040.
12. Thomas A. Chemical enhinced oil recovery (cEOR) – a practical overiew: Chapter 2. Polymer flooding [Электронный ресурс]. – IntechOpen, 2016. – P. 54–99. – URL: https://www.intechopen.com/books/chemical-enhan-ced-oil-recovery-ceor-a-practical-overview/polymer-flooding (дата обращения: 25.03.2019).

УДК 622.276

Методика безгидратной закачки водогазовой смеси в пласт при водогазовом воздействии

Шейко А.
Научный руководитель: Горелкина Е. И.
Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва, Россия

Заводнение применяется на более чем 90 % объектах разработки месторождений жидких и газообразных углеводородов. С течением времени энергетический потенциал объектов истощается, что указывает на необходимость поддержания давления в залежи [1-5]. Заводнение позволяет поддерживать уровень добычи нефти на приемлемом уровне при соблюдении рекомендаций [6-8], однако сложность контроля процессов многофазной фильтрации, гистерезисные явления [9, 10] при фильтрации многофазных сред через пористые структуры объясняет интерес специалистов к исследованию и внедрению третичных методов увеличения нефтеотдачи.

Интерес ученых и нефтегазодобывающих компаний направлен в сторону разработки и внедрения новых и совершенствовании существующих методов, которые применяются на объектах для увеличения нефтеотдачи. Для решения проблем, связанных с низкими КИН и возрастающими затратами, направленными на устранение недостатков заводнения, широко применяются методы увеличения нефтеотдачи пластов (МУН), среди которых особое место занимает водогазовое воздействие (ВГВ) [11-13].

ВГВ обладает значительным потенциалом по сравнению с традиционным заводнением, так как позволяет улучшить охват пласта, снизить вязкость нефти и увеличить пластовое давление. Однако его практическая реализация сопряжена с рядом технологических сложностей, одной из которых является образование гидратов в процессе закачки водогазовой смеси. Гидратообразование приводит к снижению приёмистости скважин, росту давления в системе и, как следствие, к остановке процесса закачки. Это особенно актуально для месторождений с низкими пластовыми температурами и высоким содержанием жирных фракций в составе попутного нефтяного газа (ПНГ) объекта.

На Самодуровском месторождении успешная реализация ВГВ была достигнута за счёт использования минерализованной пластовой воды, что предотвратило образование гидратов и коалесценцию газовых пузырьков. Согласно [11, 12], «сама природа поспособствовала внедрению водогазового воздействия».

На месторождении Heera закачивали морскую воду. Результаты внедрения подтвердили, что минерализация морской воды в тех температурах позволяет предотвратить образование гидратов [14].

В то же время на Ромашкинском месторождении возникли проблемы, связанные с гидратообразованием при закачке водогазовой смеси с пресной водой, что потребовало дополнительных исследований и корректировки технологических параметров [15].

Усовершенствование алгоритма расчета давления закачки, который учитывает термобарические условия и минерализацию и химический состав закачиваемой воды позволит в дальнейшем предотвратить выпадение гидратов при закачке ВГС, расширить область применения ВГВ и повысить его эффективность.

Практическая значимость исследования состоит в разработке рекомендаций по предотвращению гидратообразования, что способствует увеличению продолжительности безостановочной работы системы и улучшению экономических показателей добычи.

Для условий Ромашкинского месторождения была разработана инновационная технология ВГВ, включающая отбор попутного нефтяного газа из затрубного пространства эксплуатационных скважин [15]. В ходе экспериментальных исследований в качестве рабочей жидкости применялись два типа воды: пресная и высокоминерализованная (пластовая).

Первоначальные испытания с пресной водой подтвердили стабильную работу системы при давлениях до 20 МПа, отсутствие перебоев в подаче, эффективное снижение затрубного давления. Однако выявилась серьезная проблема – прогрессирующий рост давления нагнетания при закачке водогазовой смеси с пресной водой.

Основные параметры, которые отражают различия при закачке пресной и пластовой воды, отражены в таблице 1.

Таблица 1 – Основные параметры пресной и высокоминерализованной воды Ромашкинского нефтяного месторождения

№ п/п	Параметр	Пресная вода	Высокоминерализованная пластовая вода
1	Источник воды	Вода, подаваемая с кустовой насосной станции	Подтоварная пластовая вода (в первых экспериментах [15]); вода водоносного пласта после внедрения системы одновременно-раздельной эксплуатации
2	Плотность	≈1000 кг/м^3	1180 кг/м^3
3	Минерализация	< 1 г/л	> 200 г/л
4	Давление на выходе из насоса	Рост до 18-18,2 МПа	Пик 10,7-10,8 МПа, затем 9 МПа
5	Проблемы	Остановка насосно-эжекторной системы (как показал анализ [15], рост давления на выходе их насоса связан с выпадением гидратов и ухудшением фильтрационных свойств пласта)	Гидраты не образуются
6	Дополнительные реагенты	Нефтенол ВВД, способствующий подавлению коалесценции газовых пузырьков; это улучшает напорные и энергетические характеристики дожимного насоса и эжектора; Необходимы ингибиторы гидратообразования	Не требуются

За основу взяты расчёты, выполненные коллективом авторов [15]. Здесь использовались известные методики расчёта зависимостей области, благоприятной для выпадения гидратов, при различных давлениях, температурах и минерализациях жидкости. Однако, в методике [15] используется завышенное значение плотности: газ откачивается под давлением 1 МПа, и этот газ имеет меньшую относительную плотность. Соответственно, полученные в [15] результаты характеризуются негативной оценкой вероятности гидратообразования. Это может вызвать ошибочные технологические решения, например, необоснованное использование дорогостоящих ингибиторов. А, это в свою очередь подтверждает необходимость корректировки исходных расчетов и демонстрирует, что использование минерализованной пластовой воды обеспечивает безгидратный режим работы.

На основании расчетов равновесных кривых гидратообразования было сделано заключение о выпадении гидратов при использовании пресной воды и ингибирующем эффекте минерализованной воды.

Для обоснования образования гидратов использовались расчетные кривые гидратообразования, построенные по методике [16], где критически важным параметром выступала относительная плотность газа, принятая равной 1,06.

В расчетах равновесных кривых гидратообразования, представленных в статье, использована относительная плотность газа 1,06. Авторы ссылаются на [17], где плотность девонского ПНГ Альметьевской площади составляет 1,431 кг/м^3. В [18] плотность ПНГ кыновского горизонта Ромашкинского месторождения – 1,221 кг/м^3.

В связи с выявлением несоответствия плотности газа была реализована корректировка расчёта, результат которой отражён на рисунке 1.

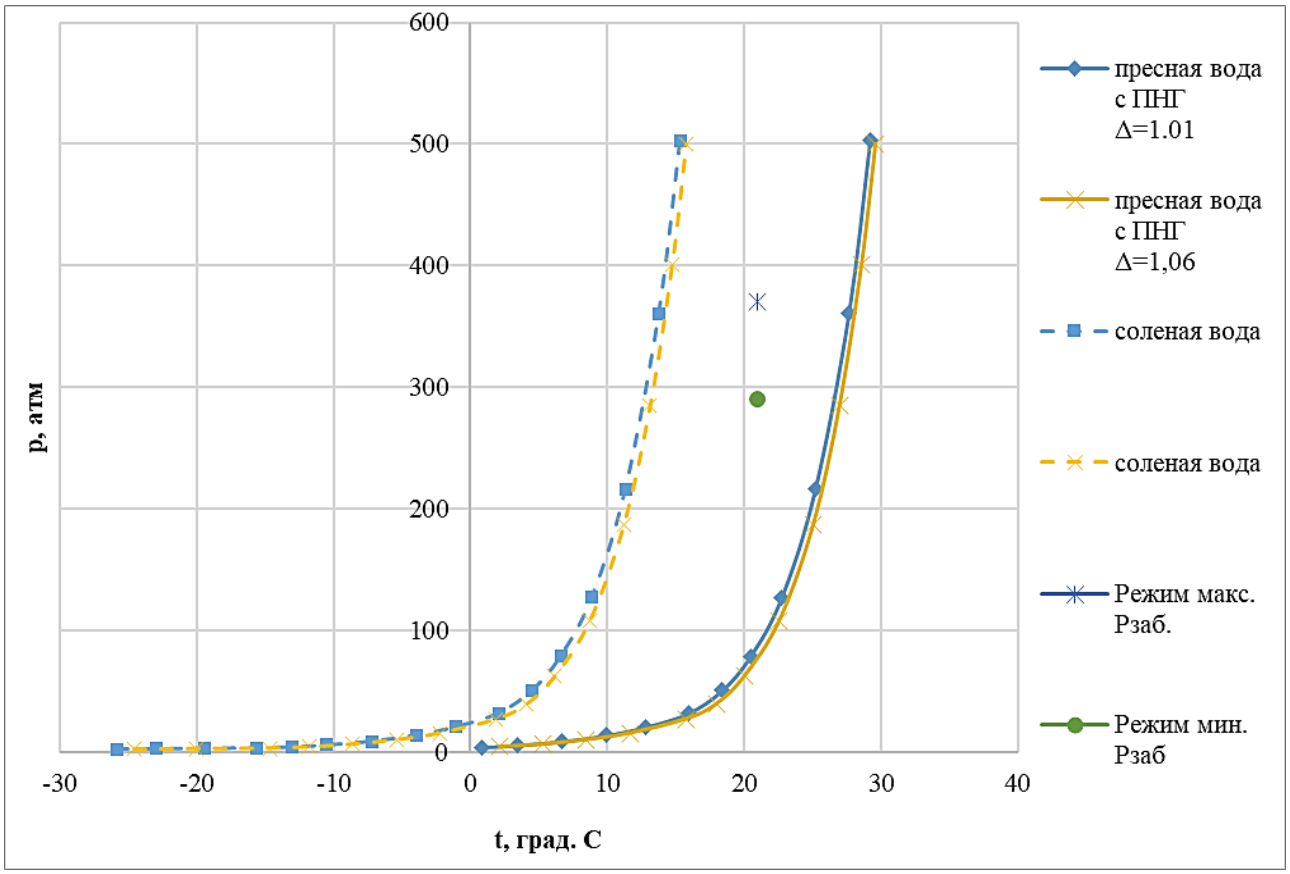


Рисунок 1 – Полученные равновесные кривые гидратообразования в смесях пресной и высокоминерализованной воды с девонским нефтяным газом Ромашкинского месторождения: расчёт выполнен для различных режимных параметров давления нагнетания смеси (мин. и макс. $P_з$)

Таким образом, в рамках проведённого исследования получены следующие результаты:

• разработана и усовершенствована методика расчета условий безгидратной закачки водогазовой смеси;

• установлена принципиальная важность корректного учета плотности газа и минерализации жидкости;

• обоснована технологическая целесообразность применения минерализованной воды в качестве рабочего агента при водогазовом воздействии на пласт.

Данная методика позволит расширить область применения водогазового воздействия и предотвратит осложнения, связанные с гидратообразованием в схожих промысловых условиях.

Библиографический список:

1. Системный подход к регулированию гидродинамического воздействия на залежь (в порядке обсуждения) / В. Л. Барьюдин, Г. В. Малышек, Ю. М. Свищев и др. // Нефтяное хозяйство. 1990. № 10. 52-55 с.
2. Шахвердиев А. Х. Системная оптимизация процесса доразработки нефтяных месторождений // дисс. на соиск. уч. ст. д.т.н. / Москва, 2001.
3. Способ разработки нефтяной залежи / Панахов Г. М., Сулейманов Б. А., Аббасов Э. М. и др. // Патент RU 2119580 C1, 27.09.1998.
4. Способ разработки нефтяной залежи / Мандрик И. Э., Панахов Г. М., Аббасов Э. М. и др.// Патент RU 2349742 C1, 20.03.2009.
5. Шахвердиев А. Х., Захаров И. В., Сулейманов И. В. Исследование степени информативности параметров, определяющих процесс образования застойных и слабодренируемых зон залежей углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2004. № 8. С. 64-68.
6. Системная оптимизация нестационарного заводнения с целью повышения нефтеотдачи пластов / Шахвердиев А. Х. // Нефтяное хозяйство. 2019. № 1. С. 44-49. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-1-44-49.
7. Qualitative theory of two-dimensional polynomial dynamical systems / Shestopalov Y., Shakhverdiev A. // Symmetry. 2021. Т. 13. № 10.
8. Горбунов А. Т., Шахвердиев А. Х. Об установлении оптимального забойного давления при упругопластическом режиме фильтрации // Добыча нефти. Москва, 1977. С. 122-129.
9. Шахвердиев А. Х., Арефьев С. В. Негативное влияние гистерезисных явлений на процесс разработки месторождений нефти и газа // Вестник РАЕН. 2024. Т. 24. № 1. С. 3-19.
10. Шахвердиев А. Х. Влияние гистерезисных явлений в нефтедобыче на коэффициент извлечения нефти // Нефтяное хозяйство. 2024. № 6. С. 92-97.
11. Дроздов А. Н., Дроздов Н. А. Простые решения сложных проблем при водогазовом воздействии на пласт // Бурение и нефть. 2017. № 3. С. 38-41.
12. Дроздов А. Н., Дроздов Н. А. Увеличение КИН: водогазовое воздействие на пласт. Опыт эксплуатации насосно-эжекторной системы и пути совершенствования технологии ВГВ // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2017. № 7(67). С. 70-77.
13. Effect of surfactant on volume and pressure of generated CO2 gas / S.I. Bakhtiyarov et al. // SPE Production and Operations Symposium. 2007. P. 478-482.
14. Денисов А. В., Горелкина Е. И. Водогазовое воздействие на месторождении Heera: анализ ошибок и предложение по совершенствованию проекта // Нефть и газ: технологии и инновации. 2024. С. 76-80.
15. Использование насосно-эжекторной системы для закачки в пласт водогазовых смесей с пресной и высокоминерализованной пластовой водой / А.Н. Дроздов, К.И. Чернышов, В.Н. Калинников и др. // Нефтяное хозяйство. 2025. № 2. С. 54-57.
16. Макогон Ю. Ф. Гидраты природных газов. М.: «Недра», 1974.
17. Требин Г. Ф., Чарыгин Н. В., Обухова Т. М. Нефти месторождений Советского Союза. М.: «Недра», 1980.
18. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России : В 2 т. / [Р. Д. Абдулмазитов, К. С. Баймухаметов, В. Д. Викторин и др.]; М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 1996, Т. 1, 1996.

УДК 622.276.5

Регулирование процессов вытеснения нефти в условиях высокой активности подошвенных вод

Мамедова Е. В.
Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности, г. Баку, Азербайджан

Аннотация. На начальном этапе разработки нефтяных месторождений добыча, как правило, осуществляется за счёт естественной пластовой энергии, формируемой воздействием краевых и подошвенных вод. Однако по мере длительной эксплуатации, обычно в течение 10 и более лет, месторождения переходят в стадию высокой обводнённости продукции.

Водоносные пласты данного типа отличаются сложным, неоднородным геологическим строением, а также повышенной вязкостью пластовой нефти. Указанные особенности существенно затрудняют фильтрационные процессы и снижают эффективность вытеснения углеводородов из порового пространства коллектора. Дополнительным осложняющим фактором является высокая активность подошвенных вод, способствующая раннему водяному прорыву к добывающим скважинам и возникновению серьёзных эксплуатационных проблем.

В связи с этим ключевой задачей разработки придонных водоносных залежей является контроль положения водонефтяного контакта и обеспечение стабильного притока нефти при одновременном ограничении водопритока. Для её решения необходимо применение комплексных подходов, включающих регулирование режимов закачки, оптимизацию схем эксплуатации скважин и использование методов увеличения нефтеотдачи, направленных на выравнивание фронта вытеснения и повышение устойчивости процесса разработки.

Ключевые слова: нефтяные пласты, обводненность, эффективность вытеснения нефти, концентрация ПАВ, эмульсии «нефть-вода». эмульсии «нефть-вода».

Введение.

Для обеспечения высокой эффективности и устойчивости процесса добычи необходимо комплексное исследование технологий стабилизации нефти и систем контроля водонефтяного соотношения водопритока в водоносном пласте. Наиболее перспективным направлением в настоящее время считается комбинированное применение методов регулирования режимов эксплуатации скважин и физико-химических методов воздействия на пласт.

Такой подход обеспечивает комплексное управление фильтрационными потоками, повышает устойчивость системы разработки и способствует увеличению конечной нефтеотдачи при одновременном снижении водопритока.

В целом, применение методов химического конусного давления, включая закачку полимера и формирование эмульсий, представляет собой перспективное направление в современной нефтяной промышленности, позволяющее не только повысить эффективность разработки месторождений, но и снизить экологические риски за счет уменьшения использования веществ, негативно влияющих на окружающую среду.

Анализ исследования.

В статье рассматривается этап разработки гепотетического месторождения «А», к основным характеристикам которого на текущем этапе добычи относятся высокая степень обводнённости нефтяных скважин и значительные значения дебита жидкости. Образование водяных конусов в процессе разработки усиливается вследствие высокой вязкости нефти и существенной разницы в подвижности водонефтяных фаз. Это вызывает неравномерное продвижение фронта вытеснения и формирование зон застойной нефти. В настоящее время для снижения влияния конусов обводнения в приконтурных и подошвенных зонах пласта применяются преимущественно два подхода.

Первый подход основан на управлении режимами эксплуатации скважин, что включает оптимизацию скорости закачки вытесняющего агента, регулирование дебита добывающих скважин, улучшение конфигурации сетки размещения скважин, а также оптимизацию расположения и длины перфорационных интервалов. Такие меры направлены на выравнивание фронта вытеснения и предотвращение преждевременного прорыва воды в продуктивную часть пласта.

Второй подход связан с совершенствованием технологий добычи, предполагающим внедрение современных методов воздействия на пласт. К ним относятся применение горизонтальных и многоствольных скважин, использование различных технологий вытеснения нефти, включая закачку газа в верхнюю часть пласта, полимерное и гелеобразующее заводнение, газо-пенные системы, а также термические методы, такие как закачка водяного пара. Эти технологии направлены на повышение эффективности вытеснения нефти, стабилизацию фронта движения флюидов и снижение обводнённости продукции.

Кроме того, существуют различные методы химического конусного давления, среди которых закачка полимера занимает особое место благодаря своим уникальным свойствам. Этот метод позволяет значительно снизить проницаемость воды в затопленных зонах, что способствует более эффективной борьбе с заторами и повышению эффективности добычи нефти, особенно в областях с высоким уровнем водонасыщения.

В отличие от традиционных методов, закачка полимера не ухудшает проницаемость нефтеносных пластов, а, напротив, способствует её сохранению или даже увеличению, что обеспечивает более эффективное вытеснение нефти из пласта.

Данный метод способен повысить вязкость вытесняющей жидкости, что способствует более полному и равномерному вытеснению нефти, а также уменьшить риск образования язв и конусов вытесняющей жидкости, что в свою очередь способствует сокращению затрат и повышению общей эффективности добычи. Эмульсия «нефть в воде» выступает в роли селективного тампонирующего агента, создавая барьер для воды и позволяя более эффективно вытеснять нефть из пористой среды.

Эмульсия «нефть в воде» формируется в нефтяной пласт, который обладает высокой проницаемостью, и способствует снижению пропускной способности жидкости в зоне с высокой проницаемостью. В результате этого подавляется конусовидное образование водонасыщенных зон, а также увеличивается вязкость вытесняющей жидкости. Такой эффект способствует более эффективному вытеснению нефти и уменьшению потерь. Пена, образующаяся в процессе, действует как агент контроля текучести, повышая вязкость вытесняющей жидкости, снижая расход и повышая эффективность добычи. Кроме того, пена выступает в роли блокирующего агента, способствуя локализации вытеснения и повышению общих показателей добычи нефти.

Закачка тяжелой нефти с добавлением поверхностно-активных веществ (ПАВ) в водоотводящий слой представляет собой эффективную технологию повышения нефтенасыщенности вблизи скважины. Этот метод способствует увеличению проницаемости нефтяной фазы и одновременному снижению проницаемости водной фазы, что способствует более эффективному вытеснению нефти из пласта. Активный агент, содержащийся в тяжелой нефти, стимулирует образование стабильных эмульсий «вода-нефть», которые сохраняют свои свойства при контакте с водой. Эти эмульсии значительно увеличивают сопротивление потоку воды, что позволяет контролировать миграцию водных фронтов и предотвращать их преждевременную инвазиию в нефтеносные зоны. В результате применение данной технологии повышает коэффициент извлечения нефти, снижает затраты на добычу и способствует более рациональному использованию ресурсов пласта. Кроме того, создание стабильных эмульсий способствует улучшению управляемости процесса добычи, снижению риска образования водонасыщенных зон и повышению общей эффективности разработки месторождения.

На сегодняшний день одним из эффективных методов повышения эффективности разработки нефтяных месторождений является закачка тампонирующих агентов в верхнюю часть пласта, расположенную вблизи границы раздела нефть-вода. Этот подход осуществляется с помощью специально разработанных технологических мероприятий, направленных на формирование так называемой «искусственной диафрагмы» вблизи забоя скважины. Основная задача данной диафрагмы – предотвращение нежелательного проникновения воды из водоносных горизонтов в продуктивные пласты и снижение развития конусообразных образований приточной воды.

Такая диафрагма служит барьером, который регулирует движение водных фронтов, замедляя их продвижение и уменьшая объем поступающей воды в скважину. Это позволяет значительно повысить коэффициент извлечения нефти, снизить затраты на добычу и увеличить период эксплуатации месторождения. В процессе формирования искусственной диафрагмы используются различные тампонирующие материалы и агентов, которые тщательно подбираются в зависимости от геологических условий пласта и характеристик добываемых пластовых жидкостей.

Помимо этого, данная технология способствует более равномерному распределению давления в пластах, снижая риск образования водонасыщенных зон и предотвращая преждевременное истощение нефтеносных горизонтов. В результате применение метода закачки тампонирующих агентов позволяет не только повысить эффективность добычи, но и продлить срок эксплуатации месторождения, а также снизить экологические риски, связанные с чрезмерным проникновением воды.

Когда нефтяное месторождение переходит в стадию разработки с высокой степенью обводненности, возникает необходимость проведения специальных мероприятий по уплотнению в зоне с остаточной водонасыщенностью пластов. В таких случаях целесообразно осуществлять уплотняющее бурение в районах с особенно высоким содержанием воды, что способствует увеличению числа точек отбора нефти и снижению высоты обводненного конуса. Это, в свою очередь, позволяет уменьшить влияние водоносного вала, который зачастую препятствует эффективной добыче нефти и способствует быстрому истощению пластовых запасов.

Оптимизация межпластовой перфорации включает в себя подбор и расположение перфорационных отверстий таким образом, чтобы максимально эффективно использовать оставшиеся нефтенасыщенные участки пласта, минимизируя при этом проникновение воды. В результате таких мероприятий повышается коэффициент нефтеотдачи, снижается затраты на добычу и продлевается срок эксплуатации месторождения.

Внедрение современных технологий контроля и мониторинга водопритока позволяет своевременно выявлять зоны высокого притока воды и предпринимать целенаправленные меры по их стабилизации. В целом, интеграция методов уплотнения сетки скважин и оптимизированной межпластовой перфорации становится важной составляющей комплексного подхода к повышению эффективности разработки нефтяных месторождений, особенно в условиях высокой водонасыщенности и сложных геологических условий.

Изоляция водопритока – важный аспект в обеспечении эффективной эксплуатации нефтяных и газовых скважин, направленный на предотвращение нежелательного проникновения водных потоков в продуктивные пласты. Эта технология предполагает создание барьеров, которые блокируют или существенно снижают поток воды, поступающей из водоносных горизонтов или смежных пластов, что способствует увеличению извлечения нефти и газа, а также снижению затрат на добычу.

Основные методы изоляции водопритока включают использование специальных тампонирующих материалов, цементных растворов и технологий гидроизоляции, позволяющих надежно отделить водоносные зоны от продуктивных участков пласта. Эффективная изоляция позволяет не только контролировать приток воды, но и предотвращать разрушение скважин, снижение их проходимости и ухудшение условий добычи.

В современных условиях применение технологий изоляции водопритока становится особенно актуальным при эксплуатации зрелых месторождений, где уровень воды значительно возрастает и угрожает эффективности добычи. Внедрение современных материалов и методов позволяет создавать долговременные и надежные барьеры, обеспечивая стабильную работу скважин и оптимальное использование запасов пластовых ресурсов.

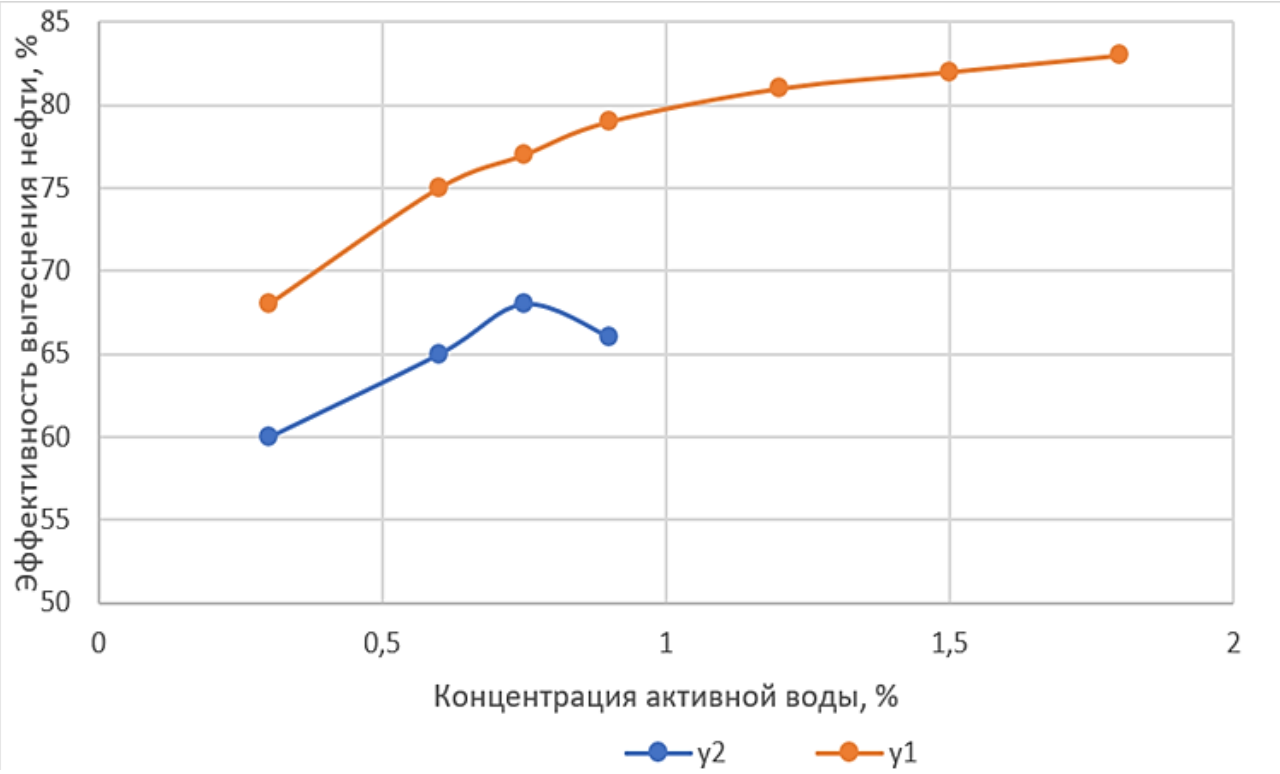
При эксплуатации нефтяной скважины из-за разницы в давлении добычи образуется водяной конус. Когда нефтяная скважина закрыта, разница в удельном весе нефти и воды вызывает постепенное выравнивание этого конуса, пока он не исчезнет из-за силы тяжести. Периодическое переключение режима работы скважины способствует улучшению разработки нижнего водоносного горизонта и позволяет более эффективно использовать капиллярную силу пласта для повышения нефтеотдачи.

Применение методов периодического переключения скважин помогает снизить приток воды, уменьшить нагрузку на оборудование и продлить срок эксплуатации месторождения. В современных технологиях внедряются автоматизированные системы мониторинга и управления режимами работы, что позволяет своевременно реагировать на изменения в режиме водопритока и оптимизировать процессы добычи.

Таким образом, регулярное переключение скважин и применение современных методов изоляции и контроля водопритока являются важными мерами для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений, особенно в условиях высокой водонасыщенности пласта. Это способствует не только увеличению дебита нефти, но и снижению затрат на производство, а также продлению эксплуатационного периода скважин.

При проведении исследования по оценке эффективности вытеснения нефти активной водной фазой были выбраны пласты 1 и 2 месторождения «А». Оба пласта характеризуются низкоамплитудными структурами. Пласт1 представляет собой мощный слой с приточной водой, обладающей вязкостью 30 мПас. В свою очередь, пласт 2 включает слой с приточной и периферийной водой, имеющей вязкость 142 мПас.

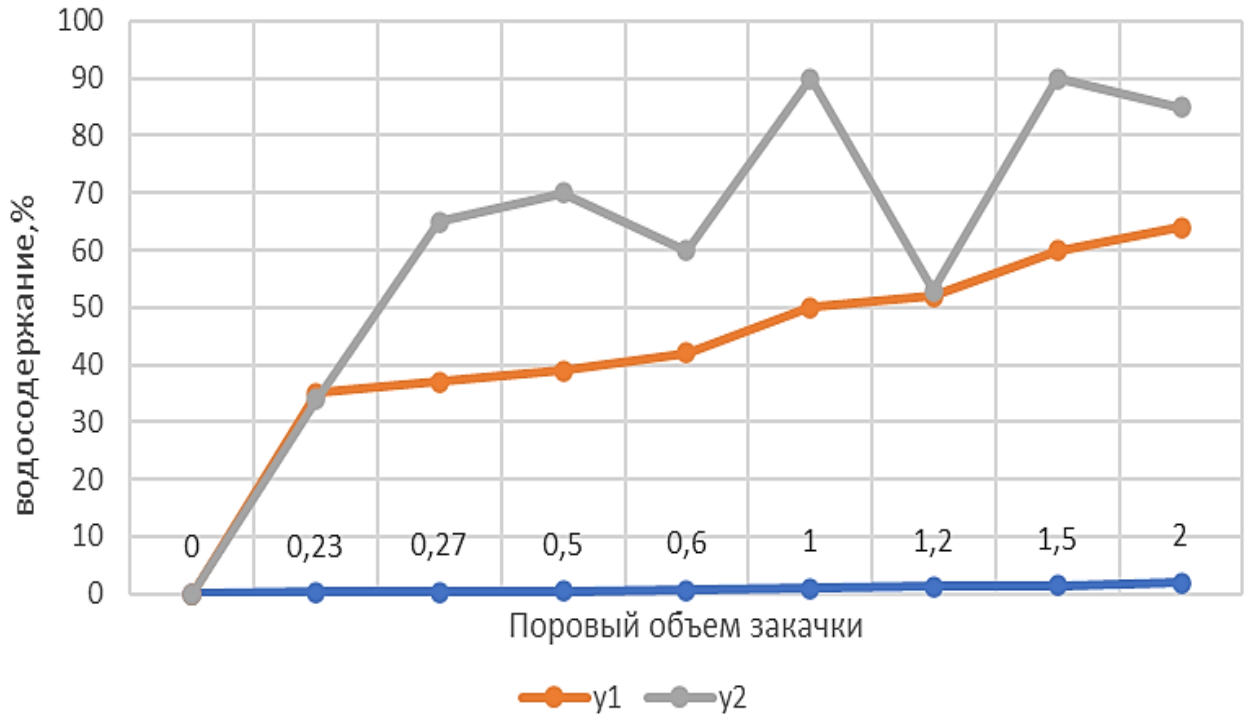
Эксперименты, проведенные при различных концентрациях, показывают, что увеличение содержания активной воды до 0,7% (пласт 2) и 1,0% (пласт1) способствует повышению степени вытеснения нефти. Однако при достижении этих концентраций наблюдается снижение эффективности процесса, что обусловлено особенностями взаимодействия воды с нефтяной массой и изменениями в динамике фильтрации (рис.1).



У1 – пласт 1, У2 – пласт 2

Рисунок 1 – Эффективность вытеснения нефти пластами с различной концентрацией активной воды

Помимо этого, в исследовании отмечается, что массовая концентрация пены в объектах 2 и 1составляет около 0,35 %. Этот показатель является важным параметром, определяющим стабильность пенной системы и её способность эффективно вытеснять нефть в условиях конкретных пласта. В дальнейшем, для повышения эффективности разработки и снижения затрат, рекомендуется проводить системный анализ влияния различных параметров, таких как вязкость активной воды, динамика давления и структура пластов, а также учитывать особенности геологических и гидродинамических условий.



У1 – содержание воды, %; У2 - коэффициент извлечения флюида, %

Рисунок 2 – Водосодержание и коэффициент извлечения в зависимости от порового объёма закачаки (пласт 1)

На основании проведённого исследования можно сделать вывод, что благодаря благоприятным физико-химическим характеристикам и сравнительно низкой вязкости модельной нефти в пласте 1, эффективность нефтеотдачи на стадии вытеснения подошвенной водой остаётся достаточно высокой. При этом количество остаточной нефти в скважинах незначительно.

Выводы

На основе полученных данных можно сделать вывод о наличии оптимальных концентраций активной воды, при которых достигается максимальный коэффициент вытеснения, а дальнейшее увеличение содержания воды не приводит к существенным улучшениям и может даже негативно сказаться на общем результате.

После завершения активного водонапорного режима и проведения процесса закачки азотной пены наблюдается перераспределение остаточной нефти: она концентрируется преимущественно в верхней части продуктивного пласта. Это свидетельствует о повышении степени охвата вытеснением и улучшении структуры насыщения, что в дальнейшем может положительно сказаться на конечной нефтеотдаче месторождения.

Использование эмульсии «нефть-вода» позволяет значительно улучшить процессы вытеснения нефти, минимизировать потери и повысить коэффициент извлечения нефти из скважин.

Библиографический список:

1. Велиев Э. М., Альмухаметова Э. М., Абилхаиров Д. Т. Применение нестационарного заводнения на залежах высоковязкой нефти с коллектором двойной проницаемости. Теория. // НТЖ «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов» / ИПТЭР. Уфа, 2024. Вып. 4 (98). - С. 16-25.

2. Салаватов Т. Ш., Сулейманов А. А., Гусейнова Д. Ф., АльРаббаш Д. А. Применение непараметрических критериев для анализа процесса заводнения нефтяных месторождений / Материалы международного семинара «Рассохинские чтения», Ухта, УГТУ, 4-5 февраля 2016 г., ч. 2, с. 80-83.

3. Принципы оптимизации систем разработки нефтяных месторождений с учётом пластовых и флюидальных неоднородностей / П. Н. Соляной, О. Н. Пичугин, Г. Г. Кошеверов, А. С. Гаврись; ООО «Конкорд», Москва // Сборник научных трудов международной научно-практической конференции «Новые идеи в геологии нефти и газа» – 2015: Издательство Московского университета, 2015. – 206 с.
4. Соляной, П. Н. К вопросу оптимального взаимного расположения нагнетательных и добывающих скважин в зонально-неоднородном пласте / П. Н. Соляной, О. Н. Пичугин, С. П. Родионов // Материалы III Международного симпозиума «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов». - Москва. - ОАО «ВНИИнефть». 20-21 сентября 2021. – Т.2. 94-98 с.
5. Пономарев А. И. Повышение эффективности разработки залежей углеводородов в низкопроницаемых и слоисто-неоднородных коллекторах. Новосибирск: изд-во СО РАН, 2017. – 236 с.

УДК 622.276.66

Анализ и перспективы повышения эффективности гидравлического разрыва пласта на зрелых месторождениях (на примере месторождений Ставропольского края)

Стасенко А. А.[1], Верисокин А. Е.[1], Ахмедов К. С.[1], Близнюков В. Ю.[2]
1 – Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, Россия;
2 – Российская Академия Естественных Наук, г. Москва, Россия

Введение гидравлического разрыва пласта (ГРП) в состав технологий интенсификации добычи углеводородов на зрелых месторождениях становится необходимым условием рентабельной разработки трудноизвлекаемых запасов. В данной статье обобщён опыт проведения операций ГРП за исследуемый период времени на месторождениях Ставропольского края. Целью работы является комплексный анализ технологических решений, операционных результатов и выявление ключевых факторов, влияющих на успешность проведения ГРП на залежах нефти в терригенных коллекторах с низкой проницаемостью. Работами было охвачено 19 скважин, отобранных из трёх категорий фонда: ввод новых скважин (ВНС) из бурения – 12 скважин, переходящий фонд (ПФ) – 5 скважин, а также бездействующие скважины (БД) – 2 скважины (рис. 1).

Ключевым подготовительным этапом стала разработка и лабораторное тестирование рецептуры жидкости разрыва, адаптированной к температурному режиму пластов до 138 °C [1]. Однако последующий анализ хода операций выявил систематические сложности, связанные с реологией жидкости в полевых условиях. В нескольких случаях при проведении основного ГРП фиксировалось отсутствие сшивки линейного геля в пробах, что оперативно приводило к остановке закачки пропанта и переходу на стадию продавки. Установленной причиной была высокая чувствительность системы к температуре окружающей среды ниже 25 °C, что указывает на необходимость учёта сезонного фактора и возможной доработки рецептуры для повышения её стабильности.

Методология работы включала обязательное проведение мини-ГРП (тестовой закачки) перед основным этапом, что позволило осуществить адаптацию дизайна операции в режиме, приближенном к реальному времени. Сравнение плановых и фактических параметров закрытия трещины (забойное давление закрытия, эффективность жидкости, эффективное давление) демонстрирует существенные расхождения. Например, для скважины № XXX месторождения X эффективность жидкости по мини-ГРП составила 14 % при плановых 48 %, а для скважины № YYYY месторождения Y фактическое забойное давление закрытия (501 атм) превысило плановое (480 атм). Эти отклонения стали основанием для последующего редизайна: корректировок объёма буферной стадии, темпа закачки, массы и концентрации пропанта. Такой итеративный подход, основанный на данных диагностики, является сильной стороной проекта и позволил избежать более серьёзных осложнений в части операций.

Рисунок 1 – Распределение скважин-кандидатов на осуществление ГРП, отобранных из трех категорий фонда

Центральным технологическим вызовом стал случай получения «СТОПа» (аварийной остановки) на скважине № ZZZZ месторождения Z. Детальный разбор показал совокупность факторов: отклонения в объёме продавки, нестабильный расход с существенными скачками, критическое превышение плановых загрузок химических реагентов (сшивателя, регулятора pH, капсулированного брейкера). Последующий анализ забойного давления и моделирование указали на формирование минимум трёх конкурирующих трещин, что не предполагалось при проектировании. Гидравлическая ширина отдельных трещин оказалась недостаточной для транспортировки пропанта высокой концентрации, что привело к его бриджингу (образованию пробки) и упаковке в прискважинной зоне (эффект концевого экранирования TSO – Tip Screen Out) [2,3]. Данный случай, составивший 5 % от общего числа операций, наглядно иллюстрирует комплексный характер рисков, где нестабильность подачи реагентов усугубляет геомеханические особенности пласта.

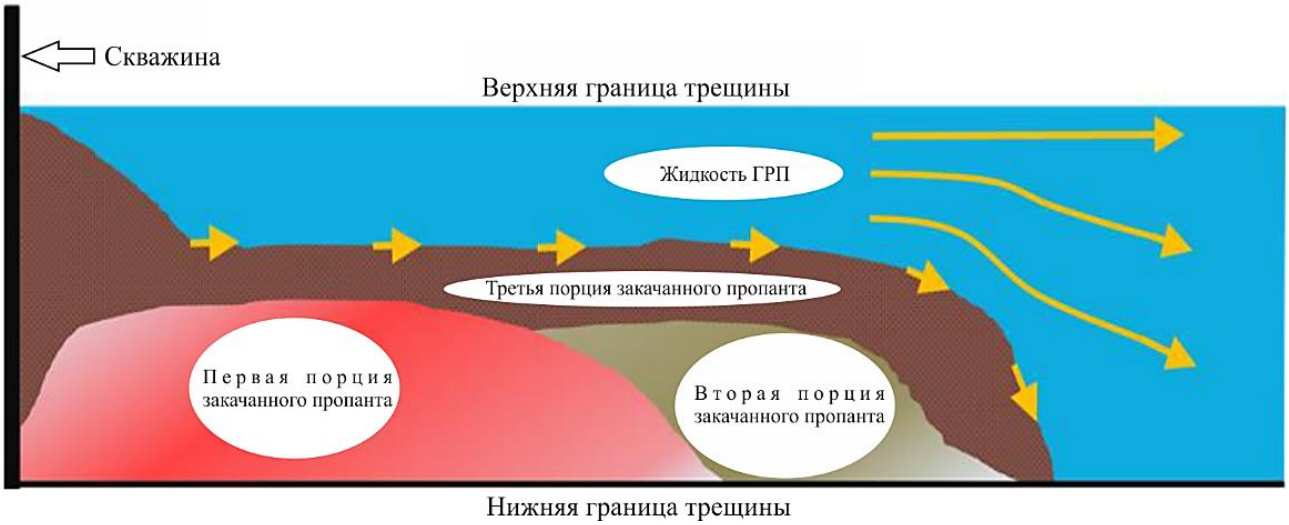


Рисунок 2 – Модель распределения жидкости и пропанта в трещине по технологии Slug-Frac

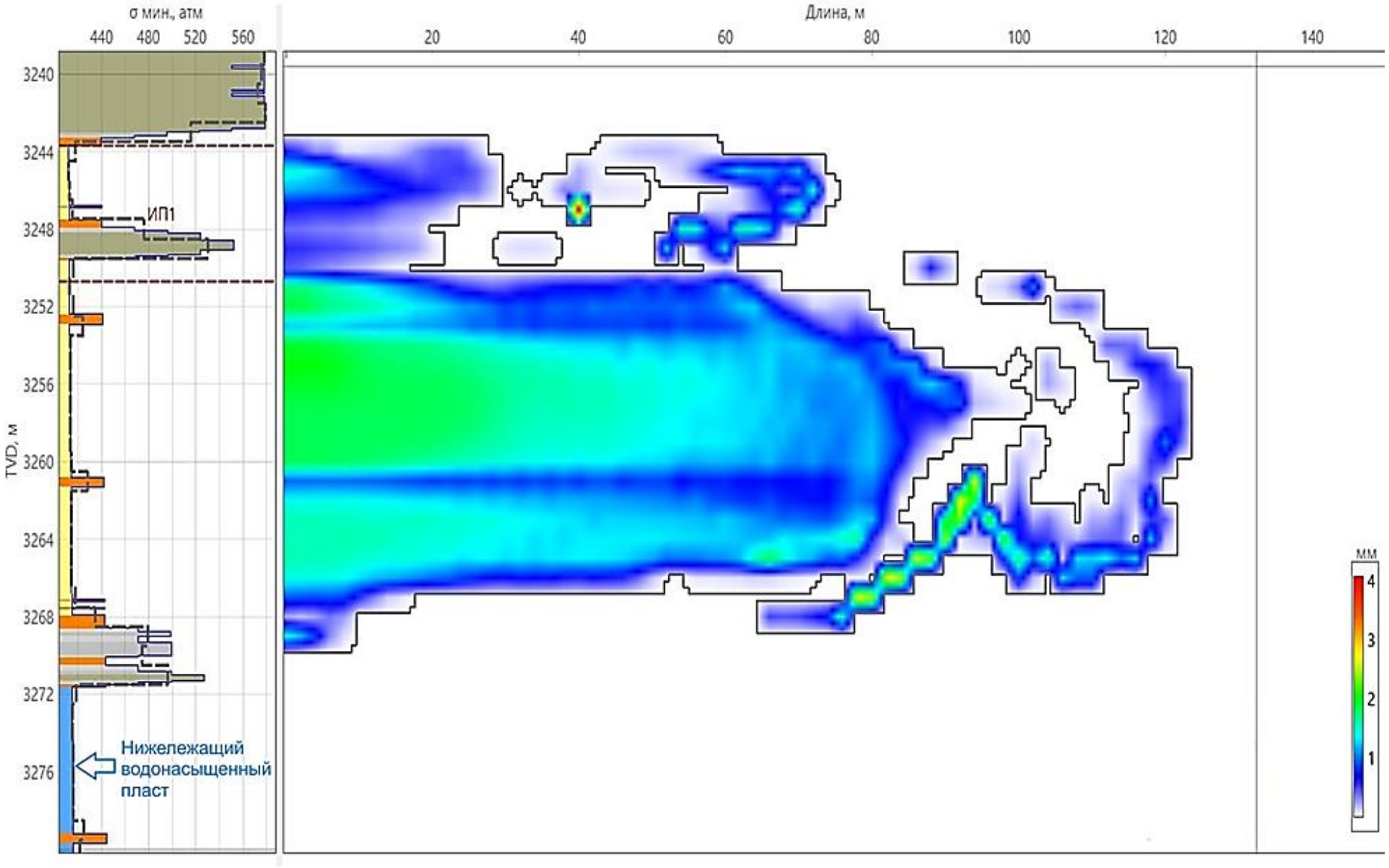


Рисунок 3 – Профиль (карта закрепленного раскрытия) трещины

С другой стороны, во время работ по проведению ГРП было продемонстрировано и успешно проведено применение специализированной технологии Slug-Frac на одной из скважин фонда с маломощными глинистыми перемычками и риском прорыва в водоносные пласты [4]. Суть данной технологии заключается в том, что вместо непрерывной закачки пропанта использовался циклический метод (чередование порций пропанта и жидкостей разрыва различной вязкости) (рис. 2). Это позволяет контролировать рост трещины и предотвращать её нежелательное распространение в нецелевые участки, а следовательно снижать риски обводнения продукции.

Как видно из карты закрепленного раскрытия трещины (рис. 3), ниже целевого интервала перфорации находится водонасыщенный пласт. ГРП в данном случае был успешно проведен как раз-таки по технологии Slug-Frac. В пласт было закачано 12 тонн пропанта на 20,2 метров эффективной мощности, что соответствует 0,6 тоннам пропанта на 1 метр эффективной мощности. Расход закачки 3,2 $м^3$/мин, конечная концентрация проппанта 900 кг/$м^3$. Именно использование чередующихся стадий линейного и сшитого геля позволило контролировать рост трещины по высоте, подтвердив свою эффективность для геологически сложных условий. Этот опыт сформировал одну из ключевых рекомендаций работы.

Важной выявленной практической проблемой, прослеживающейся на большинстве скважин, является проблема операционного контроля. Практически по всем скважинам зафиксированы отклонения: нестабильный расход закачки (отклонения до 13 %), скачки в дозировке химических реагентов (иногда более 50-100 %), расхождения между фактическими и регистрируемыми объёмами закачанного пропанта (до 10 % и более). Эти факторы напрямую влияют на рост устьевого давления, вынужденное сокращение массы пропанта и, как следствие, на потенциальную продуктивность трещины. Системная рекомендация по усилению контроля за оборудованием и квалификацией персонала подрядчика является логичным и необходимым итогом анализа.

Заключая, можно констатировать, что приведенный объем работ по осуществлению ГРП на месторождениях Ставропольского края был технологически успешен в части применения адаптивного подхода к дизайну операций и апробации новых решений (Slug-Frac). Расчётный прирост добычи по 19 скважинам должен составить от 12,5 до 50,2 т/сут по нефти на скважину, что подтверждает экономическую целесообразность метода. Однако достигнутые результаты могли быть выше при условии надлежащего операционного исполнения. Таким образом, основной резерв для повышения эффективности ГРП на подобных объектах лежит как в области геологического моделирования процесса ГРП, его возможного редизайна, подбора рецептур, так и в плоскости жёсткого контроля качества на всех этапах полевых работ, стандартизации процедур и повышения надёжности оборудования. Полученный опыт обладает значительной практической ценностью для планирования аналогичных работ на зрелых месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

Библиографический список:

1. Борхович С. Ю. Лабораторное тестирование жидкости разрыва / С. Ю. Борхович, И. С. Коньков, С. Б. Колесова // Приоритеты стратегии научно-технологического развития России и обеспечение воспроизводства инновационного потенциала высшей школы : Материалы Всероссийской научной конференции, Ижевск, 27 февраля 2019 года / Ответственный редактор А. М. Макаров. – Ижевск: Издательский дом "Удмуртский университет". – 2019. – С. 28-32.
2. Кашапов Д. В. Течение жидкости с пропантом в горизонтальной скважине при проведении операции гидравлического разрыва пласта // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 7. – С. 62-66.
3. Саркисян Т. Т. Современные методы гидравлического разрыва пласта на месторождениях Западной Сибири / Т. Т. Саркисян, Л. Н. Коновалова // Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли Северо-Кавказского федерального округа : материалы VI ежегодной научно-практической конференции Северо-Кавказского федерального университета, Ставрополь, 12 апреля 2018 года. – Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет, 2018. – С. 257-259.
4. Яркеева Н. Р. Анализ проведения гидравлического разрыва пласта по технологии Slug Frac / Н. Р. Яркеева, Б. И. Хусаинов, Э. С. Самушкова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – № 4(120). – С. 58-64.

УДК 622.276

Автоматизированные системы управления добычей и интеллектуальные скважины: сравнительный анализ

Трофимова Д. С.
Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», г. Альметьевск, Россия

Аннотация. В статье проведен сравнительный анализ эволюции и современного состояния технологий автоматизированных систем управления добычей (АСУД) и интеллектуальных скважин в России и за рубежом. Рассмотрены не только технологические аспекты, но и ключевые драйверы развития: экономические модели, структура запасов и исторически сложившиеся подходы к разработке. Показано, что изначально различные пути – «системная оптимизация» на Западе и «индивидуальный контроль» в России – сегодня приводят к сходным решениям на базе цифровых платформ. Особое внимание уделено барьерам внедрения, вопросам окупаемости на зрелых месторождениях и необходимости формирования новых компетенций. Делается вывод о переходе от конкуренции «железа» к конкуренции аналитических алгоритмов и качеству данных.

Ключевые слова: АСУД, интеллектуальная скважина, УЭЦН, телеметрия, цифровой керн, предиктивная аналитика, технологический регламент, зрелые месторождения, ROI.

1. Введение.

Понятия «АСУД» и «интеллектуальная скважина» в профессиональной среде часто смешивают, что приводит к терминологической путанице. Если отойти от маркетинговых определений, ключевое различие лежит в масштабе воздействия и первичной цели.

АСУД (Автоматизированная Система Управления Добычей) – это прежде всего система. Ее объект – куст, группа кустов, целый промысел. Ее цель – оптимизация сборного коллектора, сепарации, подготовки, утилизации ПНГ, управления энергопотреблением. АСУД отвечает на вопросы: «Как распределить давления?», «Как сбалансировать нагрузку на УКПГ?», «Как минимизировать энергозатраты на транспорт?». Ее «органы чувств» – это общепромысловые датчики давления, расхода, температуры, а «руки» – задвижки с ЭМП, частотные приводы насосов, регуляторы.

Интеллектуальная скважина (ИС) – это точечный высокотехнологичный инструмент. Ее объект – одна скважина, а в идеале – отдельный пропласток. Ее цель – управление притоком из разных интервалов пласта в режиме, близком к реальному времени, без дорогостоящего проведения СПО. Ее «нервная система» – это датчики внутри эксплуатационной колонны (давления, температуры, расхода, влагосодержания), а «руки» – интервальные органы управления (ИКС, клапаны с гидравлическим, электрическим или пневматическим приводом).

Исторически пути развития в России и за рубежом разошлись именно из-за разного понимания приоритетов и стартовых условий, а не из-за отставания в «железе».

2. Зарубежный опыт.

Западный подход вырос из двух особенностей: высокой стоимости морских буровых работ (особенно на шельфе Северного моря, Мексиканского залива) и жесткой экономической модели, требующей быстрого возврата инвестиций.

Фаза 1. «Умное заканчивание» как страховка от неопределенности (1990-2000-е). На дорогих офшорных месторождениях установка системы «интеллектуального заканчивания» (интеллектуального нижнего оборудования — ИНО) рассматривалась не как роскошь, а как страховой полис. Она позволяла после ввода скважины в эксплуатацию адаптировать ее к реальной, а не прогнозной геологии: изолировать обводняющиеся пропластки, регулировать газовую шапку, осуществлять многостадийную закачку. Пионерами стали компании Shell, BP, Statoil (Equinor). Их ключевой вопрос был: «Как максимально увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН) и срок жизни одной дорогой скважины?».

Фаза 2. Интеграция в i-field (2000-2010-е). Следующим шагом стало объединение данных с интеллектуальных скважин в общепромысловые системы оптимизации – т. н. «интеллектуальные месторождения» (i-field, digital oilfield). Здесь интеллектуальная скважина стала главным поставщиком данных для АСУД нового поколения. Например, данные о пластовом давлении с донных датчиков напрямую использовались для пересчета моделей и оптимизации режимов работы насосных станций. Фокус сместился с единичной скважины на систему «пласт-скважины-сбор-подготовка».

Фаза 3. Предиктивная аналитика и облачные сервисы (2010-е – настоящее время). Современный этап характеризуется переносом центра тяжести с аппаратной части на программную. Schlumberger (ныне SLB), Halliburton, Baker Hughes активно продвигают облачные платформы (DELFI, iEnergy, NovaLT), где данные с ИС и АСУД стекаются в единое «озеро данных». Алгоритмы машинного обучения не просто отображают данные, а предсказывают отложения солей, износ штанг, вероятность обводнения. Ценность смещается от самого клапана к алгоритму, который решает, когда и насколько его открыть. Появилась модель SaaS (Software as a Service) для управления добычей [1].

3. Российский опыт.

Российская специфика была обусловлена другими факторами: наличием огромного фонда действующих скважин, преобладанием фонтанной и УЭЦН добычи на суше, а также историческим наследием, где главной задачей автоматизации долгое время была механизация тяжелого ручного труда и повышение безопасности.

Фаза 1. Автоматизация как средство контроля и учета (1980-2000-е). Первые АСУД в СССР и позднее в России создавались по отраслевому принципу: «Автоматизация нефтяной промышленности». Их ядром были системы телеметрии (сначала аналоговые, затем цифровые) для сбора данных с кустовых установок и групповых замерных установок (ГЗУ). Основные функции: дистанционный контроль давления, температуры, «учет дебитов», сигнализация аварий. Интеллектуальные скважины в западном понимании были экзотикой, применяемой в единичных пилотных проектах (РН-Уфа, позднее – Газпром нефть, Лукойл).

Фаза 2. АСУД как инструмент оперативной оптимизации (2000-2015 гг.). С приходом международных компаний и ростом цен на нефть началось активное внедрение SCADA-систем (часто на базе решений SIEMENS, Schneider Electric). АСУД стала реальным инструментом для диспетчеров. Ключевым драйвером стало управление УЭЦН. Системы начали не просто фиксировать ток двигателя, но и строить динамограммы «на лету», диагностировать неполадки. Фокус был на сокращении операционных затрат (OPEX) за счет снижения числа выездов ремонтных бригад и предотвращения аварий. Развитие ИС шло, но медленно, упираясь в вопросы надежности оборудования в суровых условиях и высокой стоимости.

Фаза 3. Конвергенция с западным подходом и акцент на зрелые активы (2015 – н.в.). Сегодня российский рынок переживает бум «цифровизации». Лидеры (Газпром нефть, Роснефть, Татнефть, Сургутнефтегаз) создали собственные корпоративные центры управления добычей (ЦУД) и активно тестируют как импортные, так и локализованные решения для интеллектуальных скважин. Особенность российского подхода – акцент на реанимацию и оптимизацию фонда зрелых скважин. Здесь интеллектуальность часто привносится не через дорогое нижнее оборудование, а через внешние средства измерения и анализа: адаптивные алгоритмы управления УЭЦН, нестационарные режимы работы, системы интеллектуального химического воздействия [2]. Отечественные вендоры («ТМК-ИНТЕГРА» (ТМК), НТЦ «ЭЛИНС», «Ракурс») успешно конкурируют в сегменте систем мониторинга и управления УЭЦН и ШГН.

4. Сравнительный анализ и зоны конвергенции.

Точки конвергенции сегодня:

1. И на Западе, и в России конечная цель – создание самонастраивающейся модели, где АСУД и ИС являются источниками данных и исполнительными механизмами.

2. Независимо от типа оборудования, все стремятся перейти от реактивного к предсказательному обслуживанию.

3. Оптимальный режим работы, рассчитанный геологами и разработчиками, автоматически поддерживается системой, что сводит к минимуму «человеческий фактор».

Таблица 1

Критерий	Зарубежный подход	Российский подход
Основной драйвер	Максимизация отдачи от дорогой скважины (CAPEX).	Оптимизация эксплуатации массового фонда, безопасность (OPEX).
Ключевой объект	Морская/горизонтальная скважина с ИНО.	Куст скважин с УЭЦН, ГЗУ.
Ядро системы	Данные с донных датчиков, интервальные клапаны.	Данные с устья и лифта (ток, давление), динамограмма.
Цель автоматизации	Управление притоком из пласта, увеличение КИН.	Предотвращение аварий, увеличение МРП, точный учет.
Слабое место	Высокая стоимость, сложность ремонта ИНО.	Часто — разрозненность данных, «островки автоматизации».

5. Вызовы и перспективы.

Несмотря на сближение, для России остаются серьезные вызовы - необходимость масштабирования успешных пилотных проектов на тысячи рядовых скважин; проблема надежности отечественных сенсоров для суровых условий; кадровый голод на стыке нефтегазового дела и data science; импортозамещение в области сложного скважинного «железа».

Повсеместно необходимы прозрачные методики расчета ROI. На зрелых месторождениях с падающей добычей аргументация «для увеличения КИН» слабее, чем «для сокращения OPEX на 15 %».

Будущее – за гибридными системами, где традиционная надежная «российская» АСУД для массового фонда дополняется выборочным применением «западных» интеллектуальных технологий на новых, сложных скважинах. Ценность будет создаваться не продажей клапана или датчика, а сервисом по увеличению добычи на основе анализа данных.

6. Заключение.

Анализ российского и зарубежного опыта внедрения АСУД и интеллектуальных скважин показывает не отставание, а различные исходные точки и приоритеты**.** Западный путь, движимый дорогим бурением, привел к раннему развитию глубинного интеллекта скважины. Российский путь, обусловленный необходимостью управления огромным фондом, отточил технологии системного мониторинга и оптимизации эксплуатации.

Сегодня происходит закономерная конвергенция: российские компании учатся тонкому управлению пластом через данные, а западные – системной оптимизации всего актива. Успех в цифровой трансформации добычи будет определяться не страной происхождения технологии, а способностью компании интегрировать данные, алгоритмы и компетенции в ежедневные бизнес-процессы, делая их основой для принятия решений. Битва переходит из плоскости «у кого более умный клапан» в плоскость «у кого более умный алгоритм, управляющий тысячами клапанов и насосов».

Библиографический список:

1. Бродт Л. Э. Передовые практики нефтегазовых компаний по освоению газовых месторождений на арктическом шельфе / Л. Э. Бродт // Арктика и Север. – 2021. – № 44. – С. 15. – DOI: 10.37482/issn2221-2698.2021.44.30.

2. Колесников А.С. Обеспечение данными и подготовка датасета для методов машинного обучения при прогнозировании отказов УЭЦН / А.С. Колесников // Инновационная наука. – 2025. – № 6-1. – С. 10. – ISSN 2410-6070.

УДК 622.276

Комплексный подход к борьбе с асфальтосмолопарафинистыми отложениями на нефтяном месторождении

Аскарова А. А., Хайруллин А. А.

ФГБОУ ВО «Югорский государственный университет», г. Ханты-Мансийск, Россия

Настоящая статья посвящена изучению проблемы образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на Южно-Сургутском нефтяном месторождении. Рассматриваются основные факторы, влияющие на формирование АСПО, и предлагаются методы борьбы с этими отложениями. Предложенная методология включает разработку простых и эффективных методик диагностики состояния нефти и мониторинга процессов формирования осадков. Особое внимание уделено роли отношения смол к асфальтенам в определении устойчивости нефтяных систем.

Ключевые слова: Асфальтосмолопарафиновые отложения, нефтяные системы, стабилизация, Югорский государственный университет, диагностика нефти, полузакрытые камеры, полуколичественное тестирование, микрообразцы нефти, Южно-Сургутское месторождение, нефтегазовая промышленность.

A comprehensive approach to the control of asphalt-resin-paraffin deposits (ARPD) at an oil field (Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug-Yugra).

Askarova Adeliya Ayratovna Student of the Higher Oil School, Yugra State University, Khanty-Mansiysk, Russian Federation.

Scientific supervisor: Khairullin A. A., candidate of Technical Sciences, Associate Professor of Higher Education, Yugra State University, Khanty-Mansiysk, Russian Federation

This article is devoted to the study of the problem of asphalt-resin-paraffin deposits (ARPD) formation at the Yuzhno-Surgutskoye oil field. The main factors affecting the formation of ARPD are considered, and methods for controlling these deposits are proposed. The proposed methodology includes the development of simple and effective methods for diagnosing the state of oil and monitoring the formation of deposits. Special attention is paid to the role of the ratio of resins to asphaltenes in determining the stability of oil systems.

Keywords: Asphalt-resin-paraffin deposits, oil systems, stabilization, Yugra State University, oil diagnostics, semi-closed chambers, semi-quantitative testing, micro-samples of oil, Yuzhno-Surgutskoye field, oil and gas industry.

Введение.

Современные технологии добычи нефти создают условия, при которых тяжелые компоненты нефти, такие как асфальтеновые фракции, начинают выделяться и формировать твердые отложения. Эти процессы влияют на продуктивность скважин и ухудшают эффективность эксплуатации нефтепромыслового оборудования. Поэтому разработка методов профилактики и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений является актуальной задачей для нефтедобычи.

Образование асфальтенов колеблется от 0,1 до 5 %, однако на поздних стадиях развития месторождения она может значительно увеличиться до 5–20 %.

Проблема заключается в том, что традиционные подходы, основанные на измерениях содержания асфальтенов, не позволяют точно предсказывать поведение конкретных нефтей. Современные научные знания указывают на важность учета соотношения смол и асфальтенов, а также общего состава тяжелых компонентов нефти.

Цель настоящей работы состоит в изучении влияния соотношения смол и асфальтенов на склонность нефтей к формированию твердых осадков, а также предложении простой и доступной методологии диагностики и мониторинга состояния нефтяных систем.

Изучение механизмов образования асфальтосмолопарафиновых отложений ведется давно. Исследователи изучают различные факторы, такие как влияние температурных режимов, давления, химического состава нефти и механических факторов. Однако наиболее важным фактором остается отношение смол к асфальтенам.

В литературе описаны случаи, когда образцы нефти с низкими концентрациями асфальтенов склонны к образованию осадков, тогда как масла с высокими концентрациями остаются стабильными. Это свидетельствует о важности изучения поведения смолистых компонентов и формировании защитных оболочек вокруг асфальтенов.

Различные исследователи предлагают разные способы измерения устойчивости нефтяных систем. Некоторые авторы используют спектроскопические методы, другие применяют лабораторные испытания с применением специфичных реагентов. Однако большинство методик требуют сложного аппаратурного оснащения и длительного анализа.

Например, некоторые нефти, такие как «Mata-Acema» из Венесуэлы, с низким содержанием асфальтенов (0,4–9,8 %), могут образовывать отложения при технологических операциях, в то время как нефть «Boscan» с высоким содержанием асфальтенов (17,2 %) обычно не приводит к выпадениям отложений.

Отношение смол к асфальтенам 1:1 и выше при содержании асфальтенов до 1–3 % также указывает на относительно высокую устойчивость нефтяной системы. Такая характеристика может быть полезна для предварительной оценки термодинамической стабильности дисперсной системы, однако требуются дополнительные эксперименты для оценки ее устойчивости к воздействию деасфальтенизирующих реагентов.

Предлагается новая методика, основанная на наблюдении динамики выделения асфальтенов при контакте нефти с легкими углеводородами в закрытой камере. Эта процедура позволяет оценить степень стабильности нефтяной системы путем визуализации процесса оседания асфальтенов.

В исследовании были использованы два образца нефти:

Образец 1: Получен с объектов Южно-Сургутского месторождения, пласты БС$_{10}$ и ЮС$_1$

– Концентрация асфальтенов: > 1 %;

– Температура отбора: 87°С;

– Диапазон депонирования: высокая скорость осаждения грубых и мелких фракций асфальтенов.

Образец 2: Получен с объектов Южно-Сургутского, объект ЮС$_2$.

– Концентрация асфальтенов: < 1 %;

– Температура отбора: 57,2 °С;

– Характеристика осаждения: низкая интенсивность выпадения асфальтенов.

Эксперименты проводились в лабораторных условиях в прозрачных закрытых камерах (например, чашках Петри). Капли нефти подвергались воздействию паров легких алканов С$_5$-С$_9$. Для наблюдения использовали оптический микроскоп и видеоконтроль.

Методика заключалась в следующем:

– Заполнение емкости каплей нефти определенного объема;

– Подвод паров легкого углеводорода к слою нефти;

– Регистрация появления первых признаков осаждения асфальтенов (через временные интервалы);

– Анализ полученных результатов.

Таким образом, оценивается способность каждой нефти противостоять процессу деасфальтенизации.

В процессе проведения исследования можно визуально или под микроскопом наблюдать процесс осаждения асфальтенов. Также можно делать фото- и видеозаписи, чтобы контролировать изменение объемов нефти, ее цветности, подвижности, а также стадийности выпадения асфальтенов. Фоторегистрация производится в течение 30 минут, а именно по интервалам съемки: 0, 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15, 20, 25 и 30-ю минуту. За это время можно зафиксировать осаждение первичного (грубодисперсного) и вторичного (мелкодисперсного) депозита асфальтенов. Эксперимент представлен на рисунке 1.

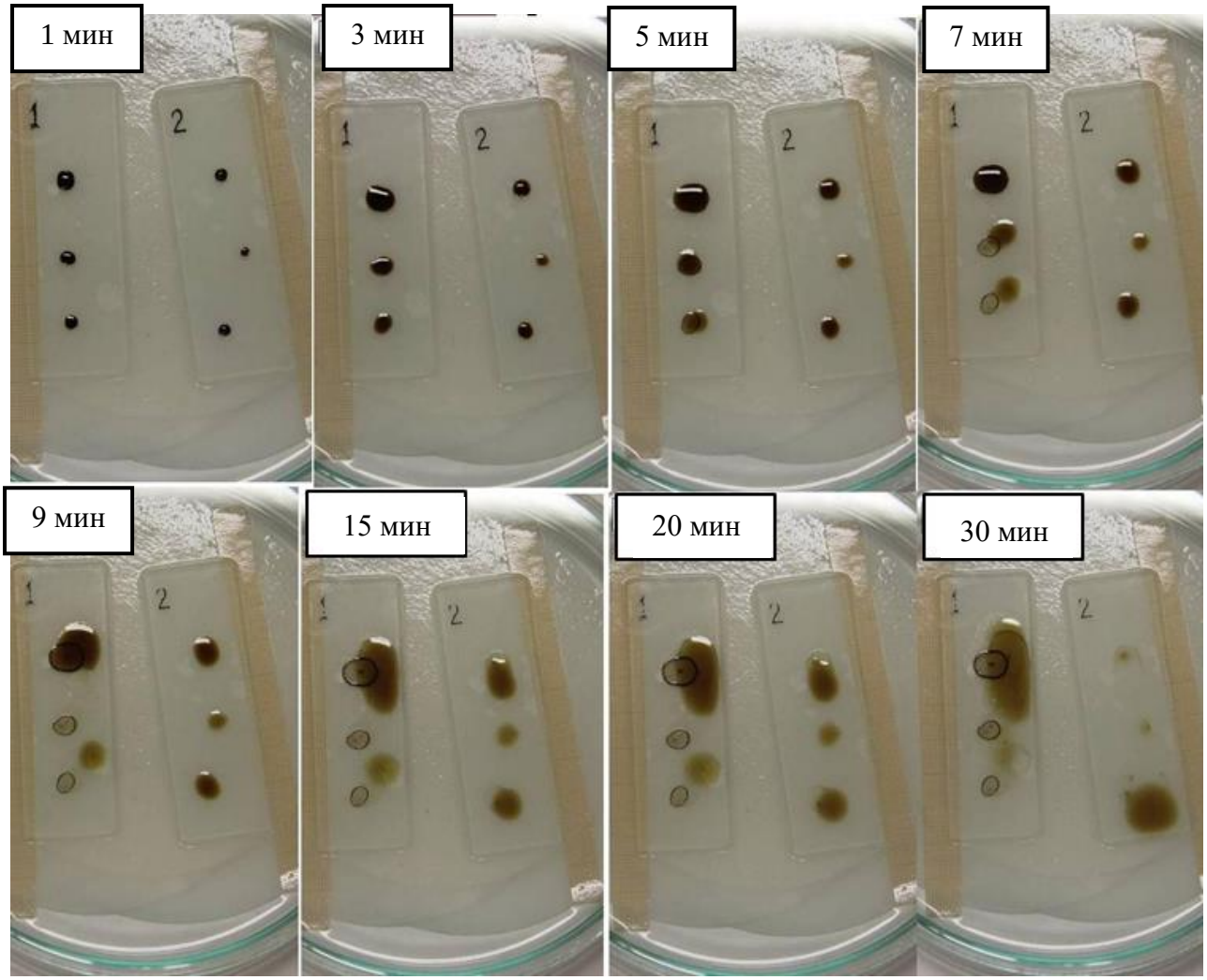


Рисунок 1 – Фоторегистрация эксперимента

При обработке образца 1 наблюдаются быстрые признаки осаждения асфальтенов. Уже на первой-третьей минутах образуются крупные частицы асфальтенов, диаметр капель увеличивается почти вдвое. Вторичное выделение мелких частиц начинается примерно на десятой минуте эксперимента.

В отличие от этого, образец 2 демонстрирует гораздо меньшую склонность к осаждению асфальтенов. Даже при двукратном расширении пятна, интенсивного выпадения практически не фиксируется вплоть до 9-11 минут.

Эти различия подтверждают гипотезу о связи устойчивости нефтяной системы с отношением смол к асфальтенам и составом топлива в составе нефти.

Разработанная методика позволила провести сравнительный анализ разных типов нефтей и предлагается как простой инструмент для контроля качества нефти в производственных условиях.

На основании проведенных экспериментов рекомендуется следующее:

– Применение разработанной методологии для регулярного мониторинга состояния нефтей на месторождениях ХМАО-Югры;

– Использование оптимальных значений соотношений смол и асфальтенов для минимизации рисков образования АСПО;

– Разработка технологий очистки и обработки нефтей с целью предотвращения проблем, вызванных образованием твердых осадков.

Полученные результаты могут быть внедрены на практике следующим образом:

– определение оптимального режима подготовки нефти перед подачей в трубопроводы;

– выбор эффективной стратегии очистки скважин и резервуаров от накопившихся отложений;

– прогнозирование риска возникновения проблем, связанных с АСПО, на этапе проектирования новых объектов.

Дальнейшие исследования будут направлены на адаптацию предложенной методики к условиям реальных промышленных установок и выявление оптимальных решений для предотвращения образования АСПО.

Таким образом, работа показала необходимость комплексного подхода к контролю состояния нефтей, особенно на поздней стадии разработки месторождений. Разработанные экспериментальные методики позволяют эффективно диагностировать состояние нефтяной системы и своевременно предпринимать меры против образования сфальтосмолопарафиновых отложений. Результаты могут быть полезны для оптимизации производства и снижения затрат на очистку скважин и оборудование.

Библиографический список:

1. Апасов, Т. К. Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири / Т. К. Апасов, Р. Т. Апасов, Г. Т. Апасов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015.
2. Репин В. И., Гусев А. В. и др. Опыт и перспективы применения методов повышения нефтеотдачи на месторождениях ООО «Юганскнефтегаз». – Тюмень, 2017. С. 30-44.
3. Камьянов В. Ф., Аксенов В. С., Титов В. И. Гетероатомные компоненты нефти.- Новосибирск: Наука, 1983.- 237 с.
4. Камьянов В. Ф. Высокомолекулярные гетероатомные компоненты нефтей. Авто- реф. дис.док.хим.наук. - Томск. 1992.
5. Буря Е. Г. Исследование агрегативной устойчивости нефтей при взаимодействии с углеводородными растворителями. – Дисс. и автореф. канд. техн. наук по ВАК 25.00.17. – Москва, 2002. – 106 с.

УДК 622.276

Повышение эффективности работы скважин осложненных содержанием механических примесей в продукции

Яковлев А. А., Хайруллин А. А.

ФГБОУ ВО «Югорский государственный университет», г. Ханты-Мансийск, Россия

Аннотация.

Повышение производительности добывающих скважин является одной из ключевых задач нефтегазодобывающей отрасли. Одной из основных проблем являются механические примеси (песок, глина, шлам), содержащиеся в пластовых флюидах. Они снижают эффективность добычи нефти и газа, приводят к износу оборудования и увеличению затрат на обслуживание скважин. Данная работа посвящена исследованию методов повышения эффективности эксплуатации скважин, осложнённых наличием механических примесей.

Ключевые слова: скважина, нефть, газ, механические примеси, очистка, эффективность, оборудование, производство, загрязнение, технология.

Введение.

Эффективность работы нефтяных и газовых скважин зависит от множества факторов, включая качество извлекаемой жидкости и наличие загрязнений. Механические примеси, присутствующие в продукции скважины, негативно влияют на производительность и долговечность оборудования. Поэтому разработка эффективных технологий очистки жидкостей от механических примесей становится актуальной задачей для нефтегазового сектора.

Механические примеси оказывают значительное влияние на работу скважин следующим образом:

- Износ насосного оборудования: Частицы песка и глины ускоряют износ поршней, клапанов и уплотнений насоса;

• Забивка фильтров: Песчинки и мелкие частицы забивают фильтры, снижая пропускную способность системы фильтрации;

• Коррозия трубопроводов: Абразивные вещества способствуют коррозии внутренних поверхностей трубопроводов;

• Проблемы сепарации: Наличие твёрдых частиц затрудняет процесс разделения фаз и снижает качество конечного продукта.

Следовательно, проблема содержания механических примесей требует комплексного подхода для её решения.

Методы борьбы с механическими примесями разнообразны и включают три основные группы подходов: физико-химические методы, инженерные решения и технологические процессы. Рассмотрим каждую группу подробнее.

Сперва физико-химические методы: основой этих методов является изменение физико-химических характеристик частиц примесей путем их укрупнения и последующего удаления. Например, коагуляция. Цель метода заключается в введении специальных веществ (коагулянтов), которые приводят к разрушению устойчивости коллоидной системы. Мелкие частицы теряют свой поверхностный заряд и объединяются друг с другом, образуя агрегаты большего размера.

Используемые реагенты:

– Сульфат алюминия $Al_2(SO_4)_3$;
– Хлорид железа $FeCl_3$;
– Оксихлорид алюминия Al_2OH_5Cl. Процесс протекает следующим образом:
– Гидролиз коагулянта с образованием труднорастворимых гидроксидов;
– Адсорбция мелких частиц примесей на поверхности образовавшихся хлопьев гидроксида;
– Образование крупных агломератов, способных оседать.

Основные параметры:

– Оптимальное количество коагулянта: 10-100 мг/л;
– pH среды: 6,5-7,5;
– Продолжительность реакции: 10-30 минут.

Далее флокуляция. Этот метод предполагает использование специальных полимеров (флокулянтов), способствующих усилению образования агрегатов из мелких частиц, ускоряя процесс их осаждения.

Типы применяемых флокулянтов:

– Анионные (например, полиакрилаты);
– Катионные (например, полиэтиленимины);
– Неионные (например, полиоксиэтилены).

Преимуществом метода является высокая эффективность даже при низкой концентрации примесей, ускорение осаждения в 5–10 раз и уменьшение количества используемых коагулянтов на 30–50 %. Например, использование полиакриламида в дозировке 0,5–2 мг/л увеличивает размеры частиц с 1-5 микрон до 100–500 микрон.

Таким образом, удается снизить концентрацию механических примесей на 70–90 % и уменьшить мутность жидкости на 85–95 %.

Следующими рассмотрим инженерные подходы, которые основываются на применении специализированных устройств и технологий, позволяющих механическим способом отделять примеси от основной жидкости.

Сетчатые фильтры: представляют собой устройства с сетчатой структурой различного типа и размеров отверстий (20-500 мкм). Различают самоочищающиеся, картриджные и дуговые типы фильтров.

Характеристика типичных моделей:

– Производительность до 1000 куб.м/ч;
– Перепад давления 0,1–0,5 МПа;
– Эффективность очистки составляет 80–95 % для частиц крупнее 50 мкм.

Например, фильтр ФС-100 способен удерживать около 90 % песчинок размером больше 100 мкм.

Центрифуги: основаны на принципе разделения жидкостей и твердых частиц под воздействием центробежной силы. Используются два основных типа центрифуг:

– Декантерные (для обработки растворов с высоким содержанием твердой фазы),
– Сепараторные (для тонкой очистки).

Производительность варьируется от 5 до 50 кубометров в час, остаточная концентрация твердых примесей снижается менее чем до 0,1 %.

Примером служит центрифуга марки LAWA 500, снижающая концентрацию песка с 2 % до 0,05 %.

Магнитные сепараторы, у которых действие основано на удалении ферромагнитных частиц (железо, никель, кобальт) с помощью постоянного или электромагнитного поля.

Эффективность достигает 95–99 % для железосодержащих частиц, при рабочих скоростях потока до 3 метров в секунду. Пример такого оборудования – сепаратор СМ-50, очищающий поток объемом до 100 кубометров в час от частиц диаметром более 5 мкм.

Технологическое направление связано с предупреждением поступления примесей в производственный цикл.

Сперва необходимо оптимизировать процессы закачки воды и газа. Эта мера направлена на минимизацию выноса песка из продуктивного слоя путем поддержания оптимального уровня давления и контроля скоростей движения жидкости.

Параметры регулирования: – Давление закачки должно быть примерно на 10–20 % ниже пластового давления,

– Рекомендуемая скорость потока жидкости находится в пределах 0,5–1,5 метра в секунду,
– Объем закачиваемой воды определяется гидродинамическими расчетами.

Такой подход помогает сократить вынос песка на 40–60 %.

Также затронем направление герметизации стволовых конструкций скважин.

Использование антикоррозионных материалов и герметичных уплотнений предотвращает проникновение посторонних примесей извне.

Применение антикоррозионных обсадных труб, герметичных пакеров и уплотнительных элементов способствует увеличению интервала между необходимыми ремонтами на 30–50 %.

В дополнение существует использование гидроциклонов. Работа гидроциклона основана на создании условий для быстрого центробежного разделения жидкости и взвешенных твердых частиц.

При рабочем давлении на входе в диапазоне 0,3–0,8 МПа и диаметре конусной части 100–500 мм гидроциклон эффективно отделяет механические примеси размером более 20 мкм. Эффективность такого способа составляет порядка 85–90 %.

Все перечисленные подходы используются комплексно, позволяя добиться высоких результатов в борьбе с негативными последствиями присутствия механических примесей в продуктах нефтепромысла.

На практике часто применяется комбинация различных методов для повышения общей эффективности.

Первый вариант используется для высоко загрязненных скважин:

– Магнитный сепаратор для отделения ферромагнитных частиц;
– Коагуляция сульфатом алюминия в дозировке 20 мг/л;
– Флокуляция полиакриламидом в дозировке 1 мг/л, последующая центрифугирование. Второй вариант подходит для умеренно загрязненных объектов:
– Предварительная грубая фильтрация сетчатым фильтром;
– Последующее химическое удаление примесей посредством введения коагулянта и отстаивания.

Проведены лабораторные испытания различных способов обработки жидкости с целью выявления наиболее эффективного метода удаления механических примесей. Результаты

показали высокую эффективность физико-химического метода совместно с использованием инженерных решений.

При обработке жидкости реагентами-флокулянтами было достигнуто снижение концентрации механических примесей на 80 %. После установки сетчатых фильтров степень очистки увеличилась ещё на 10 %.

Полученные данные подтверждают перспективность комбинированного подхода к решению проблемы механической загрязнённости продукции скважин.

Заключение.

Проблема борьбы с механическими примесями в процессе добычи нефти решается наиболее успешно применением комплексного подхода, учитывающего характеристики самого сырья, параметры технологического режима и требования конечного продукта. Наиболее эффективными методами являются сочетание физикохимической обработки (коагуляция и флокуляция) с последующей физической очисткой (фильтрацией и центрифугированием). Применение инновационных решений (комбинированных волновых обработок и интеллектуальных систем управления процессом очистки) позволит повысить качество очистки и минимизировать эксплуатационные расходы.

Таким образом, грамотное внедрение комплекса мероприятий существенно улучшает показатели надежности эксплуатации промыслового оборудования и сокращает общие экономические потери предприятия.

Библиографический список:

1. Апасов, Т. К. Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири/ Т. К. Апасов, Р. Т. Апасов, Г. Т. Апасов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015.
2. Мутель, М. Н. Применение скважинных фильтров и методы борьбы с механическими примесями / М. Н. Мутель, В. А. Чигряй // Нефтегазовая вертикаль. - 2009. - № 12.
3. Каушанский Д. А. Химические методы ограничения выноса песка в нефтяных и газовых скважинах. Научная статья/ Цицорин А. И., Демьяновский В. Б., Каушанский Д. А., 2013. – 8.
4. Камалетдинов, Р. С. Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями / Р. С. Камалетдинов, А. Б. Лазарев // Инженерная практика. - 2010. - № 2.
5. Шайдаков В. В. Механические примеси в нефтедобыче // Инженерная практика, 2010 г., № 2, с. 98-103.

УДК 622.276

Глубинная добыча нефти горизонтальными скважинами

Яраханова Д. Г.

Казанский федеральный университет, г. Казань, Россия

Разработка глубинных месторождений углеводородов определённо является одной из актуальных тем.

Новизна работы заключается в исследовании случаев извлечения глубинной нефти.

Рассмотренный автором анализ добычи может быть использован для оптимального освоения глубинных месторождений горизонтальными скважинами.

Полученные результаты имеют практическую значимость для добычи глубинной нефти.

Научная направленность будущих исследований поспособствует увеличению прироста запасов углеводородов с растворёнными в ней ценными компонентами.

Глубинная добыча нефти горизонтальными скважинами это технология, которая даёт возможность извлекать углеводороды из недосягаемых и сложных геологических условий.

Надо отметить, что для этих целей применяются горизонтальные скважины различных модификаций [1], которые позволяют открыть доступ к глубинным запасам углеводородов.

Также имеется обширный опыт разработка нефтяных месторождений горизонтальными скважинами, достижения которого можно применять и в случае глубинной добычи [2-5].

В данном исследовании рассматривается нефть, залегающая в труднодоступных районах на месторождениях глубинных углеводородов.

Под глубинной нефтью понимаются углеводороды, которые образуются в глубоких недрах Земли при высоких температурах и давлениях.

То есть нефть проникает в земную кору через разломы и аккумулируется в пористых структурах платформ, обеспечивая потенциальную регенерацию месторождений.

Приводится анализ случаев добычи глубинных углеводородов с помощью горизонтальных скважин.

Одним из действующих способов добычи глубинной нефти являются горизонтальные скважины (рис. 1).

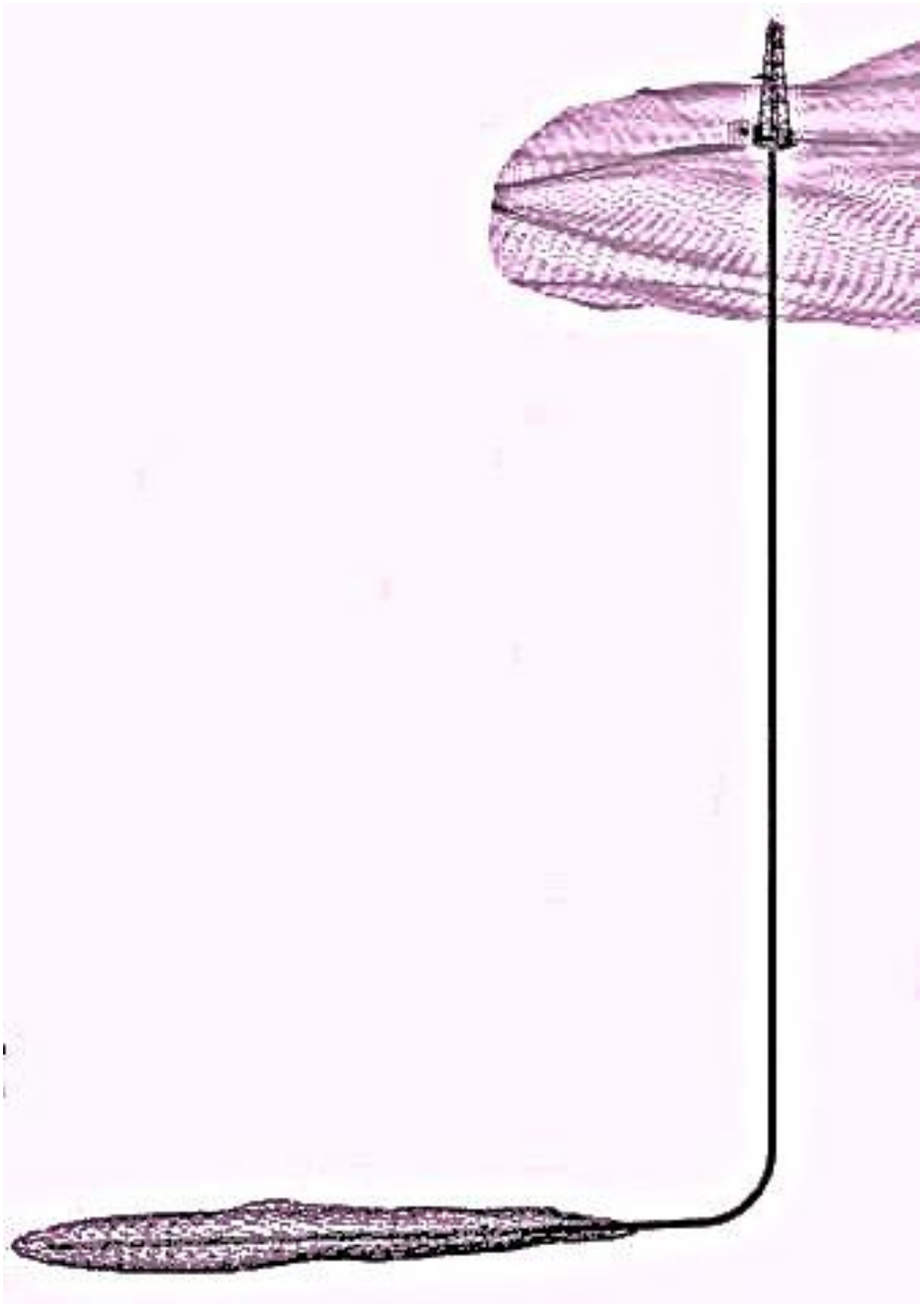


Рисунок 1 – Горизонтальная скважина для глубинной нефти

За рубежом, в частности в Китае ведётся активная разработка глубинных месторождений, в том числе с использованием горизонтальных скважин.

На одном из проектов – Шенди-1 / Shendi-1. Компании «Sinopec» и CNPC ведут поиски углеводородов на глубине ниже 7,5 тыс. м на месторождении Шуньбэй в Таримском бассейне Китая. По состоянию на 31 декабря 2023 года на Шенди-1 / Shendi-1 добыча превысила 10 млн. т нефтяного эквивалента.

Примеры скважин, которые пробурены в рамках проекта:

- Project Deep Earth 1-Yuejin 3-3XC.
- Глубина скважины - 9 472 м, дебит по нефти – 200 т в сутки, по газу – 50 тыс. м³.
- Shendi Take-1. Длина скважины – 11100 м, цель – испытание оборудования для добычи нефти на сверхвысоких глубинах. По данным на 12 февраля 2024 года, глубина скважины достигла 9850 м.

Разработка запасов на глубине свыше 8 тыс. м осложняется высокой температурой, что требует применения новых технологий и оборудования.

Глубинная нефть содержит различные ценные компоненты, среди которых:

- Углеводороды.
- Основные компоненты нефти, группируются в три класса: алкановые, циклоалкановые и ароматические.
- Неуглеводородные соединения.
- К ним относятся, например, азотистые, сернистые, кислородсодержащие соединения, смолы, асфальтены.
- Микроэлементы.

Нефть содержит около пятидесяти элементов периодической системы химических элементов, среди которых ванадий, никель, железо, цинк, вольфрам, ртуть, уран и другие.

- Растворенные газы.

В состав нефти входят газы, растворённые в ней от 30 до 300 м³/т.

- Вода.

Содержание воды в нефти может достигать до 10%.

- Минеральные вещества.

К ним относятся соли, содержание которых в большинстве нефтей не превышает десятых долей процента.

Химический состав нефти различных месторождений колеблется в широких пределах, и для каждого конкретного месторождения является индивидуальным.

Таким образом:

- полученные результаты имеют практическую значимость для добычи труднодоступной нефти горизонтальными скважинами;
- научная направленность будущих исследований поможет открыть доступ к освоению глубинных запасов углеводородов с растворёнными в ней ценными компонентами.

Библиографический список:

3. Яраханова Д.Г. Применение модифицированных горизонтальных скважин для повышения эффективности нефтеизвлечения / Д. Г. Яраханова // Бурение и нефть. - 2022. - №10. - с. 34-37.
4. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными скважинами: опыт и достижения / Р. Х. Муслимов, Ю. А. Волков, Л. Г. Карпова, В. В. Тюрин, Д. Г. Яраханова. - Казань: Изд-во «Плутон». - 2017. - 450 с.
5. Яраханова Д. Г., Шакиров А. Н. Варианты применения горизонтального и многозабойного бурения для повышения эффективности разработки отложений башкирского яруса / Д.Г. Яраханова, А. Н. Шакиров // Нефтяная провинция. - 2019. - №4(20). - с.287-299.
6. Яраханова Д. Г. Горизонтальные скважины и многостадийный гидроразрыв пласта / Д. Г. Яраханова // Бурение и нефть. - 2019. - № 10. - с. 27-28.
7. Yarakhanova D. G, Hossain M. E., Algorithm for selecting systems horizontal wells and mathematical models for unconventional reservoirs//Russian Journal of Earth Sciences. - 2020. - Vol.20, Is.6. - Art. № 2020ES000727. 2019.

УДК 622.234.573

Эффективность гидроразрыва на полиакриламиде

Миронов А. И.
Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго орджоникидзе, г. Москва, Россия

Нефтегазодобывающая отрасль остаётся связующим звеном топливно-энергетического комплекса. В этой связи различные методы увеличения нефтеотдачи (МУН) являются предметом многочисленных исследований, т.к. заводнение не позволяет в полной мере поддерживать нефтеотдачу [1-3], и для повышения эффективности процессов отбора углеводородов требуются третичные МУН [4-6].

В настоящее время при разработке месторождений нефти приоритет отдаётся технологиям, которые позволяют увеличить зону охвата пласта воздействием [7].

Отдельное внимание уделяется улучшению параметров продуктивности скважин, т.к. именно в призабойных зонах (ПЗП) скважин происходят изменения коллекторских свойств, напрямую связанных с бурением скважин и их эксплуатацией. Ряд разработок [8] зарекомендовали себя при необходимости очистки ПЗП, однако при изначально низкой проницаемости пласта рекомендовано применять технологии повышения проницаемости за счёт создания высокопроводящих трещин в породах.

Способ гидроразрыва пласта относится к методам увеличения продуктивности скважин за счёт создания проводящих трещин [9]. С момента разработки ГРП как метода и внедрения на первых промыслах (1947 г. в США и 1952 г. в СССР), когда в качестве расклинивающего агента применялся песок, технология была значительно модернизирована.

Рецептура жидкости ГРП на основе полиакриламида (ПАА) отличается от гуаровой, состоящей из двух основных химических реагентов – гелеобразователя и сшивателя, тем, что используется только синтетический гелеобразователь. Рекомендуемая концентрация – от 4 л/м^3 [10].

Из преимуществ проведения операций по гидроразрыву, используя жидкости на основе ПАА, хотелось бы отметить более лояльные требования к качеству воды, сопоставимую стоимость относительно «классической» гуаровой основы (опять же, смотря, какого производителя выбираем в виде поставщика), увеличенное время песконесущей способности, меньшую степень загрязнения пласта продуктами жидкости ГРП после тех. отстоя и в процессе освоения после ГРП и, как следствие, более высокую остаточную проводимость трещины за счёт меньшей фильтрационной корки в полученном разрыве и находящейся в ней песочной набивке. Низкий урон пласта, воспроизводящий более вытянутую трещину, что, в свою очередь, увеличит радиус дренирования пласта и, соответственно, ее дебит. Также весомый аргумент ПАА состоит в том, что он не претерпевает влияние бактерий (его не съедят), как аналог жидкости на гуаровой системе. Это объясняется тем, что его состав полностью синтетический. Поэтому в добавлении притупляющей размножение бактерий химии или химии, уничтожающей эти бактерии, нет необходимости. Также нагрев достаточен на уровне 10-15 °С, что понесёт за собой экономию дизельного топлива в мобильном агрегате для подогрева, при этом обеспечивается менее аномальное поведение термостабильности жидкости и её сдвигового восстановления после прохождения нелинейных участков наземной линии высокого давления, переходного участка НКТ-хвостовик и зоны прострелочно-взрывных работ/призабойной зоны пласта. Исключается требование поддержания высокой вязкости (ПАА «держит» проппант и при неярковыраженном «языке» и более низкой эластичности жидкости). Частично исключается оседание песка в трещине, чем также повышается остаточная проводимость.

Таким образом, обеспечивается большее количество вариантов при выборе мест для затарки технической жидкостью, минимальным значением уровня нагрева, что особенно актуально для суровых климатических условий. Отсутствует необходимость использования гидратационной установки при увеличенном времени гидратации жидкости «в потоке». Вместо использования гуаровой камеди совместно со сшивателем рекомендуется одна добавка в виде ПАА, причём при низких его концентрациях относительно «стандартной» системы. Преимущества рекомендованного ПАА представлены на схеме (рис. 1).

Помимо неоспоримых преимуществ технология несёт за собой определённые сложности. К таковым можно отнести штатную работу насоса высокого давления (НВД) и насосов для сухих добавок, которые будут способны при высоком расходе поддерживать стабильную подачу ПАА (что не всегда возможно, когда оборудование изношено). Плюсом, из-за новизны данной технологии на отечественном рынке наблюдается завышенная цена на синтетические гелеобразователи, при повышении их «популярности» увидим снижение закупочной цены данного материала.

Рисунок 1 – Преимущества применения ПАА при создании трещин ГРП

Из трудностей работы с ПАА можно также отметить следующие факторы:

- обязательную промывку химических насосов дизельным топливом;
- обеспечение непрерывного перемешивания ёмкостей с ПАА в течение 2-3 часов;
- исключение попадания влаги в ёмкости с ПАА.

Проведение дополнительного входного контроля при определённых условиях (определение плотности проб ПАА с отбором их как с верхней, так и с нижней части куба с реагентом, осуществление предзамеса с определением температуры и вязкости при 100 и 300 об/мин);

При возникновении проблем с подачей ПАА (прекращение подачи, снижение концентрации без возможности моментального восстановления) без замедления переход на стадию продавки/перепродавки;

График (рис. 2) при закачке ПАА должен быть ровным, тренд роста давления, особенно на концентрации 500-600 кг/м^3, свидетельствует о нештатной работе сшитой системы. Необходимо остановить подачу песка и перейти на стадию продавки/перепродавки.

В примерах выше графики закачки успешного основного ОГРП (ОГРП) на ПАА. Характер поведения устьевого давления равномерный на протяжении всего ОГРП до выхода на стадию продавки. Расход без изменений поддерживался на протяжении всего процесса.

- Стадия 3 (рис. 3). Ввиду нехарактерного роста давления, принято решение выйти на раннюю стадию продавки;
- Стадия 4 (рис. 3). Ввиду остановки насоса подачи ПАА, принято решение выйти на раннюю стадию продавки;
- Стадия 8 (рис. 3). НВД вышел в нейтраль, ввели в работу другой резервный насос. Расход восстановить не удалось с НВД в количестве 5 штук. На 37-й минуте закачки рост давления до 700атм с выходом на режим "СТОП".

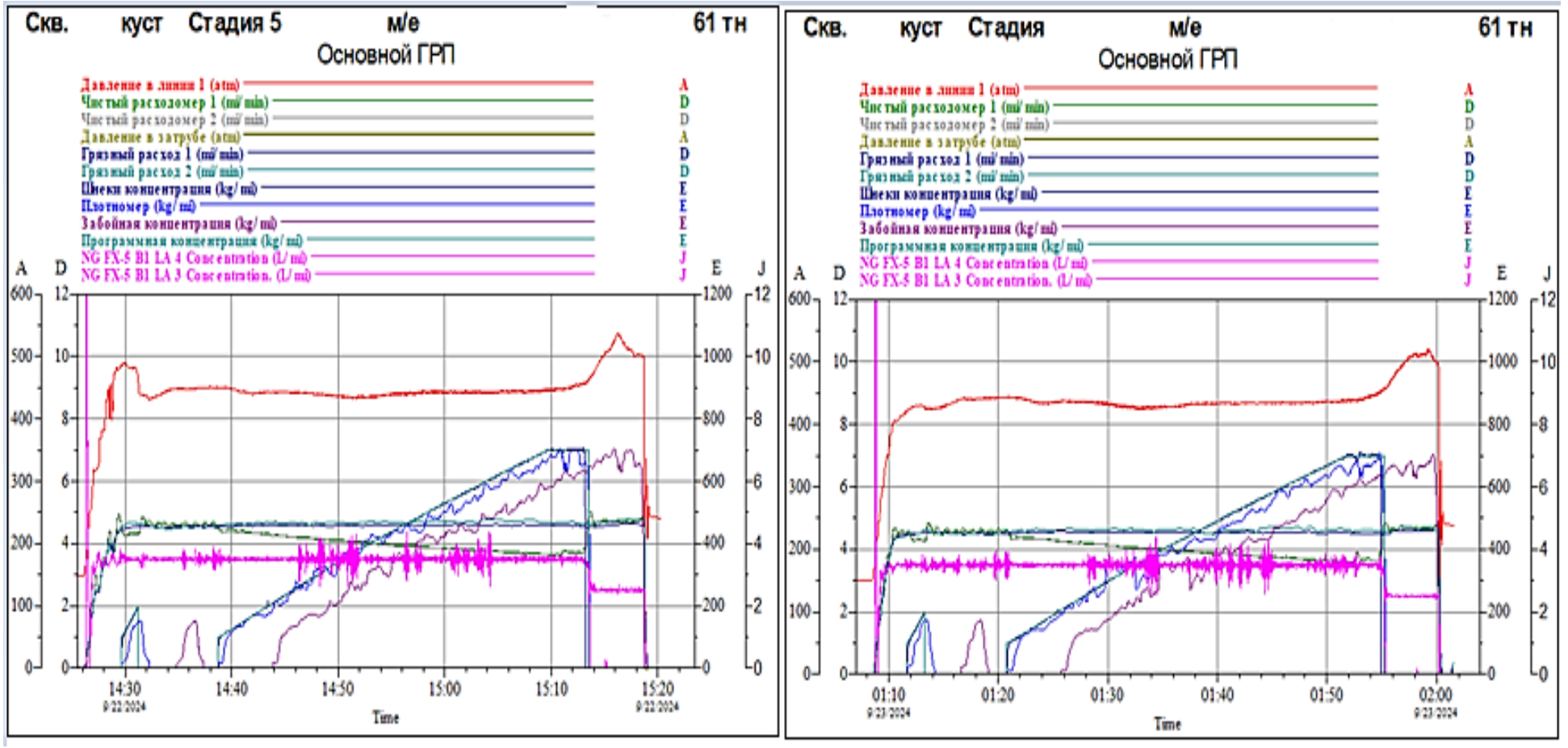


Рисунок 2 – График штатного поведения давления при работе на ПАА

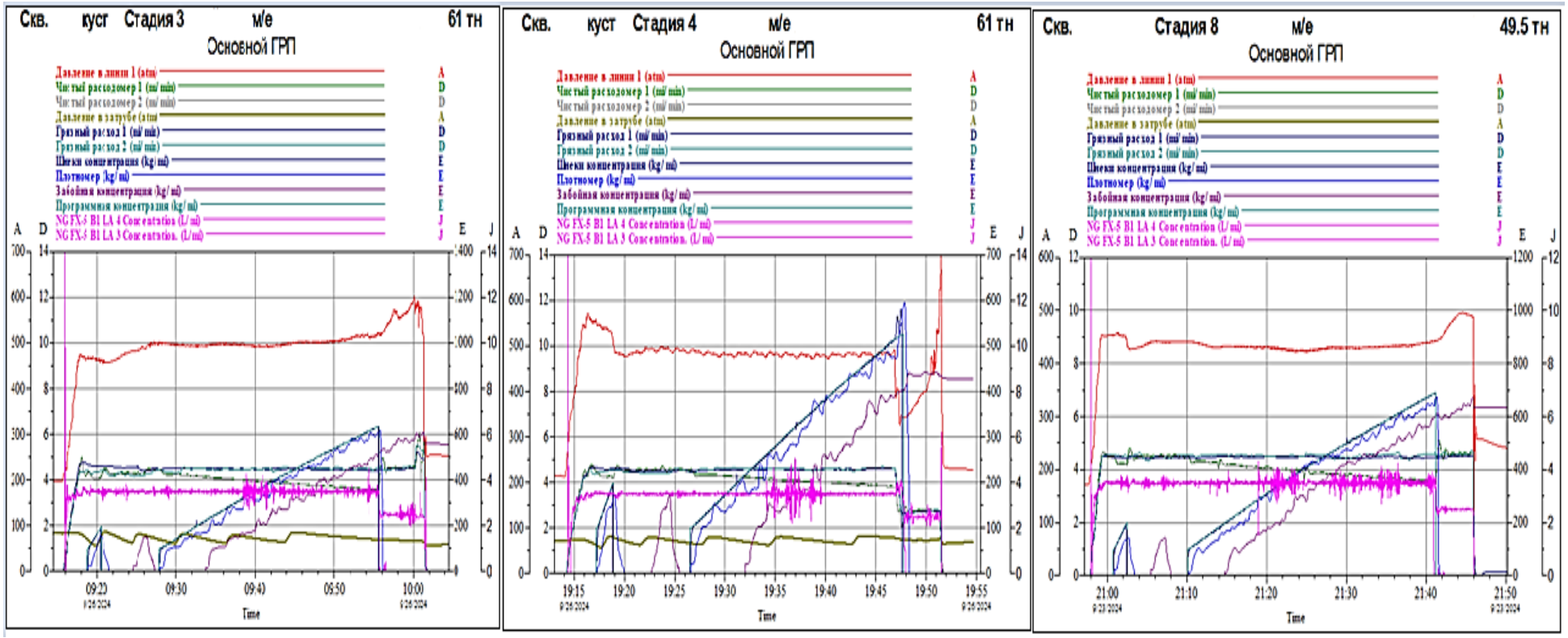


Рисунок 3 – График нештатного поведения давления при работе на ПАА

В соответствии с текущими расходами возможно увеличение цены на 25 % за одну операцию гидроразрыва (рис.4).

		Ед.	Цена (тыс. руб.)	Гуаровая система	ПАА
Базовая ставка	1 стадия с МиниГРП	операция	530 000.00 ₽	Одинаковая цена	
	2 стадия с МиниГРП	операция	530 000.00 ₽		
	2 стадия без МиниГРП	операция	510 000.00 ₽		
Дискретная ставка	НВД	операция	110 000.00 ₽		
	ГУ	операция	70 000.00 ₽		
	Хим. агрегат	операция	40 000.00 ₽		
	Вакуумная установка	операция	30 000.00 ₽		
	ЦА-320	операция	35 000.00 ₽		
	ППУ	операция	30 000.00 ₽		
	АДПМ	операция	20 000.00 ₽		
	Песковоз	операция	35 000.00 ₽		
	Буферная ёмкость	операция	4 000.00 ₽		
	Автокран	операция	40 000.00 ₽		
	Площадка для проппанта	операция	6 000.00 ₽		
	Трал для НКТ	операция	6 000.00 ₽		
	Авто сопровождения	операция	1 000.00 ₽		
	Тягач для завоза/вывоза емкостного парка	операция	4 000.00 ₽		
	АЦ-20	операция	6 000.00 ₽		
Доп. Линейные ставки	Завоз 1м3	м3	600.00 ₽		
	Нагрев 1м3	м3	400.00 ₽		
	НКТ	м	50.00 ₽		
	Фрак-арматура	шт	4 000.00 ₽		
Ставки на химию	Брейкер низкотемп. (персульфат аммония/анало	кг	200.00	15 000.00	
	Брейкер низкотемп. (персульфат аммония/анало	кг	200.00		13 000.00
	Инкапсулированный брейкер	кг	200.00	520 000.00	
	Инкапсулированный брейкер	кг	200.00		500 000.00
	Сухой геллант	кг	700.00	200 000.00	
	Жидкий сшиватель	л	400.00	700 000.00	
	Деэмульгатор + Стабилизатор глин	л	100.00	Одинаковая цена	
	Биоцид/бактерицид	кг	100.00	7 000.00	
	ПАА	л	3 000.00		3 500.00
Ставки на песок	Керам. Проппант	т.	2 000.00	Одинаковая цена	
Заезд на место проведения работ	Мобилизация флота ГРП	операция	110 000.00		
Итого с НДС				12 000 000.00	16 000 000.00

Таблица 1. Подсчет на 160-тонный фрак

Рисунок 4 – Расчёт системы гуаровой жидкости ГРП и жидкости ГРП на ПАА (исходя из среднерыночной стоимости услуг)

На объектах ХМАО и ЯНАО наметился определённый опыт использования, самая маленькая загрузка составляет 2,5 кг/м^3, МК проппанта – 800 кг/м^3.

Для успешного внедрения на промыслах намечены следующие задачи:

- Продолжать снижение стоимости 1 куба геля;
- Изучать поведение ПАА-систем в различных климатических и геологических условиях, дабы выявлять возможности снижения удельной затраты ПАА;
- Разработать системы для сеноманского горизонта;
- Внедрить системы тестирования ПАА при должном контроле технического процесса тестирования;
- Определить коэффициенты трения системы жидкости в НКТ для точного понимания давлений трения в ПВР/ПЗП.

Заказчик при выборе в пользу ПАА получит следующие выгоды:

- Увеличение притока нефти при высокой остаточной проводимости и меньшей кольматации порового пространства;
- Отказ от ряда техники и снижение затрат при избавлении от «лишней» химии;

- Удешевление услуги по ГРП в случае успеха применения ПАА с сеноманской водой;
- Ускорение цикла работ по ГРП, за счёт уменьшения времени нагрева жидкости и отсутствия предварительного приготовления геля;
- Оптимизация ГРП: холодная вода и ПАА;
- Отказ от нагрева воды или снижение температуры нагрева – эффективное мероприятие по повышению продуктивности работы бригады по ИДН и ПНП.

Что можем получить?

- Ускорение по времени подготовки к проведению операций ГРП;
- Ускорение работы бригад ГРП с опережением сроков выполнения по сетевому графику.

Риски:

- Неприменимо вовсе/ограниченно применимо в холодное время года;
- Повышенный риск получения режима «стоп» при закачке на ПАА.

Область применения:

- Высокорасходные (от 6 $м^3$/мин) закачки;
- Свежая налаженная техника, работающая «как часы».

Решение: рекомендуется отказаться или уменьшить температуру нагрева воды для выполнения ГРП на ПАА. В лабораторных условиях синтетический гелеобразователь показывает высокую скорость гидратации при температуре воды 12 °С.

Изменения в скорости гидратации ПАА при низкой температуры воды практически не наблюдается, что отражено на рисунке 5. Гуаровый гель набирает в аналогичных условиях 30 % от своей вязкости.

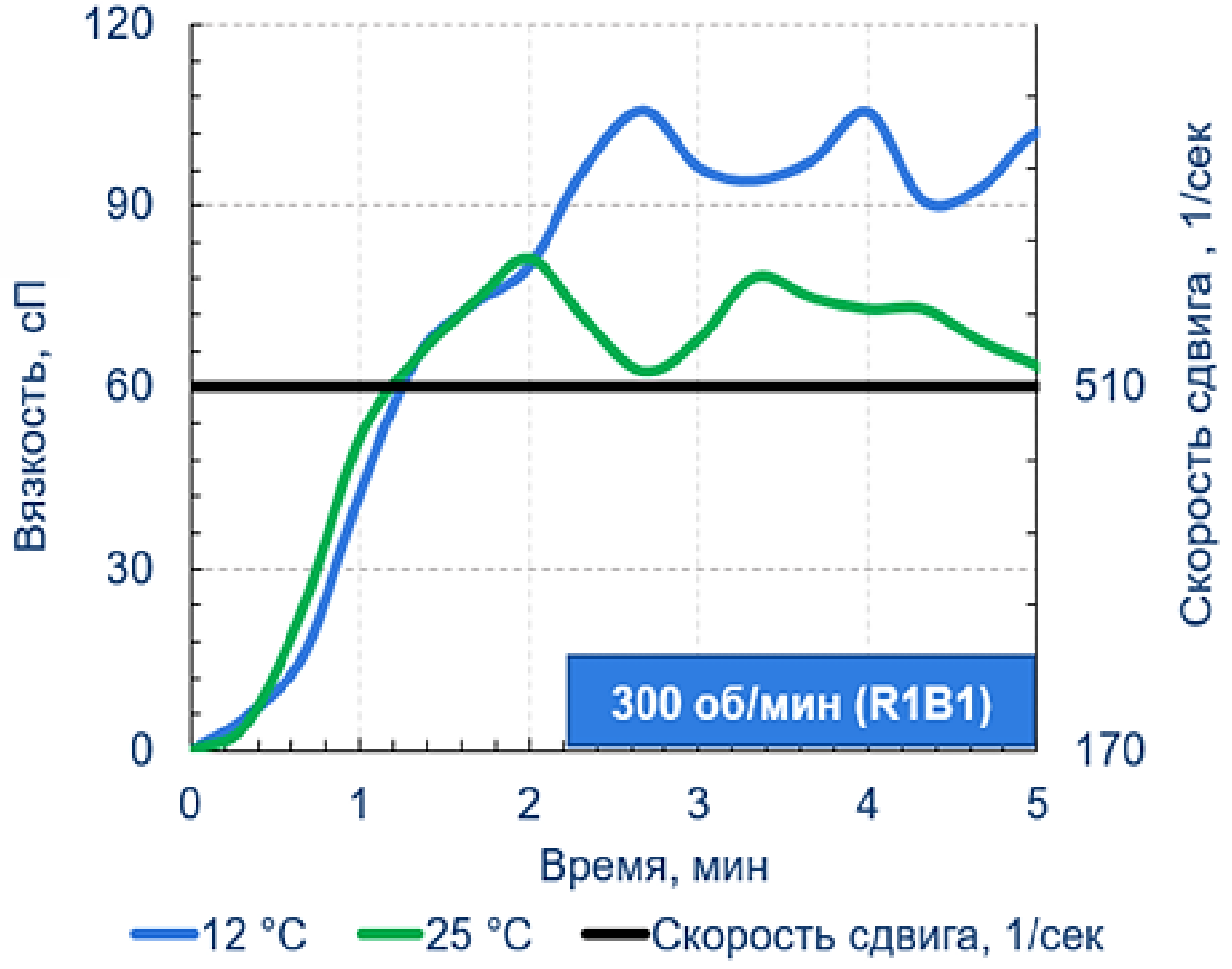


Рисунок 5 – Гидратация системы жидкости при температурах 12 и 15 °С

Библиографический список:
1. Исследование степени информативности параметров, определяющих процесс образования застойных и слабодренируемых зон залежей углеводородов / Шахвердиев А. Х., Захаров И. В., Сулейманов И. В. // Нефтяное хозяйство. 2004. № 8. 64-68 с.
2. Стохастическая модель оценки оптимальной системы разработки месторождений в условиях экономического риска / Денисов А. В., Мыльников Д. А., Павлов М. А., Шахвердиев Э. А. // Нефтяное хозяйство. 2011. № 1. 39-43 с.
3. Актуализация геологической модели залежи с целью оптимизации заводнения при добыче остаточных запасов нефти застойных зон / Арефьев С. В., Полищук А. А., Вайнерман Б. П., Юнусов Р. Р., Денисов А. В. // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2020. № 5. 28-41 с.
4. Денисов А. В., Горелкина Е. И. Водогазовое воздействие на месторождении Heera: анализ ошибок и предложение по совершенствованию проекта // Нефть и газ: технологии и инновации. Тюмень, 2024. 76-80 с.
5. Bakhtiyarov S. I. In-situ carbon dioxide generation for oil recovery: Experimental study of pressure and temperature variations during stoichiometric reaction // American Society of Mechanical Engineers, Fluids Engineering Division (Publication) FED. IMECE2006 - Fluids Engineering Division" 2006.
6. Shakhverdiev A. Kh. High efficiency in-situ CO2 generation technology: the method for improving oil recovery factor // Petroleum Science and Technology. 2024. № б/н. С. 2157010.
7. Шахвердиев А. Х., Арефьев С. В., Давыдов А. В. Проблемы трансформации запасов углеводородного сырья в нерентабельную техногенную категорию трудноизвлекаемых // Нефтяное хозяйство. 2022. № 4. 38-43 с.
8. Способ обработки призабойной зоны добывающей скважины / Горбунов А.Т. и др.// Патент на изобретение RU 2023143 C1, 15.11.1994. Заявка № 5034187/03 от 25.03.1992.
9. Способ гидроразрыва пласта / Панахов Г.М. и др. // Патент на изобретение RU 2122111 C1, 20.11.1998. Заявка № 97109098/03 от 16.06.1997.
10. Колесник С. В., Ефимов М. Э. Интенсификация добычи нефти посредством применения жидкости гидроразрыва пласта на основе полиакриламида // Научно-технический журнал «Нефтепромысловое дело». 2023. № 9(657). 43-47 с.

УДК 622.276

Результаты внедрения водогазового воздействия на Ромашкинском месторождении

Горелкина Е. И.[1,2]

1 – Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы, г. Москва, Россия;
2 – Российский государственный геологический университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва, Россия

Несмотря на активное развитие альтернативных и возобновляемых источников энергии и технологий, нефть продолжает сохранять статус преобладающего энергоресурса в мировой экономике. Её доля в глобальном энергобалансе остаётся определяющей, обеспечивая энергетические потребности промышленности, транспорта и бытового сектора по всему миру. Устойчивое развитие нефтедобывающей отрасли представляет собой стратегическую задачу международного масштаба, требующую координации усилий между странами-производителями и потребителями.

Эффективное поддержание пластового давления является неотъемлемым технологическим направлением, определяющим успешность выработки запасов углеводородов как в краткосрочной, так и в долгосрочной перспективе. При подготовке проектных документов разрешается комплекс вопросов, направленных на рациональное извлечение углеводородов (плотность сетки [1], расположение стволов скважин, депрессии на пласт [2], метод поддержания пластового давления (ППД) [3, 4]). Совершенствование методов ППД требует комплексного подхода, объединяющего достижения лабораторных исследований и промысловых испытаний, а также интеллектуальных ресурсов [1-5].

Распространена практика добавления в воду различных реагентов или газовых вытесняющих агентов [6], т.к. данные меры доказали свою эффективность при решении вопросов вязкостной аномалии в пластовых условиях [7-10].

Одним из методов, позволяющих применять отечественное оборудование и решать комплекс проблем при ППД является водогазовое воздействие (закачка водогазовой смеси – SWAG-technology).

На Ромашкинском месторождении успешно внедрён проект водогазового воздействия с применением насосно-эжекторных систем. С применением насосно-эжекторной системы затрубный газ откачивается эжектором и смешивается с водой. Водогазовая смесь дожимается насосом до расчётного давления нагнетания. Такая технология позволяет повысить нефтеотдачу за счёт эффективного ППД и увеличения депрессий на пласт, т.к. понижается динамический уровень жидкости в затрубном пространстве.

Как указано в [6], при проектировании ВГВ планировалась закачка смеси пресной воды и девонского ПНГ Ромашкинского месторождения, также был закуплен пенообразователь Нефтенол ВВД – для подавления коалесценции газовых пузырьков.

Выбор пенообразователя осуществлялся исходя из рекомендаций специалистов ПАО «Татнефть» и РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. Выбор реализовывался таким образом, чтобы обеспечить необходимую приемистость скважин, подавление коалесценции газовых пузырьков и улучшение характеристик дожимного многоступенчатого ЭЦН, установленного на выходе из жидкостно-газового эжектора. Нефтенол ВВД отвечает всем требованиям, он также применяется для обработок призабойных зон скважин, этот ПАВ изготавливается на отечественном предприятии (для его получения есть все необходимые химические компоненты).

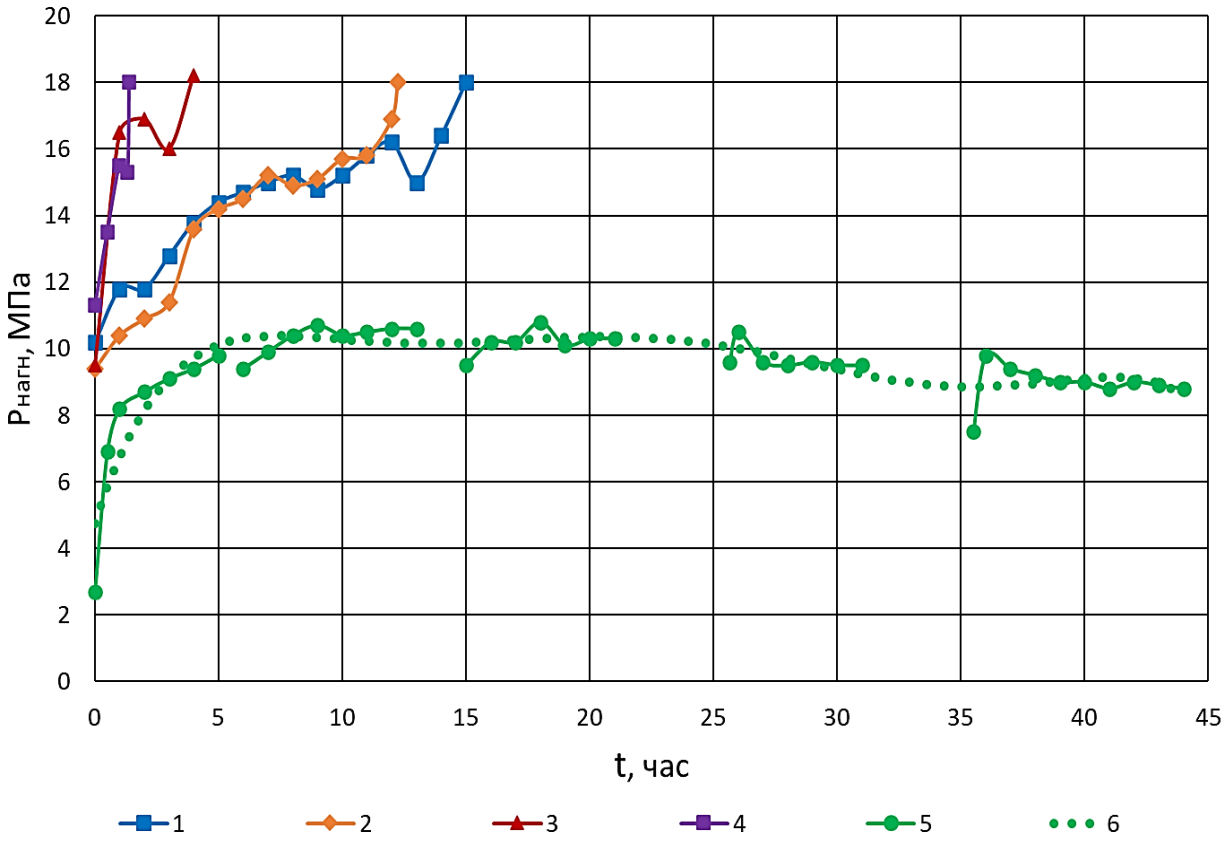


Рисунок 1 – Зависимости давления нагнетания Рнагн от времени закачки t водогазовой смеси в скважину ХХ03Д при отборе затрубного ПНГ из добывающей скважины ХХ55Д: с использованием пресной воды 13-14.09.2024 (1), 16.09.2024 (2), 16-17.09.2024 (3), 17.09.2024 (4), а также с применением соленой высокоминерализованной воды 10-12.10.2024 (5); 6 – линия тренда при закачке соленой высокоминерализованной воды с затрубным ПНГ

В процессе закачки смеси пресной воды и девонского газа установлена проблема гидратообразования в призабойной зоне (рис. 1 и 2). Для подтверждения данного явления в одну из скважин спущен глубинный исследовательский комплекс, который регистрирует параметры закачиваемой среды по стволу скважины [11].

Данные глубинного исследовательского комплекса содержат интервалы резких изменений показаний температуры. Вследствие увеличения скорости потока отмечается резкое снижение температуры в стволе скважины. Далее наблюдается интервал скачкообразного колебания значений – образование газовых гидратов, которое характеризуется выделением тепла в окружающую среду (экзотермическая реакция). При этом изменялось давление на выкиде ЭЦН (дожимного насоса в составе НЭС). Величина давления возрастала до критических значений, после чего происходила аварийная остановка. Прекращение закачки означало снижение давления в стволе. Приёмистость скважины падала до нуля, однако через три часа она постепенно восстанавливалась. Далее анализ результатов исследований установил резкий рост значения температуры в стволе скважины, что объясняется снижением скорости движения жидкости в стволе скважины и, как следствие, нагревом жидкости от пласта (влияние термоградиента). Все полученные данные указывают на образование гидратов в интервале, соответствующем призабойной зоне.

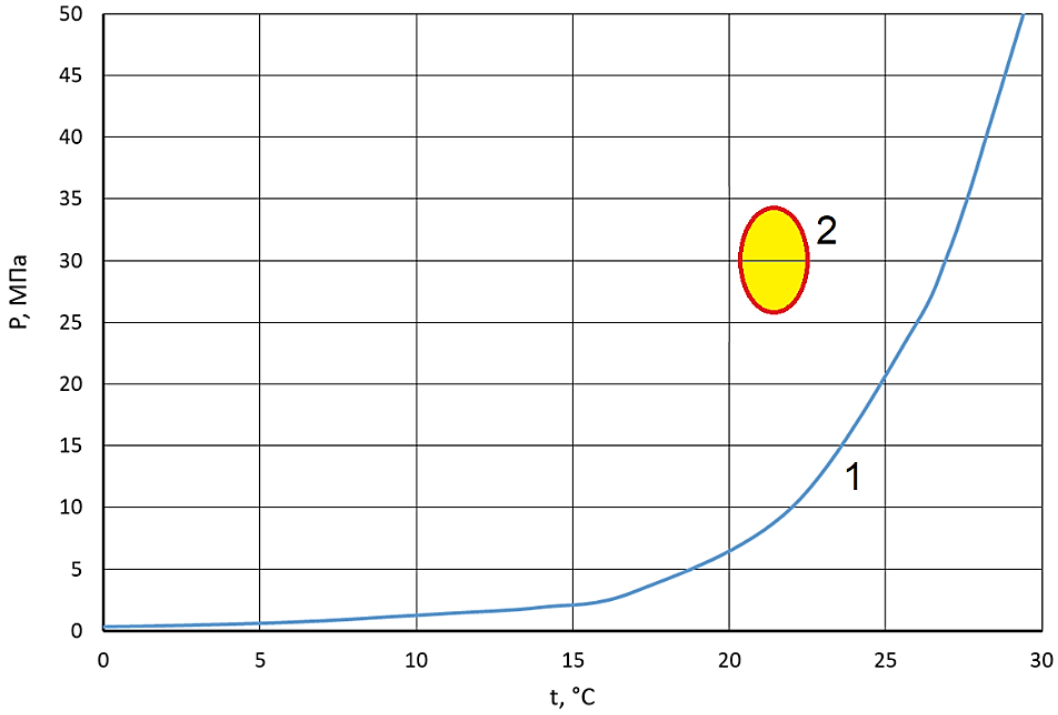


Рисунок 2 – Равновесная кривая гидратообразования пресной воды с девонским попутным газом Ромашкинского месторождения (1) и область забойных давлений и температур при закачке водогазовой смеси (2)

Согласно [6], расчёт теоретических кривых гидратообразования также подтвердил высокую вероятность образования гидратов при закачке смеси пресной воды, девонского жирного нефтяного газа Ромашкинского месторождения в существующих термобарических условиях.

Детальный анализ накопленных результатов анализа вероятности гидратообразования показал: исследованы жидкости с крайними значения плотности – 1,00 г/см^3 и 1,18г/см^3. Также установлено, что в существующей методике, которая применялась для расчёта давления нагнетания смеси, не учитываются не только минерализация закачиваемой воды и состав газа, но и возможность снижения солёности воды. Химический анализ пластовых вод показал снижение и изменение солёности вод во времени. В условиях дефицита сильноминерализованных вод необходимо разработать комплексную методику, которая позволит вести безгидратную закачку водогазовой смеси с расчётным расходом.

Замена пресной воды на высокоминерализованную пластовую воду привела к новому интересному наблюдению: вместе с пластовой водой по линии подачи воды в эжектор подавался пластовый газ, растворённый в воде. Откачка газа в потоке с водой привела к увеличению газосодержания смеси. Этого газа оказалось достаточно для улучшения свойств закачиваемой смеси (данное приращение содержания газа положительно сказывается на водогазовом воздействии), однако в работе дожимного насоса зафиксированы пульсации, связанные с увеличением содержания газа, поступающего на вход насоса. В связи с этим в состав закачиваемой водогазовой смеси возникла необходимость добавления Нефтенола ВВД.

Окончательным итогом данной работы является следующее:

Водогазовое воздействие с применением насосно-эжекторной системы может применяться как альтернативный метод заводнению. Вода может смешиваться с нефтяным газом (в т. ч. затрубным газом) и закачиваться с необходимыми параметрами (газосодержание, давление нагнетания). Насосно-эжекторная система может эксплуатироваться в широком диапазоне режимных параметров.

Высокоминерализованная пластовая вода объектов Урало-Поволжья ингибирует коалесценцию газовых пузырьков и гидратообразование. Повышенная солёность вод повышает давление столба водогазовой смеси в процессе закачки, что снижает требования к развиваемому дожимным насосом давлению.

Необходимо разработать комплексную методику расчёта давления нагнетания водогазовой смеси. Это позволит точно предсказывать условия, которые характеризуют высокую вероятность гидратообразования, что актуально при ограниченном объёме высокоминерализованных вод.

Закачка пластовых вод, которые содержат растворённый газ, повышает газосодержание водогазовой смеси. Это может указать на необходимость добавления пенообразующего ПАВ для улучшения работы дожимного насоса.

Библиографический список:

1. Мандрик И. Э. Оптимизация плотности сетки скважин и ее влияние на коэффициент извлечения нефти // Нефтяное хозяйство. 2007. № 12. С. 54-58.
2. Горбунов А. Т. Об установлении оптимального забойного давления при упругопластическом режиме фильтрации // В сборнике: Добыча нефти. Москва, 1977. С. 122-129.
3. Захаров И. В. Исследование степени информативности параметров, определяющих процесс образования застойных и слабодренируемых зон залежей углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2004. № 8. С. 64-68.
4. Шахвердиев А. Х. Системная оптимизация процесса доразработки нефтяных месторождений // Дисс. на соискание уч. ст. д.т.н. / ВНИИнефть им. акад. А. П. Крылова. Москва, 2001.
5. Способ разработки нефтяной залежи / Мандрик И.Э. и др. // Патент RU 2349742 C1, 20.03.2009. Заявка № 2007148448/03 от 27.12.2007.
6. Дроздов А. Н. Использование насосно-эжекторной системы для закачки в пласт водогазовых смесей с пресной и высокоминерализованной пластовой водой // Нефтяное хозяйство. 2025. № 2. С. 54-57.
7. Bakhtiyarov S. Technology on in-situ gas generation to recover residual oil reserves // Отчет о НИР № DE-FC26-05NT15478. 2008.
8. High efficiency in-situ CO2 generation technology: the method for improving oil recovery factor / Panakhov G.M. et al. // Petroleum Science and Technology. 2024. № б/н. P. 2157010.
9. Bakhtiyarov S. I. In-situ carbon dioxide generation for oil recovery: Experimental study of pressure and temperature variations during stoichiometric reaction // В сборнике: American Society of Mechanical Engineers, Fluids Engineering Division (Publication) FED. IMECE2006. 2006.
10. Bakhtiyarov S. I. Polymer/surfactant effects on generated volume and pressure of CO2 in EOR technology // В сборнике: 2007 Proceedings of the 5th Joint ASME/JSME Fluids Engineering Summer Conference, FEDSM 2007. Japanese Society of Mechanical Engineers, JSME. San Diego, CA, 2007. С. 1583-1589.
11. Калинников В. Н. Анализ динамики давления и температуры на забое нагнетательной скважины при закачке воды и водогазовой смеси // Нефтяное хозяйство. 2025. № 10. С. 60-64.

СЕКЦИЯ 3. ТРАНСПОРТ, ХРАНЕНИЕ И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА

УДК 539.374

Оптимизация функционирования установок воздушного охлаждения компрессорных станций: разработка программного комплекса

Беляев С. Н., Богданов Н. П.
Ухтинский государственный технический университет, г.Ухта, Россия

Аннотация. Статья посвящена разработке программного комплекса для оптимизации функционирования установок воздушного охлаждения (АВО) на компрессорных станциях. Цель исследования создание инструмента для расчёта и анализа эффективности работы АВО с учётом реальных условий эксплуатации, оптимизации конфигурации включения аппаратов в группе и выбора оптимальной схемы включения вентиляторов с минимальным энергопотреблением.

Аппараты воздушного охлаждения (АВО) представляют собой ключевой, но чрезвычайно энергоёмкий элемент компрессорных станций (КС), на долю которого приходится до 60 % общего потребления электроэнергии на объектах газовой инфраструктуры. Сокращение энергопотребления АВО является важной технико-экономической задачей, решаемой за счёт рационального соблюдения эксплуатационных параметров, внедрения интеллектуальных методов управления рабочими режимами и адаптации расчётных методик, интегрированных в современные микроконтроллерные системы.

Эффективность функционирования АВО тесно связана с реализацией оптимальной стратегии управления и координации работы группы аппаратов, соединённых в единую установку. Это требует анализа индивидуальных характеристик каждого аппарата и последующего агрегированного рассмотрения совместной работы всех секций, составляющих установку [1].

Для решения указанной задачи создан специализированный программный комплекс [2], позволяющий рассчитывать и анализировать эффективность работы АВО в реальных условиях эксплуатации. Основой расчётов является уравнение теплового баланса, применяемое в двухступенчатом подходе. Каждое устройство оценивается отдельно, с определением его собственных энергетических характеристик и производительности. Затем производится обобщённая оценка совместной работы всех аппаратов в группе, с последующим выбором оптимальной конфигурации их включения. Во втором цикле расчётов определяется оптимальная схема включения вентиляторов с минимальным энергопотреблением. Процедура реализуется следующим образом:

1. Аппаратные блоки сортируются по уровню мощности вентиляторов, начиная с наименее мощных.

2. Постепенно увеличивается количество включённых вентиляторов в каждом устройстве, отслеживая достижение целевой температуры выхода газа (±0,2 °C).

Алгоритм управления предусматривает особый акцент на позицию вентиляторов: первые по направлению газового потока вентиляторы обладают производительностью на 4–13 % выше последующих. Потребляемая мощность вентиляторов зависит от угла установки лопастей, аппроксимируемая линейной зависимостью в рабочем диапазоне углов.

Одним из аспектов анализа является моделирование распределения газового потока среди секций АВО. Программа способна решать задачи распределения при различных схемах соединения секций, что позволяет оптимизировать структуру обвязки и сократить неравномерность распределения газа.

Оптимизация работы аппаратов воздушного охлаждения АВО представляет собой сложную задачу, требующую учета множества факторов. Теоретические модели, хотя и полезны, дают лишь приближенное представление о реальных процессах, происходящих в системе. Для более точной оценки эффективности различных режимов работы необходимо проведение натурных экспериментальных исследований.

Обоснованный выбор начальной температуры воздуха является критически важным для корректного теплового расчета. Для учета влияния атмосферных условий применяется параметр эффективной температуры, вычисляемый на основе следующей формулы [3]. В данном сообщении показаны результаты полевых испытаний и дан анализ влияния внешних факторов, на основе которых скорректирована расчетная модель. Приведена новая формула эффективной температуры для АВО.

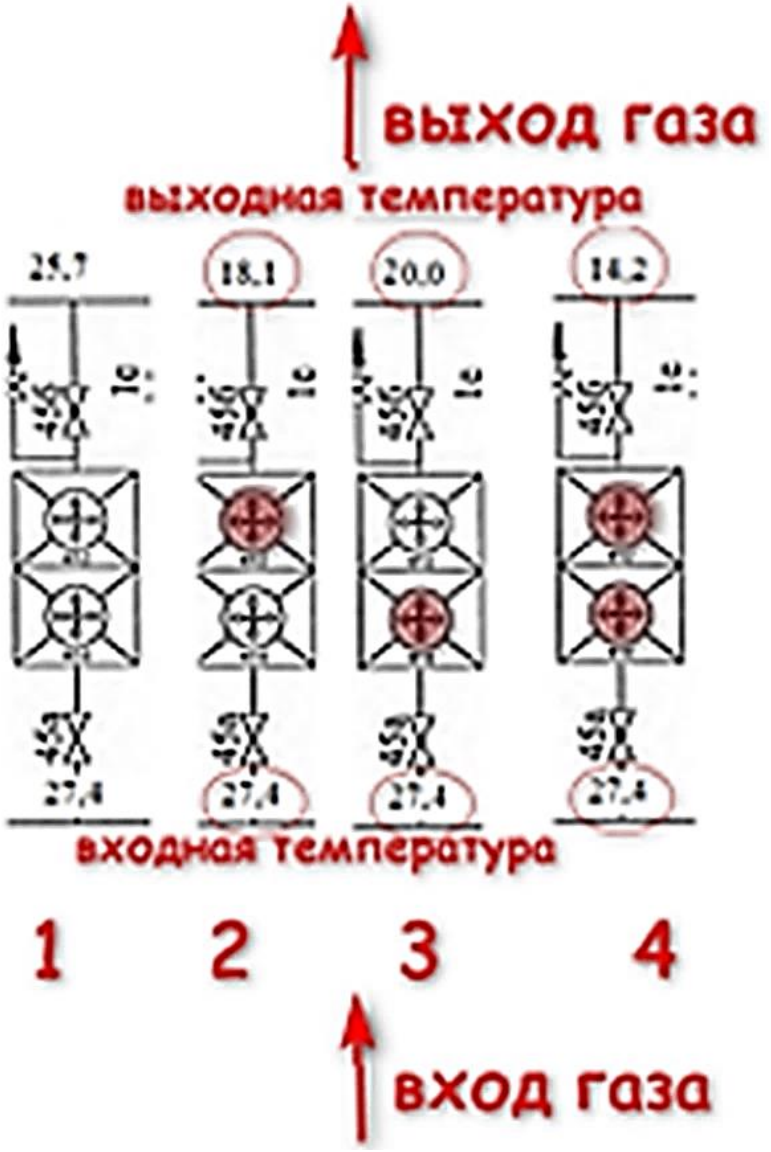


Рисунок 1

На рисунке 1 изображена схеме одной секции (центральная) аппарата воздушного охлаждения с четырьмя вариантами работы вентиляторов. Входная температура газа во всех случаях одинакова - 27,4 ^{0}C, различается только выходная температура в зависимости от режима работы вентиляторов. Если охлаждение осуществляется исключительно за счет естественной конвекции (ситуация 1), что соответствует минимальной эффективности охлаждения. Незначительный перепад температуры (ΔT = 1,7 ^{0}C) указывает на слабый теплообмен. Для крайней секции, которая обдувается ветром со скоростью 5 м/с, перепад (ΔT = 2,9 ^{0}C). Это говорит, что потоки воздушных масс более интенсивно охлаждают оребрённые трубы АВО. Наиболее эффективным является режим с одновременной работой обоих вентиляторов, обеспечивающий максимальную степень охлаждения и равномерность распределения температуры (ΔT = 13,2 ^{0}C). Следует отметить, что ветер здесь практически не влияет на степень охлаждения. При необходимости экономии энергии предпочтение следует отдавать второму вентилятору (ситуация 2, ΔT = 9,3 ^{0}C, против ситуации 3, ΔT = 7,4 ^{0}C).

Ниже на рисунке 2 показаны термограммы секций АВО при наличии (а) и отсутствии ветра (б).

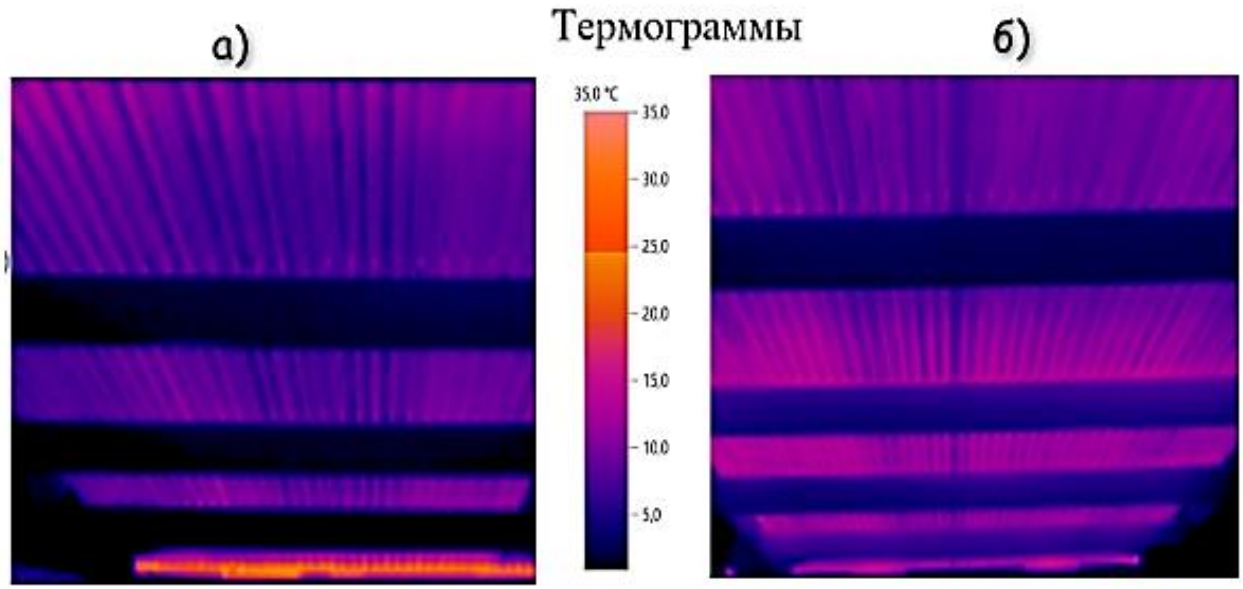


Рисунок 2 – Термограммы АВО при наличии (а) и отсутствии ветра (б)

На рисунке 2 (а) - крайняя подветренная секция АВО обдувается « слева» ветром со скоростью 5 м/с. Термограммы сделаны при неработающих вентиляторах. Четко видны локальные «холодные» зоны (синие/фиолетовые участки), соответствуют местам, где поток ветра наиболее интенсивно охлаждает оребрённые труб АВО. Это может быть связано с прямым попаданием воздушного потока, а также аэродинамическими особенностями конструкции (ветер «огибает» элементы, создавая зоны повышенного обдува).

Рисунок 2 (б) - средняя секция АВО не обдувается ветром. Термограммы сделаны также при неработающих вентиляторах. Здесь наблюдается более однородное температурное поле - отсутствие внешних воздушных потоков минимизирует локальные «холодные» или «горячие» зоны, связанные с ветром. Возможные аномалии (локальные тёплые пятна) скорее всего, обусловлены загрязнением оребрённых труб, а также различиями в тепловой нагрузке между секциями.

Термограммы наглядно демонстрируют ключевое влияние внешних воздушных потоков на тепловой режим АВО. Данными о скорости и направлении ветра позволяет корректировать режимы работы вентиляторов в отдельных секциях в зависимости от метеоусловий.

Программный комплекс позволяет рассчитывать эффективную температуру (ЭТ) – комбинированный показатель, который учитывает сразу несколько факторов, влияющих на способность охладительных аппаратов передавать тепло от нагретого газа к внешнему воздуху. Основными факторами, влияющими на этот процесс, являются влажность воздуха, скорость ветра и температура газа, материал теплообменника, конфигурация труб, характеристики вентиляторов и другие особенности конструкции.

Упрощённая формула эффективной температуры для АВО:

$$T_{эф} = T_a + k_1 \cdot (T_g - T_a) + k_2 \cdot \frac{T_d - T_a}{1 + k_3 \cdot RH} - k_4 \cdot V^{k_5}$$

.

Здесь T_a - температура воздуха при которой функционирует АВО (^{0}C); RH - относительная влажность воздуха - количество влаги в воздухе, которая влияет на процессы конденсации и теплообмен. (%); V - скорость ветра -интенсивность циркуляции воздуха вокруг теплообменника, влияющая на интенсивность теплообмена. (м/с); T_d - точка росы (^{0}C); T_g - температура газа на входе в АВО (^{0}C).

Изменение скорости ветра является одним из важнейших факторов, влияющих на эффективную температуру в АВО. Увеличение скорости ветра способствует интенсификации охлаждения, что выражается в снижении эффективной температуры и, соответственно, в лучшей работе теплообменника. При увеличении скорости до 25м/с-$T_{эфф}$ уменьшается на 1 ^{0}С. Следует учитывать направление ветровой нагрузки по отношению к теплообменникам. Когда ветер направлен перпендикулярно плоскости теплообменника, воздушные потоки равномерно распределяются по всей поверхности теплообменника, обеспечивая максимальную эффективность теплообмена. Если ветер направлен под углом к теплообменнику, возникают области, где воздух движется параллельно пластинам или трубам, уменьшая прямой контакт с поверхностью. Это снижает эффективность охлаждения, так как большая часть воздуха минует активную область теплообменника. Направление ветра косвенным образом влияет на точку росы в процессе охлаждения, преимущественно через динамику воздушной массы и распределение влаги в атмосфере. Высокая влажность негативно влияет на эффективность работы АВО, уменьшая способность воздуха отводить тепло и создавая препятствия для нормальной теплопередачи.

Практическая значимость работы заключается в возможности точного расчёта ЭТ с учётом метеоусловий, оптимизации режимов работы вентиляторов, минимизации энергопотребления АВО при сохранении требуемого уровня охлаждения, а также прогнозирования неравномерности распределения газового потока. Разработанный программный комплекс способствует повышению надёжности и эффективности работы компрессорных станций.

Библиографический список:

1. Калинин А. Ф., Фомин А. В. Оценка эффективности режимов работы АВО // Труды РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина. - М.: РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2011. - № 4. - С. 156-160.
2. Беляев С. Н., Богданов Н. П., Калькулятор теплового расчета АВО. Теория. Эксперимент. Валидация. // В сборнике: Рассохинские чтения - 2025. Материалы 17-й международной конференции. Ухта, 2025. С. 308-313.
3. Карандеев Д. Ю. Эффективная температура как фактор, влияющий на электропотребление города / Д. Ю. Карандеев // Современная техника и технологии. 2015. № 2 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: http://technology.snauka.ru/2015/02/5728 (дата обращения: 02.02.2026).

УДК 681.32: 621

Совершенствование пассивных методов защиты от коррозии для обеспечения безопасной и надёжной эксплуатации газопроводов

Низамов А. М.
Научный руководитель: Якупов Азамат Ульфатович
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация. в статье рассматриваются причины аварийности при эксплуатации газопроводов, методы защиты от коррозии, сравнительный анализ устаревших методов изоляционных покрытий с новыми.

Abstract. The article examines the causes of accidents during the operation of gas pipelines, methods of protection against corrosion, and a comparative analysis of outdated methods of insulating coatings with new ones.

Ключевые слова*:* аварийность, отказы, коррозия, изоляция.

Keywords*:* accidents, failures, corrosion, insulation.

Задачи исследования:

1. Исследование технического состояния магистральных газопроводов с позиции защиты от коррозии, в том числе от стресс-коррозионного разрушения;

2. Разработка новых требований к изоляционным материалам с учетом эксплуатационных и технических характеристик к уже существующим;

3. Применение новых изоляционных материалов, отвечающих сформулированным требованиям и обеспечивающих длительную защиту от коррозии газопроводов за счет использования химической природы адгезии;

4. Анализ физико-химических свойств новых изоляционных материалов, исследование механизмов их защиты от коррозии.

Причины отказов	В процентном соотношении от общего числа происшествий
1. Наружная коррозия	41,2%
2. Брак СМР	17,6%
3. Механические повреждения	8,8%
4. Дефект труб	14,7%
5. Стихийные бедствия	4,9%
6. Нарушение производственно-технической эксплуатации и техники безопасности на газопроводах	1,0%
7. Внутренняя коррозия и эрозия	2,9%
8. Прочие причины	9,8%

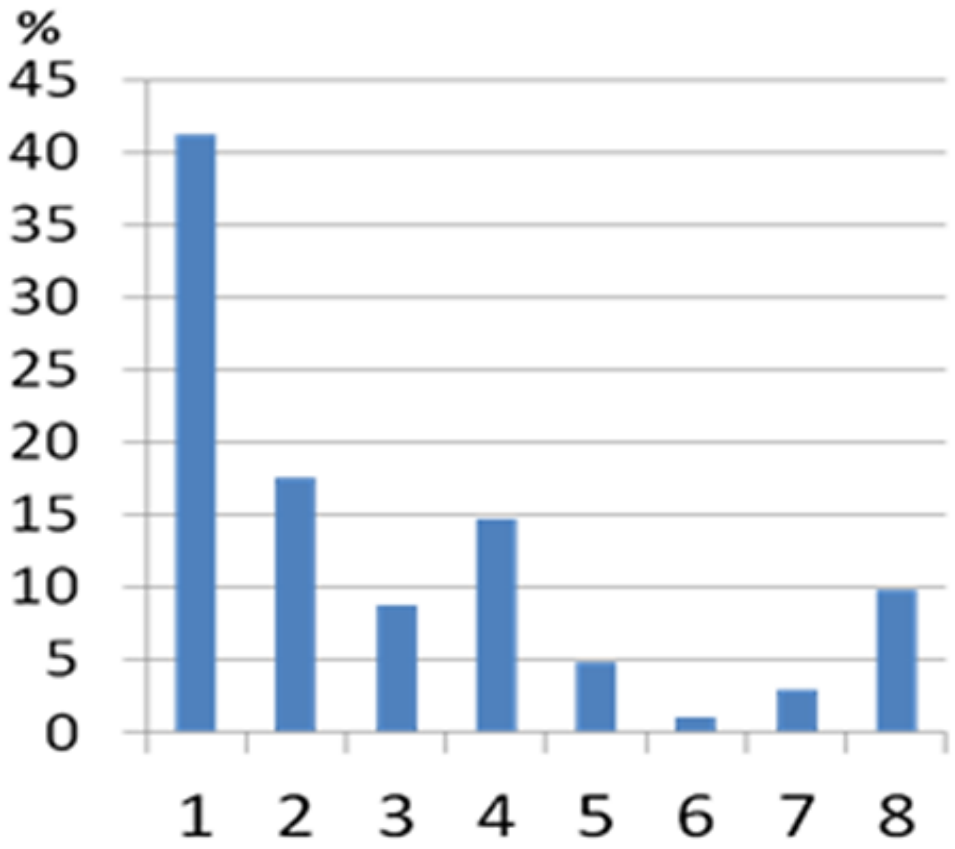


Рисунок 1 – Статистика причин аварий и отказов на газопроводах Росси

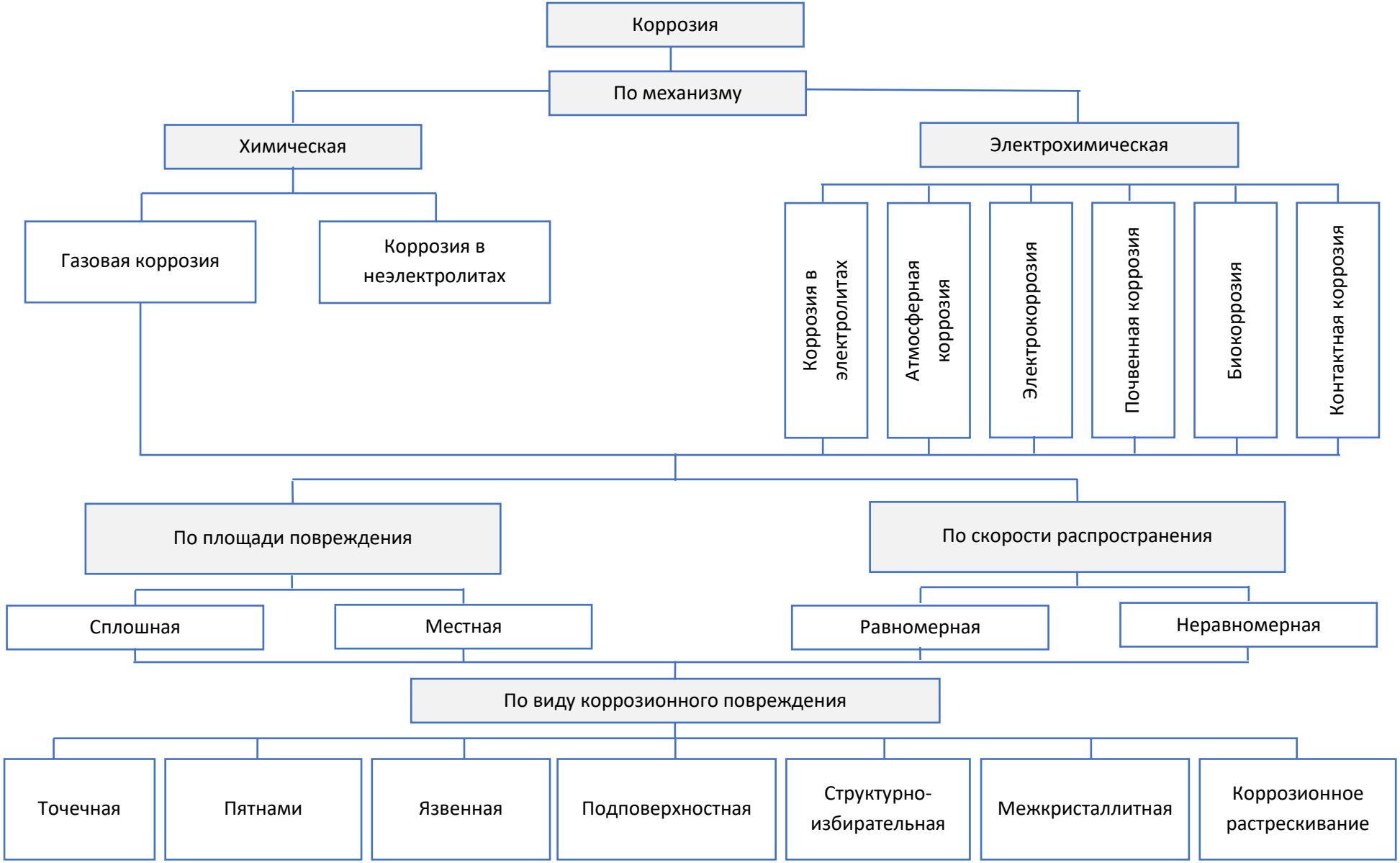


Рисунок 2 – Основные виды коррозии

В качестве введения стоит отметить, что основные угрозы целостности магистрального трубопроводного транспорта являются следствием интенсивного развития коррозионных и стресс-коррозионных процессов на магистральных газопроводах большого диаметра.

Изоляционные материалы, которые существуют на данный момент, не могут в должной мере обеспечить защиту трубопроводов от всех видов коррозии в течение длительного времени.

Если не принять срочных мер по предотвращению стресс-коррозии, то вся система магистральных газопроводов придет в кризисное состояние через достаточно короткий промежуток времен Единственный возможный и реальный способ решения проблемы коррозионного растрескивания под напряжением – это исключить проникновение грунтовой воды под изоляцию.

Однако с существующими изоляционными материалами, которые используются для изоляции в трассовых условиях, этого достичь не удается из-за недостаточной адгезии к металлу, несовершенной технологии нанесения изоляционного покрытия, а также невысокого качества работ в полевых условиях, особенно на трубопроводах больших диаметров.

Таблица 1 – Характеристики действующих изоляционных покрытий

Покрытие	**Толщина покрытия δ, мм**	**Коэффициент влагопроницаемости $P \cdot 10^8$, г / (см · ч · мм рт. ст)**	**Скорость протекания коррозия**
Битумное	4,0	1,4	0,014
Поливинилхлоридная лента (в 2 слоя)	0,8	1,0	0,049
ПВХ (Россия)	0,3	0,99	0,132
Полиэтиленовое заводское	2,5	0,2	0,003
Полиэтиленовая лента	0,6	0,2	0,013
Допустимая скорость коррозии при сроке эксплуатации 30 лет			0,05

Таблица 2 – Основные недостатоки изоляционных материалов

Битумные	**Полимерные**
Низкая адгезия	Низкая адгезия
Относительно высокая температура хрупкости	Необратимые деформации под нагрузкой (ползучесть)
Низкий срок службы (10-15 лет)	Снижение защитных свойств до 50% спустя 10-12 лет
Недостаточная механическая прочность	Охрупчивание изоляции в процессе старения
Введение пластификаторов и полимеров приводит лишь к временному эффекту пластификации	Образование шатровых пустот в околошовной зоне

Таблица 3 – Показатели качества многослойного покрытия

Наименование показателя	Значение/характеристика по ТУ	Фактическое значение	Метод испытания
1. Внешний вид рулона ленты. Отсутствие складок, проколов, разрывов.	Конусность, бочкообразность и телескопичность не должны превышать 5мм по длине рулона	Отсутствие	ГОСТ 30547
2. Внешний вид слоя битумполимерной мастики	Равномерное покрытие без включений инородных материалов	Соответствует	ГОСТ 30547
3. Температура хрупкости мастичного слоя °С, не выше	минус 40	минус 40	ГОСТ 11507
4. Температура размягчения по кольцу и шару °С, не менее	90	97	ГОСТ 11506
5. Растяжимость при 25°С, не менее	50	74	ГОСТ 11505
6. Температура вспышки °С в открытом тигле, не менее	210	215	ГОСТ 4333
7. Пробивное напряжение переменным током 50 Гц в течение 1 мин, кВ	50	Отсутствие	ГОСТ 6997
8. Внешний вид грунтовки ингибированной	Однородная жидкость черного цвета без видимых включений	Соответствует	ТУ 2312-013-00151807-2011 п.п. 5.2.
9. Плотность при 20°С, г/см³ грунтовки	0,89-0,91	0,893	ГОСТ 3900
10. Вязкость по ВЗ-4 при 20°С	11-14	13,44	ГОСТ 8420
11. Содержание сухого остатка, %	30±5	27	ГОСТ 17537
12. Гибкость ленты при температуре, °С	От 0 до минус 20°С; не допускаются трещины, разрывы, отслоения мастики от основы	Отсутствие	ГОСТ 2678
13. Адгезионная прочность ленты к загрунтованной поверхности при температуре 20°С методом отслаивания кгс/см, не менее	2,0	7,0	ГОСТ Р 51164 (прил. Б. Метод А)
14. Теплостойкость при температуре 60°С	Отсутствие перемещения мастичного слоя	Отсутствие	ГОСТ 2678
15. Адгезионная стойкость покрытия при сдвиге (при температуре 20°С) кгс/см, не менее	1,0	3,0	ГОСТ Р 51164 (прил. Б, Метод Б)
16. Адгезионная прочность ленты внахлест (при температуре 20°С) кгс/см, не менее	1,0	4,2	ГОСТ Р 51164 (прил. Б, Метод А)
17. Водопоглощение ленты после выдержки в воде в течение 24ч., %, не более	0,2	0,1	ГОСТ 2678
18. Диэлектрическая сплошность	Отсутствие пробоя электрическим током при напряжении 5кв/мм толщины	Отсутствие	Искровой дефектоскоп
19. Определение стойкости покрытия, см²	Не более 5	2	ГОСТ Р 51164, пр. В

Требования к новым изоляционным материалам:

Способность противостоять стресс-коррозии, особенно на газопроводах больших диаметров;

Высокие защитные свойства, которые должны сохраняться в процессе эксплуатации в пределах заявленной долговечности;

Экономичность: стоимость материалов должна быть приемлема, отношение экономичность/качество должно быть минимальным;

Доступность материалов – должны производится из отечественного сырья в достаточном количестве;

Широкий температурный диапазон сохранения физико-химических свойств;

Технологичность нанесения в полевых и базовых условиях с обеспечением высокой производительности

Сопротивляемость воздействиям в процессе ремонта трубопровода: нагрузкам, деформации, температурным воздействиям, окружающей среде;

Безвредность для обслуживающего персонала и окружающей среды.

Заключение:

На основе анализа технического состояния систем магистральных трубопроводов, условий их эксплуатации, свойств существующих изоляционных материалов, причин и механизмов ряда разрушений газопроводов, разработаны требования к новым изоляционным материалам применительно к задачам восстановления изоляционного покрытия магистральных трубопроводов, находящихся длительное время в эксплуатации.

Разработано новое изоляционное покрытие трубопроводов, соответствующее требованиям. Произведен анализ физико-химических свойств новых изоляционных материалов. Произведено исследование механизмов защиты от коррозии.

Внедрение разработки позволит достичь способности противодействовать коррозии магистральных трубопроводов за счет наличия в составе соединений, содержащих нейтральные и сульфокислотные функциональные, дающие этому защитному покрытию высокую поверхностную активность.

Библиографический список:

1. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия: Государственный стандарт Российской Федерации: издание официальное: утв. и введ. в действие Постановлением Госстандарта России от 8 января 2002 г. № 2-ст: введ. впервые: дата введ. 2002-07-01 / разработан Институтом проблем транспорта энергоресурсов (ИПТЭР), ОАО «Всероссийский научно-исследовательский институт по переработке нефти» (ОАО «ВНИИНП»). – Москва: ИПК Издательство стандартов, 2002 – 7 с. – Текст: непосредственный.

2. ГОСТ Р 34182-2017. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения: Межгосударственный стандарт: издание официальное: введ. в действие Приказом Федерального агенства по техническому регулированию и метрологии от 4 июля 2017 г. № 634-ст: введ. впервые: дата введ. 2018-03-01 / разработан Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт трубопроводного транспорта» (ООО «НИИ Транснефть»). – Москва: Стандартинформ, 2019 – 50 с. – Текст: непосредственный.

3. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»: утв. Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору 15.12.2020 №534: введ. в действие с 01.01.2021. – Москва: Минюст России, 2020 -326 с. – Текст: электронный.

4. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под давлением»: утв. Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору 15.12.2020 № 536: введ. в действие с 01.01.2021. – Москва: Минюст России, 2020 - 193 с. – Текст: электронный.

5. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»: утв. Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору 15.12.2020 № 444: введ. в действие с 01.01.2021. – Москва: Минюст России, 2020 - 48 с. – Текст: электронный.
6. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов»: утв. Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору 11.12.2020 № 517: введ. в действие с 23.12.2020. – Москва: Минюст России, 2020 – 31 с. – Текст: электронный.
7. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов»: утв. Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору 15.12.202 № 529: введ. в действие с 30.12.2020. – Москва: Минюст России, 2020 – 32 с. – Текст: электронный.
8. Федеральный закон от 21.07.97 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»: принят Государственной думой РФ 20.06.1997 г.
9. РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ (РД-23.040.00-КТН-064-18). Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. «Вырезка и врезка катушек, соединительных деталей, запорной и регулирующей арматуры. Подключение участков магистрального нефтепровода / утв. Вице-президентом ПАО «Транснефть» П. А. Ревель-Мурозом 31.05.2018 г.
10. РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ (РД-13.100.00-КТН-031-18). Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. «Правила безопасности при эксплуатации объектов ПАО «Транснефть» / утв. Вице-президентом ПАО «Транснефть» П. А. Ревель-Мурозом 2018 г.
11. Дятлов В. А. Обслуживание и эксплуатация линейной части магистральных газопроводов. - М.: Недра, 1984.
12. Достоверность методов обнаружения утечек углеводородов из магистральных и технологических трубопроводов – основа эксплуатационной надежности и экологической безопасности / Ф.Г. Тухбатуллин, Д.С. Семейченков / Труды Российского государственного университета нефти игаза (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2– № 4 (301). – С. 106.
13. Анализ аварийности на объектах нефтегазовой отрасли России / Полякова С. А., Ильичёв С.С. – Текст: непосредственный // Молодой учёный. – 2022. №16 (411). – с. 115-117.
14. Бобрицкий И. В., Юфин В. А. Основы нефтяной и газовой промышленности. - М.: Недра, 1988. - 200 с.
15. Сварка трубопроводов: учебное пособие / Ф.М. Мустафин, Н.Г.Блехерова, О.П. Квятковский. – М: Недра, 2002. – 347с.
16. Техника и технология транспорта и хранения нефти и газа / Ф. Ф. Абузова, Р. А. Алиев, В. Ф. Новоселов и др. - М.: Недра, 1992. - 320 с.
17. Трубопроводный транспорт нефти / С. М. Вайшток, В. В. Новоселов, А. Д. Прохоров и др. Т.1 2002.
18. Арзунян А. С, Громов А. В., Матецкий ИИ Расчеты магистральных нефтепродуктопроводов и нефтебаз. - М: Недра 1977.
19. Влияние структурного состояния современных высокопрочных трубных сталей на эксплуатационную надежность магистральных трубопроводов / А. Р. Мишетьян, О. Н. Чевская, Г. А. Филиппов, И. П. Шабалов / Междунар. конф. «Ми- кролегированные трубные стали для нефтегазовой отрасли»: сб. докл. – М.: Металлур- гиздат, 2– С. 66–(1,38 п.л. / 0,48 п.л.).25.
20. Алиев Р. А., Березина И. В., Телегин Л. А., Яковлев Е. И. Сооружение и ремонт газонефтепроводов и нефтебаз. - М.: Недра, 1987.

УДК 622.6

Разработка технологий эксплуатации ПХГ для увеличения притока газа из коллекторов с низкой проницаемостью в процессе отбора

Орехов И. А.
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Саратов, Россия

Основной вклад в изучении характеристик и классифицировании пород-коллекторов по проницаемости в своих работах провели Ханин А. А [1], [2], Конюхов И. А [3] и др. Коллекторами с низкой проницаемостью, согласно данных классификаций, являются породы с значениями 1-10 мД и менее. В работах этих авторов приведены не только классификации пород-коллекторов по фильтрационно-ёмкостным параметрам, но и описывается литология и характеристика пород-коллекторов многих нефте-газоносных месторождений бывшего СССР, на базе которых после окончания разработки, были созданы подземные хранилища газа.

При эксплуатации подземных хранилищ газа актуальным является вопрос о взаимодействии между коллекторами с различной проницаемостью в процессе циклической эксплуатации, возможности использования скважин вскрывающих такие коллектора при пиковом технологическом режиме, влиянии коллекторов с низкой проницаемостью на суточную производительность ПХГ.

Отдельной, во-многом противоречивой, с точки зрения классической эксплуатации ПХГ задачей, является оценка возможности увеличения суточной производительности ПХГ за счет насыщения газом коллекторов с низкой проницаемостью.

Для решения поставленных задач проведены теоретические расчеты на трёхмерной гидродинамической модели. Для проведения расчётов в программном комплексе tNavigator были построены теоретические геологическая и гидродинамическая 3D модели.

Исходные данные для проведения расчетов

1. Область построения 5000*5000*1000м;
2. Сетка с размером блока по XYZ 100*100*5 м;
3. Общее количество активных ячеек 50000 соответственно;
4. Продуктивный пласт на глубине 900-1000 м толщиной -100 м;
5. Газовый режим эксплуатации;
6. Пористость 0,1-11 % задавалась по каждой скважине индивидуально (рис. 1);
7. Проницаемость X = Проницаемость Y. Проницаемость Z = 0.1*X (рис. 1). Проницаемость задавалась с использованием обобщенного уравнения (1) для оценки внутренней проницаемости пород с использованием эффективной пористости Wyllie-Rose:

$$PERM = Kw \times \frac{PHI^d}{Se^e}, \quad (1)$$

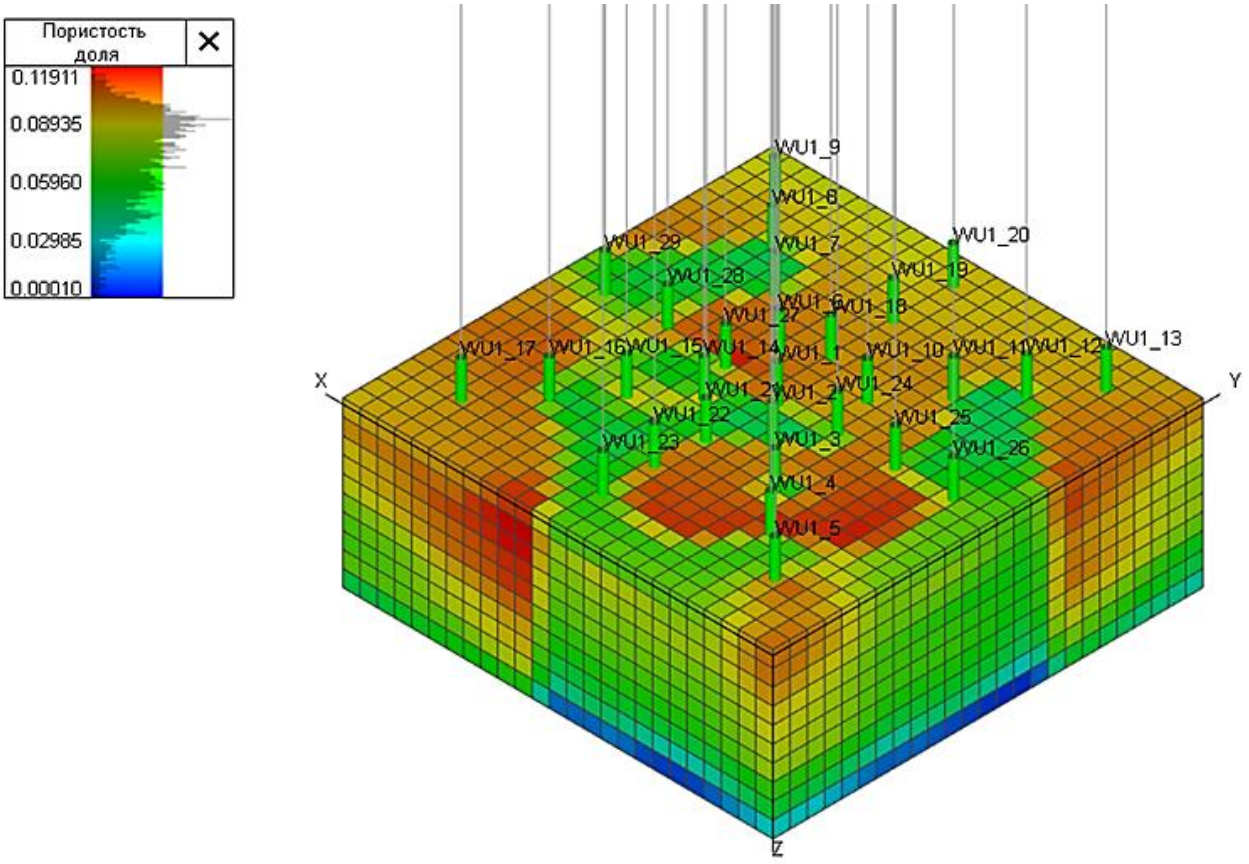
8. Количество скважин – 29 ед. 15 скважин вскрывают основные коллектора; 14 скважин вскрывают коллектора с низкой проницаемостью.

В рамках исследований проведены два варианта расчетов. Учитывая накопленный опыт и общие представления о ПХГ созданных в пластах с наличием коллекторов с низкой проницаемостью проведено:

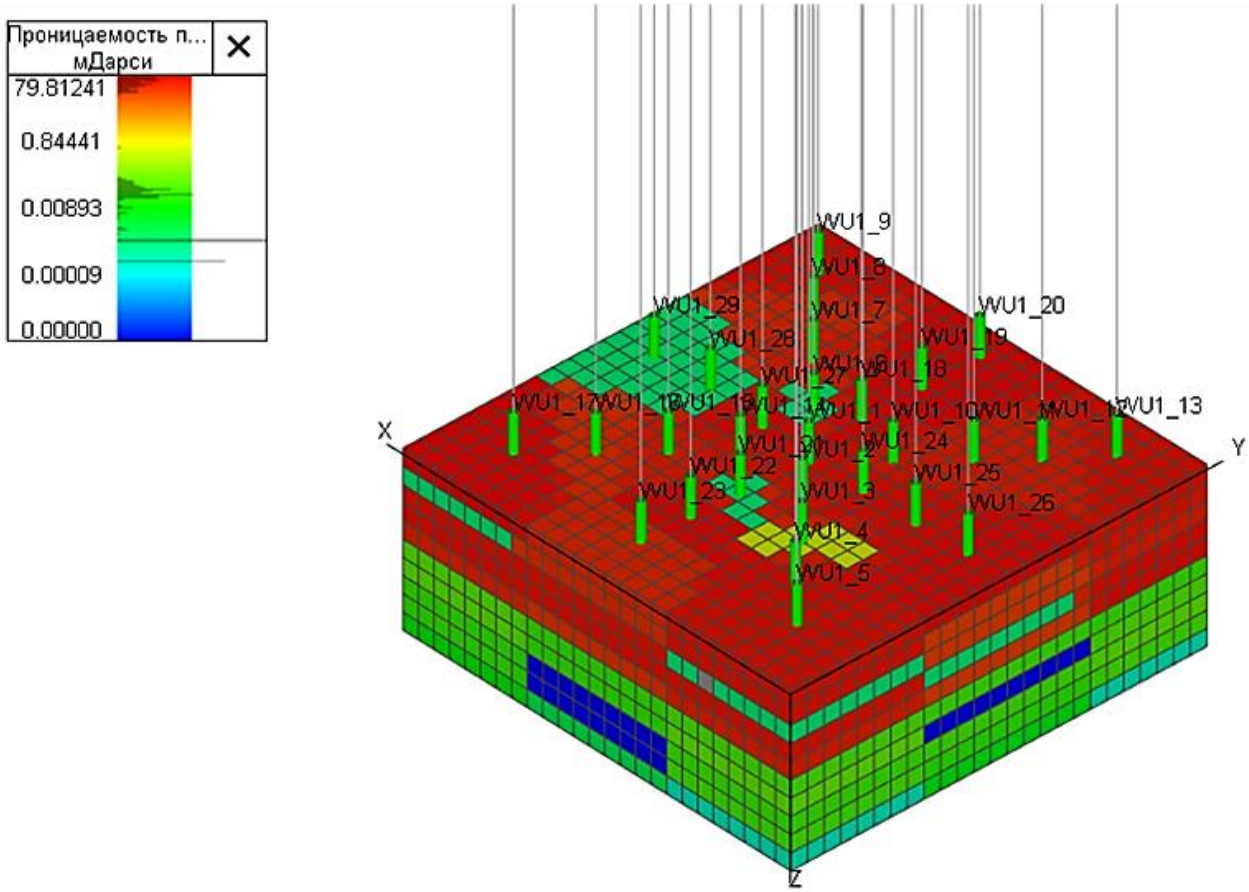
1. Моделирование этапа разработки месторождения с отбор 70 % от начальных запасов газа в течение 18 лет и эксплуатацией семью скважинами №№ 1, 8, 12 16, 23, 3, 25.
2. Моделирование этапа эксплуатации в режиме ПХГ с работой 29 скважин в течение 20 лет.

Методика расчетов

1. Отбор в период минимальных нагрузок – фондом скважин в коллекторах с низкой проницаемостью (14 ед.), отбор в период пиковых нагрузок 29 скважинами. Закачка газа только в скважины вскрывающие основные коллектора (15 ед.).
2. Закачка в скважины вскрывающие основные коллектора (15 ед.) на протяжении одного сезона. Отбор всеми скважинами;



а – куб пористости



б – куб проницаемости

Рисунок 1 – Кубы пористости и проницаемости

3. Проведение закачки с несколькими простоями с соблюдением условия $P_{пл.max.\ осн.\ коллектор} = P_{пл.max.\ низкопроницаемый\ коллектор}$. т.е достижения максимального пластового давления 70 ксг/см^2 во всей залежи. Отбор всем фондом скважин на протяжении осенне-зимнего периода продолжительностью 150 суток.

4. Для выделения зависимости производительности ПХГ от газонасыщенного объема коллекторов с низкой проницаемостью, проведено три подварианта расчетов. С 20 %, 50 % и 80 % газонасыщенного порового объема (ГПО) коллекторов с низкой проницаемостью, относительно общего ГПО коллекторов продуктивного пласта.

Результаты расчетов

Взаимодействия между коллекторами с различной проницаемостью в процессе отбора.

По результатам расчетов направленных на исследование взаимодействия коллекторов основной залежи (60-80 мД) с коллекторами плотных разностей (0,01-1 мД) можно отметить несколько закономерностей.

Во-первых, при циклической эксплуатации в режиме ПХГ в коллекторах с проницаемостью 0,01-1 мД отмечается давление характеризующее газодинамическое равновесие, с значениями давления стремящимися к среднему значению за цикл отбор/закачка в основных коллекторах (рис. 2).

Во-вторых амплитуда изменения пластового давления в плотных коллекторах при циклической эксплуатации минимальна (рис. 2).

Исходя из полученных результатов расчетов следует, что использование коллекторов с низкой проницаемостью возможно только в качестве обеспечения буферного давления.

Возможность использования фонда скважин в коллекторах с низкой проницаемостью при пиковом технологическом режиме.

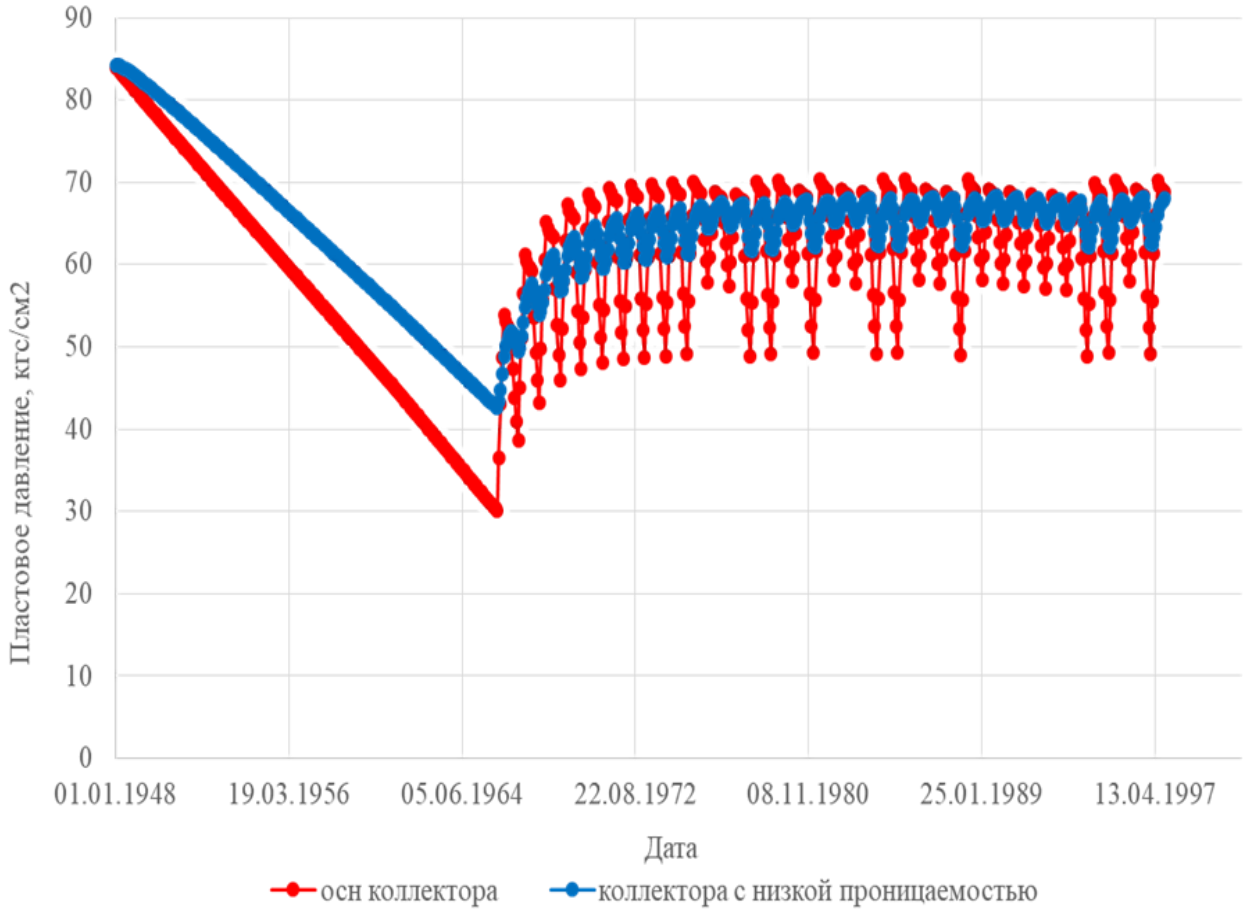


Рисунок 2 –Динамика пластового давления в коллекторах с разной проницаемостью в процессе разработки месторождения и на этапе эксплуатации ПХГ (графическое представление)

По результатам расчётов увеличение максимальной суточной производительности между работой ПХГ всем фондом скважин в процессе отбора и работой ПХГ в период минимальных нагрузок – фондом скважин в коллекторах с низкой проницаемостью, достигает 11 % при 80 % ГПО коллекторов с низкой проницаемостью (рис. 3).

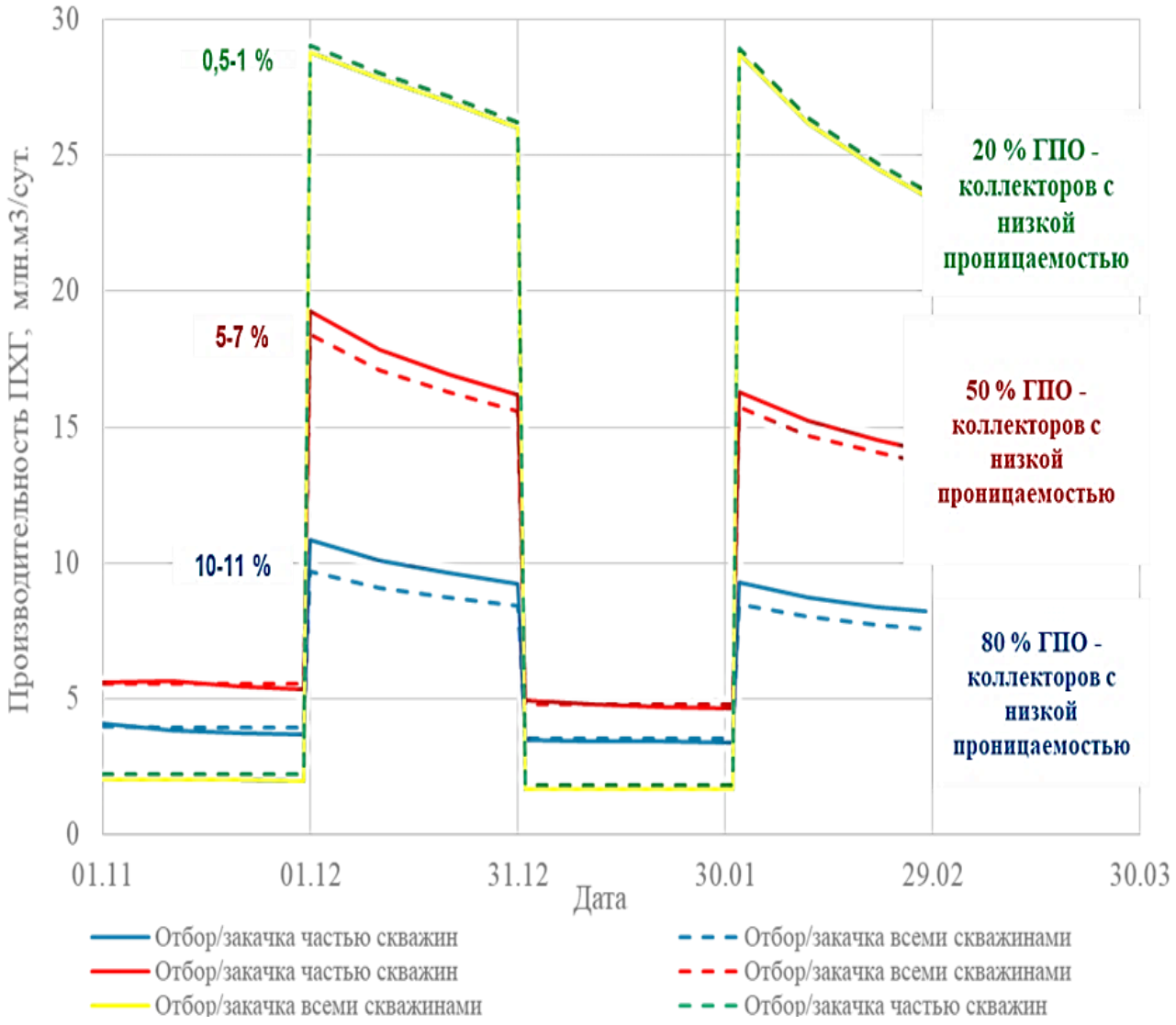


Рисунок 3 – Результаты расчетов по использованию фонда скважин в коллекторах с низкой проницаемостью при пиковом технологическом режиме

Возможность увеличения суточной производительности ПХГ за счет выравнивания максимального пластового давления в коллекторах с различной проницаемостью.

Рассмотрим результаты расчетов направленных на исследование возможности увеличения суточной производительности ПХГ за счет выравнивания максимального пластового давления в коллекторах с различной проницаемостью.

Следует отметить, что такой способ увеличения максимальной суточной производительности, обладает и рядом недостатков. Главным из которых является сопутствующее увеличение буферного объема газа в пласте. По результатам расчетов увеличение буферного объема газа в пласте достигает 15 %.

Однако, согласно полученным результатам, увеличение суточной производительности за счет выравнивания максимального пластового давления по залежи достигает 17 %. Такой способ эксплуатации ПХГ является ограниченным и применим только для пиковых ПХГ, пласт-коллектор в которых по тем или иным причинам частично сложен слабопроницаемыми коллекторами.

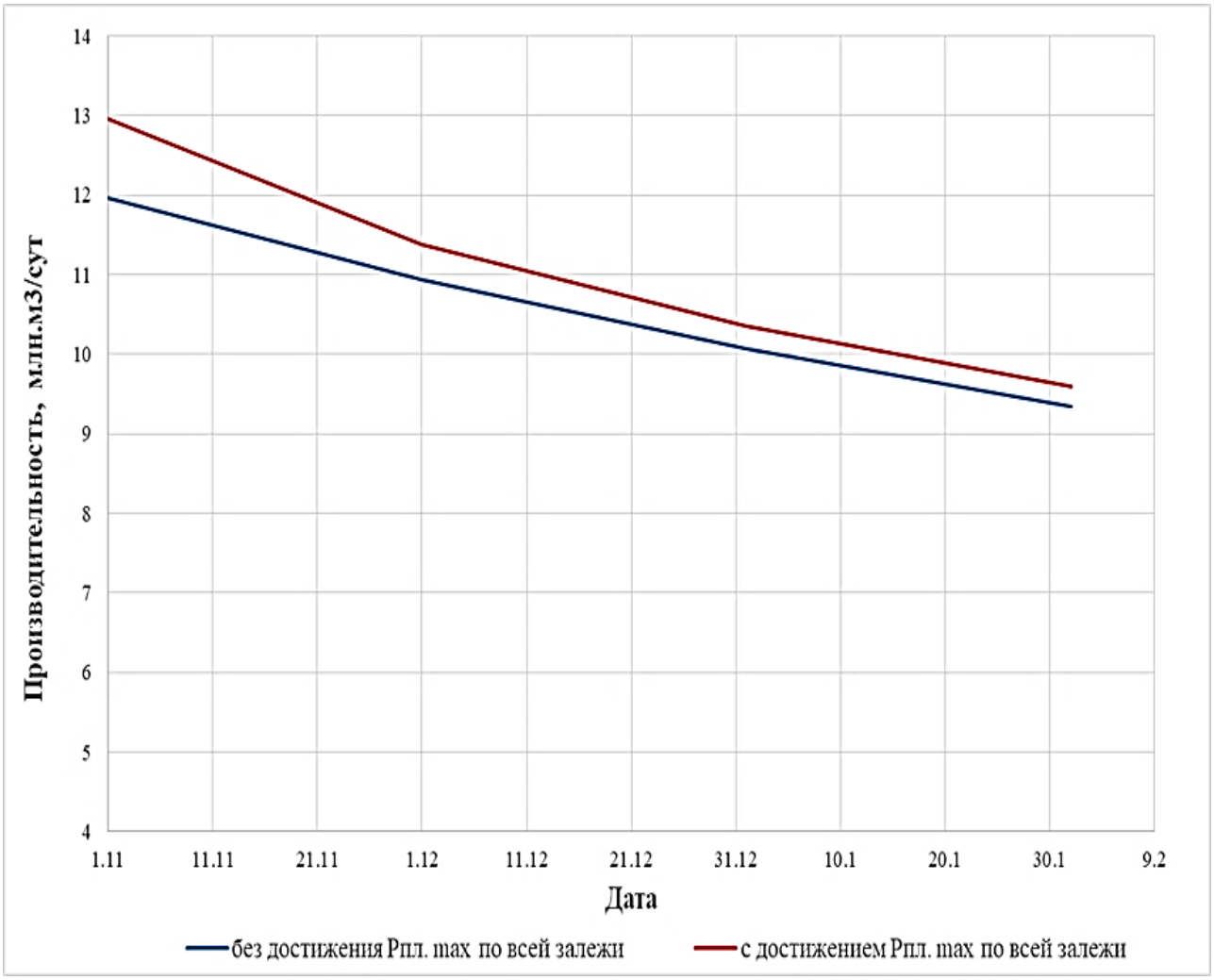


Рисунок 4 – Результаты расчетов по возможность увеличения суточной производительности ПХГ за счет выравнивания максимального пластового давления в коллекторах с различной проницаемостью

Выводы

В условиях ПХГ использование коллекторов с проницаемостью 0,01-1 мД возможно только для обеспечения буферного давления.

При наличии фонда скважин с коллекторами проницаемостью 0,1-5 мД, возможно увеличение потенциала пласта до 11 % для обеспечения пиковых нагрузок.

Обеспечение максимального пластового давления в слабопроницаемых коллекторах возможно при условии, что их проницаемость составляет 0,1-5 мД. Создание максимального пластового давления по всей залежи обеспечивает увеличение максимальной суточной производительности ПХГ до 17 % и сопровождается увеличением буферного объема газа до 15 %.

Применение технологии эксплуатации для увеличения притока газа в процессе отбора возможно при ГПО коллекторов с проницаемостью 0,1-5 мД составляющих более 50 % от общего ГПО.

Библиографический список:

1. А. А. Ханин. Породы-коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР. М., «Недра», 1973 - 304 с.
2. А. А. Ханин. Породы-коллекторы и их исследование. М., «Недра», 1969 - 368 с.
3. Р. С. Безбородов. Коллекторы и природные резервуары нефти и газа. М., «Типография университета дружбы народов имени Патриса Лумумбы», 1973-128 с.

УДК 622.691.4:628.517

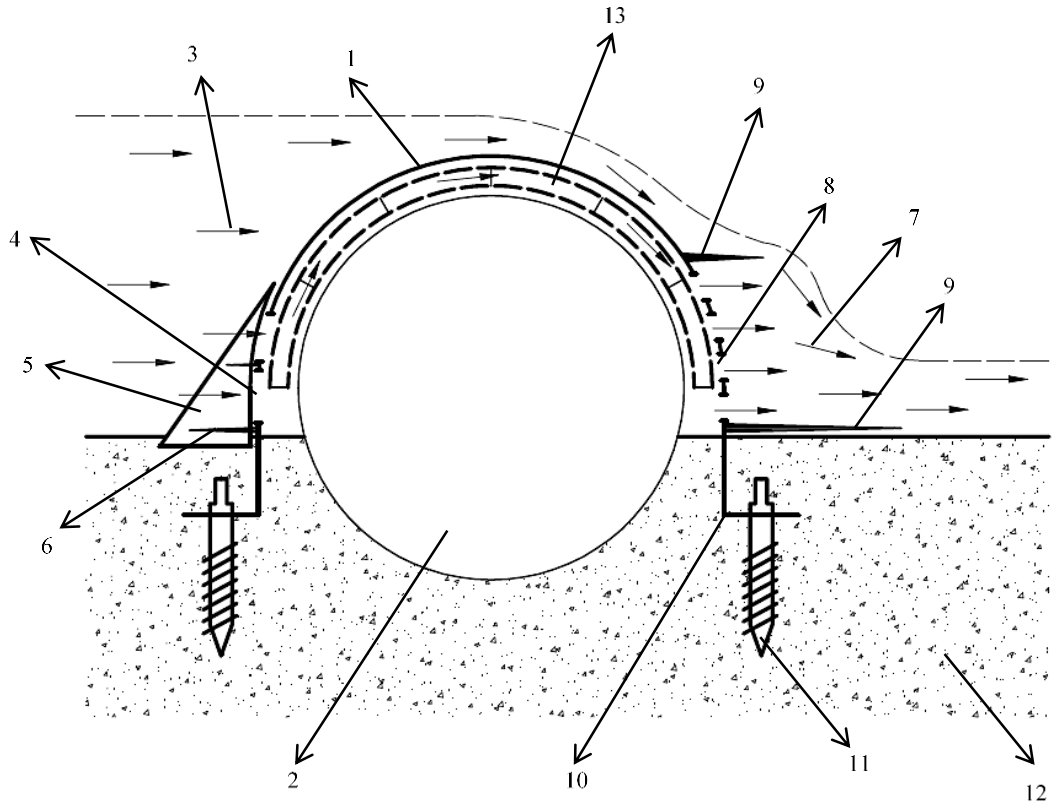
Совершенствование методов балластировки: разработка устройств для обеспечения устойчивости газопроводов в сложных грунтовых условиях

Кузьбожев П. А.

филиал «Газпром ВНИИГАЗ Ухта», г. Ухта, Россия

Прокладка и эксплуатация магистральных газопроводов, особенно в странах с обширной территорией, таких как Российская Федерация, требует учета сложных инженерно-геологических и гидрогеологических условий. Протяженные маршруты газопроводов, достигающие тысячи километров, неизбежно пересекают участки с разнообразными и зачастую неблагоприятными характеристиками, включая обводненные территории, малые водные объекты, зоны распространения многолетнемерзлых грунтов, пучинистых и просадочных грунтов.

Обеспечение проектного положения трубопровода на протяжении всего срока его службы является первостепенной задачей в указанных условиях. Для компенсации сил плавучести в обводненных грунтах и на подводных переходах, а также для предотвращения деформаций, вызванных морозным пучением или просадкой грунтов, применяются устройства балластировки, в частности железобетонные утяжелители. Однако существующие конструкции часто не обеспечивают требуемой надежности. Динамическое воздействие потоков воды на подводных переходах, а также циклическое замораживание-оттаивание пучинистых грунтов могут приводить к смещению, разрушению или потере сцепления балластирующих устройств с трубопроводом, вызывая потерю устойчивости, возникновение недопустимых напряжений и увеличение вероятности аварий.



1 – оболочка; 2 – трубопровод; 3 – поток воды; 4 – водовпускные отверстия; 5 – вертикальные потоконаправители; 6 – горизонтальные потоконаправители; 7 – поток воды; 8 – водовыпускные отверстия; 9 – водонаправляющие полки; 10 – опорные элементы; 11 – крепежные элементы; 12 – грунт; 13 – центрирующие полукольца

Рисунок 1 – Устройство для защиты и закрепления подводного трубопровода

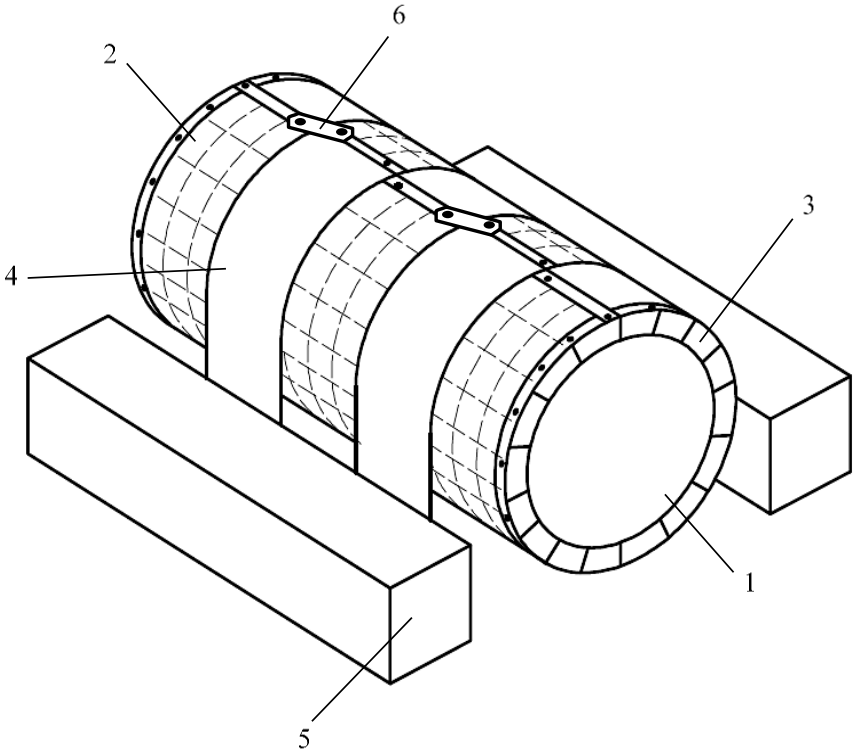
Так, например, стандартные решения не всегда эффективны против размыва грунта и не препятствуют перемещению трубопровода при промерзании/оттаивании грунтов. В просадочных грунтах жесткое закрепление утяжелителей может вызывать избыточные изгибающие моменты. Ключевым недостатком является пассивность серийных устройств и их неспособность адаптироваться к изменяющимся условиям, что обусловливает потребность в разработке новых решений.

Для решения проблем, связанных с гидродинамическим воздействием на подводных переходах, предлагается усовершенствованная конструкция защитного устройства (рис. 1) [1].

Устройство включает защитную полуцилиндрическую оболочку, центрирующие полукольца, уголковые опорные элементы и крепежные элементы. Его ключевым отличием является оснащение защитной оболочки системой активного управления потоком.

Данная конструкция не только обеспечивает необходимое пригружение, но и активно защищает прилегающий грунт от размыва, сохраняя несущую способность основания и предотвращая смещение как самого трубопровода, так и балластирующего устройства.

Для условий вечной мерзлоты и пучинистых грунтов предлагается интегральное решение, сочетающее функции балластировки и теплозащиты (рис. 2) [2].



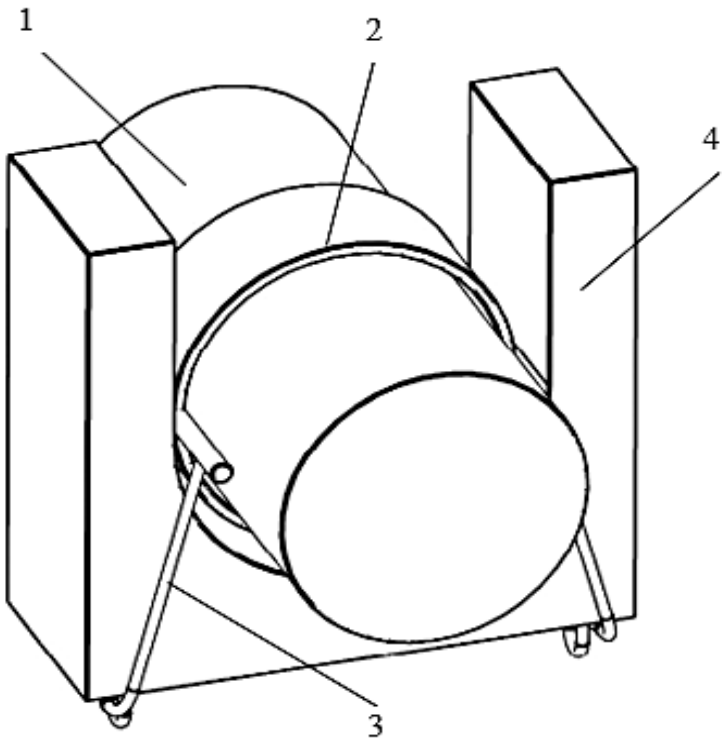
1 – трубопровод; 2 – корпус; 3 – торцевые упоры; 4 – охватывающие элементы;
5 – балластирующие устройства; 6 – замковые узлы

Рисунок 2 – Устройство для комплексной теплоизоляции и балластировки трубопровода

Устройство включает разъемный цилиндрический полимерный корпус с замковыми узлами, сегментную теплоизоляцию и балластирующие устройства. Его конструктивные особенности заключаются в том, что устройство содержит комбинированный полимерный корпус, который состоит из внутреннего водонепроницаемого слоя с пористой структурой и наружного защитного слоя с ячеистой структурой, торцевые упоры с П-образными полостями, которые обеспечивают надежную фиксацию торцов сегментов теплоизоляции, предотвращая их осевые смещения и формируя непрерывный тепловой контур, а также армированные полимерные охватывающие элементы.

Данное устройство предотвращает тепловое воздействие трубы на вечномерзлые грунты, стабилизируя термический режим, и обеспечивает механическое закрепление трубопровода через систему балластов, препятствуя его выпучиванию или осадке.

Для повышения надежности классического железобетонного утяжелителя предлагается его модификация, направленная на улучшение сцепления с трубой и перераспределение нагрузок (рис. 3) [3].



1 – трубопровод; 2 – поворотный хомут; 3 – соединительные ленты;
4 – седловидный железобетонный утяжелитель

Рисунок 3 – Устройство для балластировки трубопровода

Такая конструкция предотвращает самопроизвольное смещение утяжелителя относительно трубы под действием вибраций или деформаций грунта, сохраняя целостность изоляционного покрытия трубы за счет использования эластичного и антифрикционного материала хомута.

Предлагаемые технические решения направлены на повышение устойчивости магистральных газопроводов за счет управления гидродинамическими процессами для предотвращения размыва грунта на подводных переходах, интеграция теплозащиты и механического закрепления в районах вечной мерзлоты, а также применение усовершенствованных седловидных утяжелителей с эластичными хомутами для надежного закрепления в условиях переменных нагрузок. Внедрение данных разработок будет способствовать повышению надежности, безопасности и ресурса магистральных газопроводов, снижая риски аварий и затраты на обслуживание.

Библиографический список:

1. Пат. 2818136 Российская Федерация, МПК F16L1/20, E02B3/00 (2006.01). Устройство для защиты и закрепления подводного трубопровода; заявитель и патентообладатель: ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – 2023108237; заявл. 03.04.2023; опубл. 24.04.2024.
2. Пат. 2823680 Российская Федерация, МПК F16L59/00 (2006.01). Устройство для комплексной теплоизоляции и балластировки трубопровода; заявитель и патентообладатель: ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – 2023129197; заявл. 10.11.2023; опубл. 29.07.2024.
3. Пат. 2680772 Российская Федерация, МПК F16L1/06, F16L1/24 (2006.01). Устройство для балластировки трубопровода; заявитель и патентообладатель: ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – 2018122046; заявл. 14.06.2018; опубл. 26.02.2019.

УДК 621.634

Анализ методов повышения эффективности работы аппаратов воздушного охлаждения типа АВГ-120 МГ-3/9/2

Быков Е. А.[1], Агиней Р. В.[2]

1 - ООО «Газпром трансгаз Ухта», Администрация, г. Ухта, Россия;

2 - «Ухтинский государственный технический университет», г. Ухта, Россия

Основным оборудованием по поддержанию оптимальной температуры транспортируемого газа на объектах газотранспортных предприятий являются аппараты воздушного охлаждения газа (далее - АВОг).

Системы воздушного охлаждения имеют большое значение для качественной работы компрессорных станций (далее - КС), а также для линейной части магистрального газопровода (далее - МГ), так как они позволяют увеличить производительность трубопроводов, снизить температурные деформации-напряжения в стенках труб, исключить влияние повышенной температуры на разрушение изоляционного покрытия МГ, растепление вечномерзлых грунтов, что может вызвать нарушения проектных положений МГ, а также минимизировать риски развития коррозионных дефектов, обусловленных влиянием температуры транспортируемого газа.

Однако данное оборудование обладает некоторыми конструктивными и техническими **недостатками**:

1. Значительный расход электроэнергии (до 5 млн. кВт·ч/год для одной компрессорной станции в двухцеховом исполнении);
2. Неравномерное скоростное поле атмосферного воздуха, наддуваемого рабочим колесом к трубному пучку АВОг;
3. Низкая эффективность теплообмена вследствие малой высоты конструкции диффузора;
4. Недостаточные прочностные характеристики лопастей рабочих колес АВОг, сделанных из стеклопластикового материала. [1,2]

Цель работы: Оценить эффективность мероприятий по замене, модернизации конструкции лопастей АВОг, а также применению коллекторов плавного входа на примере АВОг типа АВГ-120 МГ-3/9/2.

Предмет исследования: Параметры, определяющие эффективность работы АВОг в процессе модернизации: сила линейного тока Iл, А, активная мощность АЭД N2, кВт, $К_{загр}$ АЭД, %, фактический расход воздуха Q, тыс.м3/ч, номинального момент вращения $Т_{ном}$, Н·м, максимальный момент вращения $Т_{max}$, Н·м, коэффициент термодинамической эффективности Е.

Объект исследования: Аппарат воздушного охлаждения горизонтальный, с расчетным рабочим давлением 120 кгс/см^2, используемый для эксплуатации магистральных газопроводов, с количеством вентиляторов в секции - 3 шт., мощностью асинхронного электропривода вентилятора - 9 кВт, с количеством теплообменных секций в аппарате - 2 шт.

Перечисленные недостатки предопределяют целесообразность внедрение методов повышения эффективности работы АВОг, которые призваны обеспечить требуемые значения параметров, характеризующих эффективность АВОг, а именно:

– величины снижения температуры технологического газа Δt, ˚С;

– скорости наддуваемого атмосферного воздуха рабочим колесом аппарата к трубной доске АВОг $\nu_в$;

– расхода электроэнергии за счет снижения значений потребляемой силы тока асинхронных электроприводов рабочих колес АВОг I, А (при условии выполнения двух первых критериев).

В научных работах [3-6] изложены методы повышения эффективности работы АВОг, которые достигаются путем модернизации отдельных технических и конструктивных узлов АВОг, а именно (рис. 1).

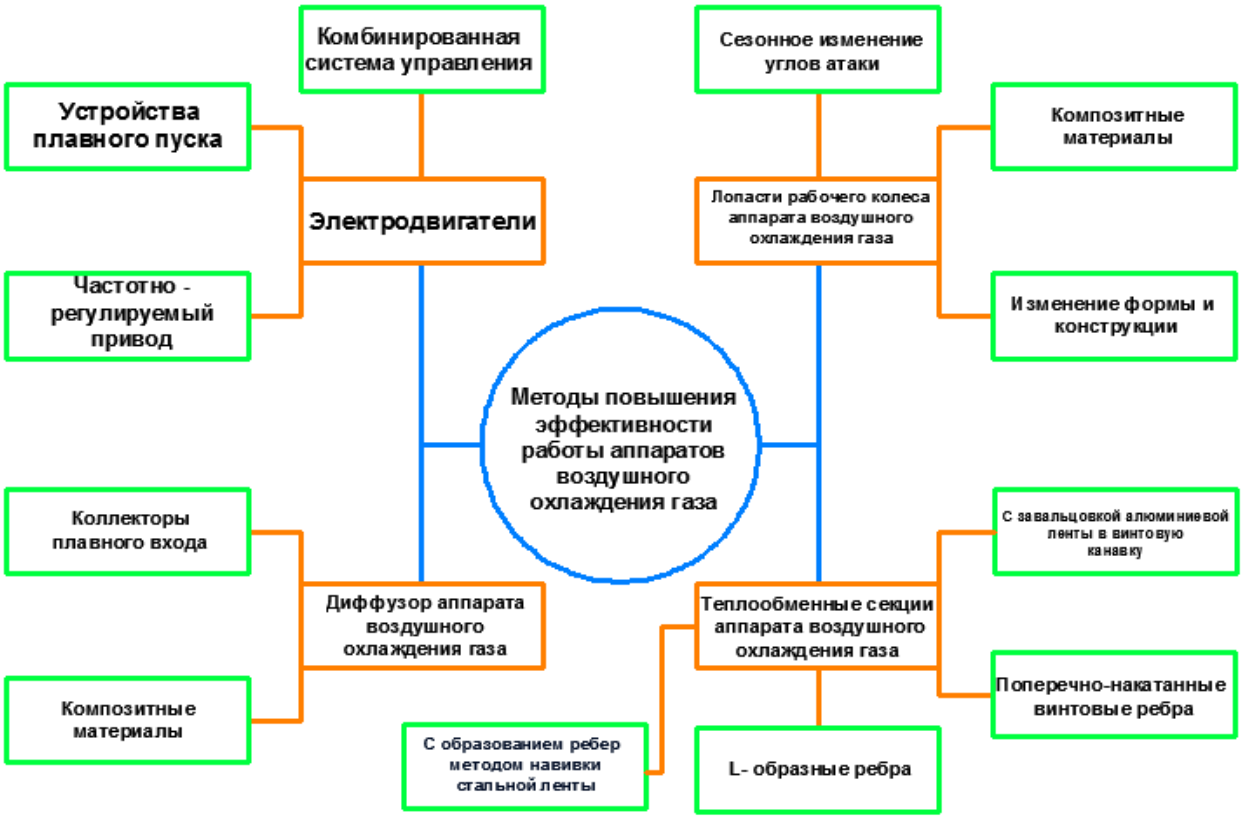


Рисунок 1 – Методы повышения эффективности работы аппаратов воздушного охлаждения газа

1. Электродвигатели:

1) Применение устройств плавного пуска (далее - УПП);

2) Применение частотного регулируемого привода (далее - ЧРП) на каждый двигатель вентилятора в АВОг;

3) Комбинированная система управления – одновременное использование устройства плавного пуска и частотно-регулируемого привода вентилятора.[3]

2. Лопасти рабочих колес АВОг:

1) Сезонное изменение углов атаки лопастей;

2) Применение композитных материалов в изготовлении лопастей;

3) Изменение формы и конструкции лопастей. [4]

3. Диффузоры АВОг:

1) Применение коллекторов плавного входа (далее - КПВ) - конструкция диффузора АВОг удлиненного типа;

2) Применение композитных материалов в изготовлении диффузоров АВОг. [5]

4. Теплообменные секции:

1) поперечно-винтовое накатывание ребер на алюминиевой трубе, надетой на гладкую несущую трубу, с образованием биметаллической оребренной трубы;

2) образование ребер методом навивки алюминиевой ленты с последующей завальцовкой ее в винтовую канавку на поверхности несущей трубы;

3) образование L-образных ребер методом навивки с натягом алюминиевой ленты на несущую трубу с насечкой и без насечки наружной поверхности несущей трубы;

4) образование ребер методом навивки стальной ленты. [6]

Метод 1. Замена металлических лопастей рабочих колес АВОг на стеклопластиковые

Замена металлических лопастей на стеклопластиковые на АВОг типа АВГ-120 МГ-3/9/2 позволяет достичь 40 % экономии электроэнергии при том же расходе воздуха или возможности на 12 % увеличить эффективный расход воздуха при номинальной нагрузке электродвигателя.

Метод 2. **Модернизация АВОг при использовании КПВ**

По результатам, приведенным в работе [7], можно увеличить расход воздуха и снизить температуру набегающего потока на 1-2°С из-за увеличения строительной высоты между забором холодного воздуха и выбросом теплого.

Метод 3. **Модернизация конструкции лопастей рабочих колес АВОг**

Повышение производительности АВОг достигается путем исключения перетока воздуха между лопастями и диффузором АВОг, а также разряжения воздуха в подлопастной части, за счет чего увеличивается концентрация воздуха над рабочим колесом АВОг, что способствует более глубокому охлаждению транспортируемого газа.

Актуальным вопросом в области применения АЭД является выбор конкретного, наиболее производительного с технической точки зрения электрического двигателя, применение которого обусловлено характером производственного процесса, географическим местом установки оборудования с АЭД. [8-11]

1. Активная мощность N_2, кВт – параметр, характеризующий потребляемую электродвигателем электрической мощности, которая преобразуется в механическую. Активная мощность АЭД рассчитывается по формуле (1):

$$N_2 = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot cos\varphi, \quad (1)$$

где U – линейное напряжение, В; I – линейный ток, А; cos φ – коэффициент мощности, безразмерная величина;

2. cos φ – коэффициент мощности, который означает фазовый угол сдвига между током и напряжением и позволяет определить суммарную и потребляемую мощность АЭД [8];

3. Паспортная (номинальная) мощность N_1, кВт – установленная и измеренная мощность на валу электродвигателя, указанная в официальном паспорте производителя устройства [9];

4. $К_{загр}$ – коэффициент загрузки АЭД, есть отношение активной мощности N2 к паспортной мощности N_1, %:

$$К_{загр} = \frac{N_2}{N_1} \quad (2)$$

5. Номинальный ток $I_{ном}$, А – значения тока в номинальном режиме работы АЭД при номинальной нагрузке на валу [10];

6. Номинальная частота вращения nном, об/мин – частота вращения ротора в номинальном режиме работы АЭД при номинальной нагрузке на валу;

7. Критическая частота вращения $n_{кр}$, об/мин – частота вращения ротора АЭД при максимальном моменте Tmax на валу;

8. Номинальный момент $Т_{ном}$, Н·м – момент вращения ротора АЭД в номинальном режиме работы при номинальной нагрузке на валу АЭД:

$$Т_{ном} = \frac{9{,}55 \cdot N_2}{n_{ном}} \quad (3)$$

9. Максимальный момент $Т_{max}$, Н·м – максимальный вращающий момент АЭД, который определяет перегрузочную способность вращательного движения на валу АЭД:

$$Т_{max} = \frac{9{,}55 \cdot N_{max}}{n_{кр}}, \quad (4)$$

где N_{max}, кВт- максимальное значение мощности АЭД, развиваемое при достижении максимального вращающего момента Tmax, и критической частоты вращения $n_{кр}$ ротора АЭД [11].

Для определения коэффициента термодинамической эффективности Е при конкретном способе модернизации АВГ, воспользуемся методикой, описанной в [12]:

Вычисляем мощность теплового потока для горячего теплоносителя Q_1, кВт:

$$Q_1 = M_1 \cdot C_{pmтг} \cdot t_1 - C_{pmтг} \cdot t_2, \quad (5)$$

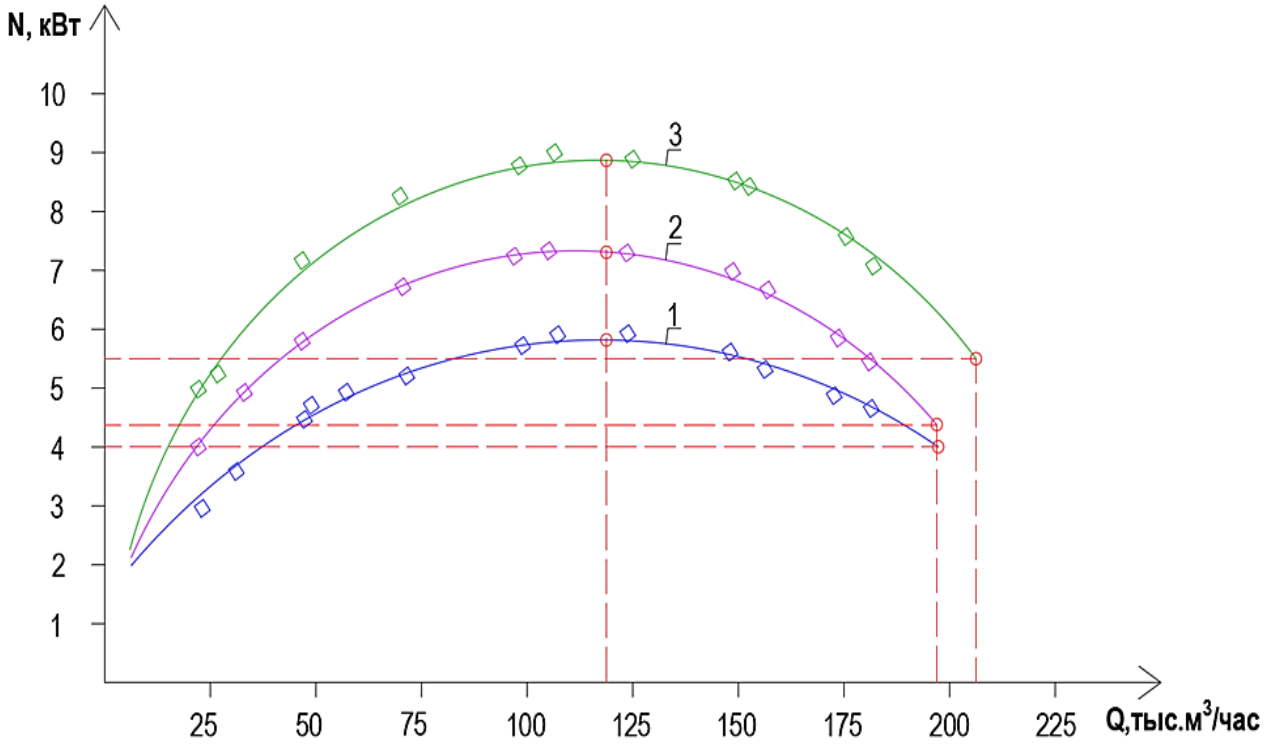


Рисунок 2 – Зависимость активной мощности на валу АЭД типа BRA 200 LC от расхода воздуха через рабочее колесо АВГ- 120 МГ – 3/9/2 (1 – соответствует измерениям с установленными лопастями заводского исполнения в стандартных условиях; 2 - соответствует измерениям с установленными лопастями заводского исполнения в зимних условиях эксплуатации; 3 - соответствует измерениям с установленными модернизированными лопастями в зимних условиях эксплуатации)

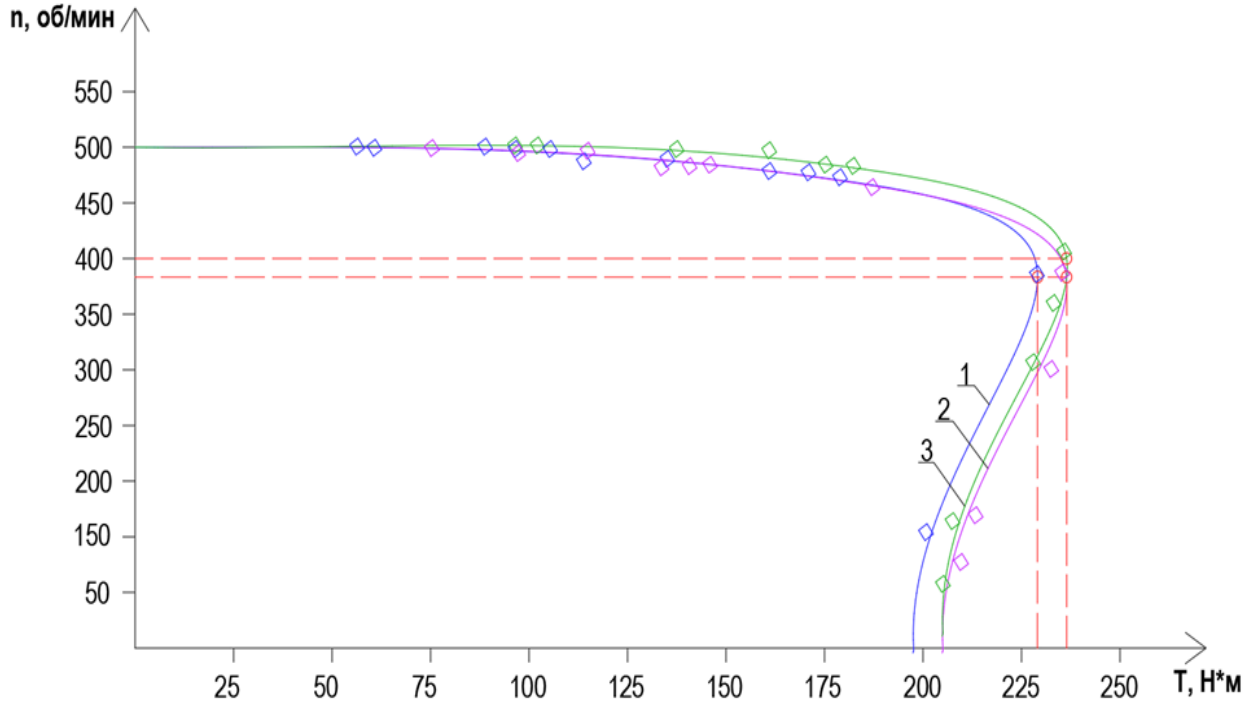


Рисунок 3 – Механическая характеристика АЭД типа BRA 200 LC АВГ- 120 МГ – 3/9/2 (1 – соответствует измерениям с установленными лопастями заводского исполнения в стандартных условиях; 2 - соответствует измерениям с установленными лопастями заводского исполнения в зимних условиях эксплуатации; 3 - соответствует измерениям с установленными модернизированными лопастями в зимних условиях эксплуатации)

Вычисляем коэффициент теплопередачи К:

$$К = \frac{1}{\frac{\varphi}{\alpha_г} + \frac{\delta \cdot \varphi}{\lambda_г} \cdot \frac{1}{\alpha_{пр}}} \quad (6)$$

где φ – коэффициент оребрения трубы;
δ – толщина ребра, м.
Далее определяем требуемую площадь теплообмена:

$$F = \frac{Q}{K \cdot \Delta t_{ср}^{лог}} \quad (7)$$

Как было отмечено ранее, коэффициент (критерий) термодинамической эффективности Е представляет собой безразмерный параметр, который определяет насколько эффективно холодная среда отводит тепло при работе теплообменного оборудования:

$$Е = \frac{W_1 \cdot (t_1 - \tau_2)}{W_2 \cdot (t_2 - \tau_1)}, \quad (8)$$

где W_1 и W_2 – водяные эквиваленты горячего и холодного теплоносителей, кДж/с:

$$W_1 = M_Г \cdot C_{pmг} \quad (9)$$

$$W_2 = M_В \cdot C_{pmв} \quad (10)$$

Основываясь на результатах расчета, можно определить значения коэффициента термодинамической эффективности Е для каждого способа модернизации АВГ, а также построить график изменения значений величины Е от времени работы АВГ $t_{АВГ}$ (рис. 4).

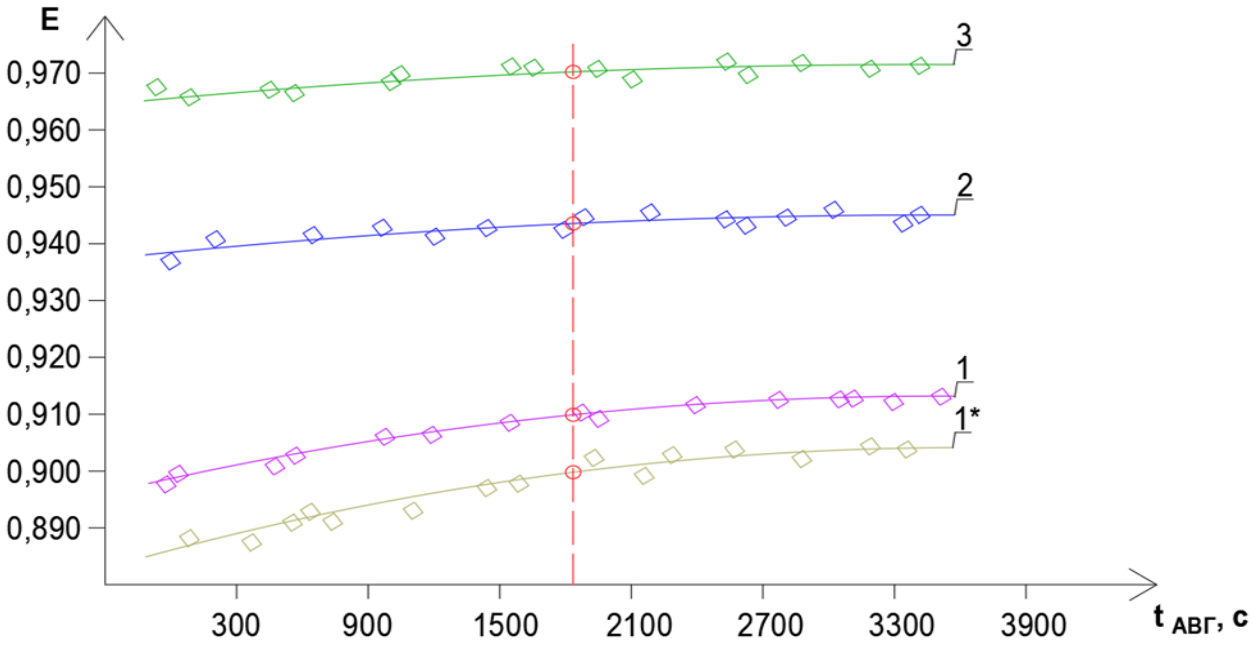


Рисунок 4 – График изменения значений коэффициента термодинамической эффективности Е АВГ-120 МГ-3/9/2 в течение 3600 секунд
(1*- соответствует значениям коэффициента Е в заводском исполнении АВГ;
1 - соответствует значениям коэффициента Е при использовании стеклопластиковых лопастей АВГ; 2 - соответствует значениям коэффициента Е при использовании стеклопластиковых лопастей и КПВ; 3 - соответствует значениям коэффициента Е при использовании модернизированных лопастей рабочих колес АВГ; красная линия соответствует определению средних значений коэффициента Е)

Библиографические ссылки:
1. Козаченко А. Н. Эксплуатация компрессорных станций магистральных газопроводов. М.: Нефть и газ, 1999. 400 с.
2. Чекардовский С. М., Илюхин К. Н., Петряков В. А., Якубовская С. В. Методика и алгоритм определения эффективности эксплуатируемых аппаратов воздушного охлаждения газа // Современные проблемы науки и образования. 2015. №2 (Часть 3). С. 12-13.
3. Мигачев А. В. Совершенствование систем автоматического управления аппаратами воздушного охлаждения газа с частотно - регулируемым приводом вентиляторов: автореферат дис. …канд. техн. наук. ВАК, 2003. – 41 с.
4. Модернизация вентиляторов аппаратов воздушного охлаждения на компрессорных станциях магистральных газопроводов // «Cyberleninka»:офиц. сайт. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/modernizatsiya-ventilyatorov-apparatov-vozdushnogo-ohlazhdeniya-na-kompressornyh-stantsiyah-magistralnyh-gazoprovodov (дата обращения: 12.11.2024).
5. Крюков О. В. Анализ технико-экономических факторов применения аппаратов воздушного охлаждения газа на дожимных компрессорных станциях // Химическая техника. 2018. № 7. С. 3-4.
6. Охлаждение газа. Изучение влияния геометрических характеристик на эффективность работы аппаратов охлаждения на компрессорных станциях //«Neftegaz.ru»:офиц.сайт.URL:https://magazine.neftegaz.ru/articles/transportirovka/770309-okhlazhdenie-gaza-izuchenie-vliyaniya-geometricheskikh_kharakteristik-na-effektivnost-raboty-avo (дата обращения: 12.11.2024).
7. Модернизация вентиляторов аппаратов воздушного охлаждения газа при реконструкции компрессорных станций магистральных газопроводов // «Turbinist. ru»: офиц. сайт. URL: https://www.turbinist.ru/80-modernizacija-ventiljatorov-avo-gaza-pri.html (дата обращения: 04.11.2024).
8. Б. А. Волынский, Е. Н. Зейн, В.Е. Шатерников Электротехника. М: Энергоатомиздат, 1987. – 513 с.
9. В. С. Попов, Н. Н. Мансуров, С. А. Николаев Элетротехника. М: Государственное научно-техническое издательство, 1958. – 422 с.
10. А. Т. Блажкин, В. А. Бесекерский, Б. В. Фролов, и др. Общая электротехника. М: «Энергия», 1979. – 472 с.
11. В. С. Проскуряков, С. В. Соболев Электротехника. Асинхронный двигатель. Учебное пособие: ФГОУ ВПО «Уральский государственный технический университет», Екатеринбург, 2008. – 33 с.
12. Степанов О. А. Тепловой и гидравлический расчет теплообменного аппарата воздушного охлаждения. Тюмень: Редакционно-издательский отдел ГОУ ВПО «Тюменский государственный архитектурно строительный университет», 2009. – 41 с.

УДК 622.691

Разработка технологии каталитического нагрева газа на газораспределительных станциях ПАО «Газпром»

Шишкин И. В.[1], Бесов А. С.[2], Галкин С. С.[3],
Филиппов П. В. [1], Федотов Д. В. [1], Циммерман С. А. [1]
1 – Филиал «Газпром ВНИИГАЗ Ухта», г. Ухта, Россия;
2 – ООО «Катависта», г. Новосибирск, Россия;
3 – ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта, Россия

Газораспределительной станцией (ГРС) называют технологический комплекс, подключаемый с помощью газопровода-отвода к линейной части магистрального газопровода, предназначенный для изменения параметров природного газа перед подачей в газораспределительные сети низкого давления [1].

Технологическое оборудование в составе ГРС обеспечивает очистку, редуцирование, подогрев, одоризацию, а также измерение расхода подаваемого потребителям газа [1]. Для подогрева газа обычно используют подогреватели – устройства, содержащие теплообменное

оборудование, а также источник тепловой энергии, как правило, получаемой за счет сжигания топливного газа. Сжигание топливного газа в подогревателях выполняется с использованием горелочного и топочного оборудования различного исполнения.

К ключевым недостаткам реализуемой на ГРС технологии теплогенерации следует отнести:

- значительное содержание в продуктах сгорания вредных компонентов, например, оксидов серы и азота, угарного газа, несгоревшего топливного газа, сажи и пр.;

- сложность обеспечения оптимальных условий работы подогревателей для условий эксплуатации в технологическом цикле ГРС. Известно, что оптимальный режим работы горелочного оборудования достигается в достаточно узком диапазоне генерируемой тепловой мощности. При значительном колебании отбираемых потребителями объемов газа (например, в весенний и осенний период, при значительном перепаде температур воздуха в дневное и ночное время), подогреватели могут работать в неоптимальном режиме в плане обеспечиваемого коэффициента полезного действия. При работе пламенных горелочных устройств в неоптимальных режимах значительно возрастает вероятность отказов оборудования в составе подогревателя газа, например, снижается эффективность дымоудаления за счет интенсивного осаждения сажи на стенках топки и дымохода;

- наличие на объекте повышенной опасности источников открытого горения топливного газа.

Указанные недостатки подогревателей, реализующих принцип теплогенерации за счет открытого (топочного) сжигания топливного газа, могут быть преодолены за счет внедрения в технологические схемы ГРС теплогенерирующих устройств, работающих на принципе низкотемпературного каталитического окисления топливного газа.

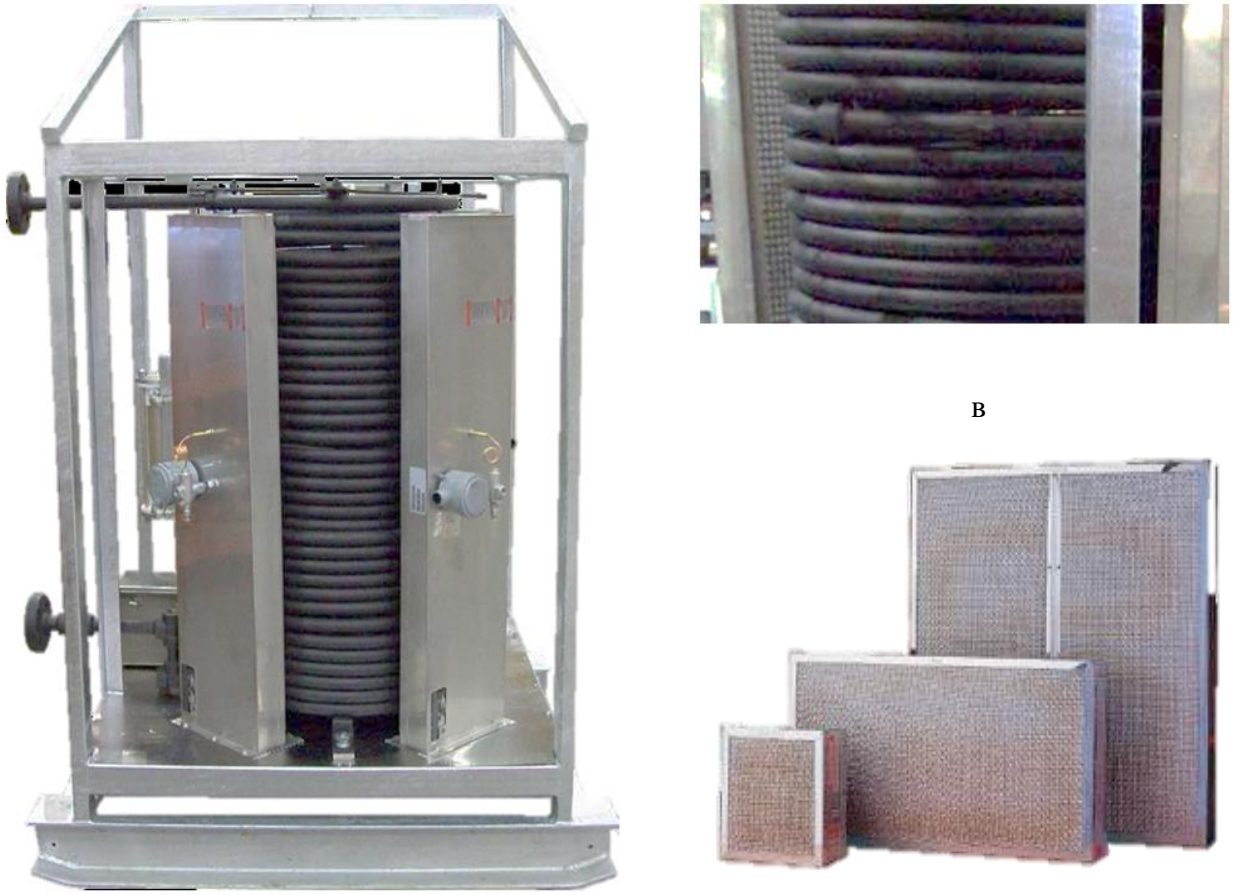
В настоящее время на рынке представлено значительное количество каталитических газовых подогревателей промышленного и бытового назначения. Обычно устройства оснащены каталитическими горелками или реакторами, в которых катализатор (соединение на основе редкоземельных металлов) нанесен на керамический, стеклотканевый или металлосетчатый носитель. Основное назначение большинства устройств – отопление помещения за счет инфракрасного излучения. В то же время устройства, предназначенные для нагрева технологических сред (по принципу водогрейных котлов), как правило, существуют в виде опытных или мелкосерийных образцов. Исключением можно считать обогреватели серии Cata-Dyne (Канада), предназначенные для подогрева газа на ГРС (рис. 1).

Для нагрева газа используется трубчатый теплообменник (рис. 1, *а*), выполненный в виде вертикальной цилиндрической спирали из стальной трубы диаметром 20 – 40 мм, с толщиной стенки 5 мм. Внешняя поверхность теплообменника имеет матовое темное (черное) термостойкое покрытие, интенсифицирующее поглощение стенкой теплообменника инфракрасного излучения от каталитических горелок. Каталитические горелки выполнены в виде плоских прямоугольных панелей, установленных вертикально, по периметру спирального теплообменника. Высота горелок (излучателей) соответствует высоте теплообменника. Устройство оснащено блоком автоматики. Запуск горелок осуществляется за счет их предварительного электроподогрева до температуры запуска (поддержания) устойчивой реакции каталитического разложения газообразного топлива (природного газа).

Для внедрения технологии каталитического нагрева на ГРС ПАО «Газпром» было принято решение о разработке отечественного аналога подогревателя Cata-Dyne.

На первом этапе был получен катализатор состава $X–Y/Ce_{0,75}Zr_{0,25}O2/Al_2O_3/FeCrAl$, обеспечивающий полное низкотемпературное окисление природного газа (X, Y – редкоземельные металлы). Полученный катализатор наносился на металлосетчатый носитель (рис. 2).

а б



в

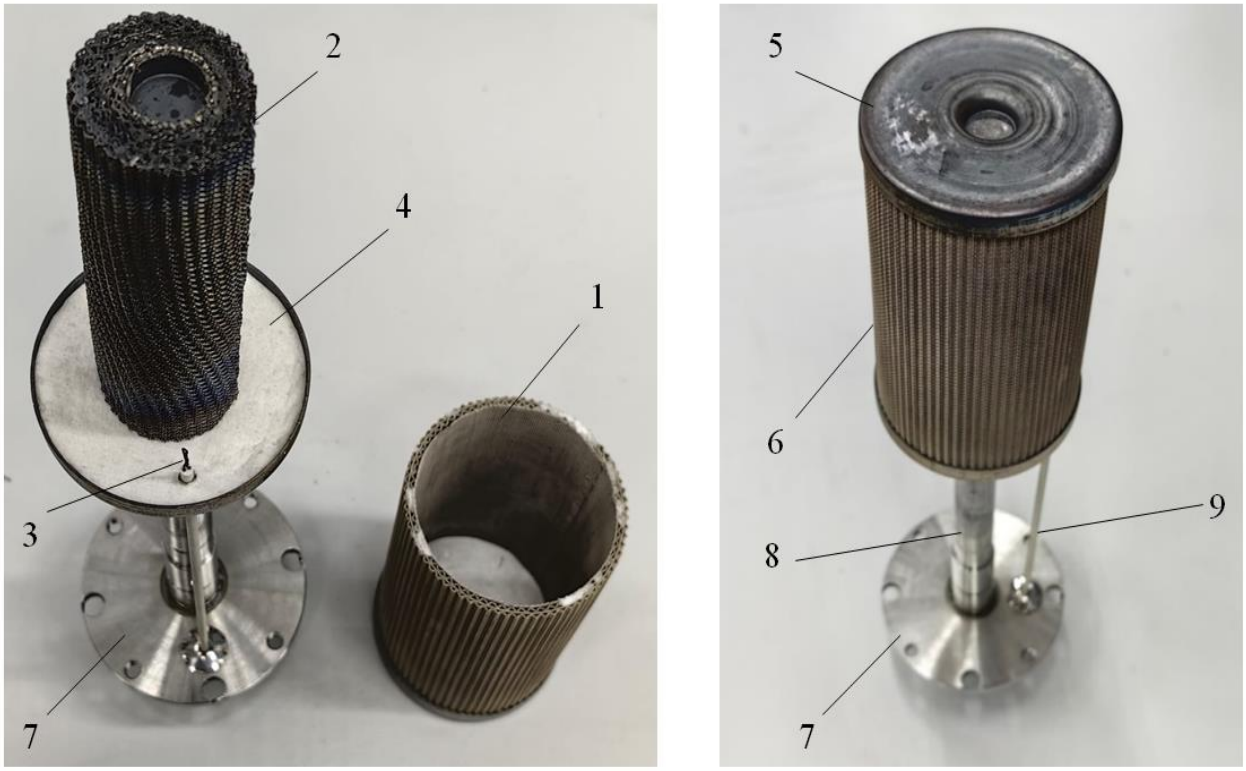
Рисунок 1 – Каталитический подогреватель газа серии Cata-Dyne (Канада): а – общий вид (ограждающие панели демонтированы); б – спиральный трубчатый теплообменник; в – каталитические панели [2]

а б

Рисунок 2 – Структура (а) и микроструктура (б) развитой поверхности подложки катализатора

На втором этапе была изготовлена цилиндрическая каталитическая горелка (рис. 3), ключевым элементом которой является двойная фехралевая сетка с катализатором (см. рисунок 3, позиция 1). Узел каталитического окисления метана выполнен в виде вертикального тонкостенного цилиндра, на внутренней поверхности которого расположен сетчатый катализатор, на внешней поверхности – защитная сетка из тугоплавкого металла. Запуск каталитической горелки осуществляется высоковольтным электрическим разрядом, формируемым с помощью пьезоэлемента.

а б



1 – катализатор; 2 – распределитель потока реакционной смеси; 3 – разрядник; 4 – нижняя крышка корпуса нагревателя с термостойкой изоляцией; 5 – верхняя крышка корпуса нагревателя; 6 – защитная сетка; 7 – фланец для крепления каталитической горелки; 8 – несущий патрубок с эжектором; 9 – керамический изолятор

Рисунок 3 – Каталитическая горелка с системой поджига с демонтированным узлом каталитического окисления топливного газа (а) и в сборе (б)

Рабочие моменты опытной апробации изготовленной каталитической горелки показаны на рисунке 4. В ходе проведенных испытаний было установлено, что минимальная температура поверхности устройства с обеспечением его стабильной работы достигается при расходе топливного газа 1,2 л/мин, при этом температура защитной сетки составляла 550 °С, генерируемая тепловая мощность – 750,0 Вт. Максимальная температура при испытаниях получена при расходе топливного газа 5 л/мин с достижением тепловой мощности 3,125 кВт и температуры на поверхности устройства 900 °С.

Визуальный контроль процесса каталитического окисления топливного газа показал следующее:

- на минимальном расходе (1,2 л/мин) свечение отсутствовало;
- при расходе 1,5 л/мин через защитную сетку были видны отдельные светящиеся полосы темно-оранжевого цвета;
- при расходе 2,0 л/мин наблюдалось устойчивое свечение катализатора через защитную сетку темно-оранжевым цветом (температура защитной сетки – 700 °С).
- при расходе 5,0 л/мин наблюдается свечение катализатора ярко-оранжевым цветом.

В результате проведенных исследований подтверждена возможность функционирования каталитической горелки при температурах, которые гораздо ниже, чем температура пламени при факельном сжигании природного газа (от 600 - 650 °С вместо 1100-1300 °С). При испытаниях использована топливная смесь, по составу соответствующая подготовленному природному газу, поставляемому по магистральным газопроводам ПАО «Газпром» [3], при этом отмечено, что наличие «тяжелых» компонентов, таких как пропан и бутан, способствует уменьшению минимальной температуры устойчивой работы устройства вплоть до 250-300 °С для пропан-бутановой смеси.

а б

в г

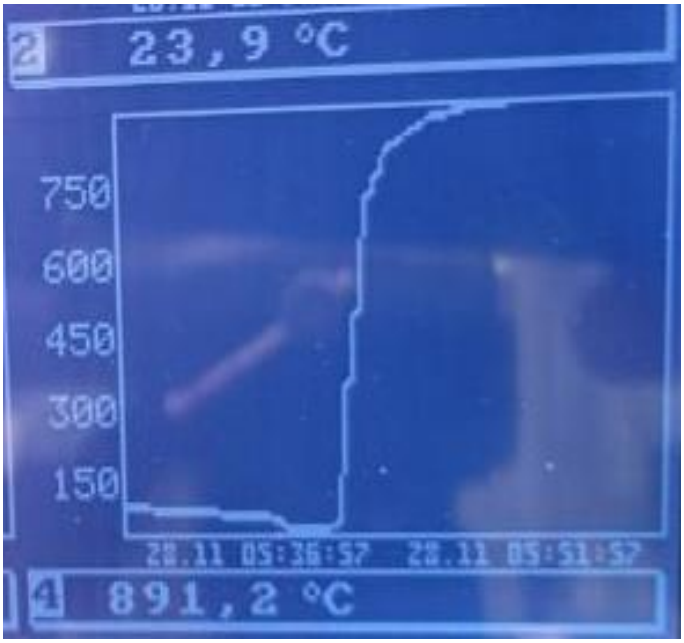
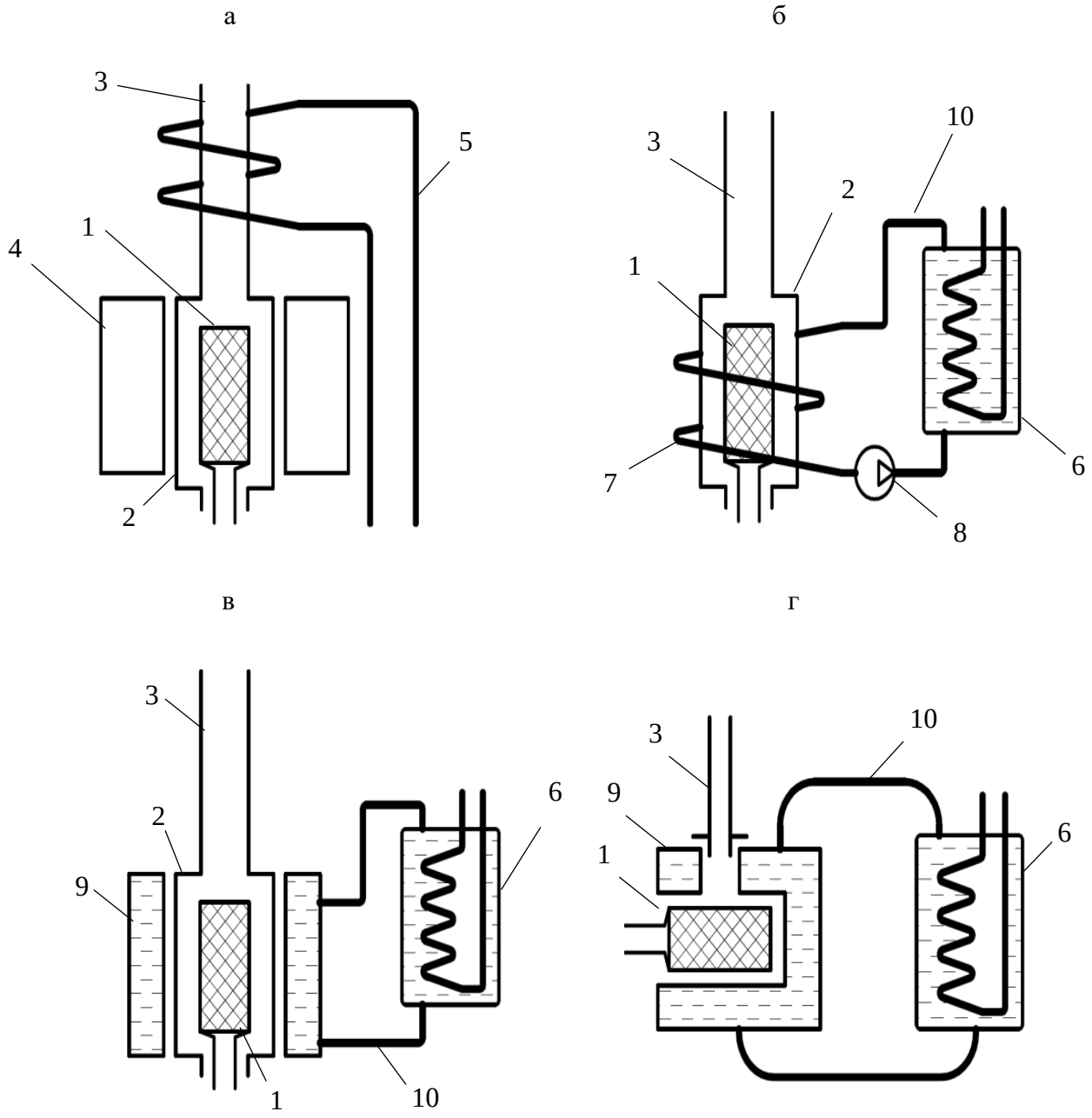


Рисунок 4 – Особенности работы каталитичсекой горелки
при выходной мощности 0,75 кВт (а, б) и 3,125 кВт (в, г)

Для представленной конструкции при расходе топливного газа до 1,5 л/мин гарантированно исключалась возможность воспламенения природного газа, попадающего в воздух технологического объема ГРС. Исследования подтвердили устойчивую работу горелки в широком диапазоне генерируемой мощности, в том числе с достижением безопасного функционирования при наличии в воздухе природного газа в концентрациях, достаточных для его воспламенения.

Принципиальные схемы каталитических подогревателей, которые могут быть изготовлены с использованием полученного каталитического реактора, реализующие принцип конвективного воздушного нагрева, а также с промежуточным теплоносителем, показаны на рисунке 5.



1 – каталитическая горелка; 2 – корпус; 3 – дымоход; 4 – воздушный радиатор; 5 – газовый теплообменник; 6 – газожидкостный теплообменник; 7 – теплообменник для нагрева промежуточного теплоносителя; 8 – насос; 9 – нагреваемый промежуточный теплоноситель; 10 – трубопроводы

Рисунок 5 – Варианты возможных технических решений каталитического подогревателя газа на ГРС конвективного нагрева (а), а также с промежуточным теплоносителем (б – г)

Библиографический список:

1. СТО Газпром 2–2.3–1122–2017. Газораспределительные станции. Правила эксплуатации. – Режим доступа: http://kodeks.vniigaz.gazprom.ru/docs/ (проверено 07.10.2025).
2. Электронный ресурс. Heatauthority: интернет-магазин теплоэнергетического оборудования. URL: https://heatauthority.com/products/cata-dyne%E2%84%A2-wx-infrared-gas-catalytic-heater. (дата обращения: 01.10.2025).
3. ГОСТ 5542–2022. Газ природный промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия. – Введ. 01.01.2023. – М.: Российский институт стандартизации, 2022. – 18 с.

УДК 622.691.4:551.345

Мобильное устройство сбора конденсата и влаги вертикального исполнения

Вавилов А. Ф., Никитин С. А.

ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта, Россия

Современные магистральные газопроводы представляют собой комплекс сложных инженерных сооружений, оснащенных различным технологическим оборудованием, автоматическими средствами управления, защиты и контроля.

Неотъемлемой частью магистральных газопроводов является трубопроводная арматура, безотказная работа которой во многом способствует повышению надежности эксплуатации газотранспортной системы в целом. Надежная и эффективная работа трубопроводной арматуры возможна только при соблюдении правил ее эксплуатации, в том числе, проводимых согласно требованиям СТО Газпром 2-2.3-385-2009 «Порядок проведения технического обслуживания и ремонта трубопроводной арматуры» [1].

Одним из видов работ сезонного обслуживания (ТО-2), выполняемого не реже двух раз в год, является удаление конденсата и влаги при продувке зашаровой полости через дренажный узел шарового крана.

Способ удаления конденсата и влаги при продувке зашаровой полости через дренажный узел шарового крана, регламентированный заводами-изготовителями, без использования дополнительного оборудования предусматривает операции, при которых осуществляется выброс газа, содержащего конденсат и влагу в окружающую среду и на расположенные вблизи рабочей зоны технические устройства, что несет риски негативного воздействия на экологию, состояние эксплуатируемого оборудования и безопасность персонала.

Рисунок 1 – Работы по удалению конденсата и влаги при продувке зашаровой полости через дренажный узел шарового крана без использования дополнительного оборудования

ООО «Газпром трансгаз Ухта» совместно с ООО ПП «Мехмаш» (г. Тула) разработали опытный образец мобильного устройства сбора конденсата и влаги вертикального исполнения, который прошел в 2024 – 2025 годах эксплуатационные испытания в реальных условиях на базе Сосногорского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта». По результатам испытания подтвердилась возможность эффективного использования данного оборудования при проведении сезонного обслуживания (ТО-2) на шаровых кранах, а также обеспечение надежности и безопасности производства работ.

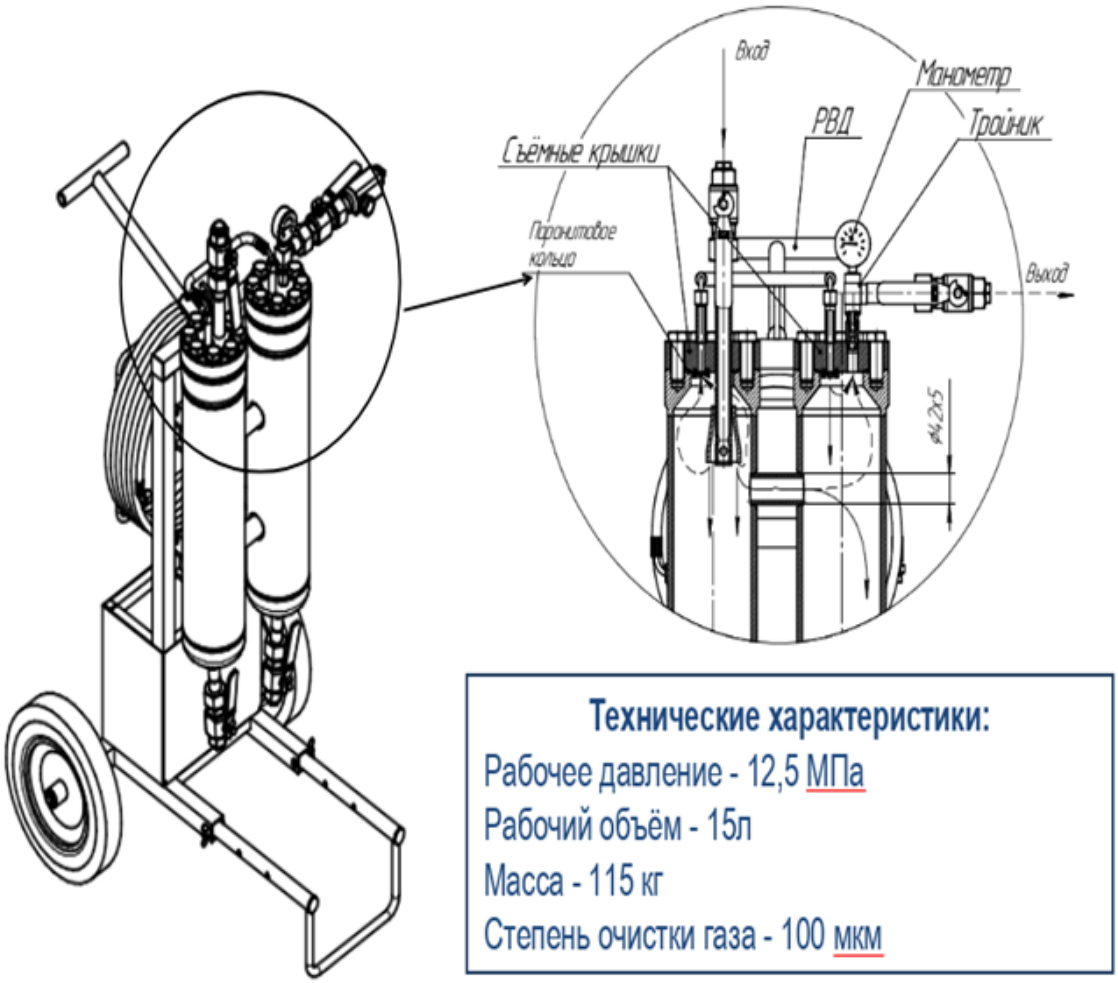


Рисунок 2 – Мобильное устройство сбора конденсата и влаги вертикального исполнения (МУСК и ВВ)

Работа по удалению конденсата и влаги при продувке зашаровой полости через дренажный узел шарового крана с использованием МУСК и ВВ заключается следующим образом:

МУСК и ВВ подключается рукавом высокого давления к дренажному шаровому крану трубопроводной арматуры, на которой проводится операция по очистке зашаровой полости, шаровой кран дренажного трубопровода устанавливается в положение «открыто». Шаровой кран, расположенный на входе в ёмкость осушения мобильного устройства, устанавливается в положение «открыто», при этом выходной кран из установки находится в положении «закрыто». В это время в установку начинает поступать газ, а также, при наличии жидкости с механическими примесями. Манометр, находящийся перед выходным шаровым краном, фиксирует увеличение давления в устройстве. После уравнивания давления в установке шаровой кран, расположенный на выходе из ёмкости осушения мобильного устройства, открывается. Газ поступает в устройство, где последовательно разделяется на очищенный газ, жидкость и механические примеси в специальных сепараторных баллонах (ёмкостях). Очищенный газ выходит через выходной кран устройства, а отделённая жидкость и механические примеси осаждаются в нижних частях специальных сепараторных баллонах.

При заполнении ёмкостей осушения мобильного устройства краны, расположенные на входе и выходе из ёмкости осушения, а также кран дренажного трубопровода арматуры закрываются, выполняется стравливание газа из устройства. Слив конденсата и влаги в специальную ёмкость с целью дальнейшей утилизации производится через шаровые краны, расположенные внизу ёмкости осушения мобильного устройства.

Рисунок 3 – Работы по удалению конденсата и влаги при продувке зашаровой полости через дренажный узел шарового крана с использованием мобильного устройства сбора конденсата и влаги вертикального исполнения

При необходимости операция выполняется повторно до полного удаления конденсата и влаги из зашаровой полости через дренажный узел шарового крана.

При использовании мобильного устройства сбора конденсата и влаги вертикального исполнения полностью исключается возможность загрязнения почвы/поверхности на крановых узлах и прилегающих к ним территориях при выполнении регламентных работ по стравливанию транспортируемого газа из полости шарового крана через дренажную линию.

Библиографический список:

1. СТО Газпром 2-2.3-385-2009. Порядок проведения технического обслуживания и ремонта трубопроводной арматуры». – М.: ООО «НИИгазэкономика», 2009. – 32 с.
2. Пат. 2700055 Российская Федерация, МПК B01D 45/00. Способ удаления конденсата из зашаровой полости трубопроводной арматуры и устройство для его осуществления / С. А. Дьяков, В.В. Рочев; патентообладатель: ООО «Газпром трансгаз Ухта». – №2018118130; заявл. 17.05.2018, опубл. 12.09.2019, Бюл. № 26.
3. Пат. 236165 Российская федерация, МПК B01D 45/00. Мобильное устройство сбора конденсата и влаги вертикального исполнения/ А. С. Кайдаш, В. В. Попов, А. Ф. Вавилов, Е. М. Лаптев, Д. В. Афоничев, А. И. Сенотов, А. Н. Кучин; патентообладатели: ООО «Газпром трансгаз Ухта», ООО ПП «Мехмаш». – № 2025110194; заявл. 22.04.2025, опубл. 29.07.2025, Бюл. № 22.

УДК 624.138.9

Повышение несущей способности основания кранового узла, эксплуатируемого в криолитозоне

Кудров С. И., Шарыгин В. М.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Значительное количество объектов нефтегазового комплекса, расположено в условиях сплошного и островного распространения многолетнемерзлых грунтов (ММГ), где возникают непредсказуемые последствия из-за геокриологических процессов при эксплуатации линейной части магистральных газопроводов, а также площадных объектов.

Важнейшими нормативно-техническими требованиями остаются обеспечение надежной, безаварийной и безопасной эксплуатации, что создает необходимость в повышении несущей способности фундаментов сооружений.

В работе проведен анализ методов повышения несущей способности фундаментов крановых узлов (КУ), эксплуатируемых в криолитозоне с целью определения наиболее эффективных мероприятий инженерной защиты для оснований фундаментов КУ, исходя из особенностей грунтовых условий и эксплуатации магистрального газопровода в условиях криолитозоны России.

Криолитозона – верхний слой земной коры, характеризующийся отрицательной температурой пород и почв и наличием или возможностью существования подземных льдов, она занимает 11 млн кв км или 65 % территории России.

Структурная и функциональная организация северных ландшафтов определяется характеристиками их криогенной составляющей – температурой и льдистостью мерзлых пород, глубиной сезонного протаивания, свойствами защитного слоя растительности, определяющих развитие криогенных процессов: термокарста, термоэрозии, солифлюкции, пучения и др., связанных с фазовыми переходами воды.

Мерзлотная дифференциация криолитозоны России (по характеру площадного распространения мерзлоты включает в себя следующую классификацию, представленную на рисунке 1, которая включает в себя площадь сплошной мерзлоты – 49 %, прерывистой – 22 %, массивно-островной – 17 %, островной – 12 % [1].

Одной из главных причин высокой аварийности сооружений в данных условиях являются криогенные процессы летнего периода: термокарст, термоэрозия, термоабразия, солифлюкция, подвижка курумов, а зимой – пучение, наледеобразование, морозобойное растрескивание [2].

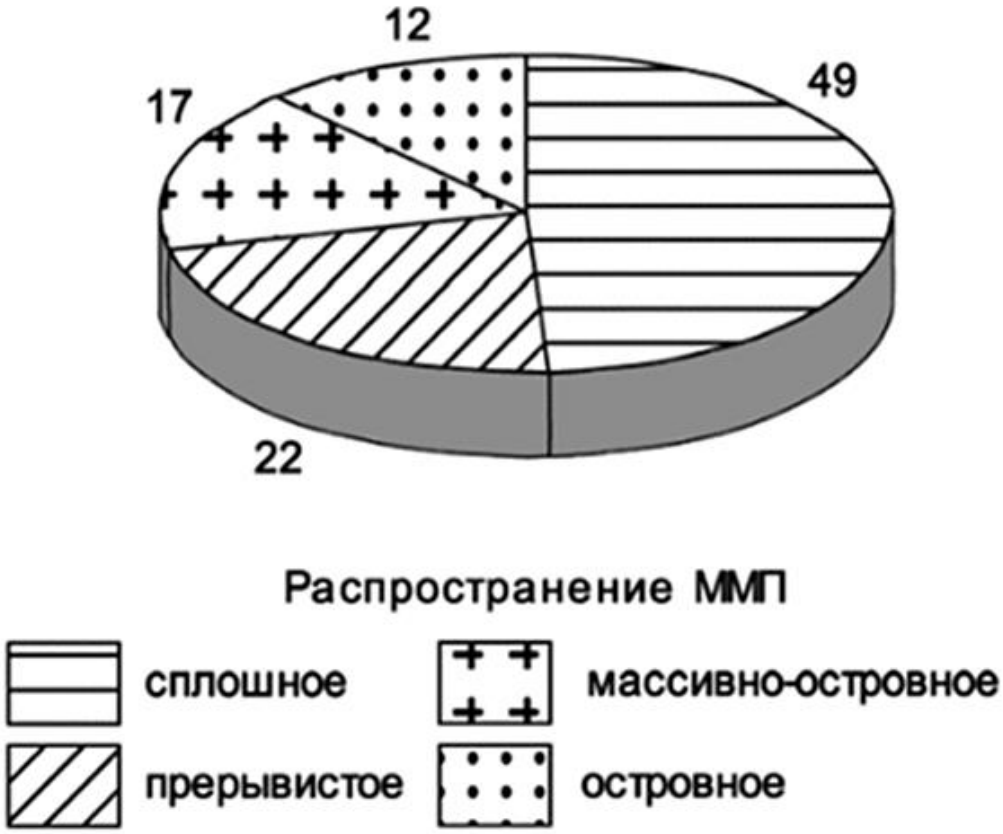


Рисунок 1 – Мерзлотная дифференциация площади криолитозоны России, %

Одним из масшиабных проектов, эксплуатируемом в условиях криолитозоны является система магистральных газопроводов (СМГ) «Бованенково-Ухта», выполненная в подземном исполнении. Исследуя статистику геотехнического мониторинга на СМГ «Бованенково-Ухта» (рис. 2) установлено, что основная часть сооружений, находится в зоне распространения ММГ.

Судя по количеству потенциально нестабильных участков СМГ «Бованенкого – Ухта» можно сделать вывод о том, что эксплуатация объектов ГТС сопряжена с рисками возникновения аварийных ситуаций ввиду нестабильности грунтов оснований, поэтому данный участок принят как объект исследования. Особую роль здесь играет влияние криогенных процессов на площадки крановых узлов, имеющие непроектные смещения (рис. 3), вследсвие воздействия сезонно-талых грунтовых процессов.

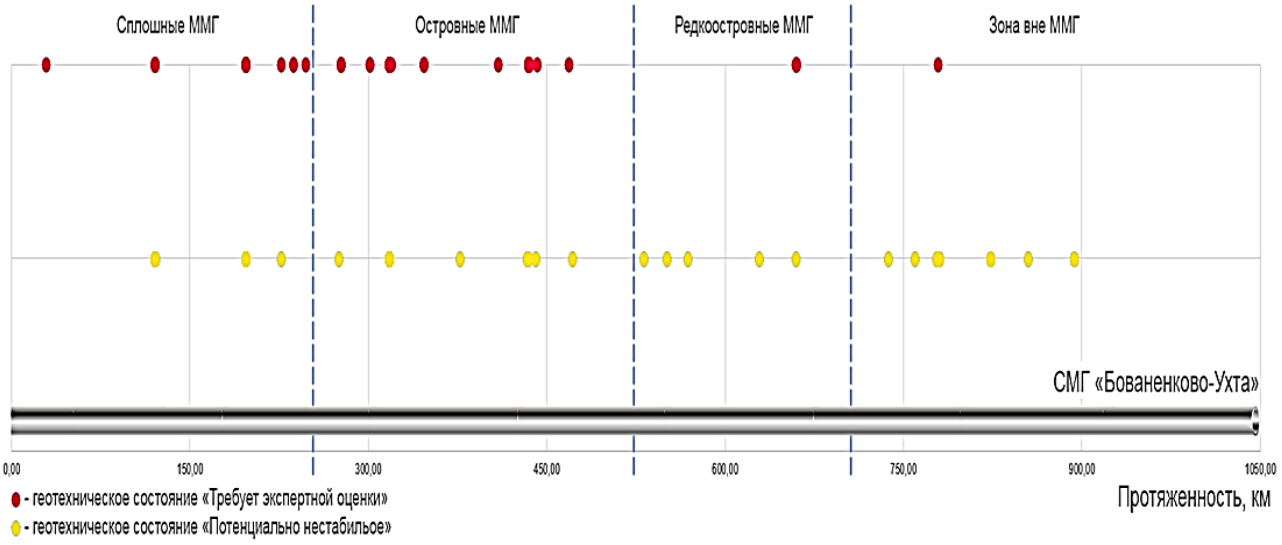


Рисунок 2 – Статистика геотехнического мониторинга на СМГ «Бованенкого – Ухта»

Рисунок 3 – Деформации кранового узла от ММП при подземной прокладке

Исследование мероприятий инженерной защиты грунтов оснований сооружений магистральных газопроводов (МГ) и площадок КУ, позволяет выделить 2 группы методов (рис. 4), уменьшающих тепловое влияние на грунт и уменьшающие деформации на сооружение [3].

При проведении технико-экономическое сравнение традиционных вариантов технических решений инженерной защиты установлено, что анализируемые варианты не обладают достаточной степенью повышения несущей способности, чему свидетельствует опыт их применения с потерей проектного положения объектов на участках ММГ.

Рисунок 4 – Способы инженерной защиты трубопровода и поддержания грунтов в мерзлом состоянии на участках прокладки

Основываясь на опыте эксплуатации нефтегазовых объектов в условиях криолитозоны, установлено, что перспективным способом инженерной защиты грунтов оснований зданий и сооружений является термостабилизауция с использованием сезонно-охлаждающих устройств-термостабилизаторов (СОУ), которые представляют собой трубчатый бескомпрессорный холодильный агрегат, использующий естественные конвекционные свойства хладагента при наличии градиента температур между слоем многолетнемерзлых грунтов и наружным воздухом. Термостабилизация грунта является наиболее эффективной с точки зрения глубины промерзания и сохранения отрицательной температуры грунта.

Хладагент в при низких температурах воздуха конденсируется в ребристом радиаторе-конденсаторе, расположенном в верхней части термостабилизатора, затем естественным путем стекает в нижнюю испарительную часть , где отбирает теплоту грунта, охлаждая его ниже температуры замерзания, и одновременно испаряясь попадает в верхнюю часть СОУ.

В работе был проведён сравнительный анализ эффективности замораживания различных типов термостабилизаторов путём расчёта зоны промерзания, для которого были выбраны охлаждающие устройства производственных компаний: ООО «Ньюфрост», ООО «Проектстабилизатор», ООО «Таис-С», ОАО «Фундаментпроект», ООО «ИнжГеоСервис-Норд», ООО НПО «Фундаментстройаркос», ООО НПО «Полюс», ООО НПО «Север», ЗАО «Интер Хит Пайп». Сравнение термостабилизаторов производилось путем расчета радиусов замораживания грунта для площадки кранного узла №21 и №22 МГ «Бованенково- Ухта II» (2 нитка на 440,5 – 441,9 км).

Опираясь на результаты расчётов зоны промерзания термостабилизатора, предлагается использовать СОУ фирмы ООО НПО «Фундаментстройаркос» марки ТК32/10,0.М5-03 ввиду наибольшего радиуса замораживания. Данный тип охлаждающего устройства является предпочтительным, в связи с простотой монтажа, высокой надежностью, длительным сроком службы (не менее 30 лет) и эффективностью понижения температуры грунтовых оснований. Довольно перспективным может стать отказ от строго вертикальной установки термостабилизаторов относительно грунта, поэтому предлагается устанавливать их под наклоном в 15° от вертикали, в виду еще более широкого ореола промораживания грунтов оснований фундаментов площадки КУ.

Библиографический список:

1. Осадчая, Г. Г. Мерзлотно-ландшафтная дифференциация Большеземельской тундры: современное состояние и использование при освоении : дис. докт. геогр. наук: 25.00.31 / Осадчая Галина Григорьевна.- Москва, 2016.- 318 с;
2. Марахтанов, В. П. Оптимизация размещения проектируемых магистральных газопроводов на севере Западной Сибири с учетом ландшафтных особенностей территории / В. П. Марахтанов // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2015. Том 47. № 1. С 12-15.;
3. СТО Газпром 2-2.3-435-2010. Проектирование оснований, фундаментов, инженерной защиты и мониторинга объектов ОАО Газпром в условиях Крайнего Севера.

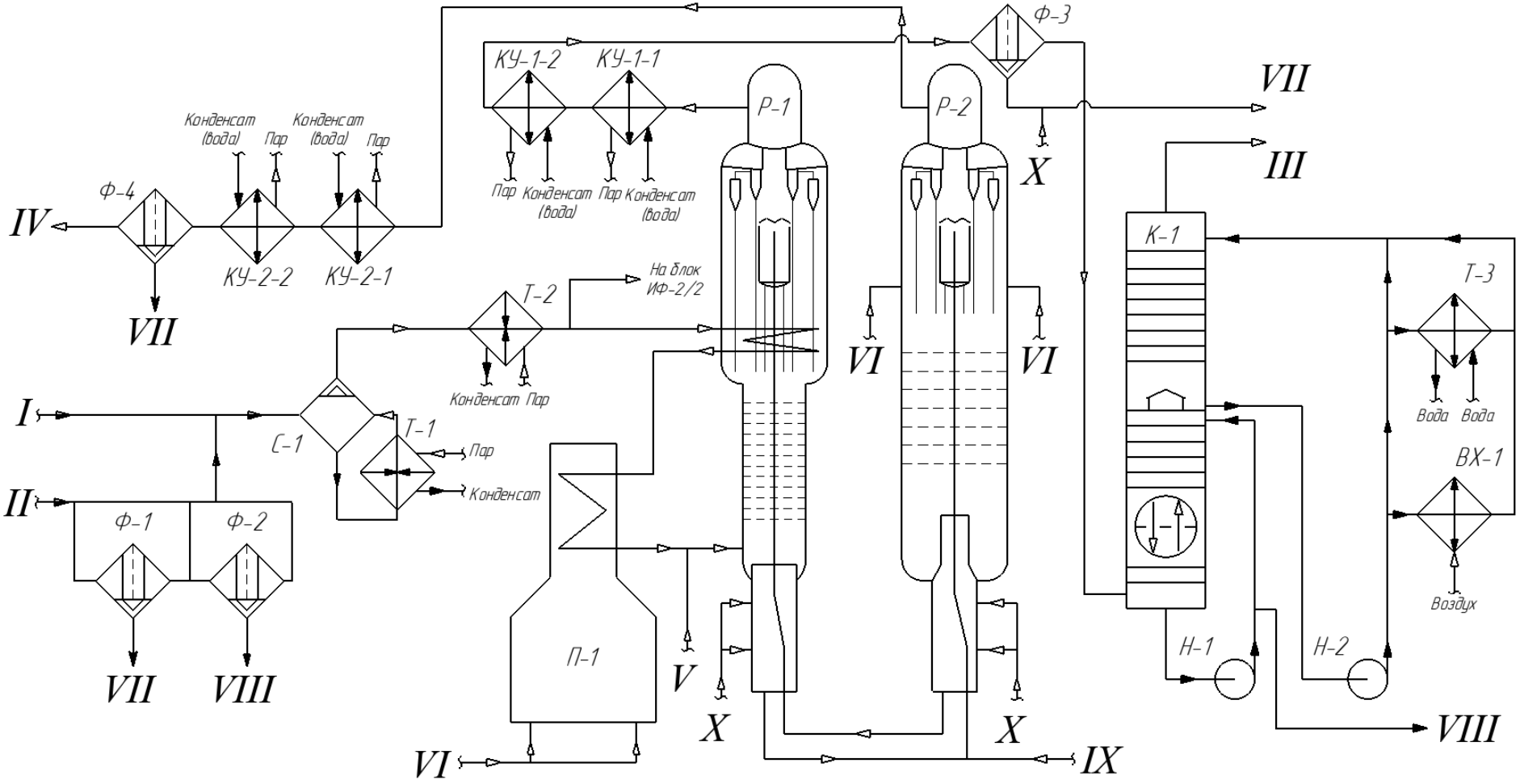
УДК 66.094.258.097

Применение реакторов со стационарным слоем катализатора в процессе дегидрирования изобутана

Коровкин С. Э., Землянский Е. О.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Изобутилен является одним из важнейших полупродуктов нефтехимии, которой используют для производства октаноповышающих добавок (МТБЭ, ЭТБЭ) и синтетических каучуков. Согласно действующим стратегиям развития энергетического комплекса и нефтехимии [1, 2], прогнозируется рост производства и потребления синтетических каучуков в количествах, превышающих существующую динамику. Поэтому одним из ключевых направлений является совершенствование процессов получения изобутилена.



Р-1 – реактор; Р-2 – регенератор; П-1 – печь; К-1 – колонна-скруббер; Н-1, Н-2 – насосы; С-1 – сепаратор; Т-1 – испаритель; Т-2,3 – теплообменник; ВХ-1 – аппарат воздушного охлаждения; КУ-1-1,2 – котел-утилизатор тепла контактного газа; КУ-2-1,2 – котел-утилизатор тепла газов регенерации; Ф-1,2 – фильтр; Ф-3 – циклонный фильтр; Ф-4 электрофильтр

Потоки: *I* – свежий изобутан; *II* – изобутан-рецикл; *III* – контактный газ; *IV* – газы регенерации; *V* – диметилдисульфид; *VI* – топливный газ; *VII* – шлам (частицы катализатора); *VIII* – химзагрязненная вода; *IX* – воздух; *X* – азот

Рисунок 1 – Принципиально-технологическая схема установки дегидрирования изобутана

Основным способом получения изобутилена в России является дегидрирование изобутановой фракции в присутствии кипящего слоя микросферического катализатора, разработанного компанией ОАО НИИ «Ярсинтез». В качестве примера рассмотрим установку дегидрирования изобутана на производстве «ЗапСибНефтехим» [3].

Изобутановая фракция из парка приема, хранения, отгрузки сырья и готовой продукции перед подачей в сепаратор С-1 смешивается с изобутановой фракцией, приходящей на рецикл. Далее шихта нагревается до температуры 570 ℃ и подается в реактор Р-1.

В реакторе при температуре 570 ℃ и давлении 0,035 МПа происходит реакция получения изобутилена из изобутана в присутствии катализатора на оксиде трехвалентного хрома в режиме псевдоожиженного соля. Внутри реактора установлены секционирующие решетки, на который распределен катализатор, что позволяет повысить выход изобутилена примерно в 2 раза. После контакта сырья с катализатором получают контактный газ с содержанием изобутилена не менее 35 % масс. После прохождения реактора контактный газ охлаждается в последовательно установленных двух котлах-утилизаторах КУ-1-1,2 до температуры 250 ℃ с помощью испарения водяного конденсата.

Скруббер К-1 является последней стадией очистки контактного газа от катализатора перед установкой газоразделения БК-3. Контактный газ подается в нижнюю часть скруббера, где он двигается противоточно подаваемой сверху воде через решетчатые тарелки провального типа. Скруббер разделен полуглухой тарелкой на две секции.

Отработанный катализатор из реактора Р-1 с помощью азота и воздуха транспортируется в регенератор Р-2.

В регенераторе Р-2 происходит восстановление катализатора, а именно выжигание с его поверхности кокса и восстановление шестивалентного хрома до трехвалентного.

Катализатор из распределительного стакана регенератора Р-2 попадает на секционированные решетки. На верхних решетках происходит выжигание кокса с поверхности катализатора с помощью подачи в регенератор топливного газа. На нижних решетках происходит восстановление шестивалентного хрома до трехвалентного при температуре до 650 ℃ и давлении до 0,04 МПа. Регенерированный катализатор с помощью азота подается на распределительный стакан реактора Р-1.

Отметим достоинства и недостатки данной технологии:

Достоинства:

1) Повышенный выход олефинов за счет распределения катализатора в кипящем слое;

2) Высокая производительность реактора в сравнении с использованием стационарного слоя катализатора;

3) Постоянное восстановление активности катализатора.

Недостатки:

1) Высокий выход кокса, что приводит к загрязнению реакционного пространства, снижению эффективности теплообмена в котлах-утилизаторах и т.д;

2) Эрозийное воздействие катализатора на стенки аппаратов, что приводит к частым остановам и высоким затратам на ремонт;

3) Использование большего количества катализатора, чем необходимо для реакции, для обеспечения циркуляции между реактором и регенератором;

4) Сложное аппаратурное оформление процесса;

5) Постоянное использование азота и топливного газа для транспорта и регенерации катализатора;

6) Унос катализатора контактным и дымовым газом обуславливает использование дополнительных средств для его улавливания, осушки и восстановления (электрофильтры, циклоны, скрубберы);

7) Дополнительные нагрузки на очистку воды от катализатора вследствие его токсичности

Недостатки гетерогенного каталитического процесса в кипящем слое катализатора частично решает вариант с использованием стационарного слоя. Из существенных

приемуществ использования реакторов со стационарным слоем можно выделить снижение коксообразования и эрозийного воздействия, что позволит проводить дегидрирование олефинов в более благоприятных для образования продуктов реакции условиях – повышенных температурах и низких давлениях (в т.ч. вакуум).

Стоит отметить, что для катализаторов с тождественными параметрами выхода олефинов и при одинаковых технологических параметрах проведения процесса использование стационарного слоя менее эффективно, так как: снижается площадь контакта среды с поверхностью катализатора; со временем эффективность катализатора падает, что требует его восстановления или замены; слой катализатора прогревается неравномерно, что снижает эффективность реакции.

Для наиболее эффективного использования гетерогенных систем со стационарным слоем катализатора необходимо совершенствование каталитических систем.

В мировой практике наиболее распространены процессы дегидрирования изобутилена в стационарном слое. Согласно источникам [4,5], наибольшее распространение получили процессы дегидрирования изобутана в стационарном слое катализатора «*Catofin*», «*Oleflex*», «*STAR*».

Процесс «*Catofin*» проводят на стационарном слое алюмохоромового катализатора, при этом работа реакторов циклична: один реактор находится в процессе дегидрирования, остальные – на регенерации катализатора.

Процесс «*Oleflex*» проводят в движущимся слое платиносодержащего катализатора в реакторах с последовательным расположением. Между реакторами предусмотрен подогрев реакционной смеси, что, с учетом эндотермической реакции дегидрирования изобутилена, положительно сказывается на выходе целевых компонентов.

Процесс «*STAR*» проводят в двух последовательных реакторах: трубчатом реакторе в слое катализатора с содержанием платины и реакторе окисления. Окислительное дегидрирование, согласно источнику [6], является наиболее экономичным, так как вследствие смещения равновесия реакции в сторону образования продуктов повышается выход целевых компонентов.

В таблице 1 представлено сравнение хромсодержащих катализаторов на оксиде алюминия для дегидрирования низших парафинов $C_3 – C_5$ по данным источников [4,7-9]:

Таблица 1 – Сравнительная характеристика катализаторов дегидрирования изобутана

Показатель	ИМ-2201	КДМ	*Catofin* 300	Патент 1	Патент 2	Патент 3
Тип реактора	Кипящий слой	Кипящий слой	Стационарный слой	Стационарный слой	Стационарный слой	Стационарный слой
Температура	570-590	520-610	537-593	537-593	590	590
Конверсия	-	-	64,8%, масс.	56,4%, масс.	75,4%, масс.	70,1%, масс.
Селективность	85%, масс.	86%, масс.	88,2%, масс.	93,5%, масс.	94,3%, мол.	90,6%, масс.
Выход олефинов	31%, масс.	Не менее 47%, масс.	57,2%, масс.	52,7%, масс.	71,1%, мол.	-

При дальнейшем проектировании следует учитывать, что выход олефинов будет меньшим при промышленной эксплуатации установки.

Подробно рассмотрим катализатор по патенту [7]. Основным достоинством катализатора авторы выделяют повышенную стойкость катализатора к коксовым отложениям в процессе дегидрирования в сравнении с катализатором *Catofin* 300. Авторами данного патента в статье [10] отмечается, что полученный катализатор незначительно дезактивируется в течение 60 минут, в то время как катализатор *Catofin* 300 в промышленном процессе дезактивируется в течение 12 минут. На основании патентных данных [7] приведем графическое отображение активности катализатора по времени на рисунке 2.

Согласно графику, за 120 минут дегидрирования выход непредельных углеводородов составляет не менее 40 % масс, что сопоставимо с выходом изобутилена в процессе дегидрирования в кипящем слое катализатора. В сравнении с процессом «*Catofin*» за счет увеличения времени дегидрирования увеличивается общее время цикла, что способствует повышению надежности реакторов.

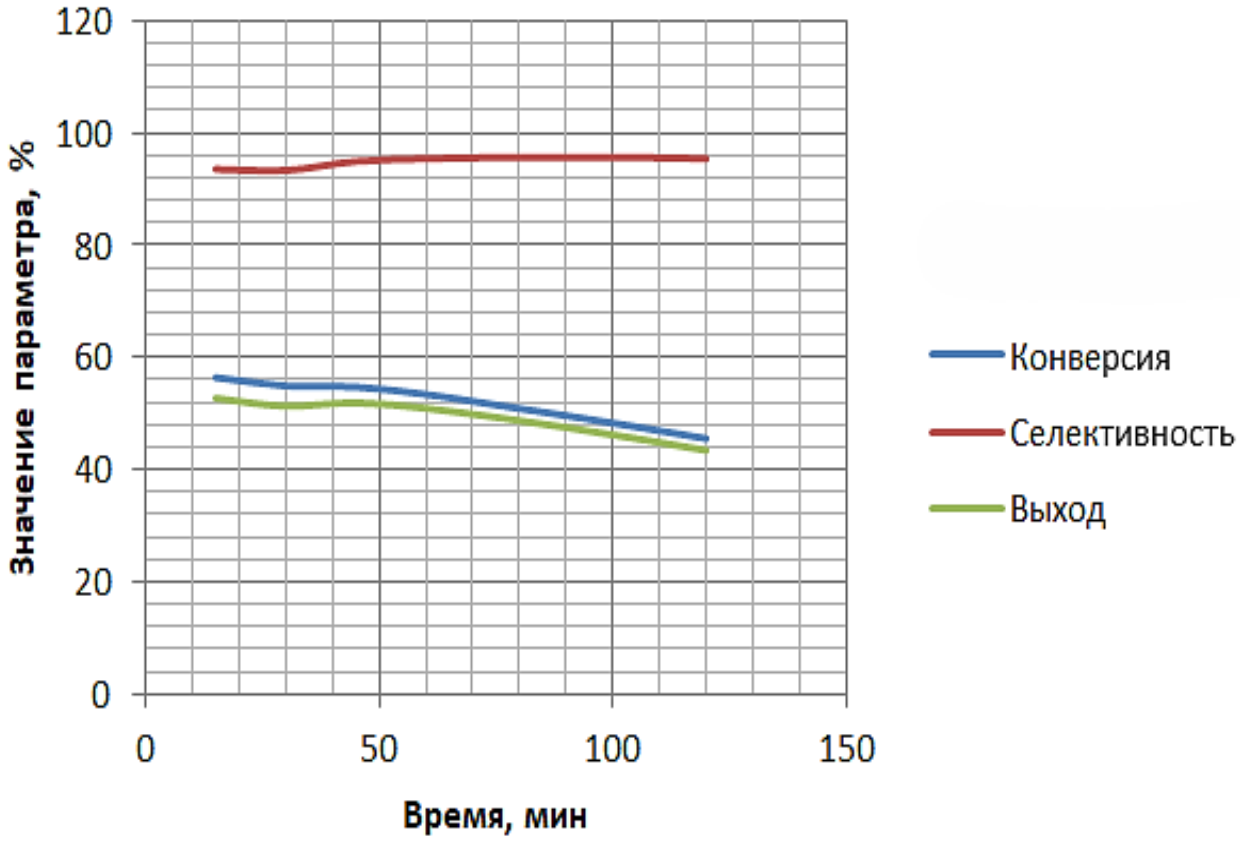
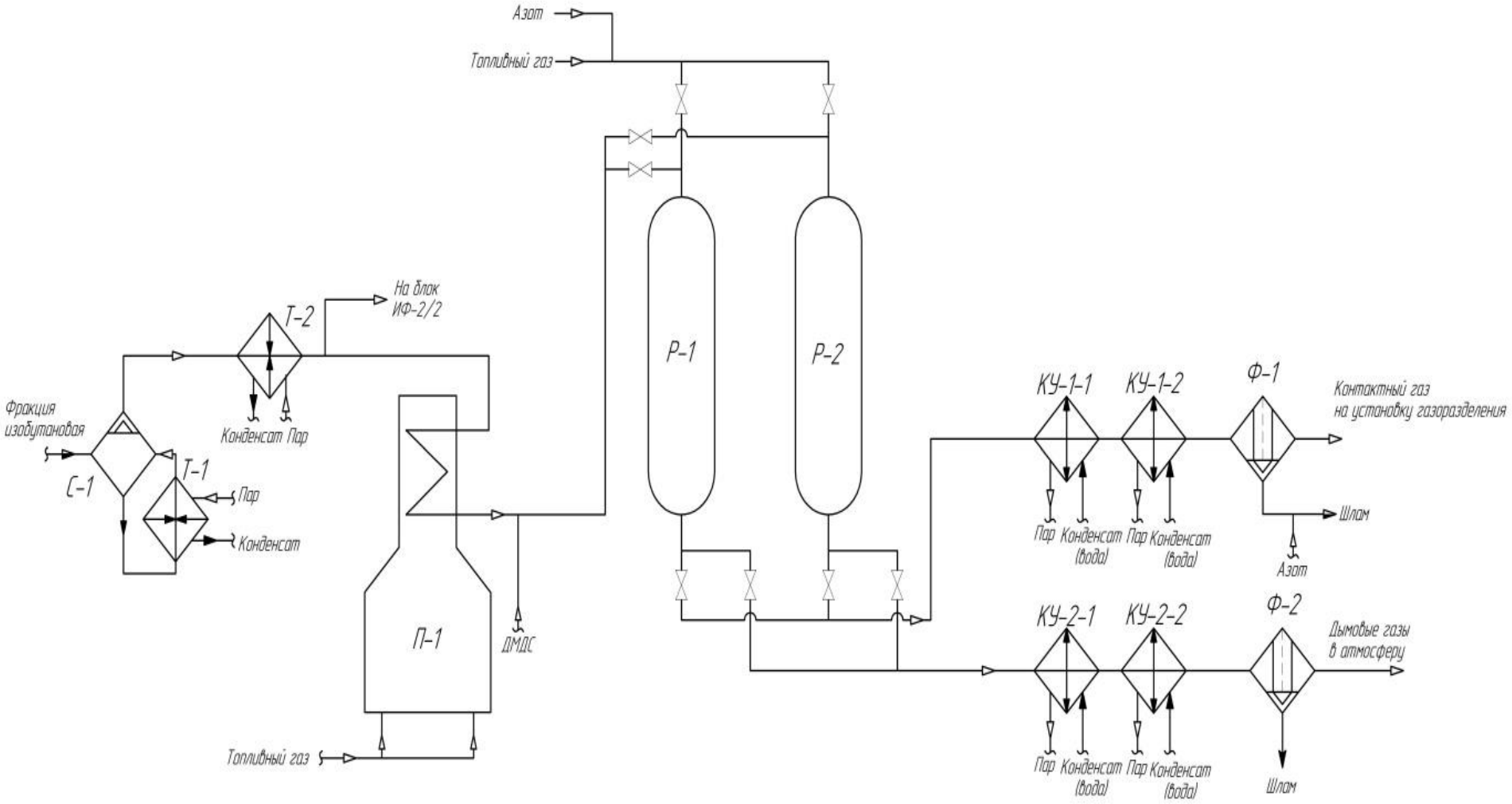


Рисунок 2 – Активность выбранного для промышленного процесса катализатора дегидрирования

Также одним из критериев выбора процесса дегидрирования в стационарном слое является возможность модернизации процесса с применением мембранно-каталитических систем. Авторы статьи [5] отмечают, что испытания мембранно-каталитических систем в процессе «*Catofin*» позволило добиться улучшения технико-экономических показателей процесса. Согласно приведенной в статье [11] информации, мембранно-каталитические системы позволят увеличить выход олефинов при дегидрировании за счет вывода из зоны реакции водорода с помощью мембран. На сегодняшний день проблема мембранно-каталитических систем остается открытой, так как применение мембран сопряжено с изменением состава каталитической системы в реакторе, что требует дополнительных исследований.

На рисунке 3 приведена технологическая схема и ее описание при варианте осуществления процесса в стационарном слое катализатора при техническом перевооружении производства дегидрирования изобутана «ЗапСибНефтехим» с опорой на технологию «*Catofin*».



Р-1,2 – реактор; П-1 – печь; С-1 – сепаратор; Т-1 – испаритель; Т-2 – теплообменник; КУ-1-1,2 – котел-утилизатор тепла контактного газа; КУ-2-1,2 – котел-утилизатор тепла газов регенерации; Ф-1 – циклонный фильтр; Ф-2 – электрофильтр

Рисунок 3 – Технологическая схема с вариантом дегидрирования изобутана в стационарном слое катализатора

Основным отличием предлагаемого процесса является применение реакторов со стационарным слоем катализатора с циклом 120 минут, 60 из которых составляет дегидрирование. При этом один из реакторов находится в процессе регенерации катализатора. Основными достоинствами прилагаемого процесса являются:

1) сравнительно высокий выход олефинов;

2) отсутствие (минимизация) эрозийного износа реакторов и котлов-утилизаторов;

3) увеличение межремонтного пробега реакторного блока до двух лет;

4) отсутствие (минимизация) уноса катализатора;

5) возможность модернизации процесса с применением мембранно-каталитических систем.

Таким образом, представлен вариант реализации технологического процесса дегидрирования изобутана в стационарном слое катализатора. Основными преимуществами реализации данного процесса являются снижение операционных затрат, снижение выхода кокса, больший межрегенерационный пробег.

Библиографический список:

1. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года : утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р : 92 с. – Текст : непосредственный.

2. Стратегия развития химического и нефтехимического комплекса на период до 2030 года : утв. приказом Минпромторга России и Минэнего России от 8 апреля 2014 г. № 651/172 : 75 с. – Текст : непосредственный.

3. Технологический регламент на производство изобутилена дегидрированием изобутана установки дегидрирования изобутана (БК-2) [Текст] : ТР-ЗСНХ – 14 – 21: утв. Директор «технологическая эффективность» Кугаевский А. П. : 10.11.2021 : ввод в действие с 19.11.2021. – Тобольск : 2021. – 264 с. – Текст : непосредственный.

4. Майер, Э. А. Эффективная практика глубокой переработки газового сырья в химическую продукцию на предприятиях ПАО «СИБУР Холдлнг» и используемые технологические процессы / под ред. З. А. Майера. – 2-е изд., испр. и доп. – Томск: Издательский дом Томского государственного университета, 2015. – 476 с. – Текст : непосредственный.

5. Макарян, И. А. Промышленные процессы целевого каталитического дегидрирования пропана в пропилен / И. А. Макарян, М. И. Рудакова, В. И. Савченко. – Текст : непосредственный // Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология». – 2010. – № 1. – С. 67-81.

6. Тюряев, И. А. Теоритические основы получения бутадиена и изопрена методами дегидрирования / И. А. Тюряев. – Киев : Издательство «Наукова думка», 1973. – 272 с. – Текст : непосредственный.

7. Пат. 2627664 Российская Федерация, МПК *B*01*J*23/26 *B*01*J*21/04 *B*01*J*37/02 *C*07*C* 5/333. Катализатор дегидрирования легких парафиновых углеводородов и способ получения непредельных углеводородов с его использованием : № 2016144705 : заявл. 15.11.2016 : опубл. 09.08.2017 / Мамонтов Г. В., Бугурова Т. А., Магаев О. В., Мусич П. Г., Золотухина А. И., Мерк А. А. ; патентообладатель Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Национальный исследовательский Томский государственный университет" (ТГУ, НИ ТГУ). – Текст : непосредственный.

8. Пат. 2622035 Российская Федерация, МПК *B*01*J*23/26 *B*01*J*23/04 *B*01*J*21/04 *B*01*J*32/00 *C*01*F*7/42 *B*01*J*37/02 *C*07*C*5/333. Катализатор дегидрирования парафиновых углеводородов, способ его получения и способ дегидрирования углеводородов с использованием этого катализатора : № 2016118373 : заявл. 12.05.2016 : опубл. 09.06.2017 / Зыкова А. П., Бугрова Т. А., Мамонтов Г. В. ; патентообладатель Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Национальный исследовательский Томский государственный университет" (ТГУ, НИ ТГУ). – Текст : непосредственный.

9. Пат. 2731568 Российская Федерация, МПК *B*01*J*23/16 *B*01*J*21/02 *B*01*J*35/02 *C*07*C*5/32. Катализатор дегидрирования C_3 –C_5 парафиновых углеводородов в стационарном слое : № 2019144233 : заявл. 24.02.2019 : опубл. 04.09.2020 / Елохина Н. В., Гончарова Д. В., Яковина О. А., Седашкова А. В. ; патентообладатель Акционерное общество "Специальное конструкторско-технологическое бюро "Катализатор". – Текст : непосредственный.
10. Бугрова, Т. А. Дегидрирование изобутана в стационарном слое на стабильных к углеотложению алюмохромовых катализаторах / Т. А. Бугрова, Г. В. Мамонтов. – Текст : непосредственный // Журнал прикладной химии. – 2016. – Т. 89. – № 11. – С. 1422-1427.
11. Басов, Н. Л. Мембранный катализ в процессах дегидрирования и производства водорода / Н. Л. Басов, М. М. Ермилова, Н. В. Орехова, А. Б. Ярославцев. – Текст : непосредственный // Успехи химии. – 2013. – № 4. – С. 352-368.

УДК 66.067.52

Анализ эффективности и конструктивные особенности центробежного сепаратора для глубокой очистки нефтепродуктов / Analysis of Efficiency and Design Features of the Centrifugal Separator "CleanSpin" for Deep Purification of Oil Products

Курилова М. А., Страхов А. А., Рерих А. В. /
Kurilova M.A., Strakhov A. A., Rerikh A. V.
ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет», г.Ставрополь, Россия / FSAEI HE «North Caucasus Federal University», Stavropol, Russia

Аннотация. В статье представлены результаты разработки высокоэффективного центробежного сепаратора «CleanSpin» для очистки нефти и нефтепродуктов от механических примесей, воды и сернистых соединений. Принцип действия установки основан на сепарации в поле центробежных сил при давлении подачи 10 бар и частоте вращения ротора 10 000 об/мин. Приведены результаты расчетов основных параметров, в частности фактора разделения, достигающего приблизительно 11 000 g, что подтверждает высокий потенциал аппарата для разделения мелкодисперсных частиц. Разработана конструкторская документация и 3D-модель роторной группы. На основании проведенных расчетов прогнозируется эффективность удаления механических примесей на уровне 95–98 % для частиц крупнее 5 мкм, а также экономический эффект за счет снижения эксплуатационных расходов на 20–30 %.

Abstract. The article presents the results of the development of a high-efficiency centrifugal separator "CleanSpin" for the purification of oil and oil products from mechanical impurities, water and sulfur compounds. The operating principle of the unit is based on separation in a centrifugal force field at a feed pressure of 10 bar and a rotor speed of 10,000 rpm. The results of calculations of the main parameters, in particular the separation factor reaching approximately 11,000 g, are presented, confirming the high potential of the apparatus for separating fine particles. Design documentation and a 3D model of the rotor group have been developed. Based on the calculations, the efficiency of removing mechanical impurities is predicted to be 95–98% for particles larger than 5 μm, as well as an economic effect due to a reduction in operating costs by 20–30%.

Ключевые слова. Центробежный сепаратор, очистка нефти, механические примеси, вода, сернистые соединения, фактор разделения, «CleanSpin».

Keywords. Centrifugal separator, oil purification, mechanical impurities, water, sulfur compounds, separation factor, "CleanSpin".

Введение (Introduction).

Нефть и нефтепродукты, являясь ключевыми энергоносителями современной экономики, требуют глубокой очистки от нежелательных компонентов: механических примесей, пластовой воды и сернистых соединений [1]. Наличие этих примесей снижает товарную стоимость сырья, вызывает абразивный износ и коррозию оборудования, повышает эксплуатационные затраты [2]. Традиционные методы очистки, такие как гравитационное

отстаивание и фильтрация, зачастую неэффективны для удаления мелкодисперсных частиц и устойчивых эмульсий [3]. В этой связи актуальной задачей является разработка новых, более эффективных технологий. Одним из перспективных направлений является использование центробежных сил, позволяющих интенсифицировать процесс разделения фаз на несколько порядков [4]. Целью данной работы является разработка и обоснование параметров высокоэффективного центробежного сепаратора «CleanSpin».

Методы (Methods).

В основу работы сепаратора положен принцип центробежной сепарации. Аппарат представляет собой герметичный барабанный ротор, приводимый во вращение высокооборотистым приводом. Исходная жидкость под давлением 10 бар тангенциально подается в полость ротора, вращающегося со скоростью 10 000 об/мин. Ключевым расчетным параметром является фактор разделения (Fr), определяемый как отношение центробежного ускорения к ускорению свободного падения. Для ротора диаметром 0.2 м центробежное ускорение рассчитывалось по стандартной формуле, связывающей частоту вращения, диаметр и ускорение свободного падения. На основе полученных значений были спроектированы основные узлы аппарата (роторная группа, подшипниковый узел, система уплотнений) с использованием CAD-систем. Для материалов конструкции выбраны коррозионно-стойкие марки стали.

Результаты и обсуждения (Results and discussion).

На основании проведенных инженерных расчетов был спроектирован высокоэффективный центробежный сепаратор «CleanSpin». Ключевым расчётным параметром, определяющим эффективность сепарации, является фактор разделения (Fr). Для ротора диаметром 0,2 м, вращающегося с частотой 10 000 об/мин, было получено значение центробежного ускорения, составляющее приблизительно 11 000 g. Это на несколько порядков превышает ускорение свободного падения и свидетельствует о высокой потенциальной эффективности аппарата для разделения не только крупных, но и мелкодисперсных частиц размером менее 5–10 мкм, а также для разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий.

На рисунке 1 представлен общий вид сепаратора «CleanSpin». Конструкция выполнена в виде компактного моноблочного агрегата, включающего приводной модуль, корпус сепарационной камеры и систему патрубков для подвода исходной среды и отвода очищенного продукта и отделённых фаз. Такая компоновка обеспечивает удобство монтажа, обслуживания и интеграции в существующие технологические линии. Герметичный корпус, выполненный из коррозионно-стойкой стали, рассчитан на рабочее давление до 12 бар.

Для детальной проработки и верификации конструкции был создан комплекс 3D-моделей. Рисунок 2 демонстрирует 3D-модель ключевого компонента аппарата – роторной группы. Ротор представляет собой барабан сложной геометрии с внутренними каналами, обеспечивающими ламинарное движение потока и эффективное разделение фаз. Особое внимание при проектировании было уделено обеспечению прочности и динамической балансировки ротора при экстремальных скоростях вращения. Моделирование методом конечных элементов (FEA) подтвердило, что выбранные материалы (высокопрочные стали) и конструкция выдерживают возникающие механические и термические нагрузки.

На рисунке 3 показан вид аппарата в разрезе, наглядно иллюстрирующий внутреннюю компоновку и физический принцип работы. Исходная жидкость под давлением подается тангенциально в периферийную зону вращающегося барабана (1). Под действием центробежной силы происходит послойное разделение: наиболее тяжелые механические примеси (песок, окалина) отбрасываются к внешней стенке (2) и скапливаются в шламовом кармане. Фаза с промежуточной плотностью (вода, эмульсия, сернистые соединения) формирует концентрическое кольцо ближе к оси (3). Очищенный нефтепродукт как наименее плотная фаза занимает приосевую область и отводится через центральный патрубок (4). Такая многоступенчатая сепарация в одном аппарате обеспечивает высокую степень очистки.

Рисунок 1 – Общий вид сепаратора CleanSpin. Компактная моноблочная конструкция, включающая привод, сепарационную камеру и систему патрубков

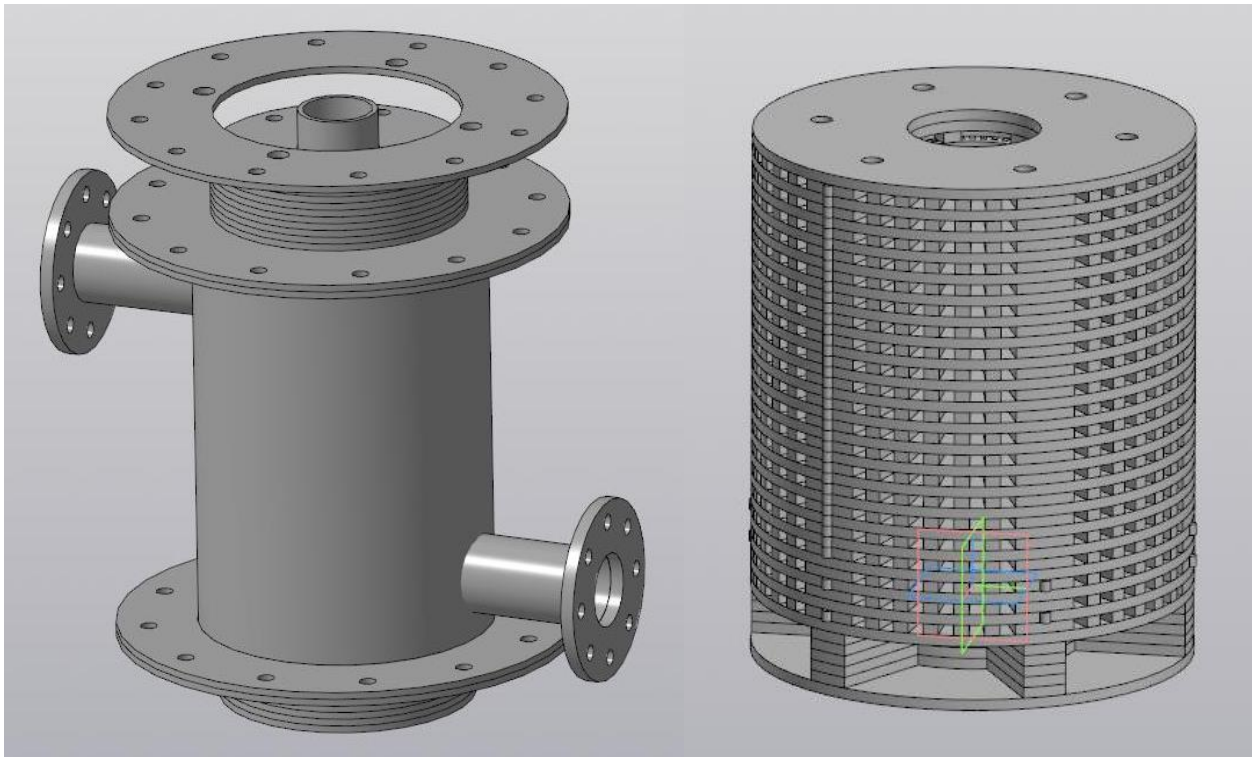


Рисунок 2 – 3D-модель ключевого компонента сепаратора (роторная группа)

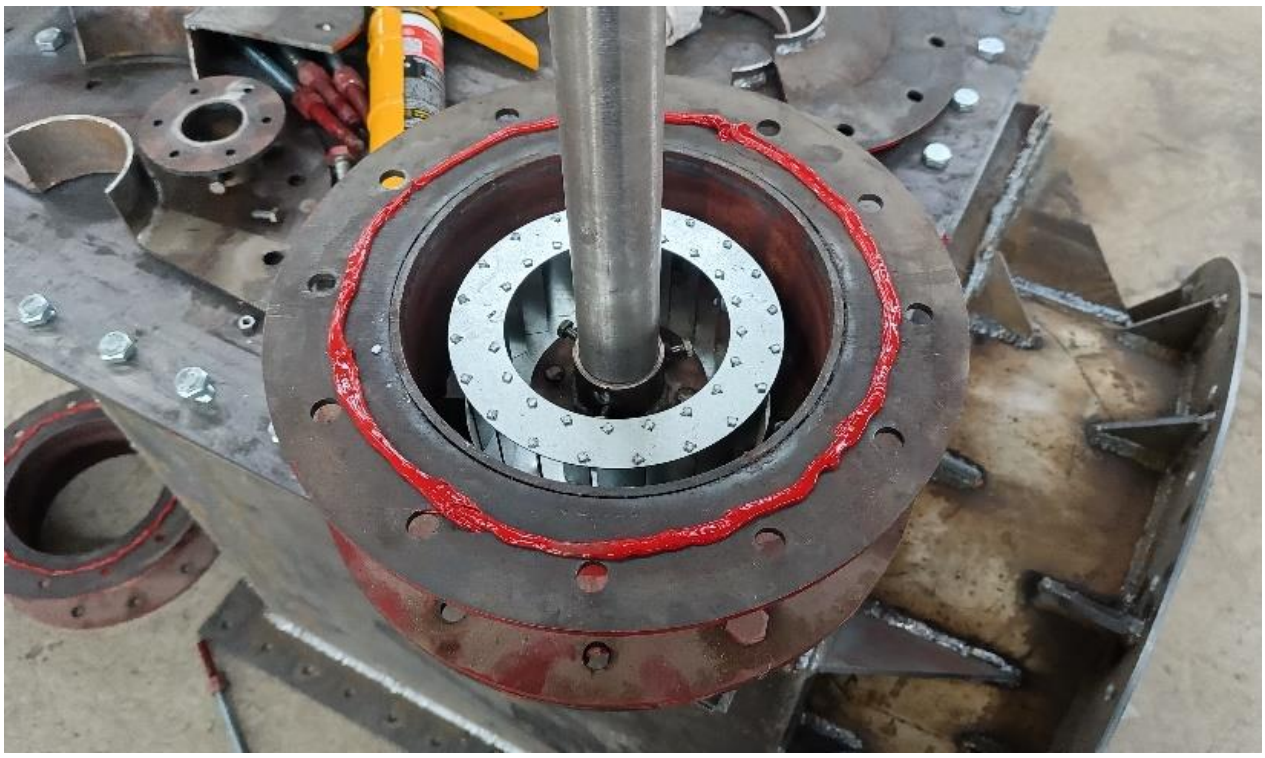


Рисунок 3 – Вид сепаратора CleanSpin в разрезе, демонстрирующий внутреннюю компоновку

На основании проведенных гидродинамических расчетов и анализа конструкции можно прогнозировать следующие эксплуатационные характеристики и преимущества сепаратора «CleanSpin»:

1. Высокая степень очистки: Благодаря достигнутому фактору разделения ~11 000 g, ожидается эффективность удаления механических примесей на уровне 95–98% для частиц крупнее 5 мкм. Аппарат также эффективен для обезвоживания и обессоливания.

2. Надежность и долговечность: Усиленная конструкция ротора, рассчитанная на высокие циклические нагрузки, подшипниковый узел специального исполнения и система торцевых уплотнений из износостойких материалов обеспечивают длительный межремонтный период и работу в непрерывном режиме.

3. Экономический эффект: Глубокая очистка сырья приводит к значительному снижению абразивного износа и коррозионного повреждения последующего технологического оборудования (насосов, теплообменников, трубопроводов). Это позволяет прогнозировать сокращение эксплуатационных расходов на 20–30%.

4. Экологическая безопасность: Эффективное отделение сернистых соединений и пластовой воды на месте добычи или переработки минимизирует токсичность отходов и снижает экологический след предприятия, что соответствует современным природоохранным стандартам.

Заключение (Conclusion).

Несмотря на то, что центробежная сепарация является одним из наиболее эффективных и широко применяемых методов очистки жидкостей, успех её внедрения в значительной степени зависит от корректного учёта всех эксплуатационных факторов и конструктивных особенностей аппарата. Проведённые исследования и расчёты в рамках разработки центробежного сепаратора «CleanSpin» позволили выявить и количественно оценить ключевые преимущества и зависимости, а именно:

1. Высокая эффективность сепарации достигнута за счёт экстремального значения фактора разделения (~11 000 g), что обеспечивает удаление не только крупных, но и мелкодисперсных механических примесей (частицы > 5 мкм) с эффективностью 95–98 %, а также способствует эффективному обезвоживанию и отделению сернистых соединений.

2. Конструктивная надёжность и адаптивность аппарата обеспечена применением метода конечных элементов (FEA) при проектировании, выбором коррозионно-стойких материалов для ротора и корпуса, а также разработкой системы герметичных уплотнений и усиленного подшипникового узла, что гарантирует долговечность работы в агрессивных средах при высоких циклических нагрузках.

3. Значительный экономический эффект от внедрения прогнозируется за счёт снижения абразивного износа и коррозии последующего технологического оборудования (насосов, трубопроводов, теплообменников), что, согласно оценкам, может привести к сокращению эксплуатационных расходов на 20–30 %.

4. Повышение экологической безопасности технологического процесса достигается благодаря глубокой очистке нефтепродуктов от токсичных сернистых соединений и пластовой воды непосредственно на месте добычи или переработки, что минимизирует объём и опасность отходов и соответствует жёстким экологическим стандартам.

Учёт гидродинамических параметров потока, свойств разделяемых фаз и прочностных характеристик материалов в процессе проектирования и моделирования позволил не только обосновать высокие эксплуатационные показатели сепаратора «CleanSpin», но и оптимизировать его конструкцию. Это даёт возможность точно прогнозировать его производительность и эффективность в конкретных производственных условиях, а также рассчитать срок окупаемости. Таким образом, разработанный аппарат представляет собой завершённое, технологически и экономически обоснованное решение для повышения качества нефтепродуктов и снижения эксплуатационных затрат в нефтегазовой отрасли. Дальнейшие работы будут направлены на изготовление опытно-промышленного образца и проведение валидационных испытаний.

Библиографический список:

1. Технология переработки нефти и газа. В 2 ч. Ч. 1 / Под ред. А.И. Скобло. – М.: Недра, 2018. – 456 с.
2. Рябов В.Д. Современные методы очистки нефти от механических примесей и воды // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 5. – С. 78-82.
3. Муслимов Р.Х., Ягудин Р.Г. Повышение эффективности подготовки нефти на промыслах. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2020. – 234 с.
4. Богданов А.А. Гидродинамика и массообмен в центробежных полях. – СПб.: Химия, 2019. – 312 с.
5. Патент РФ № 2751000C1. Устройство для центробежной очистки жидкостей от механических примесей / Иванов С.П., Петров К.В. – 2021. – Бюл. № 15.
6. Соколов В. И. Современные центробежные сепараторы. – М.: Машиностроение, 2017. – 278 с.

References:

1. Skoblo A. I. (Ed.) Oil and Gas Processing Technology. In 2 parts. Part 1. Moscow: Nedra, 2018, 456 p. / Tekhnologiya pererabotki nefti i gaza. V 2 ch. Ch. 1 / Pod red. A.I. Skoblo. – M.: Nedra, 2018. – 456 s.
2. Ryabov V. D. Modern Methods of Oil Purification from Mechanical Impurities and Water // Oil Industry. – 2022. – No. 5. – P. 78-82. / Rjabov V.D. Sovremennye metody ochistki nefti ot mekhanicheskikh primesei i vody // Neftianoe khoziaistvo. – 2022. – № 5. – S. 78-82.
3. Muslimov R. Kh., *Yagudin R.G.* Improving the Efficiency of Oil Treatment in the Fields. Moscow: Nedra-Businesscenter LLC, 2020, 234 p. / Muslimov R.Kh., Iagudin R.G. Povyshenie effektivnosti podgotovki nefti na promyslakh. – M.: OOO «Nedra-Biznescentr», 2020. – 234 s.
4. Bogdanov A. A. Hydrodynamics and Mass Transfer in Centrifugal Fields. Saint Petersburg: Khimiya, 2019, 312 p. / Bogdanov A.A. Gidrodinamika i massoobmen v tsentrobezhnykh poliakh. – SPb.: Khimiia, 2019. – 312 s.
5. Patent RF No. 2751000C1. Device for Centrifugal Cleaning of Liquids from Mechanical Impurities / Ivanov S.P., Petrov K.V. – 2021. – Bull. No. 15. / Patent RF № 2751000C1. Ustroistvo dlia tsentrobezhnoi ochistki zhidkostei ot mekhanicheskikh primesei / Ivanov S.P., Petrov K.V. – 2021. – Biul. № 15.
6. Sokolov V. I. Modern Centrifugal Separators. Moscow: Mashinostroenie, 2017, 278 p. / Sokolov V.I. Sovremennye tsentrobezhnye separatory. – M.: Mashinostroenie, 2017. – 278 s.

УДК 622.692

«Анализ традиционных и инновационных технологий защиты от испарения при хранении нефтепродуктов»

Зыбарева Н. А., Бердник М. М.
Российский университет дружбы народов, г. Москва, Россия

Минимизация потерь нефтепродуктов – ключевой фактор оптимизации использования топливно-энергетических ресурсов, влияющих на экономику, поэтому важной задачей при эксплуатации резервуарных парков является обеспечение сохранения количественных и качественных показателей нефти.

Основная причина испарений – естественные потери, которые подразделяются на потери при «больших» и «малых» дыханиях, потери от обратного вдоха, потери при вентиляции, потери при транспортировке.

На данный момент известно большое количество методов и средств для сокращения потерь от испарений нефти и нефтепродуктов. Их условно можно разделить на традиционные и инновационные.

Резервуары с плавающими крышами (рис. 1, *а*) – вертикальные цилиндрические емкости, где крыша перемещается на поверхности жидкости. Крыша не имеет жесткого соединения со стенками, но при этом по периметру расположен гидрозатвор для герметичного соединения. Существует несколько типов конструкций: дисковые, однослойные с кольцевым коробом, однослойные с кольцевым и центральным коробами, двуслойные.

Применение плавающих крыш обеспечивает существенное снижение потерь и защиту содержимого от атмосферного воздействия, но при определенных значениях давления этот метод недостаточно эффективен. К недостаткам резервуаров с плавающими крышами можно отнести: коррозию крыши из-за накопившейся влаги, низкая степень герметизации, необходимость ремонтных работ при затоплении крыш.

Понтоны (рис. 1, *б*) – жесткое плавающее покрытие, предназначенное для вертикальных резервуаров со стационарной крышей, у которых отсутствует внутреннее давление и вакуум, с целью уменьшения скорости насыщения резервуара парами нефти. В качестве материалов для изготовления понтонов используют коррозионностойкие алюминиевые сплавы, что обеспечивает легкость конструкции, это позволяют устанавливать понтоны как в строящихся резервуарах, так и в действующих без изменения их конструкции. К преимуществам можно отнести: небольшую массу относительно стальных понтонов, легкость монтажа и восстановления плавучести.

Дыхательные клапаны необходимы для компенсации разности между атмосферным давлением и давлением внутри резервуара, которая возникает во время слива или налива нефтепродуктов.

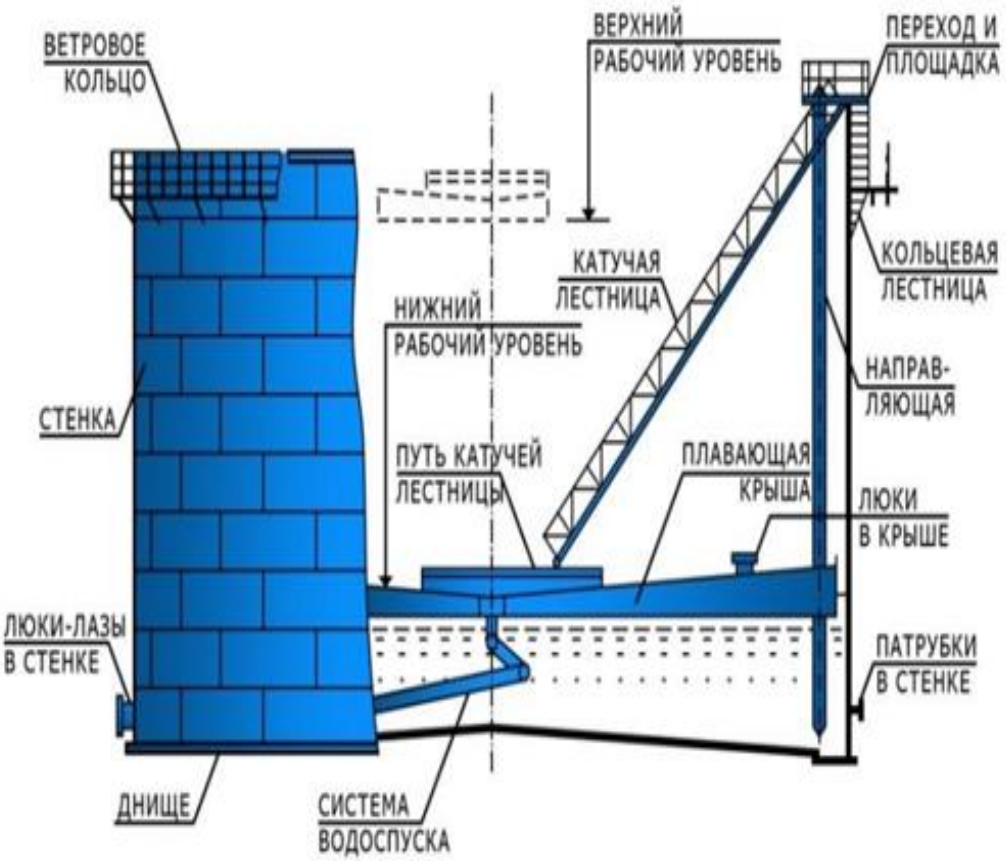
Также к основным задачам устройства можно отнести:

– поддержание герметичности;

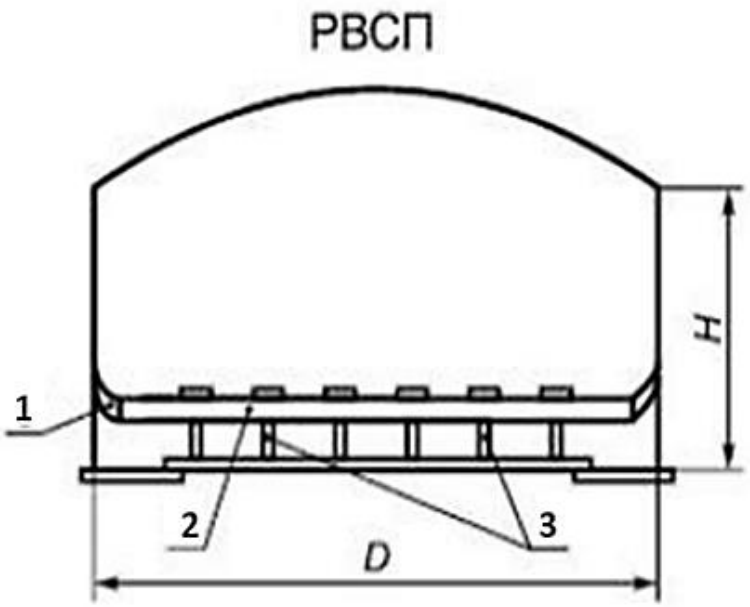
– сокращение потерь нефтепродуктов при испарении;

– защита содержимого от попадания загрязнений и источников воспламенения.

Работа дыхательного клапана основана на регулировании давления внутри резервуара: когда внутреннее давление превышает заданное значение, клапан срабатывает, выпуская в атмосферу избыточный воздух и пары нефтепродуктов, при обратной ситуации, когда давление становится ниже, впускная часть срабатывает, через нее в резервуар поступает снаружи воздух, пока разница давлений не станет равна заданным параметрам. Такой механизм работает при сливе и наливе нефтепродуктов, когда в процессе заполнения резервуара создается избыточное давление, оно сбрасывается в атмосферу, а при понижении уровня нефтепродуктов образуется разрежение, в таком случае воздух подается в резервуар.



а



б

а – схема резервуара с плавающей крышей; б – схема резервуара с понтоном;
1 – уплотняющий затвор, 2 – понтон, 3 – опорные стойки

Рисунок 1 – Традиционные методы сокращения потерь от испарений нефти и нефтепродуктов

Еще одним из доступных и широко применяемых способов защиты резервуаров является тепловая защита, направленная на сокращение колебаний температуры нефтепродукта и его паров при хранении. Для этого используются теплоотражающие краски, теплоизоляция, экранирование и охлаждение водой. Среди этих методов широко используется применение

специальных красок и покрытий, отражающих солнечные лучи, тем самым защищая металл от нагревания. Это наиболее простой способ с небольшими капитальными затратами и возможностью применения в различных климатических условиях. В основном используют краски светлых оттенков, обладающих высокой степенью теплового отражения. В таблице 1 приведена отражающая способность некоторых оттенков краски [1].

Таблица 1 – Отражающая способность основных оттенков краски

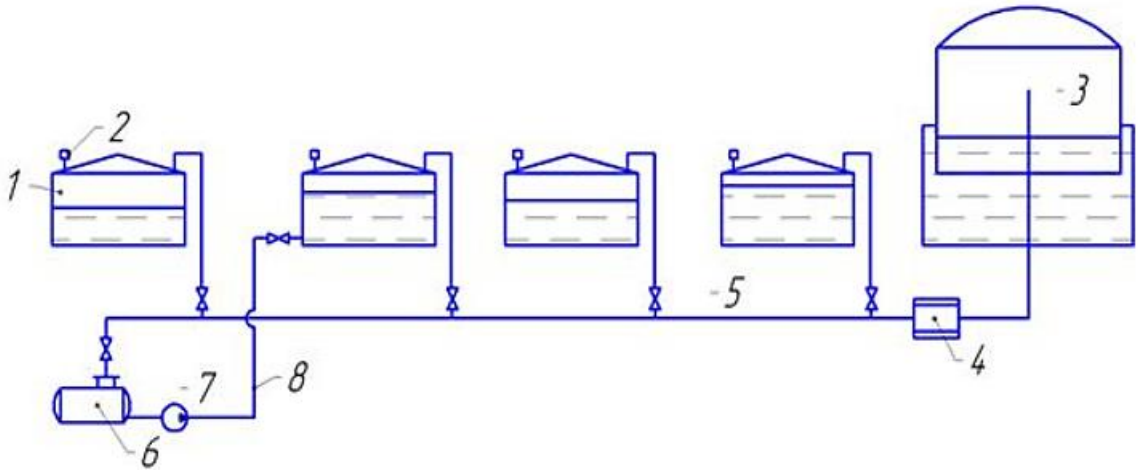
Цвет краски	Степень отражения, %
Черная	0
Серая	47
Алюминиевая	59,2
Голубая	85
Белая	90
Зеркальная	100

Помимо специальных красок могут использоваться лакокрасочные материалы с добавлением в них парафинов. Ученые из РГУ нефти и газа (НИУ) И.М. Губкина решили проблему с испарением бензина в резервуарах. Они разработали покрытие, добавив микрокапсулы с парафином внутри полиуретановой оболочки в состав покрытия. Так как в течение суток происходят колебания температур, такое покрытие будет работать как терморегулятор, что позволит сократить ежегодные потери до 2–3 %.

Газоуравнительные системы (рис. 2) используются в резервуарных парках с высоким коэффициентом оборачиваемости резервуаров и при хранении легкокипящих нефтепродуктов в резервуарных парках, в конструкциях которых не предусмотрены понтоны или плавающие крыши. Принцип работы системы заключается в создании единой сети, что позволяет эффективно перераспределять парогазовую смесь между резервуарами, как итог снижение потерь нефтепродуктов до 90 %.

Важным преимуществом является также повышение экологической безопасности объекта: часть газовой смеси перенаправляется в резервуары этой же системы, а не выпускаются в атмосферу, что приводит к снижению концентрации вредных веществ в рабочей зоне.

Но при этом конструкция системы, а именно связанность всех элементов при пожаре способствует быстрому распространению огня и масштабным возгораниям, поэтому при проектировании и эксплуатации необходимо предусматривать дополнительные системы пожаротушения и проводить регулярные проверки состояния коммуникаций.

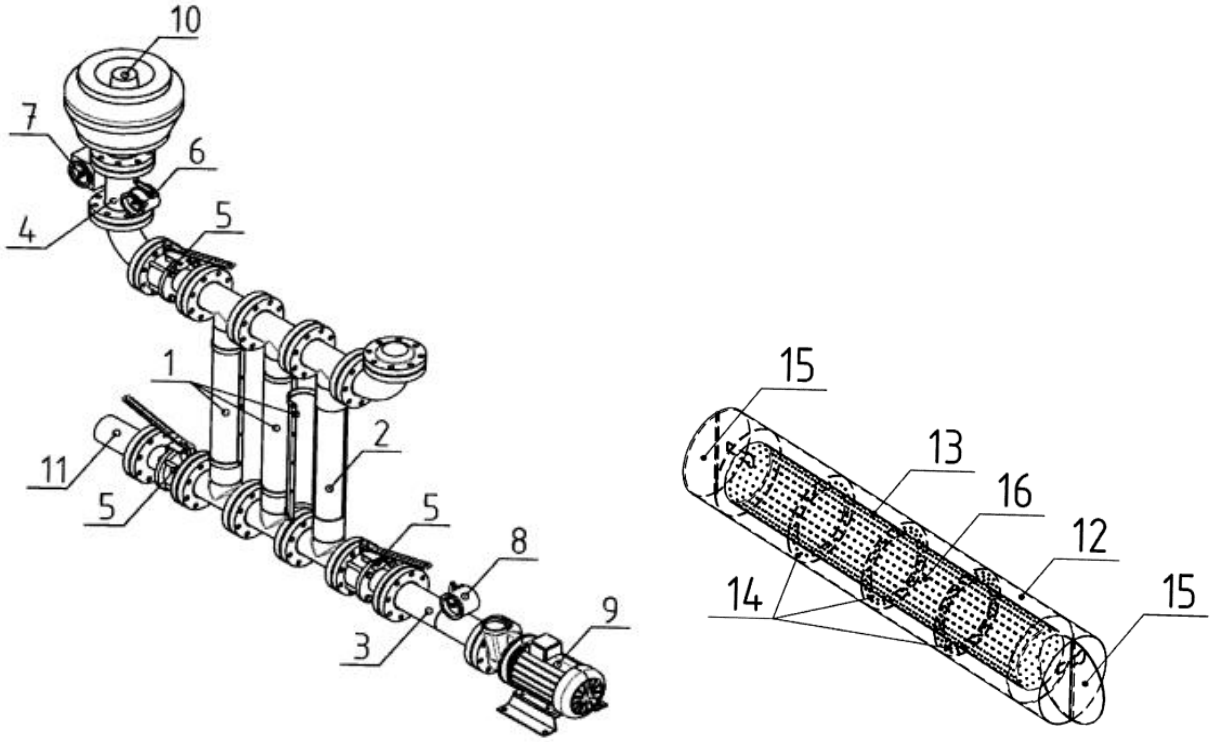


1 – резервуар, 2 – дыхательный клапан, 3 – газгольдер, 4 – регулятор давления, 5 – сборный газопровод, 6 – конденсатосборник, 7 – насос для откачки конденсата, 8 – конденсатопровод

Рисунок 2 – Газоуравнительная система

Установки рекуперации углеводородных паров (рис. 3) представляют собой оборудование, предназначенное для эффективного улавливания и возврата ценных фракций нефтепродуктов в процессе технологических операций слива и налива углеводородных жидкостей в резервуары. Установки делятся на несколько типов: адсорбционные, абсорбционные, конденсационные, мембранные и комбинированные и другие.

Принцип работы установки следующий: во входную часть патрубка 3 поступает паровоздушная смесь (ПВС) и проходит через колонны 1, так как вентилятор, создающий разряжение, находится в верхней части установки. В колоннах расположены сменные картриджи, содержащие адсорбент. Каждая секция, где происходит очистка ПВС от углеводородных примесей, работает параллельно. Установка оснащена датчиком допустимой концентрации 7, благодаря которому происходит контроль качества воздуха, и система оповещения, включающая моновакуумметры 6, находящиеся перед вентилятором 10. Если насыщение углеводородами адсорбента 16 достигло максимальных значений, моновакуумметрами будет подан сигнал, указывающий на необходимость замены картриджей.



1 – набор колонн, 2 – сменные картриджи, 3 – входной патрубок, 4 – выходной патрубок, 5 – запорная арматура, 6 – моновакуумметр, 7 – датчик допустимой концентрации, 8 – манометр, 9 – насос, 10 – вентилятор, 11 – дополнительный выходной патрубок, 12 – внешняя оболочка, 13 – внутренняя оболочка, 14 – соединительные перегородки, 15 – запорные механизмы, 16 – адсорбент

Рисунок 4 – Установка рекуперации паров

Ключевое преимущество данного оборудования заключается в способности существенно снижать потери ценного сырья при так называемых «малых» и «больших» дыханиях резервуаров, а современные установки способны достигать эффективности улавливания до 95 %, что позволяет значительно сократить экономические потери и сохранить качество нефтепродуктов.

Недостатком является особенность установки, а именно их требования к климатическим условиям работы оборудования. Температурный режим окружающей среды может оказывать существенное влияние на эффективность работы установок, что необходимо учитывать при проектировании и эксплуатации. В некоторых случаях это может ограничивать применение определённых типов установок в регионах с экстремальными климатическими условиями.

В рамках данного исследования был проведен анализ рассмотренных методов, и для выявления наиболее перспективных из них использовался метод рейтинговых оценок.

Критерии оценки подобраны так, чтобы охватить все ключевые факторы, влияющие на внедрение и долгосрочное использование технологий: под эффективностью снижения потерь понимается способность существенно снижать потери нефтепродуктов, что является основной целью рассматриваемых технологий; капитальные затраты учитывают первоначальные расходы на приобретение оборудования; эксплуатационные расходы включают обслуживание, энергопотребление и расходные материалы, необходимые для поддержания рабочего состояния системы; сложность монтажа также является важным аспектом, который учитывает особенности проектирования, подключения к существующим системам и сроки внедрения в работу; надёжность работы оценивает вероятность бесперебойной эксплуатации оборудования, так как это напрямую связано с безопасностью и стабильностью производственного процесса; влияние на экологию показывает, насколько метод способствует снижению вредных выбросов в атмосферу, а срок службы оборудования определяет, насколько долго система сможет выполнять свои функции без замены элементов конструкции или капитального ремонта.

Сумма баллов позволяет быстро сопоставить методы между собой и выделить наиболее эффективные. Результаты проведенного анализа представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Рейтинговая оценка рассмотренных методов

Метод	Эффективность снижения потерь	Капитальные затраты	Эксплуатационные расходы	Сложность монтажа	Надёжность работы	Влияние на экологию	Срок службы оборудования	Сумма баллов
Плавающие крыши	Высокая (4)	Очень высокие (1)	Средние (3)	Высокая (2)	Высокая (4)	Мини-мальное (5)	Высокий (4)	23
Понтоны	Средняя-высокая (3)	Высокие (2)	Низкие (4)	Средняя (3)	Средняя (3)	Низкое (4)	Средний (3)	22
Дыхательные клапаны	Средняя (2)	Умерен-ные (3)	Низкие (4)	Низкая (4)	Очень высокая (5)	Среднее (3)	Очень высокий (5)	26
Тепло-отражающие краски	Низкая-средняя (1)	Низкие (4)	Мини-мальные (5)	Низкая (4)	Средняя (3)	Высокое (2)	Низкий (2)	21
Газоуравни-тельные системы	Очень высокая (5)	Очень высокие (1)	Средние (3)	Высокая (2)	Высокая (4)	Мини-мальное (5)	Высокий (4)	24
Установки рекуперации	Макси-мальная (5)	Очень высокие (1)	Высокие (2)	Очень высокая (1)	Средняя (3)	Мини-мальное (5)	Высокий (4)	21

Как видно из представленной таблицы, у всех рассмотренных методов имеются как преимущества, так и недостатки. Ключевое наблюдение заключается в том, что существует прямая зависимость между эффективностью метода и совокупностью необходимых затрат на его внедрение и эксплуатацию, то есть методы с максимальной эффективностью снижения потерь, как правило, требуют и максимальных капитальных вложений, а также сложного и дорогостоящего технического обслуживания.

С технической точки зрения можно заключить, что сложность монтажа и надёжность работы находятся в прямой зависимости от технологической сложности метода: более простые в реализации решения часто уступают в эффективности и надёжности, но выигрывают по скорости внедрения.

Экологический аспект подтверждает, что наиболее эффективные методы одновременно обеспечивают наилучшее влияние на окружающую среду, снижая выбросы углеводородов в атмосферу.

Практическое значение результатов анализа заключается в том, что они позволяют:

– оценить целесообразность применения различных методов в конкретных условиях;

– сформировать представление о соотношении затрат и получаемого эффекта;

– выявить потенциальные риски при внедрении;

– определить приоритетные направления для модернизации.

Таким образом, рекомендации по применению следует формировать на основе детального анализа условий эксплуатации, финансовых возможностей и требований к эффективности. В большинстве случаев оптимальным решением может стать комбинирование различных методов, совмещающих в себе ключевые показатели, необходимые для достижения наилучшего результата.

Библиографический список:

1. Применение специального покрытия на объектах транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов / О. С. Босюк, В. Ю. Данов, В. П. Пивнов, М. А. Пивнова // Модели, системы, сети в экономике, технике, природе и обществе. – 2016. – № 2 (18). – С. 120–127.

2. Пат. 2588209 Российская Федерация, МПК B01D 53/04. Установка по рекуперации углеводородных паров / В. Н. Дылдин, Я. В. Дылдина. – №20155110877/05; патентообладатель Дылдин В. Н., Дылдина Я. В. ; заявл. 27.03.2015; опубл. 27.06.2016.

3. Коршак, А. А. Нефтебазы и АЗС : Учебное пособие для системы профессиональной переподготовки по направлению «Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа» / А. А. Коршак, Г. Е. Коробков, Е. М. Муфтахов. – Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2006. – 415 с. – ISBN 5-94423-097-5. – EDN QNEDSZ.

4. Сальников, А. В. Потери нефти и нефтепродуктов : учебное пособие / А. В. Сальников. – Ухта : УГТУ, 2012. – 108 с. – ISBN 978-5-88179-699-0. – EDN QNFLNL.

5. Бердник, М. М. Строительные конструкции : учебное пособие / М. М. Бердник, Н. С. Вишневская ; проф. Р. В. Агиней, д.т.н. А. С. Кузьбожев. – Ухта : УГТУ, 2013. – 76 с. – ISBN 978-5-88179-783-6. – EDN RVYGVZ.

УДК 621.3.013.52

Исследование влияния переменного тока промышленной частоты на скорость коррозии в различных электролитах

Кохан Д. А., Ракито О. Н.

ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет», г. Ухта, Россия

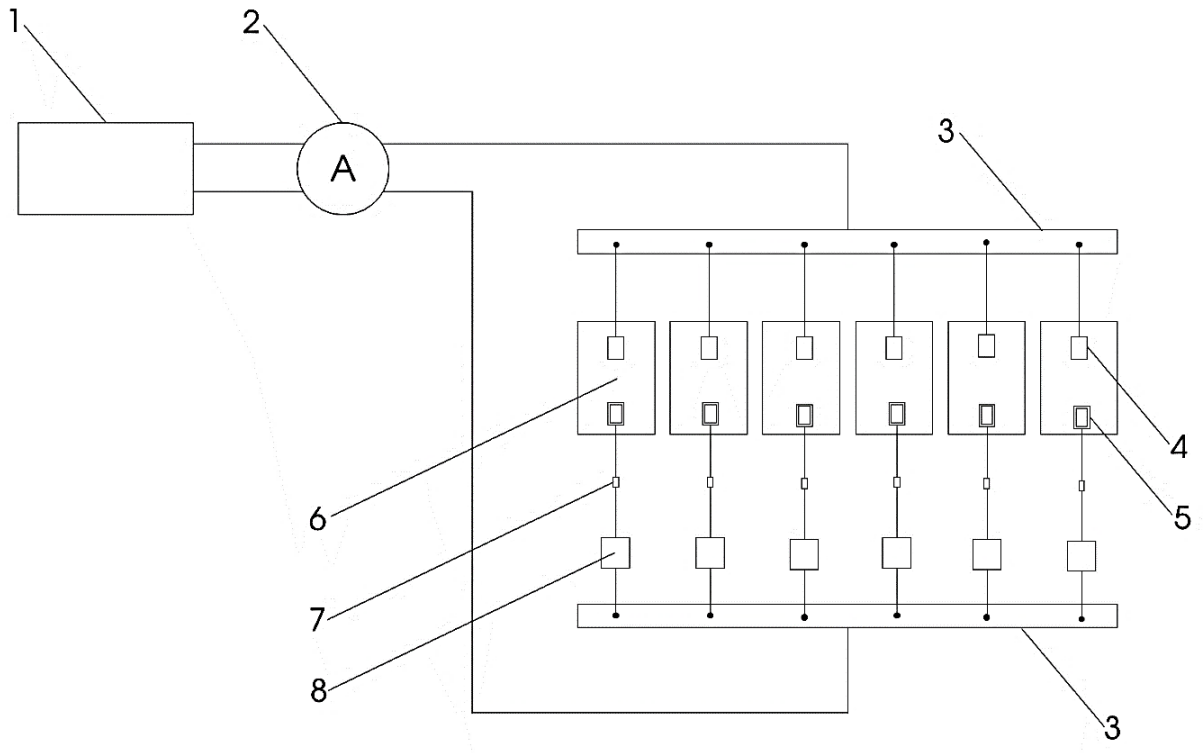
Проблема коррозионного разрушения подземных магистральных трубопроводов, вызванного наведённым переменным током промышленной частоты, в последние десятилетия приобретает всё большую актуальность. Это связано с интенсивным развитием энергетической инфраструктуры, увеличением плотности линий электропередачи (ЛЭП) и

ростом объёмов строительства трубопроводных систем в стеснённых технических коридорах [1, 3]. При параллельном следовании или пересечении трасс трубопроводов и воздушных ЛЭП за счёт электромагнитной индукции на металлической поверхности возникает переменное напряжение, которое при наличии дефектов изоляции приводит к протеканию тока утечки в грунт [2, 4].

Современные изоляционные покрытия высоким переходным сопротивлением, что способствует концентрации тока утечки на локальных повреждениях. В таких условиях плотность переменного тока может достигать нескольких сотен ампер на квадратный метр, создавая реальную угрозу ускоренной локальной коррозии [3, 5]. Нормативные документы, в частности ГОСТ Р 51164-98 и ISO 15589-1, устанавливают предельно допустимую плотность переменного тока на уровне 20 А/м². Превышение этого значения требует применения специальных защитных мер [1]. Однако данный критерий является обобщённым и не учитывает разнообразие электрохимических свойств грунтов, которые могут существенно модулировать коррозионный эффект.

Негативное действие переменного тока обусловлено циклическим смещением потенциала металла с частотой 50 Гц. В каждом периоде анодное растворение сменяется катодным восстановлением, из-за чего образование устойчивой защитной плёнки становится невозможным, а имеющиеся покрытия разрушаются. Это ведёт к резкой активизации коррозии, которая приобретает локальный, в том числе питтинговый, характер [2]. Оголённый металл оказывается практически беззащитным перед агрессивными компонентами среды.

Цель данной работы заключается в экспериментальной оценке влияния плотности переменного тока частотой 50 Гц на скорость коррозии трубной стали 17Г1С в модельных электролитах, соответствующих нейтральным, щелочным и кислым грунтовым средам. Исследования проводили на специализированном лабораторном стенде, схема которого представлена на рисунке 1. Стенд включал понижающий трансформатор с выходным переменным напряжением 13 В, блок подстроечных резисторов для плавной регулировки тока, миллиамперметр, токоведущие шины и контейнеры для сред.



1 – трансформатор; 2 – милиамперметр; 3 – токоведущие шины;
4 – вспомогательные электроды; 5 – исследуемые образцы; 6 – емкость с электролитом;
7 – подстроечные резисторы; 8 – конденсаторы
Рисунок 1 – Схема лабораторной установки

Объектом исследования служила сталь марки 17Г1С – один из основных конструкционных материалов для изготовления магистральных газо- и нефтепроводов. Для моделирования локального дефекта изоляции рабочую торцевую поверхность оставляли открытой, а все остальные грани тщательно изолировали герметиком. Такой подход позволяет имитировать типичный сценарий эксплуатации трубопровода с повреждённым изоляционным покрытием, где именно на малых дефектах происходит концентрация тока утечки [5].

Образцы помещались в индивидуальные емкости с электролитом, где в качестве сред использовались 3 %-ный раствор NaCl, имитирующий нейтральную среду, 3 %-ный раствор пищевой соды ($NaHCO_3$), моделирующий щелочную среду, и 3 %-ный раствор лимонной кислоты $C_6H_8O_7$, имитирующий кислую среду. Это позволило смоделировать работу в условиях различной агрессивности грунтов. Выбор именно этих сред обусловлен распространенностью содержащихся в них ионов в реальных грунтах (в грунтах содержатся положительные ионы Na^+, Ca^{2+}, Mg^{2+} и отрицательные ионы Cl^-, HCO_3^-, SO_4^{2-}, CO_3^{2-} и так далее).

Образцы полностью погружали в электролит, цепь переменного тока замыкали вспомогательный электрод. Плотность тока j (А/м²) рассчитывали, как отношение действующего значения силы тока к площади рабочей поверхности. Диапазон плотностей тока составлял от 4,8 до 100 А/м², что охватывает как фоновые значения, так и аварийные режимы, возможные при коротких замыканиях на ЛЭП [3, 4]. Длительность каждого опыта – 21 сутки, что обеспечивало накопление достоверной убыли массы.

После завершения цикла воздействия образцы были извлечены из электролитов, тщательно промыты водой для удаления остатков раствора и продуктов коррозии, а затем высушены. Заключительным этапом было контрольное взвешивание на аналитических весах. В таблице 1 представлены основные измеренные и расчетные параметры эксперимента. Разница между начальной и конечной массой каждого образца позволила количественно оценить потерю металла и рассчитать скорость коррозии по стандартной гравиметрической методике. Скорость коррозии рассчитывалась по следующей формуле:

$$\vartheta = \frac{m_0 - m_k}{S \cdot t \cdot \rho} \cdot 365 \cdot 10, \quad (1)$$

где m_0 – начальная масса образца, г;

m_k – конечная масса образца после испытаний, г;

S – площадь рабочей поверхности образца, см²;

t – время испытания, сутки;

ρ – плотность материала образца, г/см³ (для стали ρ = 7,85 г/см³).

На рисунке 2 представлены графические зависимости скорости коррозии стали 17Г1С от плотности переменного тока для трёх исследованных электролитов: NaCl, $NaHCO_3$ и $C_6H_8O_7$. Анализ полученных кривых позволяет выделить ряд принципиальных закономерностей. Прежде всего, обращает на себя внимание нелинейный характер зависимости во всех трёх средах. Отчётливо проявляется двойственный эффект воздействия переменного тока: в определённом интервале плотностей тока наблюдается снижение скорости коррозии, тогда как при выходе за его пределы – её рост. Для кислой среды (лимонная кислота) характерен преимущественно монотонный рост скорости коррозии с увеличением плотности тока, что указывает на доминирование иных механизмов разрушения.

Минимальные значения скорости коррозии для всех трёх электролитов зафиксированы при плотности тока 19,2 А/м². Данный факт объясняется установлением динамического равновесия между процессами анодного растворения и катодного восстановления, а также конкуренцией разрушения и регенерации защитных плёнок на поверхности металла [4, 6]. При плотностях тока ниже 20 А/м² преобладают катодные процессы, способствующие подщелачиванию приэлектродного слоя и частичной пассивации; при превышении этого значения доминирующим становится анодное растворение, приводящее к разрушению поверхностных слоёв и росту скорости коррозии.

Таблица 1 – Измеренные и расчетные параметры эксперимента

Электролит	№ образца	Начальная масса, г	Конечная масса, г	Скорость коррозии, мм/год	Плотность тока, А/м^2
1	2	3	4	5	6
NaCl	1	13,646	13,598	0,2100562	4,8
	2	13,228	13,198	0,1312851	9,6
	3	12,874	12,861	0,0568902	19,2
	4	13,055	13,019	0,1575422	28,8
	5	13,924	13,881	0,1881753	60
	6	14,287	14,231	0,2450656	100
NaHCO3	1	12,569	12,544	0,169079	4,8
	2	13,076	13,061	0,101448	9,6
	3	14,335	14,329	0,040579	19,2
	4	13,202	13,189	0,087921	28,8
	5	13,698	13,679	0,1285	60
	6	13,988	13,959	0,196132	100
$C_6H_8O_7$	1	12,802	12,722	0,247983	4,8
	2	13,113	13,05	0,195287	9,6
	3	13,467	13,412	0,170488	19,2
	4	13,915	13,855	0,185987	28,8
	5	12,245	12,175	0,216985	60
	6	13,732	13,639	0,288280	100

Сравнительный анализ кривых показывает, что интенсивность коррозии и характер влияния переменного тока существенно зависят от pH среды. Наиболее агрессивной является кислая среда (раствор $C_6H_8O_7$), где скорость коррозии на всём диапазоне плотностей тока значительно превышает показатели для других электролитов. Это объясняется тем, что в кислой среде коррозия идёт с выделением водорода ($2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2$), а лимонная кислота связывает ионы железа в растворимые соединения, не давая им образовывать защитный слой на поверхности [2]. В итоге металл остаётся всё время открытым для дальнейшего разрушения.

Наименьшие абсолютные значения скорости коррозии зафиксированы в щелочной среде ($NaHCO_3$). Буферные свойства гидрокарбонатного раствора и способность образовывать плотные защитные слои карбоната железа ($FeCO_3$) обеспечивают частичное сопротивление

циклическому электродному воздействию и замедляют коррозионные процессы [3, 4]. Хлоридная среда (NaCl) занимает промежуточное положение. Ионы хлора, обладая высокой проникающей способностью, разрушают пассивные плёнки и активизируют локальные анодные участки, что приводит к более интенсивной коррозии по сравнению с щелочной средой, однако уступает по агрессивности кислой [2].

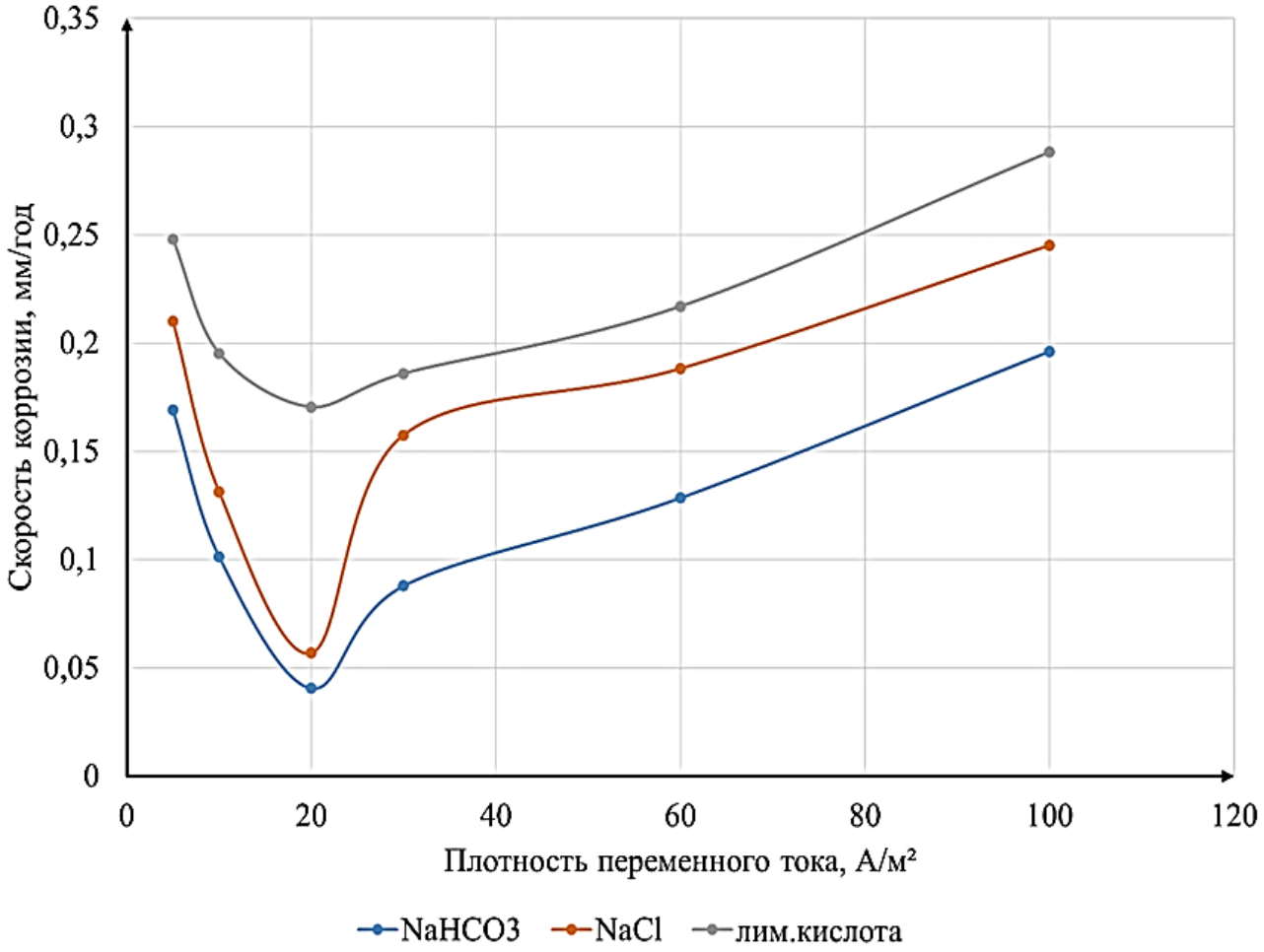


Рисунок 2 – Зависимость скорости коррозии от плотности переменного тока в различных электролитах

Практическая значимость полученных результатов заключается в обосновании необходимости снижения плотности наведённого переменного тока до безопасного уровня – 20 А/м². Особое внимание следует уделять участкам трубопроводов, проложенным в кислых грунтах, где даже при пороговых значениях плотности тока коррозионные потери остаются высокими и требуют применения дополнительных защитных мер [4, 5].

Библиографический список:

1. ГОСТ Р 51164–98. Трубопроводы стальные магистральные. Требования к защите от коррозии. – М.: Госстандарт России, 1999. – 45 с.
2. Андреев Ю. Н., Тушинский П. И. Коррозия и защита подземных сооружений от блуждающих и наведенных токов. – М.: Недра, 1990. – 215 с.
3. Яблучанский П. А. Обоснование мероприятий по защите подземных нефтегазопроводов от коррозионного воздействия высоковольтных линий электропередачи переменного тока: дис. … канд. техн. наук. – СПб., 2014. – 145 с.
4. Мюльбаер А. А. Влияние воздушных линий переменного тока на стальные трубопроводы // Технические науки – от теории к практике. – 2014. – № 31. – С. 45–52.
5. СП 357.1325800.2017. Сооружения подземные. Правила защиты от коррозии, вызванной блуждающими токами. – М.: Минстрой России, 2017. – 37 с

УДК 658.58:621.6-7

Алгоритм учета, информирования и расследования отказов газоперекачивающих агрегатов

Шиловский И. А.[1], Багнюк Д. Г.[2]

1 – Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия;
2 – ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта, Россия

Аннотация. В статье рассмотрена структура организации эффективного процесса расследования отказов газоперекачивающих агрегатов (ГПА) в условиях ручного документооборота и отсутствия единого инструмента контроля. Предложено и описано цифровое решение на основе реляционной базы данных SQLite, реализующее сквозной алгоритм учета, информирования и расследования отказов. Ключевыми элементами алгоритма являются: ролевая модель доступа (ПОЭКС, ГКС, ЗГД), пошаговая регистрация отказа, актуализация выполненных работ и планов, структурированное хранение прикрепленных материалов, автоматический контроль сроков через планировщик напоминаний и генерация PDF-сводных отчетов.

Реализация алгоритма обеспечивает централизованное накопление данных, повышает прозрачность и управляемость процесса, сокращает сроки расследования и формирует базу знаний для анализа повторяемости отказов. Приведены архитектура решения, описание структуры баз данных и логики взаимодействия пользователей. Сделан вывод об эффективности внедрения системы для повышения надежности эксплуатации ГПА.

Введение

Оперативное и качественное расследование отказов технического оборудования, такого как газоперекачивающие агрегаты (ГПА), является критически важной задачей для обеспечения надежности магистрального транспорта газа [1]. Традиционный процесс сопряжен с рядом системных проблем: информация о событии и ходе расследования распределена между различными подразделениями (газокомпрессорная служба – ГКС, производственный отдел по эксплуатации компрессорных станций – ПОЭКС, заместитель генерального директора по эксплуатации компрессорных станций – ЗГД) и хранится в разрозненных источниках (оперативные донесения, электронная почта, локальные файлы). Это приводит к потере деталей, сложностям в отслеживании актуального статуса, затягиванию сроков из-за несвоевременного обновления данных и, как следствие, к риску повторяемости инцидентов и увеличению простоев.

Описание алгоритма

Существующие подходы к автоматизации производственных процессов в нефтегазовой отрасли зачастую фокусируются на сборе телеметрии и диагностике, оставляя без внимания организационно-управленческий цикл сопровождения инцидентов «от фиксации до архива» [2]. Отсутствие единого цифрового контура для этого цикла не позволяет обеспечить требуемые уровень прозрачности, дисциплину исполнения и сохранность доказательной базы. Решением данной задачи может быть разработка и внедрение алгоритма, обеспечивающего единый порядок учета, сопровождения и завершения расследований отказов ГПА за счет централизации данных, автоматизации коммуникаций и встроенного контроля исполнения. Для достижения поставленной цели был реализован специализированный программный комплекс.

В основе разработанного решения лежит клиент-серверная архитектура, разделяющая уровень данных, бизнес-логику и пользовательского интерфейса (рис. 1).

Уровень интерфейса реализован в API с целью создания интерактивных меню и кнопок, а также для рассылки уведомлений. Пользователи взаимодействуют с системой через чат-бота, получая структурированные запросы и отправляя текстовые ответы или файлы.

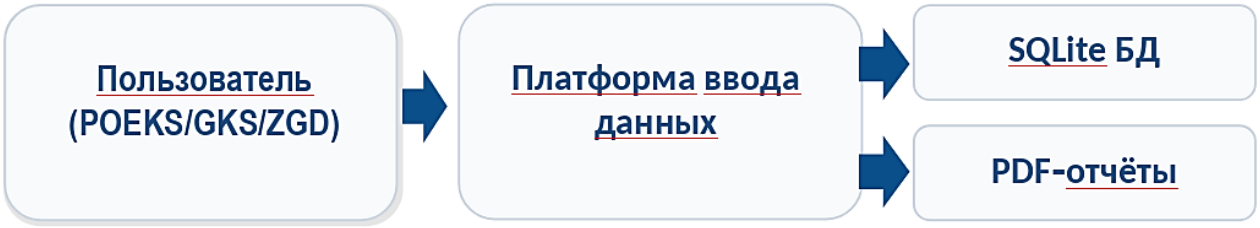


Рисунок 1 – Архитектура решения

Уровень бизнес-логики представляет собой серверное приложение (бот), написанное на языке Python с использованием стандартных библиотек. Данный модуль выполняет полный цикл обработки: валидацию ввода данных, проверку прав доступа пользователя в соответствии с его ролью, выполнение операций с базой данных, формирование ответов и управление уведомлениями. Вся история действий («кто, когда, что изменил») фиксируется в журнале.

Уровень данных построен на реляционной базе данных SQLite. Выбор обусловлен ее надежностью, легкостью развертывания и возможностью работы без необходимости администрирования отдельного сервера. Для хранения информации используются несколько взаимосвязанных таблиц.

Дополнительно реализованы два автономных сервиса:

1. Сервис-планировщик напоминаний. На основе анализа поля LastUpdate и статуса пунктов плана работ в таблице выявляются карточки, требующие внимания (просроченные или долго не обновляемые), и инициирует адресные уведомления.

2. Сервис генерации PDF-сводных. По запросу пользователя формирует структурированный отчет в формате PDF, включающий все данные карточки отказа, списки работ и прикрепленных материалов. Алгоритм включает логику корректного переноса длинного текста для сохранения читаемости документа.

Ролевая модель включает три группы пользователей с разными правами, представленными в таблице 1.

Таблица 1 – Группы пользователей

Наименование группы пользователей	Идентификатор	Назначенные права
Сотрудники ГКС	GKS	1. Создание оперативного донесения по отказу; 2. Актуализация информации; 3. Выгрузка сводной формы с информацией по истории отказов;
Сотрудники ПОЭКС	POEKS	1. Получение информации по ходу установления причин отказа; 2. Направление сообщений о необходимости актуализации информации ответственным за внесение данных; 3. Общее координирование работ, контроль корректности и полноты данных; 4. Выгрузка сводной формы с информацией по истории отказов.

Внедрение алгоритма позволило формализовать и оптимизировать каждый этап процесса расследования отказов ГПА:

1. Унифицированная регистрация. Процесс добавления нового отказа реализован как пошаговый диалог (объект, дата/время, номер ГПА, тип отказа и т.д.). Это исключает пропуск обязательных полей и минимизирует ошибки ввода. Созданная карточка сразу становится доступна всем участникам процесса в разделе «Актуальные отказы».

2. Централизованное сопровождение. Все данные по отказу аккумулируются в одной карточке базы данных. Пользователи дополняют блоки «Выполненные работы» и «План работ», при этом система сохраняет историю изменений.

3. Структурированное хранение материалов. Функция загрузки позволяет прикреплять к карточке файлы любого типа (фото, акты, графики параметров). Система агрегирует массовые загрузки, отправляя адресное уведомление вида «Материалы обновлены (добавлено N файлов)», что снижает информационный шум в чатах.

4. Автоматический контроль и напоминания. Планировщик, работающий в фоновом режиме, ежедневно анализирует данные. Критериями для формирования напоминания являются: превышение порогового времени, наличие просроченных дат в плане работ, отсутствие обязательных материалов (например, акта осмотра). Уведомления отправляются адресно ответственным по ролям, что повышает дисциплину исполнения.

5. Итоговый документооборот. Функция генерации PDF-сводной создает готовый для согласования отчет, объединяющий все информацию по отказу в едином формате. Это исключает необходимость ручного составления справок.

Логика отображения списков отказов для пользователя основана на простой фильтрации по флагам в базе: «Актуальные» (расследование не завершено), «История» (завершенные и перенесенные в архив).

Разработанный алгоритм эффективно решает поставленные задачи по преодолению разрозненности информации и низкой управляемости процесса. Его ключевым преимуществом является разделение потоков данных и коммуникации. Данные последовательно накапливаются и структурируются в единой базе данных, формируя цифровой след расследования. Коммуникация может осуществляться через любой удобный и доступный канал связи.

Заключение

Предложенный и реализованный алгоритм учета, информирования и расследования отказов ГПА показал свою практическую эффективность. Система обеспечивает полный цикл сопровождения инцидента – от первичной фиксации до архивации итоговых материалов. Достигнуты основные целевые показатели: обеспечение единого порядка работы, повышение доступности и актуальности информации, усиление контроля за сроками и исполнением.

Накопление структурированных данных создает основу для перехода от реактивного устранения отказов к проактивной системе управления надежностью оборудования на основе анализа больших данных (Big Data). Таким образом, разработанное решение вносит вклад не только в операционную эффективность, но и в стратегическое повышение уровня технологической безопасности транспорта газа.

Библиографический список:

1. Методические рекомендации по расследованию причин аварий и инцидентов на объектах магистральных газопроводов. – М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2019. – 156 с.
2. Положение по установлению причин и учету отказов газоперекачиваюших агрегатов, эксплуатируемых на компрессорных станциях ПАО «Газпром». – М.: ПАО «Газпром», 2020. – 45 с.

УДК 656.56:338; 656.56:658

Разработка комплекса научно-технических решений для испытаний оборудования газораспределительных станций с применением альтернативных сред

Шишкин И. В.[1], Янчук В. М.[2], Сюткин Е. В.[2],
Бирилло И. Н.[1], Работинская Т. И.[1], Шкулов С. А.[1]
1 – Филиал «Газпром ВНИИГАЗ Ухта», г. Ухта, Россия;
2 – ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта, Россия

В настоящее время ПАО «Газпром» реализует Программу газификации России, сформированную в рамках исполнения поручения Президента Российской Федерации В.В. Путина, предусматривающего необходимость обеспечения стопроцентной технически возможной газификации страны к 2030 г.

В первый пятилетний период реализации Программы газификации России (с 2021 по 2025 гг.) в 72 субъектах страны построено более 24 тыс. км новых газопроводов, осуществлена газификация свыше 538 000 домовладений и квартир, а также подключено свыше 3 000 котельных и промышленных предприятий [1].

Наиболее сложными технологическими объектами, сооружаемыми и реконструируемыми в рамках выполнения Программы газификации России, являются газораспределительные станции (ГРС). Так, за период с 2021 по 2025 гг. введено в эксплуатацию 250 новых и реконструированных ГРС, в следующий пятилетний период реализации Программы (с 2026 по 2030 гг.) дополнительно запланировано строительство и реконструкция 500 ГРС.

Согласно СТО Газпром 20-2.1-009 [2] на завершающем этапе строительства ГРС выполняют ее комплексное опробование в непрерывном эксплуатационном режиме совместной работы оборудования и систем в течение 72 ч на всех проектных режимах.

Из имеющегося опыта реализации Программы газификации России установлено, что свыше 50 % ГРС сооружаются темпами, опережающими готовность газораспределительных систем к подключению потребителей, в связи с этим возникает сложность с проведением комплексного опробования оборудования и приемкой в эксплуатацию ГРС. Главным вызовом является невозможность выполнения комплексного опробования ГРС в условиях ограничения или полного отсутствия отбора газа потребителями.

В период комплексного опробования ГРС отбор газа потребителями может осуществляться как в проектных, так и в сниженных объемах, кроме того может иметь место полное отсутствие отбора из-за неготовности потребителей.

Если подключенные потребители могут обеспечить загрузку ГРС на всем диапазоне проектных режимов, то испытание ГРС проводят на фактических режимах загрузки от потребителей, что является оптимальным вариантом комплексного опробования оборудования.

Если подключенные потребители могут обеспечить загрузку ГРС только на малых проектных режимах, то имеется четыре варианта проведения испытаний ГРС:

– испытание ГРС на фактических режимах загрузки от потребителей (наиболее простой способ, однако происходит нарушение требования опробования оборудования на всех возможных технологических режимах, в связи с этим появляются риски невыявления скрытых дефектов, которые могут привести к отказам при последующей эксплуатации объекта);

– перенос сроков испытания ГРС до подключения основных потребителей и достижения необходимой проектной загрузки ГРС и последующим полноценным проведением опробования оборудования на фактических режимах загрузки от потребителей (перевод нового объекта в категорию неоконченного строительства, риски нарушения графика Программы газификации);

– испытание ГРС с дозагрузкой до максимальных проектных режимов за счет имитации потребления газа путем его сброса через свечу (метод практически не применяется, является потенциально опасным и характеризуется иррациональным использованием транспортируемых углеводородных ресурсов, высоким экологическим и финансовым ущербом);

– испытание ГРС с дозагрузкой до максимальных проектных режимов за счет имитации потребления газа в кольцевом динамическом режиме с помощью мобильных компрессорных станций [3] (метод является наиболее предпочтительным, однако область его применения ограничивается производительностью мобильных компрессорных станций, необходимостью привлечения подрядной организации, а также не является возможным полноценно испытать некоторые узлы ГРС).

В условиях отсутствующего отбора газа потребителями возможны следующие варианты:

– корректировка сроков проведения испытаний с учетом графика подключения потребителей;

– проведение испытания в условиях обеспечения загрузки ГРС за счет имитации потребления газа путем его сброса в окружающую среду;

– проведение испытания в условиях обеспечения загрузки ГРС в динамическом кольцевом режиме с помощью мобильных компрессорных станций;

– комплексное опробование ГРС с использованием альтернативных взрывобезопасных сред, таких как азот или воздух, за счет имитации потребления испытательной среды путем сброса ее в окружающую среду через свечу (метод универсален и технически прост в реализации, характеризуется минимальными экологическими рисками, используется оборудование, имеющееся на балансе эксплуатирующей организации).

Для испытания ГРС с разными проектными производительностями в условиях отсутствия отбора газа потребителями возможно применение различных схем организаций подачи альтернативной испытательной среды (азота или воздуха):

– для ГРС с малой проектной производительностью (до 2 тыс. нм^3/ч) рационально использовать схему «прямое подключение», предусматривающую подключение компрессора или азотной станции к входной линии ГРС через ресивер с имитацией работы ГРС по открытому контуру со сбросом испытательной среды из выходного газопровода ГРС (рис. 1);

– для ГРС со средней проектной производительностью (от 2 до 10 тыс. нм^3/ч) необходимо использовать схему «по замкнутому контуру», предусматривающую подключение компрессора или азотной станции к входной линии ГРС через ресивер с имитацией работы ГРС по закрытому контуру без сброса испытательной среды (рис. 2);

– для ГРС с большой проектной производительностью (свыше 10 тыс. нм^3/ч) необходимо использовать схему «через баллон», предусматривающую осуществление имитации работы ГРС по открытому контуру с поступлением предварительно аккумулированной испытательной среды (воздуха, азота) из буферной емкости (участок газопровода-отвода, примыкающий к ГРС) со сбросом из выходного газопровода ГРС (рис. 3).

Схема «прямое подключение» является наиболее простой, позволяет испытать все технологическое оборудование ГРС.

Схема «по замкнутому контуру» технологически аналогична испытанию ГРС в динамическом кольцевом замкнутом контуре с помощью мобильных компрессорных станций, основным недостатком является невозможность опробования оборудования систем подготовки топливного газа, предварительного подогрева и одоризации, для их испытания возможен краткосрочный переход имитационной работы ГРС на схему «прямое подключение».

Схема «через баллон» технологически полностью имитирует работу ГРС на проектных режимах, однако реализация метода осложняется необходимостью проведения длительных предварительных работ по наполнению участка газопровода-отвода испытательной средой, однако данный метод позволяет выполнить одновременно комбинированные пневматические испытания газопровода-отвода и ГРС.

При проведении комплексного опробования ГРС на альтернативных средах необходимо учитывать различие физических характеристик рабочей (природный газ) и альтернативных испытательных (воздух, азот) сред.

Вследствие большей плотности и динамической вязкости воздуха и азота по сравнению с природным газом в условиях высокоскоростного истечения испытательной среды могут иметь место повышенные возмущения потока, что может способствовать повышенной вибрации оборудования участка редуцирования.

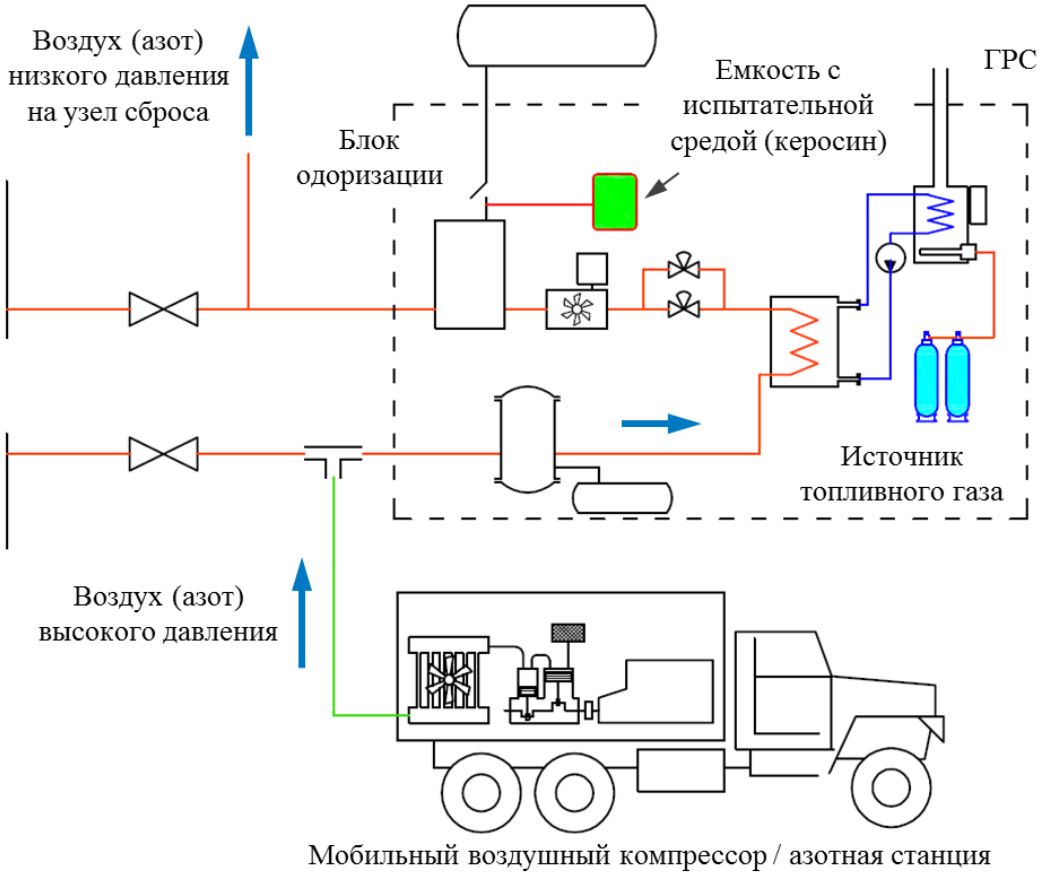


Рисунок 1 – Схема «прямое подключение» для испытания ГРС с малой проектной производительностью (до 2 тыс. нм^3/ч) на альтернативных средах (воздухе / азоте)

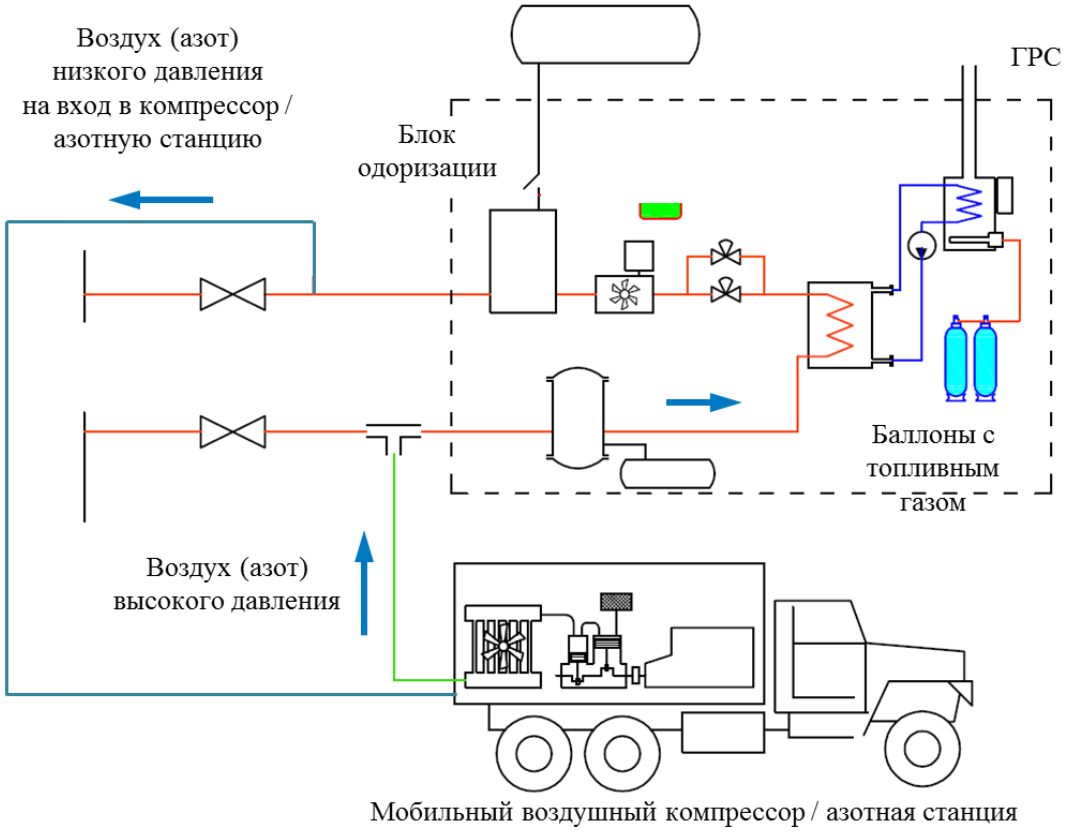


Рисунок 2 – Схема «по замкнутому контуру» для испытания ГРС со средней проектной производительностью (от 2 до 10 тыс. нм^3/ч) на альтернативных средах (воздухе / азоте)

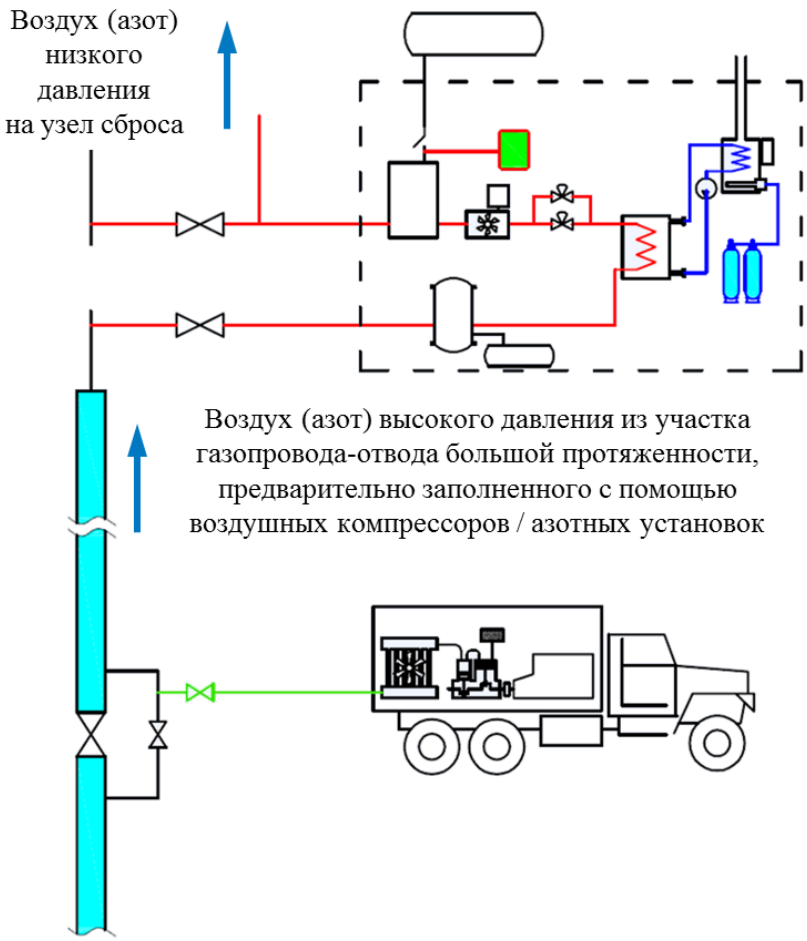


Рисунок 3 – Схема «через баллон» для испытания ГРС с большой проектной производительностью (свыше 10 тыс. нм^3/ч) на альтернативных средах (воздухе / азоте)

Отличие теплофизических свойств (теплоемкости, теплопроводности, коэффициента дросселирования) оказывает влияние на режимы предварительного подогрева.

Для учета различия физических характеристик альтернативной испытательной среды (воздуха / азота) и рабочей среды (природный газ) определены принципы корректировки испытательных режимов.

Стоит отметить, что при выборе альтернативной среды для испытания ГРС предпочтение стоит отдавать воздуху по следующим причинам:

– воздушные компрессоры имеют повышенную производительность по сравнению с азотными станциями при аналогичных показателях энергопотребления;

– передвижные воздушные компрессоры имеют большее распространение по сравнению с азотными станциями;

– азот является более опасным для человека, так как относится к удушающим газам, способен накапливаться в закрытых помещениях и не имеет запаха.

Эффективность технологии испытания ГРС на альтернативных средах доказана при опробовании оборудования трех ГРС в 2024 г.

Библиографический список:

1. Программа газификации России ПАО «Газпром» 2021 – 2025 [Интернет-ресурс]. Код доступа: https://www.gazprommap.ru/program/ Дата обращения: 20.01.2026.

2. СТО Газпром 20-2.1-009-2024. Проектирование и строительство. Пусконаладочные работы: общие положения. – Санкт-Петербург: Газпром Экспо, 2025. – 53 с.

3. Пат. 2803402 РФ, G01M 3/08. Способ испытания обвязки и технологического оборудования газораспределительной станции / С. В. Адаменко, Д. С. Волков, В. М. Янчук и др. – № 2022112062; Заявлено 04.05.2022; Опубл. 12.09.2023, Бюл. № 26.

УДК 622.624:014.27

Альтернативный способ закрепления магистрального газопровода в слабонесущих и сезонно-талых грунтах

Кривов В. Е., Терентьева М. В.

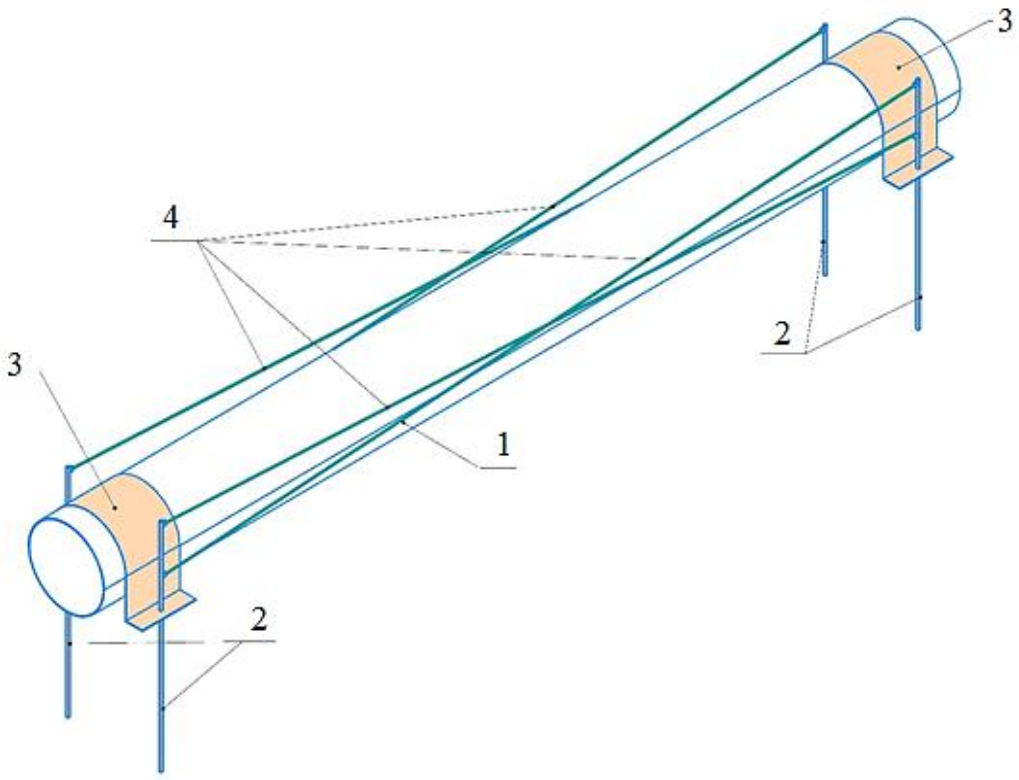
ФГБОУ Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Деградирующее поведение грунтовых условий при эксплуатации линейной части подземных трубопроводов приводит к возникновению непроектного смещения оси магистрали, что подтверждает отсутсвие универсальных способов обеспечения устойчивого положения участков, расположенных в суровых инженерно-геологических условиях, не поддающихся грунтовому влиянию.

В работе рассматривается альтернативный способ обеспечения проектного положения подземного трубопровода в сложных геокриологических условиях, способствующих возникновению арочных прогибов и провисов участка со смещением проектной оси.

На сегодняшний день известны основные способы обеспечения устойчивого положения трубопроводов на проектных отметках [1-2], к которым относятся различные типы пригрузов, воздействующих собственным весом на трубопровод и устройств закрепления, взаимодействующих с грунтом, которые обеспечивают стабилизацию трубопровода на проектных отметках. Практика строительства трубопроводов на неустойчивых грунтах и опыт эксплуатации трубопроводных магистралей дают очевидную картину относительно низкой работоспособности существующих устройств балластировки и закрепления в виду проявления их удерживающей способнбости только в продольном направлении. Однако, вследствие температурного перепада продукта в магистрали при перекачки возникает линейное удлинение металла трубопровода, что влечет за собой поперечное смещение его оси, воздействовать на которое не предназначенные типовые устройства.

Для решения таких задач предлагается использование специальной системы устройств (рис. 1) – анкерных подземных опор совместно с арочным хомутом, соединенных между собой тросовой обвязкой.



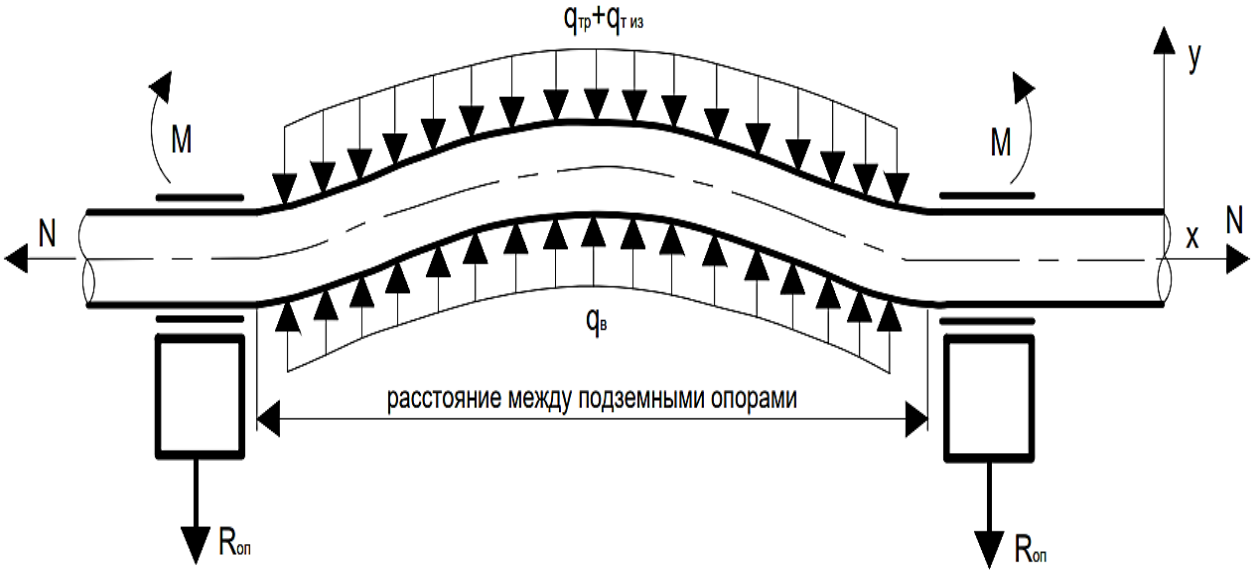
1 – труба; 2 – анкерная опора; 3 – арочный хомут; 4 – трос

Рисунок 1 – Схема предлагаемой системы закрепления

Взаимодействие тросовой соединительной схемы обвязки в данной конструкции предполагает компенсацию поперечных смещений, а арочный хомут и анкерное сцепление с грунтом обеспечивают минимизацию потерь удерживающей способности в продольном направлении трубопровода.

На основании результатов компьютерного моделирования в программном комплексе Ansys проведен подбор параметров предлагаемой системы закрепления участка подземного трубопровода DN1400 на неустойчивом массиве грунта, а именно типоразмера арочного хомута, габаритов свай и геометрических размеров тросовой обвязки, для определения оптимального шага расстановки закрепляющих устройств исходя из критериев обеспечения несущей способности системы закрепления и сохранения проектного положения участка трубопровода.

Основываясь на законы классической механики [4-5], для рассматриваемой системы закрепления и участка трубопровода произведен сбор нагрузок при воздействии выталкивающей силы воды в траншеи (рис. 2) в случае имитации всплытия трубопровода.



$q_{тр}$ – расчетный вес единицы длины трубопровода без изоляции; $q_{т.из}$ – расчетный вес изоляционного покрытия трубопровода; $q_{в}$ – расчетная выталкивающая силы воды, действующая на трубопровод; $R_{оп}$ – сила реакции опоры при защемлении трубопровода в грунте; M – изгибающий момент из-за воздействия грунта на трубопровод; N – растягивающие усилие, при взаимодействие трубопровода с грунтом

Рисунок 2 – Расчетная схема трубопровода при его всплытии

Подбор параметров предлагаемой системы закрепления выполнялся из критерия обеспечения условия устойчивости трубопровода при влиянии продольного и поперечного перемещения, с учетом, что все расчетные нагрузки, действующие вниз больше суммарных нагрузок от выталкивающей силы воды под трубопроводом.

Конструкция устройства была сформирована следующим образом: на магистральный трубопровод монтировались кожухи-оболочки, в основаниях которых прорезались отверстия под висячие забивные сваи. После монтажа кожухов в отверстия вставляли сваи и при помощи механизированного молотка вбивались в грунт. Заглубление свай продолжалось до момента, когда верхняя часть сваи не сравняется с верхней образующей трубы. Данная особенность конструкции необходима для дальнейшего закрепления тросов.

В результате импортирования геометрии модели в ПК Ansys и создания контакта между элементами системы и трубопроводом, заданы граничные условия, моделирующие воздействующие нагрузок. После задания граничных условий и разбиение модели на конечно-элементную сетку, определяем величины перемещений (Deformation) и эквивалентных напряжений в системе (Equivalent Stress), (рис. 3, 4).

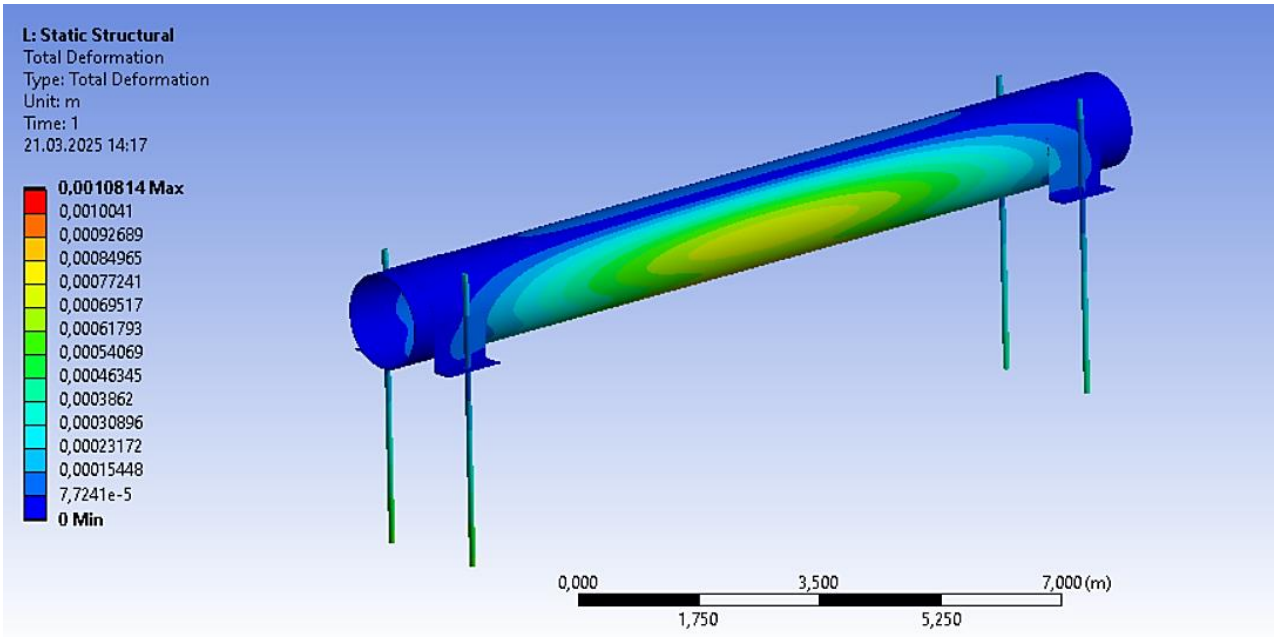


Рисунок 3 – Эскиз распределения деформаций в модели

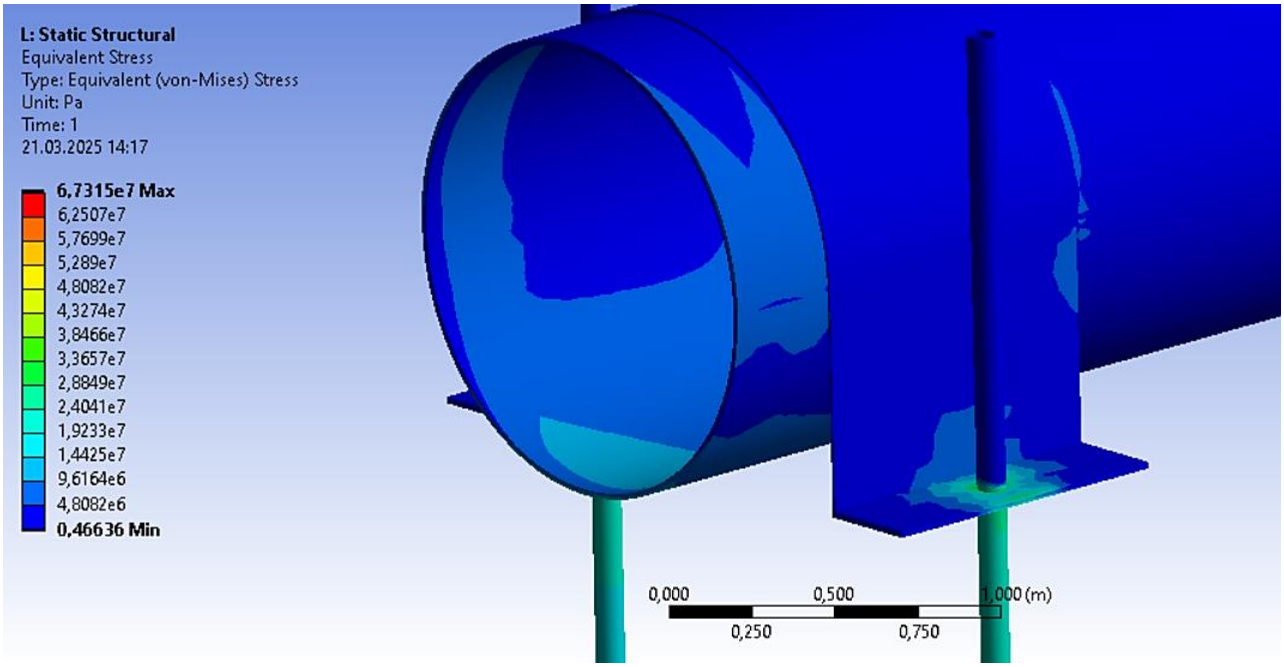


Рисунок 4 – Эскиз распределения эквивалентных напряжений в модели

После получения эскизов распределения напряжений и деформаций системы проводим статический расчет модели, который позволяет оценить работоспособность системы и количество циклов ее работы.

В данной работе с помощью моделирования рассмотрена работа системы закрепления магистрального трубопровода, состоящая из висячих забивных/вдавливаемых свай, арочных хомутов с вариацией различных диаметров и длин свай.

Определены основные параметры работы системы: выталкивающая сила, действующая на 1 п.м. трубопровода, несущая способность сваи, работающая на выдергивающую нагрузку, шаг расстановки системы закрепления, суммарные перемещения системы, эквивалентные напряжения в системе.

По результатам расчетов и моделирования сделан вывод, что сваи длиной погружаемой в грунт части равной 1 метр использовать нецелесообразно ввиду низкой несущей способности и малого шага расстановки, однако использование свай длиной от 2 м является оптимальным решением.

Так как согласно расчетов и моделирования удерживающая способность свай в основном зависит от их длины и мало зависит от их диаметра – целесообразно использовать свай диаметром от 57 до 89 мм ввиду более низкой металлоемкости, при этом используя длину свай 3 метра.

При дальнейшей проработке необходимо учесть зону промерзания грунтов, которая позволит увеличить несущую способность свай, а также включить в модель специальные троса, которые позволят стабилизировать систему и сделать ее более устойчивой.

Библиографический список:

1. СТО Газпром 2-2.2-577-2011. Средства балластировки и закрепления газопроводов в проектном положении. Технические требования. – М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2012. – 32 с.
2. РД 91.200.00-КТН-044-11 «Регламент применения балластирующих устройств при проектировании и строительстве магистральных трубопроводов». М.: АК «Транснефть», 2011. 36 с.
3. Д. Ф. Хусаинов., Р. Р. Хасанов. О Проблеме обеспечения устойчивости положения магистральных трубопроводов на слабонесущих грунтах/Д. Ф. Хусаинов., Р. Р. Хасанов// Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – Уфимский государственный нефтяной технический университет, Издательство, отдел научных изданий, 2019. – № 5. – С. 134-143.
4. Рекомендации ПАО «Газпром» Р Газпром 2-3.5-1197-2020. Средства крепления трубопроводов анкерного типа. Проектирование и технология применения.
5. Шарыгин В. М., Яковлев А. Я. Прокладка и балластировка газопроводов в сложных условиях. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2008. – 258 с.

УДК 62-173

Оценка эффективности рекуперации тепла промежуточных потоков на установке АВТ и рекомендации по ее повышению

Губина Д. Ю., Фитц В. С.

Научный руководитель: Ратиер Н. И.

Воркутинский филиал Ухтинского государственного технического университета, г. Воркута, Россия

Аннотация. Установки атмосферно-вакуумной трубчатки (АВТ) относятся к основным установкам первичной переработки нефти, а их энергоэффективность во многом определяется тем, насколько полно используется рекуперация тепла продуктовых и промежуточных потоков. В данной работе выполнена оценка эффективности рекуперации тепла промежуточных потоков установки АВТ на основе анализа публикаций и рассмотрены типовые причины потерь тепла. Показано, что наибольшее влияние на снижение эффективности оказывают загрязнение теплообменных поверхностей, изменение схемы теплообменной сети при выводе аппаратов на ремонт, а также нерациональная обвязка и режимные отклонения. На основе изученных подходов (моделирование в UniSim Design, применение пинч-подхода и эксергетической оценки) сформулированы практические рекомендации по повышению степени рекуперации тепла на установке АВТ: регулярный контроль загрязнений и планирование очисток, оптимизация распределения потоков по теплообменникам, пересмотр схемы обвязки с учетом правил пинч-анализа и использование расчетных моделей для оперативного выбора режимов.

Ключевые слова: установка АВТ, рекуперация тепла, теплообменная сеть, промежуточные потоки, пинч-анализ, эксергия, загрязнение теплообменников, оптимизация.

Введение. Установка атмосферно-вакуумной трубчатки (АВТ) – это основной объект первичной переработки нефти и одновременно один из самых энергоемких участков. Чтобы нефть нормально разделялась в колоннах, ее нужно нагреть до требуемых температур. На это

тратится топливо, поэтому снижение тепловых затрат на подогрев сырья дает заметный эффект. Один из наиболее эффективных способов экономии - рекуперация тепла. В условиях АВТ рекуперация означает, что горячие промежуточные потоки (часть продуктовых потоков, циркуляционные потоки и другие нагретые потоки установки) отдают свое тепло сырой нефти в теплообменниках. Тогда нефть приходит к печи уже подогретой, и печи нужно добавить меньше тепла [3,4]. Обобщенная схема рекуперации тепла на установке АВТ приведена на рисунке 1.

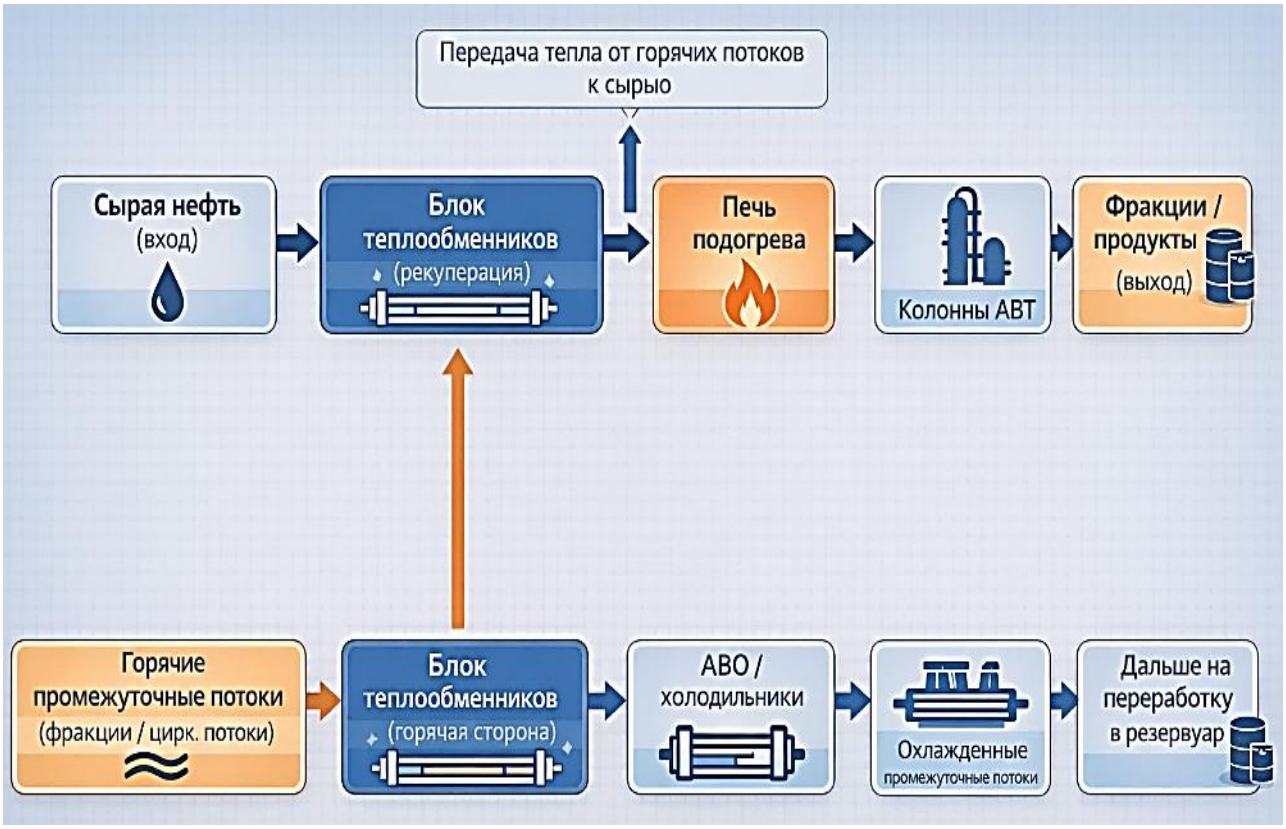


Рисунок 1 – Упрощенная схема рекуперации тепла на установке АВТ

В идеале рекуперация должна быть максимально эффективной, но на практике она часто работает хуже, чем задумано проектом или расчетом. Обычно это происходит по двум причинам. Первая – ухудшение теплопередачи, когда поверхности теплообменников загрязняются (отложения, накипь, кокс и т. п.). Вторая – изменение схемы работы, когда часть теплообменников выводят на ремонт или на очистку, и сеть теплообмена начинает работать иначе. В итоге температура нефти перед печью падает, а чтобы получить нужный нагрев, приходится повышать нагрузку на печь. Это приводит к перерасходу топлива и росту затрат [1, 4].

Цель работы – на основе анализа опубликованных исследований оценить, от чего зависит эффективность рекуперации тепла промежуточных потоков на установке АВТ, и дать рекомендации, как ее повысить. Для этого рассматриваются: (1) как устроена рекуперация тепла на АВТ; (2) какие причины чаще всего снижают ее эффективность; (3) какие подходы к улучшению рекуперации описаны в литературе; (4) какие мероприятия можно предложить для практического применения.

Материалы и методика. Работа выполнена по материалам научных публикаций, где рассматриваются вопросы повышения энергоэффективности теплообменных сетей установок атмосферно-вакуумной перегонки нефти, управление режимами блока подогрева сырья и влияние загрязнения на теплопередачу [1-5]. В источниках можно выделить два уровня решений. Первый – эксплуатационный, когда эффективность повышают за счет правильного режима, перераспределения потоков и контроля состояния оборудования. Второй – проектно-аналитический, когда сеть теплообмена оценивают как единую систему и предлагают ее улучшение с применением пинч-анализа и эксергетического подхода [2, 5].

В качестве показателей эффективности рекуперации в данной работе рассматриваются параметры, которые проще всего отслеживать на действующей установке: температура сырой нефти на выходе блока теплообмена (перед печью), расход топлива на печь, а также косвенные признаки проблем в теплообменниках, например рост перепада давления или устойчивые отклонения фактических температур от расчетных и паспортных значений [1, 3, 4].

Для приблизительной оценки количества теплоты, реально переданной нефти, можно использовать простой тепловой баланс для нагреваемого потока: $Q = G \times c_p \times (t_{вых} - t_{вх})$, где Q – количество теплоты, полученное нефтью; G - расход; c_p - теплоемкость; $t_{вх}$ и $t_{вых}$ – температуры на входе и выходе теплообменника. Такой расчет удобен тем, что его можно применять для сравнения разных аппаратов и для отслеживания ухудшения их работы, даже если нет сложной компьютерной модели [1].

Анализ причин снижения эффективности рекуперации. По результатам анализа источников причины снижения эффективности рекуперации можно разделить на две группы. Первая группа – проблемы с теплопередачей (в первую очередь загрязнение). Вторая группа – изменения схемы и режима работы, особенно при ремонтах или отключении части теплообменников.

Загрязнение теплообменных поверхностей является одной из самых частых причин падения рекуперации. Когда на поверхности появляется слой отложений, тепло через него проходит хуже. Даже если температуры потоков и расходы остаются примерно такими же, фактическая передача тепла снижается. Дополнительно загрязнение может приводить к росту перепада давления, что ухудшает гидравлику и может влиять на распределение потоков [1]. В итоге нефть хуже подогревается внутри установки и больше тепла приходится давать через печь.

Вывод теплообменников на ремонт или очистку тоже заметно влияет на рекуперацию. Сеть теплообменников на установке АВТ обычно состоит из нескольких ветвей, где потоки могут идти последовательно и параллельно. Когда один аппарат отключают, меняется вся схема: где-то растет сопротивление, где-то поток идет легче. Если при этом не пересматривать распределение расходов по ветвям, то рекуперация снижается. В работах [3, 4] показано, что правильное перераспределение потоков сырья по сети теплообмена позволяет повысить температуру нефти на выходе блока подогрева и уменьшить расход топлива на печь, даже если часть оборудования выведена из работы. Сравнение значений технологических параметров до и после оптимизации при отключении теплообменника представлен на рисунке 2.

Параметр технологического процесса	Значение до оптимизации	Значение после оптимизации	
		методом сканирования	методом Бокса
F_1 – расход 1-го потока сырой нефти	73,3	86	86,4
F_2 – расход 2-го потока сырой нефти	53	50,2	50,1
F_3 – расход 3-го потока сырой нефти	86,2	76,3	76
$T_{вых}$ – температура сырой нефти на выходе из блока теплообмена	209,4	214,7	214,5

Рисунок 2 – Сравнение значений технологических параметров до и после оптимизации при отключении теплообменника

Также существуют ограничения, связанные с конструкцией и безопасностью. Не все горячие промежуточные потоки можно легко вовлечь в теплообмен, потому что есть требования по качеству продуктов, ограничения по перепадам температур, а также риск разгерметизации и перетоков между контурами. Однако при системном анализе теплообменной сети обычно выявляется дополнительный потенциал рекуперации, который можно реализовать при грамотной настройке схемы или модернизации [2, 5].

Подходы к повышению эффективности рекуперации. В источниках можно выделить несколько подходов к повышению эффективности рекуперации. Самый практичный подход - оптимизация режима и распределения потоков сырья в существующей теплообменной сети. Такой вариант особенно важен, когда установка работает не в идеальном режиме: часть аппаратов может быть отключена, сырье меняется, условия работы отличаются от расчетных. В работах [3, 4] предлагается решать задачу оптимизации: подобрать такое распределение потоков по ветвям, чтобы температура объединенного потока нефти на выходе блока теплообмена была максимально возможной. Это напрямую снижает нагрузку на печь и экономит топливо.

Другой подход – применение пинч-анализа, который рассматривает теплообменную сеть как единую систему. Пинч-анализ помогает понять, где именно в сети теряется возможность рекуперации и как уменьшить потребность во внешнем подводе тепла. В статье по анализу и оптимизации теплообменного оборудования установок атмосферно-вакуумной перегонки рассматривается построение модели теплообменной сети, выделение проблемных участков и поиск вариантов улучшения схемы на основе принципов интеграции тепла [2].

Эксергетический пинч-анализ является более глубоким вариантом анализа, потому что учитывает не только количество тепла, но и его качество, то есть насколько это тепло полезно при данных температурах. Такой подход позволяет выделить места, где потери полезности энергии наиболее заметны, и обосновать, какие изменения дадут наибольший эффект [5].

Рекомендации по повышению эффективности рекуперации. По результатам анализа можно предложить набор рекомендаций, которые удобно разделить на эксплуатационные (то, что можно делать быстро на действующей установке) и проектно-технические (то, что требует расчетов и возможной модернизации).

К эксплуатационным рекомендациям относится постоянный контроль параметров, которые отражают качество рекуперации. В первую очередь это температура нефти перед печью и расход топлива на печь. Если при одинаковом сырье и похожих режимах температура нефти перед печью снижается, а расход топлива растет, это часто означает, что рекуперация ухудшилась. Дополнительно полезно отслеживать перепады давления по теплообменникам, поскольку рост ΔP может быть связан с загрязнением [1].

Следующая важная рекомендация – управлять распределением потоков, особенно когда часть теплообменников выводят на ремонт или очистку. Даже простой регламент действий (пересмотр расходов по ветвям, выбор наиболее эффективной схемы включения аппаратов) может улучшить подогрев нефти. В исследованиях [3, 4] показано, что перераспределение потоков позволяет повысить температуру объединенного потока на выходе блока теплообмена и снизить нагрузку на печь.

Третье направление – очистки по фактическому состоянию. То есть не ждать только календарного срока, а обращать внимание на признаки падения эффективности: снижение температур подогрева, ухудшение теплопередачи по расчету Q, рост перепада давления. Такой подход помогает поддерживать рекуперацию на более стабильном уровне и уменьшает потери энергии [1].

К проектно-техническим рекомендациям относится оценка потенциала рекуперации на основе пинч-анализа. Это помогает определить, насколько текущая сеть близка к энергетическому минимуму и какие изменения дадут максимальный эффект: изменение последовательности теплообменников, вовлечение дополнительных потоков, корректировка температурных перепадов и обвязки [2].

Дополнительно эксергетический подход позволяет более обоснованно выбирать приоритеты модернизации. Если нет возможности менять всю сеть сразу, логично начинать с тех участков, где потери полезности энергии наиболее заметны [5].

В целом рационально действовать по этапам: сначала наладить эксплуатационные меры (контроль, управление потоками, очистки по состоянию), затем при необходимости переходить к системному анализу и модернизации сети теплообмена.

Заключение. Рекуперация тепла промежуточных потоков на установке АВТ является важным резервом энергосбережения, так как позволяет уменьшить нагрузку на печь и снизить расход топлива [3,4]. Однако на практике эффективность рекуперации часто снижается из-за загрязнения теплообменных поверхностей и изменения схемы теплообмена при ремонтах и отключении оборудования. Эти факторы приводят к ухудшению теплопередачи и снижению подогрева сырой нефти перед печью, из-за чего возрастает расход топлива [1, 4].

Для повышения эффективности рекуперации предложены практические меры: регулярный контроль температур и расхода топлива, отслеживание перепадов давления и признаков загрязнения, перераспределение потоков при изменении схемы, очистки по фактическому состоянию. В качестве более глубоких решений рассматривается применение пинч-анализа и эксергетического подхода для оценки потенциала энергосбережения и выбора направлений модернизации теплообменной сети [1, 2].

Библиографический список:

1. Галковский В. А., Чупова М. В. Анализ снижения коэффициента теплопередачи теплообменных аппаратов вследствие загрязнения поверхности // Интернет-журнал «Науковедение». – 2017. – Т. 9, № 2. - С. 1-7.
2. Доброва А. А. [и др.] Анализ и оптимизация работы теплообменного оборудования установок атмосферно-вакуумной перегонки нефти // НефтеГазоХимия. - 2017. - № 1. - С. 41-45.
3. Колыхматов А. О., Шумихин А. Г. Алгоритм оптимизации в задаче управления блоком подогрева сырой нефти на установке АВТ нефтеперерабатывающего предприятия с его актуализацией в компьютерно-тренажерном комплексе // Вестник ПНИПУ. Химическая технология и биотехнология. – 2015. - № 3. – С. 39-48.
4. Колыхматов А. О., Шумихин А. Г. Оптимизация блока подогрева сырой нефти на установке АВТ при выводе некоторых теплообменников на ремонт // Вестник ПНИПУ. Химическая технология и биотехнология. - 2016. - № 3. - С. 20-27.
5. Юшкова Е. А., Лебедев В. А. Эксергетический пинч-анализ системы теплообмена в технологии переработки нефти // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». - 2020. - Т. 20, № 1. – С. 5-11.

УДК 622.691.4:620.9

Оценка энергетической эффективности замены регулятора давления на турбодетандер на компрессорной станции

Ульмаскулов А. Р.[1], Байков И. Р.[2]

1 – ООО «Газпром трансгаз Уфа», ФГБОУ ВО «УГНТУ», г. Уфа, Россия;
2 – ФГБОУ ВО «УГНТУ», г. Уфа, Россия

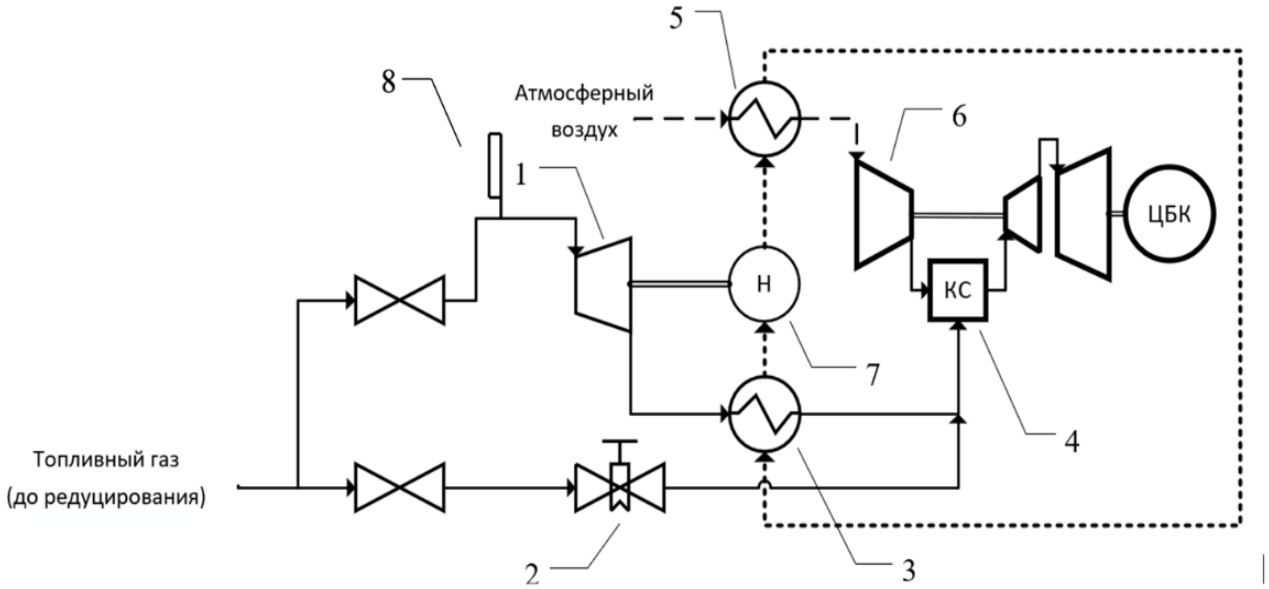
Аннотация. В статье рассматривается оценка энергетической эффективности замены регулятора давления газа на турбодетандер на узле подготовки газа компрессорной станции. Предлагаемая схема использует холод, вырабатываемый при расширении природного газа, для охлаждения пропиленгликоля в теплообменниках. Рассмотрены термодинамические аспекты работы системы, включая расчёт температуры газа и теплоносителя, а также оценка экономии топлива. На основе термодинамических вычислений, проведён расчет годовой экономии топлива и её денежного эквивалента. Особое внимание уделено анализу влияния изменения температуры воздуха на потребление топливного газа, что позволяет снизить объем сжимаемого воздуха и, как следствие, уменьшить расход топлива. Результаты показывают, что

внедрение турбодетандера приводит к снижению энергозатрат, что делает данное решение перспективным для дальнейшей проработки для внедрения на компрессорных станциях газотранспортных предприятий.

Введение. Повышение энергетической эффективности является приоритетной задачей в нефтегазовой отрасли. На компрессорных станциях значительные потери энергии происходят при редуцировании давления газа. Использование турбодетандера вместо регулятора давления позволяет утилизировать часть этой энергии, одновременно снижая температуру воздуха на входе в компрессор, что способствует экономии топлива. Важно, что холод, вырабатываемый при расширении природного газа, используется для охлаждения пропиленгликоля в теплообменниках, что также позволяет эффективно использовать теплоту, полученную в процессе.

Цель работы – количественная оценка энергетического и экономического эффекта от замены регулятора давления газа на турбодетандер с системой теплообменников, использующих холод, вырабатываемый при расширении природного газа.

Методы. Для реализации поставленной задачи разработана принципиальная схема установки с турбодетандером.



1 – турбодетандер, 2 – регулятор давления газа, 3 – первичный теплообменник, 4 – камера сгорания ГПА, 5 – вторичный теплообменник, 6 – компрессор ГПА, 7 – циркуляционный насос теплоносителя, 8 – система ингибирования метанола

Рисунок 1 – Схема охлаждения воздуха на входе в ГПА с использованием холода, генерируемого турбодетандером при редуцировании давления топливного газа

На рисунке 1 представлена принципиальная схема предлагаемой установки. Турбодетандер 1 расположен на параллельной линии с регулятором давления 2. При использовании предлагаемой схемы линия регулятора давления 2 закрыта. Газ, прошедший через турбодетандер 1, направляется в первичный теплообменник 3, где он охлаждает теплоноситель – водный раствор пропиленгликоля (либо иной теплоноситель). Далее охлаждённый газ поступает в камеру сгорания ГПА 4.

Охлаждённый в первичном теплообменнике 3 теплоноситель по замкнутому контуру подаётся во вторичный теплообменник 5, установленный перед входом воздуха в компрессор 6. Здесь он охлаждает поступающий воздух, увеличивая его плотность, что снижает объём воздуха, подлежащий сжатию. Это уменьшает механическую нагрузку на компрессор и снижает потребление топливного газа при постоянной мощности агрегата. После вторичного теплообменника 5 теплоноситель возвращается в первичный теплообменник 3. Циркуляция теплоносителя обеспечивается насосом 7, который приводится в движение за счет использования механической энергии вырабатываемой турбодетандером 1.

Дополнительно, для предотвращения гидратообразования, в схеме предусмотрена система ингибирования метанола 8.

Теоретическое обоснование и расчет

Физический принцип предлагаемого решения основан на термодинамической зависимости мощности компрессора (N) от параметров всасываемого воздуха и его коэффициента полезного действия (η). Мощность, затрачиваемая на сжатие циклового воздуха в ГПА, прямо пропорциональна его объёмному расходу (V):

$$N \propto \frac{V}{\eta}$$

Поскольку плотность воздуха ρ обратно пропорциональна его температуре T (при постоянном давлении), охлаждение воздуха на входе ведет к росту его плотности и снижению потребного объёма сжатия для перекачки той же массовой доли газа.

Исходные данные и характеристика рабочей среды

Расчет произведен для условий эксплуатации газоперекачивающего агрегата ГПА-16Р «Уфа» номинальной мощностью 16 МВт.

Таблица 1 – Исходные параметры технологического процесса

Параметр	Обозначение	Значение
Расход топливного газа	m_g	0,902 кг/с
Давление газа до редуцирования	P_1	6,2 МПа
Давление газа после редуцирования	P_2	2,74 МПа
Температура газа на входе	T_1	287 К (+14 °C)
Расход воздуха компрессора	m_a	64,5 кг/с
Теплоемкость воздуха (изобарная)	c_a	1005 Дж/(кг·К)

Теплофизические свойства природного газа определены на основе фактического покомпонентного состава (табл. 2).

Таблица 2 – Покомпонентный состав и расчетные характеристики газа

Компонент	Массовая доля, %	Молярная масса, кг/кмоль	Плотность при с.у., кг/м³	Вклад в плотность
Метан (CH_4)	98,70	16,04	0,7170	0,7077
Этан (C_2H_6)	0,10	30,07	1,3550	0,0014
Пропан (C_3H_8)	0,29	44,10	1,5600	0,0045
Бутан (C_4H_{10})	0,04	58,12	2,4800	0,0010
Углекислый газ (CO_2)	0,10	44,01	1,9800	0,0020
Азот (N_2)	0,77	28,01	1,5000	0,0116
ИТОГО	100,0	16,09	-	0,7281

Расчетные параметры смеси:

Плотность при стандартных условиях: $\rho_{mix} = 0{,}7281$ кг/м³.

Относительная плотность по воздуху: $\gamma = \frac{0{,}7281}{1{,}205} \approx 0{,}604$.

Газовая постоянная смеси: $R_{mix} = \frac{8314}{16{,}09} \approx 516{,}7$ Дж/(кг·К).

Определение свойств реального газа

Учитывая высокие значения рабочего давления (6,2 МПа), расчет ведется с учетом коэффициента сжимаемости газа Z.

Псевдокритические параметры смеси [1]:

$$T_{cr} = \sum x_i T_{cr.i} = 190{,}91\ K; \quad P_{cr} = \sum x_i P_{cr.i} = 4{,}591\ МПа$$

Коэффициент сжимаемости Z для приведенных параметров $T_{pr} = 1{,}503$ и $P_{pr} = 1{,}350$[2]:

$$Z = 1 + A_1 \cdot P_{pr} + A_2 \cdot P_{pr}^2$$

$$A_1 = -0{,}39 + \frac{2{,}03}{T_{pr}} - \frac{3{,}16}{T_{pr}^2} + \frac{1{,}09}{T_{pr}^3} = -0{,}39 + 1{,}351 - 1{,}399 + 0{,}321 = -0{,}117$$

$$A_2 = 0{,}0423 - \frac{0{,}1812}{T_{pr}} + \frac{0{,}2124}{T_{pr}^2} = 0{,}0423 - 0{,}1206 + 0{,}0940 = 0{,}0157$$

$$Z = 1 + (-0{,}117 \cdot 1{,}350) + (0{,}0157 \cdot 1{,}350^2) = 0{,}871$$

Термодинамический расчет процесса расширения

Температура газа после идеального изоэнтропийного расширения (T_{2s}) рассчитывается по формуле:

$$T_{2s} = T_1 \cdot \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{k-1}{k} \cdot Z} = 287 \cdot \left(\frac{2{,}74}{6{,}2}\right)^{\frac{1{,}3-1}{1{,}3} \cdot 0{,}871} = 243{,}56K$$

где k = 1,3 – показатель адиабаты.

Действительная температура газа на выходе из турбодетандера (T_{2p}) с учетом внутреннего изоэнтропийного КПД агрегата $\eta_s = 0{,}8$:

$$T_{2p} = T_1 - \eta_s \cdot (T_1 - T_{2s}) = 287 - 0{,}8 \cdot (287 - 243{,}56) = 252{,}25\ K$$

Оценка рисков гидратообразования и выбор метода защиты

Поскольку температура потока на выходе принимает отрицательные значения равновесная температура гидратообразования (T_{hydr}) пределялась по логарифмической зависимости, рекомендованной для метаносодержащих смесей с относительной плотностью [3]. Для природных газов с относительной плотностью по воздуху $\Delta \approx 0{,}6$ зависимость температуры (К) от давления (МПа) описывается эмпирическим уравнением:

$$T_{hydr} = a \cdot ln(P) + b$$

где P – абсолютное давление газа, МПа;

a, b – коэффициенты аппроксимации, характеризующие термодинамическое равновесие для метаносодержащих смесей (A=15,65, B=261,5);

При давлении на выходе из турбодетандера $P_2 = 2{,}74$ МПа:

$T_{hydr} = 15{,}65 \cdot \ln(2{,}74) + 261{,}5 \approx 15{,}65 \cdot 1{,}008 + 261{,}5 = 277{,}3$ К (+4,15 °C)

Фактическая температура потока на выходе $T_{2p} = 252{,}25$ К значительно ниже равновесной температуры гидратообразования (переохлаждение $\Delta T \approx 25$ К). Это создает условия для интенсивного образования гидратов в проточной части агрегата.

Применение традиционного подогрева газа перед редуцированием в данной схеме невозможно, так как это снизит холодопроизводительность установки. В связи с этим в схему включена система ингибирования (подача метанола через форсунку на входе в турбодетандер).

Полезная мощность и параметры охлаждения воздуха

Для повышения точности энергетического баланса средняя изобарная теплоемкость газа ($c_{p.real}$) рассчитывалась через разность энтальпий реального газа (по уравнению состояния Пенга-Робинсона) в интервале температур 252 ... 287 К при давлении 2,74 МПа:

$$c_{p.real} = \frac{\Delta H}{\Delta T} \approx 2454 \; Дж/(кг \cdot К)$$

Полезная мощность охлаждения (Q_a), передаваемая воздуху через контур промежуточного теплоносителя, с учетом КПД теплообменников ($\eta_{HE1} = 0{,}95$, $\eta_{HE2} = 0{,}90$):

$$Q_a = m_g \cdot c_{p.real} \cdot \left(T_{g.out} - T_{2p}\right) \cdot \eta_{HE1} \cdot \eta_{HE2}$$

Принимая температуру газа на выходе из теплообменника $T_{g.out} \approx T_1 = 287$ К:

$$Q_a = 0{,}902 \cdot 2454 \cdot (287 - 252{,}25) \cdot 0{,}95 \cdot 0{,}90 \approx 65\,765 \; Вт$$

Снижение температуры воздуха на входе в компрессор (ΔT_a):

$$T_{a.out} = T_{a.in} - \frac{Q_a}{m_a \cdot c_a} = 288 - \frac{65\,765}{64{,}5 \cdot 1005} = 286{,}99 \; К$$

Увеличение плотности воздуха с $\rho_1 = 1{,}2259$ кг/м³ до $\rho_2 = 1{,}2302$ кг/м³ приводит к снижению расхода топливного газа ГПА на величину:

$$\Delta m_{ГПА} = m_g \cdot \left(1 - \frac{\rho_1}{\rho_2}\right) = 0{,}902 \cdot \left(1 - \frac{1{,}2259}{1{,}2303}\right) \approx 0{,}00316 \; кг/с$$

Энергосберегающий эффект

Суммарный энергосберегающий эффект формируется из двух составляющих: повышения КПД компрессора и исключения затрат на работу подогревателя газа (ПТПГ).

а) Экономия на топливном газе ГПА:

Годовая объемная экономия при плотности газа $\rho_{mix} = 0{,}7281$ кг/м³:

$$V_{ГПА} = \frac{\Delta m_{ГПА}}{\rho_{mix}} \cdot 31\,536\,000 = \frac{0{,}00316}{0{,}7281} \cdot 31\,536\,000 \approx 136\,866 \; м^3/год$$

б) Экономия от исключения подогревателя газа (ПТПГ):

В базовой схеме (редуцирование на клапане) эффект Джоуля-Томпсона приводит к охлаждению газа и необходимости его подогрева во избежание гидратообразования. Минимальный расход газа на поддержание горения подогревателя типа ПТПГ-30 составляет 8 м³/ч. Исключение этого узла дает экономию:

$$V_{ПТПГ} = 8 \cdot 24 \cdot 365 = 70\,080 \; м^3/год$$

в) Итоговый эффект:

Суммарная экономия природного газа на один агрегат:

$$V_{\Sigma} = V_{ГПА} + V_{ПТПГ} = 136\,866 + 70\,080 = 206\,946 \; м^3/год$$

В денежном выражении при тарифе 6,748 руб/м³:

$$S_{агрегат} = 206\,946 \cdot 6{,}748 \approx 1\,396\,471 \; руб/год$$

Для компрессорной станции с тремя работающими ГПА:

$$S_{станция} = 1\,396\,471 \cdot 3 \approx 4\,189\,413 \; руб/год$$

Результаты. Термодинамический анализ показал, что расширение топливного газа в турбодетандере сопровождается понижением температуры потока до 252,25 К (−20,9 °С), что существенно ниже равновесной температуры гидратообразования.

Для обеспечения работоспособности схемы обосновано применение химического ингибирования метанолом взамен традиционного подогрева газа, что позволяет сохранить холодильный потенциал потока [4].

Расчёт показал, что утилизация холода расширения для охлаждения циклового воздуха ГПА примерно на 1 К в сочетании с отказом от подогревателя топливного газа обеспечивает годовую экономию 206 946 м³ природного газа на один газоперекачивающий агрегат.

Обсуждение. Полученные результаты свидетельствуют о высокой эффективности интеграции турбодетандера в схему топливного газа КС. Основной экономический вклад (около 66 %) вносит повышение эффективности цикла ГПА за счет роста плотности воздуха, а дополнительный эффект (34 %) достигается за счет ликвидации расхода газа на собственные нужды (подогрев).

Следует отметить, что для реализации расчетного эффекта критически важен выбор теплообменного оборудования с низким аэродинамическим сопротивлением (не более 150–200 Па), чтобы потери давления на входе в компрессор не нивелировали выигрыш от охлаждения воздуха.

Выводы. Замена узла редуцирования на турбодетандер позволяет утилизировать энергию перепада давления, получая полезную холодильную мощность около 66 кВт.

Расчет фазового равновесия показал необходимость ингибирования потока газа метанолом для предотвращения гидратообразования при рабочих температурах до -21 °С.

Внедрение предлагаемой схемы на компрессорной станции из трех агрегатов ГПА-16Р обеспечивает суммарную годовую экономию в размере 4,19 млн рублей, что подтверждает целесообразность дальнейшей проработки технического решения.

Библиографичсекий список:

1. ГОСТ 30319.2–2015. Газ природный. Методы расчета физических свойств.
2. СТО Газпром 2-3.5-051-2006 Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. – М.: ОАО «Газпром», 2006.
3. Гуревич Г. Р. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей / Г. Р. Гуревич, А. И. Брусиловский. – Москва : Недра, 1984. – 264 с.
4. Макогон Ю. Ф. Газовые гидраты, предупреждения их образования и использование. – М.: Недра, 1985 – 232 с.

УДК 628.147.22

Оптимизация режимов электрохимической защиты магистральных трубопроводов на основе мониторинга и анализа геомагнитной активности

Потапова А. С., Бойчук З. В., Алефиров И. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Металлические магистральные трубопроводы представляют собой протяжённые проводящие структуры, функционирующие в сложных природно-техногенных условиях. Помимо традиционных факторов коррозии, существенное влияние на их эксплуатационную надежность оказывают геофизические процессы, в частности вариации магнитного поля Земли [1].

Магнитное поле Земли имеет дипольную природу и формируется процессами во внешнем ядре планеты. В периоды повышенной солнечной активности происходят магнитные бури – резкие возмущения магнитосферы, сопровождающиеся быстрыми изменениями магнитного потока. Согласно закону электромагнитной индукции Фарадея, изменение магнитного потока через замкнутый контур индуцирует электродвижущую силу, что приводит к возникновению геомагнитных индуцированных токов (ГИТ).

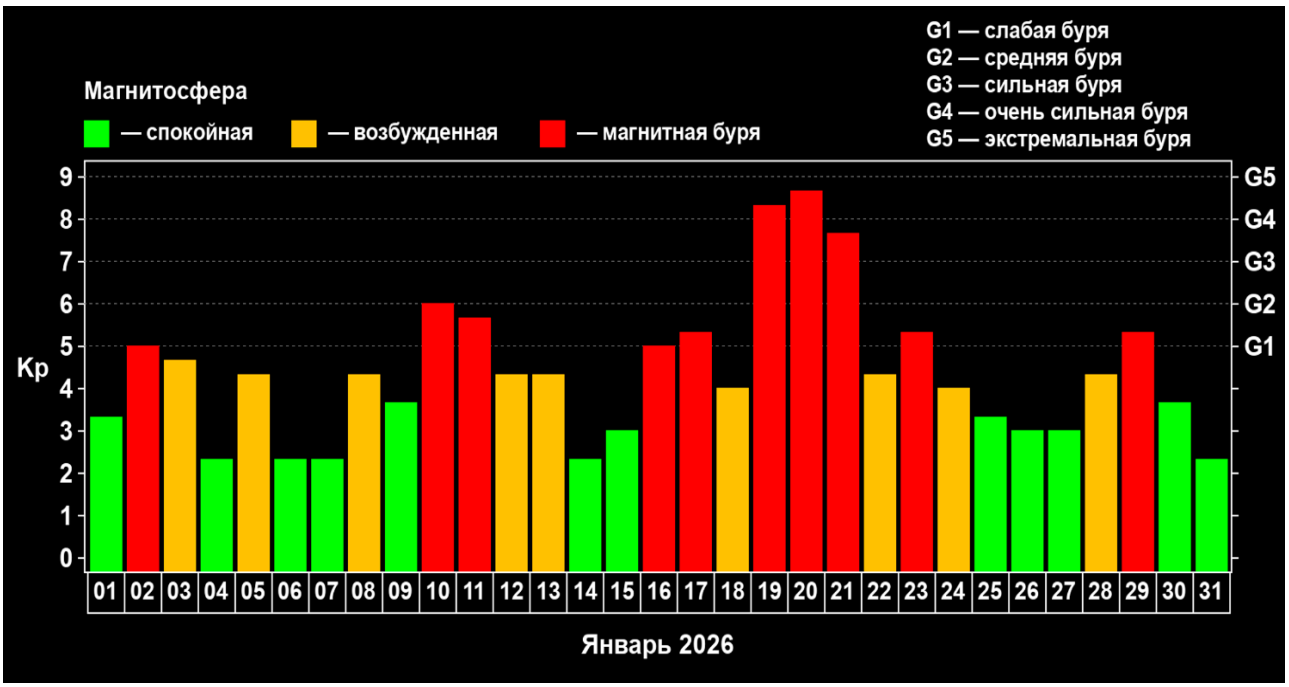


Рисунок 1 – Изменения суточного геомагнитного Kp-индекса в январе 2026 года

Отметим, что продемонстрированная на рисунке 1 гистограмма Kp-индекса за первый месяц 2026 года свидетельствует о заметном преобладании возмущенной геомагнитной обстановки: количество дней с умеренными и сильными магнитными бурями (Kp=5-7) значительно превысило среднемесячные показатели спокойного периода. Учитывая, что в настоящее время наблюдается фаза роста активности текущего солнечного цикла, такие возмущения связаны с участившимися корональными выбросами массы и потоками высокоскоростного солнечного ветра. Таким образом, январь продемонстрировал типичную для данного этапа цикла картину, где спокойные интервалы были короткими и сменялись затяжными периодами геомагнитных колебаний.

Протяженные трубопроводы фактически выступают в роли гигантских антенн, воспринимающих низкочастотные вариации магнитного поля. В результате в теле трубы и в грунте возникают блуждающие токи природного происхождения, способные:

– искажать распределение защитного потенциала;

– вызывать локальные участки недозащиты или перезащиты трубопровода;

– ускорять коррозионные процессы;

– создавать помехи в системах мониторинга;

– перегружать оборудование станций катодной защиты (СКЗ).

В ранее выполненных исследованиях установлено, что даже при относительно невысокой доле времени геомагнитных возмущений их влияние носит импульсный характер и сопровождается резкими скачками потенциала [2]. При этом станции катодной защиты обладают определенной инерционностью регуляторов и не всегда способны оперативно компенсировать быстрые изменения внешнего электромагнитного фона.

Анализ ежесекундных значений потенциала «труба–земля» показал, что в периоды магнитных бурь увеличивается количество монотонных участков роста и падения потенциала, повышается амплитуда скачков и скорость изменения $\Delta U/\Delta t$. В отдельных случаях наблюдаются отклонения потенциала за нормативные пределы, установленные ГОСТ Р 51164-98, что может приводить как к недозащите, так и к перезащите металла трубы.

С целью повышения надежности и долговечности систем предлагается переход к адаптивной модели управления режимами электрохимической защиты. Концепция основана на непрерывном мониторинге контрольных участков трубопровода, сопоставлении вариаций потенциала с уровнем геомагнитной активности (Kp-индекс) и алгоритмической обработке больших массивов данных.

Поскольку существующие объемы данных делают ручную обработку практически неосуществимой, нами был разработан специализированный алгоритм на языке Python. Фрагмент программного кода, реализующего ключевые этапы обработки, представлен на рисунке 2.

```
    # Статистика потенциала
    if potential_stats:
        ws.cell(row=current_row, column=13, value='--- ПОТЕНЦИАЛ ---').font = Font(bold=True)
        current_row += 1

        pot_stats_list = [
            ('Среднее значение', f"{potential_stats['Среднее значение потенциала (В)']:.6f} В"),
            ('Минимальное значение', f"{potential_stats['Минимальное значение потенциала (В)']:.6f} В"),
            ('Максимальное значение', f"{potential_stats['Максимальное значение потенциала (В)']:.6f} В"),
            ('Размах', f"{potential_stats['Размах потенциала (В)']:.6f} В"),
            ('Дисперсия', f"{potential_stats['Дисперсия потенциала']:.6f}"),
            ('Среднее отклонение', f"{potential_stats['Среднее отклонение потенциала']:.6f}"),
            ('Количество точек', potential_stats['Количество точек потенциала'])
        ]

        for label, value in pot_stats_list:
            ws.cell(row=current_row, column=13, value=label).font = Font(bold=True)
            ws.cell(row=current_row, column=14, value=value)
            current_row += 1

    # Статистика скорости
    if speed_stats:
        current_row += 1  # Пустая строка
        ws.cell(row=current_row, column=13, value='--- СКОРОСТЬ ---').font = Font(bold=True)
        current_row += 1

        speed_stats_list = [
            ('Средняя скорость', f"{speed_stats['Средняя скорость изменения (В/сек)']:.6f} В/сек"),
            ('Минимальная скорость', f"{speed_stats['Минимальная скорость (В/сек)']:.6f} В/сек"),
            ('Максимальная скорость', f"{speed_stats['Максимальная скорость (В/сек)']:.6f} В/сек"),
            ('Количество интервалов', speed_stats['Количество интервалов'])
```

Рисунок 2 – Фрагмент алгоритма, написанного на языке Python

Разработанный алгоритм позволяет осуществлять следующие действия:

1. Импорт исходного XLSX-файла с ежесекундными измерениями – загрузка первичных данных защитного потенциала для последующей обработки.

2. Разбиение суточного массива на часовые выборки – сегментирование общего потока данных на отдельные листы файла XLSX для локального анализа и повышения детализации.

3. Выделение монотонных интервалов роста и падения потенциала – идентификация участков стабильного увеличения или снижения значений, характеризующих реакцию системы на возмущения.

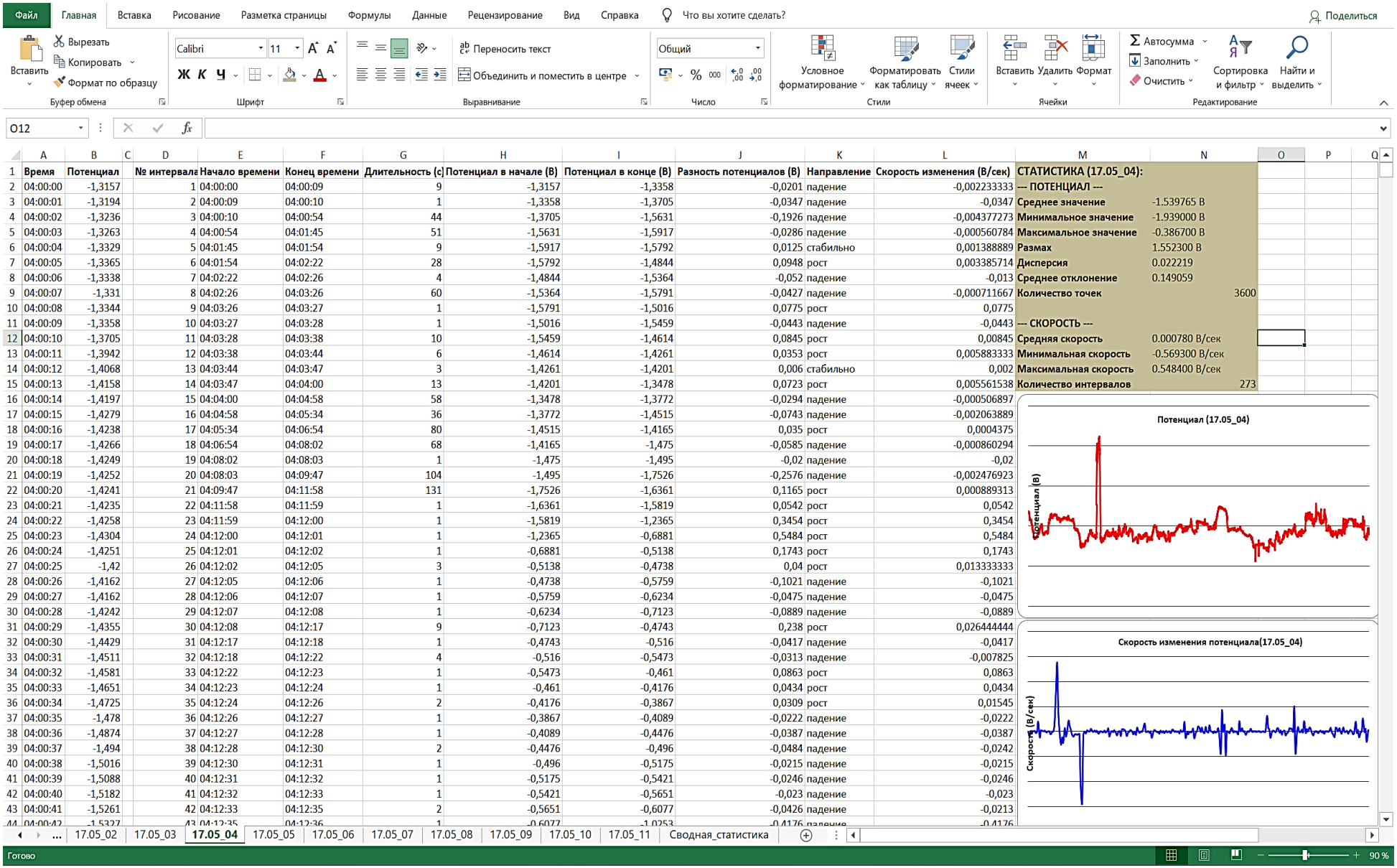
4. Количественная оценка параметров выявленных аномалий для последующего сопоставления с геомагнитной активностью – расчет длительности интервалов, амплитуды изменения, скорости $\Delta U/\Delta t$.

5. Формирование по каждому часу краткой статистической сводки – включает вычисление математического ожидания, дисперсии, среднего квадратического отклонения, размаха, минимального и максимального значений защитного потенциала «труба–земля».

6. Отдельная визуализация сведений на каждом листе часовой выборки – отображение рассчитанных параметров, а также графиков ежесекундных значений защитного потенциала и скорости изменения;

7. Формирование сводного листа в итоговом XLSX-файле с суточной статистикой по каждому часу – создание таблицы сравнительных данных: статистических параметров, количества интервалов роста и падения потенциала, значений $\Delta U/\Delta t$;

8. Графическое представление обобщенных результатов на сводном листе – построение графиков и гистограмм по переменным характеристикам.



Время	Потенциал	№ интервала	Начало времени	Конец времени	Длительность (с)	Потенциал в начале (В)	Потенциал в конце (В)	Разность потенциалов (В)	Направление	Скорость изменения (В/сек)
04:00:00	-1,3157	1	04:00:00	04:00:09	9	-1,3157	-1,3358	-0,0201	падение	-0,002233333
04:00:01	-1,3194	2	04:00:09	04:00:10	1	-1,3358	-1,3705	-0,0347	падение	-0,0347
04:00:02	-1,3236	3	04:00:10	04:00:54	44	-1,3705	-1,5631	-0,1926	падение	-0,004377273
04:00:03	-1,3263	4	04:00:54	04:01:45	51	-1,5631	-1,5917	-0,0286	падение	-0,000560784
04:00:04	-1,3329	5	04:01:45	04:01:54	9	-1,5917	-1,5792	0,0125	стабильно	0,001388889
04:00:05	-1,3365	6	04:01:54	04:02:22	28	-1,5792	-1,4844	0,0948	рост	0,003385714
04:00:06	-1,3338	7	04:02:22	04:02:26	4	-1,4844	-1,5364	-0,052	падение	-0,013
04:00:07	-1,331	8	04:02:26	04:03:26	60	-1,5364	-1,5791	-0,0427	падение	-0,000711667
04:00:08	-1,3344	9	04:03:26	04:03:27	1	-1,5791	-1,5016	0,0775	рост	0,0775
04:00:09	-1,3358	10	04:03:27	04:03:28	1	-1,5016	-1,5459	-0,0443	падение	-0,0443
04:00:10	-1,3705	11	04:03:28	04:03:38	10	-1,5459	-1,4614	0,0845	рост	0,00845
04:00:11	-1,3942	12	04:03:38	04:03:44	6	-1,4614	-1,4261	0,0353	рост	0,005883333
04:00:12	-1,4068	13	04:03:44	04:03:47	3	-1,4261	-1,4201	0,006	стабильно	0,002
04:00:13	-1,4158	14	04:03:47	04:04:00	13	-1,4201	-1,3478	0,0723	рост	0,005561538
04:00:14	-1,4197	15	04:04:00	04:04:58	58	-1,3478	-1,3772	-0,0294	падение	-0,000506897
04:00:15	-1,4279	16	04:04:58	04:05:34	36	-1,3772	-1,4515	-0,0743	падение	-0,002063889
04:00:16	-1,4238	17	04:05:34	04:06:54	80	-1,4515	-1,4165	0,035	рост	0,0004375
04:00:17	-1,4266	18	04:06:54	04:08:02	68	-1,4165	-1,475	-0,0585	падение	-0,000860294
04:00:18	-1,4249	19	04:08:02	04:08:03	1	-1,475	-1,495	-0,02	падение	-0,02
04:00:19	-1,4252	20	04:08:03	04:09:47	104	-1,495	-1,7526	-0,2576	падение	-0,002476923
04:00:20	-1,4241	21	04:09:47	04:11:58	131	-1,7526	-1,6361	0,1165	рост	0,000889313
04:00:21	-1,4235	22	04:11:58	04:11:59	1	-1,6361	-1,5819	0,0542	рост	0,0542
04:00:22	-1,4258	23	04:11:59	04:12:00	1	-1,5819	-1,2365	0,3454	рост	0,3454
04:00:23	-1,4304	24	04:12:00	04:12:01	1	-1,2365	-0,6881	0,5484	рост	0,5484
04:00:24	-1,4251	25	04:12:01	04:12:02	1	-0,6881	-0,5138	0,1743	рост	0,1743
04:00:25	-1,42	26	04:12:02	04:12:05	3	-0,5138	-0,4738	0,04	рост	0,013333333
04:00:26	-1,4162	27	04:12:05	04:12:06	1	-0,4738	-0,5759	-0,1021	падение	-0,1021
04:00:27	-1,4162	28	04:12:06	04:12:07	1	-0,5759	-0,6234	-0,0475	падение	-0,0475
04:00:28	-1,4242	29	04:12:07	04:12:08	1	-0,6234	-0,7123	-0,0889	падение	-0,0889
04:00:29	-1,4355	30	04:12:08	04:12:17	9	-0,7123	-0,4743	0,238	рост	0,026444444
04:00:30	-1,4429	31	04:12:17	04:12:18	1	-0,4743	-0,516	-0,0417	падение	-0,0417
04:00:31	-1,4511	32	04:12:18	04:12:22	4	-0,516	-0,5473	-0,0313	падение	-0,007825
04:00:32	-1,4581	33	04:12:22	04:12:23	1	-0,5473	-0,461	0,0863	рост	0,0863
04:00:33	-1,4651	34	04:12:23	04:12:24	1	-0,461	-0,4176	0,0434	рост	0,0434
04:00:34	-1,4725	35	04:12:24	04:12:26	2	-0,4176	-0,3867	0,0309	рост	0,01545
04:00:35	-1,478	36	04:12:26	04:12:27	1	-0,3867	-0,4089	-0,0222	падение	-0,0222
04:00:36	-1,4874	37	04:12:27	04:12:28	1	-0,4089	-0,4476	-0,0387	падение	-0,0387
04:00:37	-1,494	38	04:12:28	04:12:30	2	-0,4476	-0,496	-0,0484	падение	-0,0242
04:00:38	-1,5016	39	04:12:30	04:12:31	1	-0,496	-0,5175	-0,0215	падение	-0,0215
04:00:39	-1,5088	40	04:12:31	04:12:32	1	-0,5175	-0,5421	-0,0246	падение	-0,0246
04:00:40	-1,5182	41	04:12:32	04:12:33	1	-0,5421	-0,5651	-0,023	падение	-0,023
04:00:41	-1,5261	42	04:12:33	04:12:35	2	-0,5651	-0,6077	-0,0426	падение	-0,0213

СТАТИСТИКА (17.05_04):	
--- ПОТЕНЦИАЛ ---	
Среднее значение	-1.539765 В
Минимальное значение	-1.939000 В
Максимальное значение	-0.386700 В
Размах	1.552300 В
Дисперсия	0.022219
Среднее отклонение	0.149059
Количество точек	3600
--- СКОРОСТЬ ---	
Средняя скорость	0.000780 В/сек
Минимальная скорость	-0.569300 В/сек
Максимальная скорость	0.548400 В/сек
Количество интервалов	273

Рисунок 3 – Сводка данных, полученная после обработки исходного файла с помощью алгоритма

Таким образом, разработанный алгоритм позволяет в автоматическом режиме формировать выходной XLSX-документ с детальной статистической обработкой массива измерений. Время выполнения программы не превышает нескольких секунд. Пример результирующей сводки представлен на рисунке 3.

Модульная структура кода дает возможность оперативно изменять критерии выделения интервалов, добавлять новые статистические параметры и корректировать пороговые значения без необходимости переписывания базовых модулей. Кроме того, предусмотрена возможность гибкой настройки визуализации: есть возможность выбирать типы отображаемых графиков (линейные, точечные, гистограммы), изменять набор визуализируемых параметров, а также масштабировать временные интервалы для детального рассмотрения аномальных участков. При необходимости в выходной файл могут быть добавлены дополнительные листы с расширенной аналитикой.

Статистически подтвержденная ранее связь между геомагнитной активностью и дестабилизацией защитного потенциала [3] доказывает, что разработанный алгоритм представляет собой инновационное решение в области оптимизации режимов электрохимической защиты. Предложенный подход, основанный на автоматизированном анализе данных, может служить базой для модернизации действующих станций катодной защиты.

На основании полученных данных также предполагается внедрение следующих мер:

1. Перевод станции катодной защиты в адаптивный режим (корректировка режима работы, отключение) при прогнозируемом повышении геомагнитной активности.
2. Применение электроизолирующих вставок – секционирование трубопровода снижает протяженность индукционного контура и уменьшает влияние ГИТ.
3. Использование протекторной защиты на уязвимых участках ТП.
4. Интеграция с системами прогноза космической погоды.

Таким образом, включение геомагнитного мониторинга в контур управления ЭХЗ является действенным инструментом повышения коррозионной стойкости трубопроводов в условиях воздействия ГИТ, сокращения аварийности и оптимизации затрат на противокоррозионную защиту.

Библиографический список:

1. Александров О. Ю. Совершенствование проектных решений и методик эксплуатации магистральных газонефтепроводов, подверженных воздействию теллурических блуждающих токов. – Ухта, 2018. – 159 с.
2. Потапова А. С., Бойчук З. В., Алефиров И. А. Работа систем электрохимической защиты в условиях магнитных бурь // ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ – 2024. – Уфа: 2024. - С. 62-65.
3. Бойчук З. В., Потапова А. С., Алефиров И. А. Исследование влияния напряженности магнитного поля земли на работу средств электрохимической защиты магистральных трубопроводов // ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ УГЛЕВОДОРОДОВ – Омск: 2025. – С. 22-29.

УДК 621.6

Роль мобильных компрессорных станций в работе объектов ООО «Газпром трансгаз Ухта»

Кокорин А. А., Агиней Р. В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

В настоящее время остро стоит проблема энергосбережения газа. В связи с введением экономических санкций западными странами, Российская Федерация (РФ) рассчитывает только на свои природные запасы газа. Создание надежной газотранспортной системы дает возможность стабильного развития регионов.

Исходя из опыта эксплуатации газотранспортных объектов, периодически требуется проводить ремонтные работы, связанные с остановкой технологического оборудования. Для проведения работ требуется освобождение оборудования от газа. Чтобы сократить выбросы газа в атмосферу применяются мобильные компрессорные станции (МКС).

В ООО «Газпром трансгаз Ухта» при подготовке и проведении работ по ремонту объектов линейной части магистральных газопроводов мобильные компрессорные применяются с начала 2020 г.

Принцип работы и состав

Мобильная компрессорная станция служит для перекачки газа из участка магистрального газопровода, подлежащего ремонту, в параллельный газопровод или за отключающую арматуру по направлению движения газа.

Рисунок 1 – Состав мобильной компрессорной станции

Станция включает (рис. 1):

– две мобильные компрессорные установки (МКУ), изготовленные на шасси полуприцепа в сцепке с седельным тягачом Volvo 6 × 6.

Установки оснащены поршневым компрессором высокого давления LMF BS 604 мощностью 695 кВт. В качестве привода компрессора используется поршневой двигатель внутреннего сгорания Caterpillar G3512 LE мощностью 750 кВт, потребляющий в качестве топлива газ горючий природный, соответствующий требованиям [1].

– автомобиль бортовой на грузовом шасси «КАМАЗ» с колесной формулой 6 × 6 с кран-манипуляторной установкой, предназначенный для перевозки и раскладки стальных труб с быстроразъемными соединениями;

– передвижная авторемонтная мастерская на шасси грузового автомобиля «КАМАЗ», предназначенная для размещения оператора МКУ на период производства работ, освещения площадки МКС, перевозки расходных материалов, запасных частей, технологических жидкостей, а также инструмента для проведения монтажа трубных соединений и несложных ремонтов оборудования станции. Помимо этого, в состав мастерской входит спутниковое оборудование связи и система видеонаблюдения;

– манифольд, снабженный свечами Ду 50 мм с кранами для вытеснения (продувки) воздуха из контура перекачки, замещения его газом перед началом перекачки и стравливания газа из контура по ее окончании. Содержит манометры для контроля давления всасывания, выпуска и нагнетания МКС, расположен на полуприцепе;

– передвижной жилой модуль на шасси двухосного прицепа, предназначенный для размещения персонала МКС за пределами охранной зоны газопровода на период производства работ по перекачке газа.

Температура газа при всасывании и нагнетании регистрируется датчиками-преобразователями в составе установки (рис. 2).

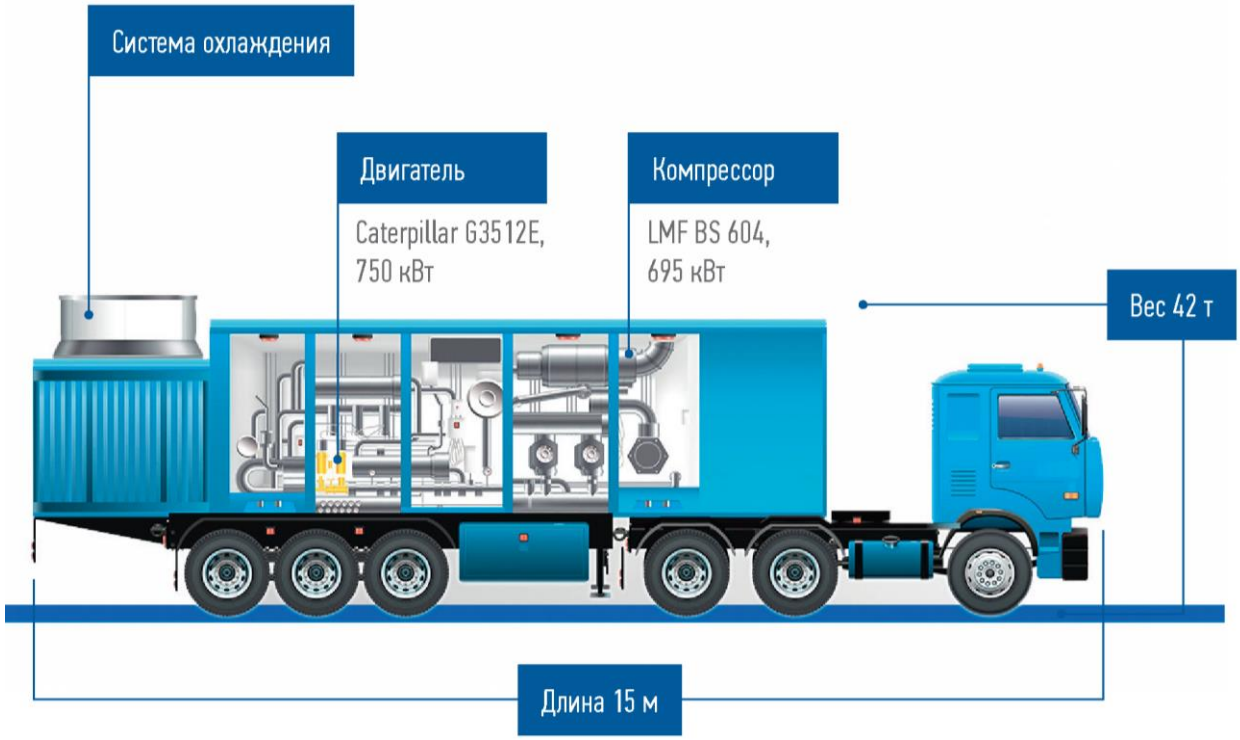


Рисунок 2 – Основные узлы мобильной компрессорной станции

Технические характеристики МКУ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические характеристики мобильной компрессорной установки

Наименование изделия, параметра	Тип, наименование, величина
Исполнение МКУ	Автономная, автоматизированная, с пультом управления для дистанционного контроля параметров, в вентилируемом контейнере
Компрессор МКУ	LMFBS 604, поршневой, двухступенчатый, с эксплуатацией в одно- и двухступенчатом режимах
Привод компрессора МКУ	Caterpillar G3512LE, газопоршневой
Расходомер перекачиваемого газа в МКУ, шт.	1
Расходомер топливного газа в МКУ, шт.	1
Мощность двигателя МКУ, номинальная, кВт	750
Давление газа на входе, МПа	От 1 до 7,4
Давление газа на выходе, максимальное, МПа	7,4
Температура газа на входе, °С	От -10 до 40
Температура окружающей среды, °С	От -50 до 50
Время перекачивания газа при помощи двух МКУ из нормативного участка МГ, ч	< 150
Масса МКУ с маслом и охлаждающей жидкостью, кг	42 000
Габаритные размеры МКУ (длина × ширина × высота), мм	1700×2500×2400

Все элементы технологической обвязки МКС (рукава высокого давления, трубопроводы) оснащены быстроразъемными соединениями, рассчитаны на давление не менее 1,25 от максимального давления в линии нагнетания МКС и испытаны в заводских условиях.

Быстроразъемные соединения технологической обвязки МКС герметичны по отношению к внешней среде. Запирание быстроразъемного соединения осуществляется безударным способом, исключающим образование искр (рис. 3).

Рисунок 3 – Монтаж шлейфов при помощи быстроразъемных соединений

Трубы и соединительные детали технологической обвязки МКС изготовлены в заводских условиях и соответствуют требованиям нормативных и правовых актов РФ.

Защита труб от атмосферной коррозии выполнена лакокрасочными материалами. Трубопроводы технологической обвязки МКС имеют сигнально-предупредительную окраску желтого цвета в соответствии с требованиями [2].

За счет мобильности, автономности и высокой производительности комплекс позволяет сохранять стравливаемый в атмосферу газ даже в полевых условиях вдали от крупных производственных объектов. Среди дополнительных плюсов метода – высокая скорость развертывания и производительность комплекса, а также минимальная численность рабочей бригады (специалист совмещает четыре профессии: водитель, стропальщик, машинист технологических компрессоров, машинист крана-манипулятора).

Подготовка к работе

На подготовительном этапе ремонтных работ на участке газопровода производится подготовка площадки для размещения станции, расстановка и развертывание оборудования, монтаж и подключение шлейфов (рис. 4).

Две МКУ, манифольд и передвижная авторемонтная мастерская на период производства работ по перекачке газа располагаются в охранной зоне газопровода. Кран-манипулятор и передвижной жилой модуль размещаются за пределами опасной зоны газопровода.

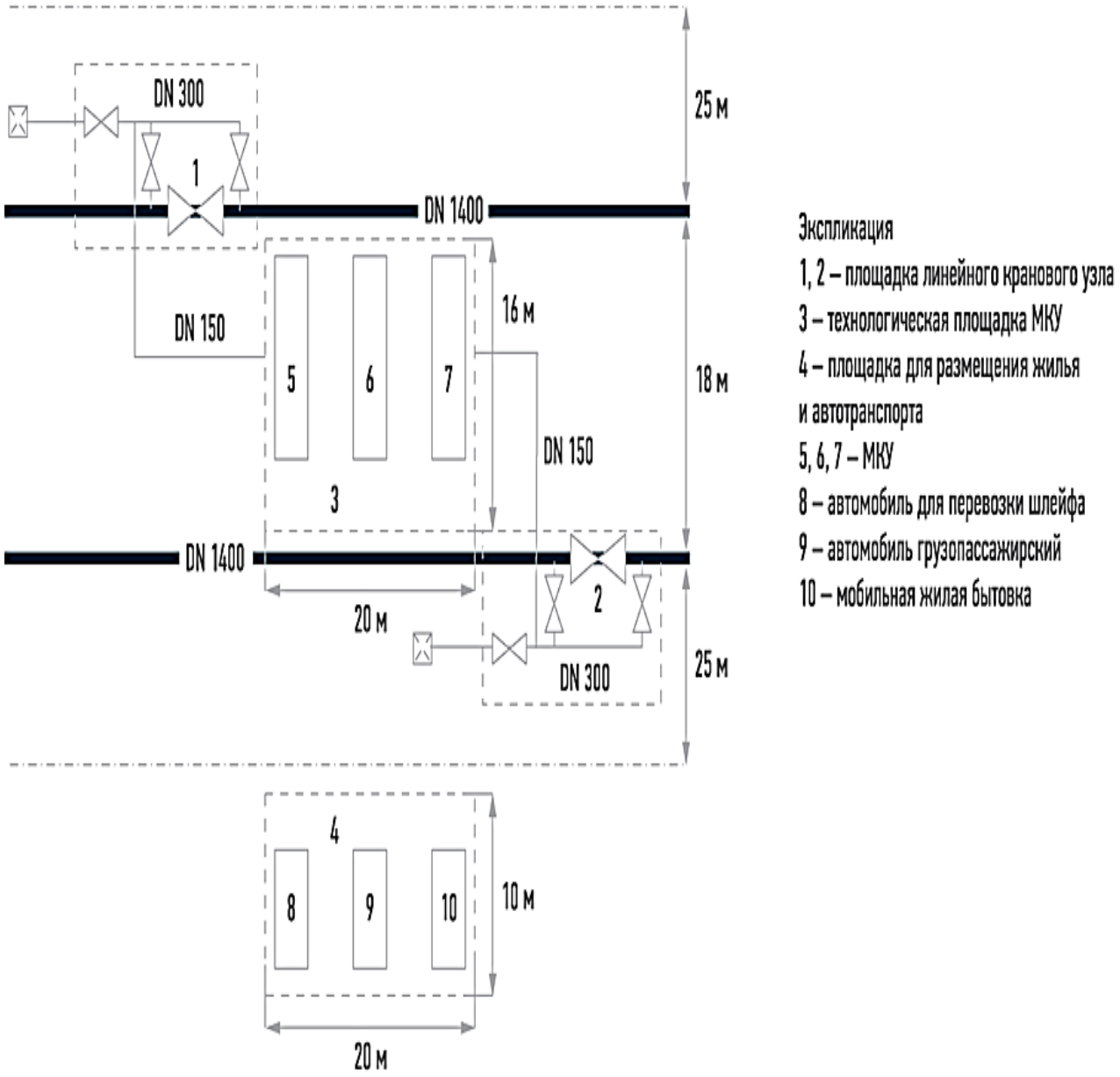


Рисунок 4 – План площадки мобильной компрессорной установки

Узлы подключения МКУ оборудуются на продувочных (свечных) или байпасных трубопроводах линейных крановых узлов участков магистральных газопроводов:

– при перекачке газа в параллельную нитку многониточного газопровода подключение входного шлейфа МКУ производится на продувочном (свечном) трубопроводе линейного крана выведенного из работы участка газопровода, а оборудование узла подключения выходного шлейфа МКУ – на продувочном (свечном) трубопроводе линейного крана действующего газопровода (рис. 5);

– при перекачке газа по схеме «из участка – в участок» для подключения МКУ к смежным участкам газопровода оборудование узлов подключения МКУ производится на байпасном трубопроводе линейного кранового узла.

Применение мобильной компрессорной станции

Перекачка газа с помощью МКУ осуществляется в три этапа.

На первом этапе из МКУ и ее технологической обвязки вытесняется воздух путем продувки природным газом. Вытеснение завершают при достижении объемной концентрации кислорода в природном газе не выше 0,9 % [3].

На втором этапе технологическую обвязку МКУ заполняют природным газом до давления 2 МПа.

Рисунок 5 – Мобильная компрессорная станция подключенная к свечным трубопроводам крановых узлов

Проверяют герметичность быстроразъемных соединений, после чего производят дальнейший подъем давления природного газа во входных шлейфе и манифольде и выходных шлейфе и манифольде до величин, равных рабочим давлениям в выведенном из работы участке и в действующем участке газопровода соответственно. Далее производится запуск компрессорных установок и выполняется процесс перекачки (рис. 6).

На третьем этапе после завершения работ по перекачке из МКУ и ее технологической обвязки сбрасывают остаточное давление природного газа до величины атмосферного давления.

Рисунок 6 – Процесс запуска установки

Технология перекачки газа, а также способы регулирования и управления режимами работы МКУ осуществляются с соблюдением следующих основных условий:

– в течение всего времени работы МКУ на нагнетании компрессора поддерживают давление, обеспечивающее перекачку газа и соответствующее разрешенному рабочему давлению в действующем газопроводе;

– сжатый в компрессоре газ подают в блок охладителей и влагоотделителей, где газ охлаждают, удаляют сконденсированную при охлаждении влагу, а затем его через выходной шлейф МКУ подают в действующий газопровод;

– перекачку газа производят вплоть до достижения величины давления в выведенном из работы участке газопровода, равной заданному техническими характеристиками МКУ минимальному давлению всасывания компрессора;

– регулирование режимов перекачки природного газа осуществляют путем установки в системе управления МКУ алгоритмов, обеспечивающих эффективную перекачку газа в объемах, соответствующих изменению плотности газа при снижении давления в выведенном из работы участке газопровода.

По окончании работ по перекачке газа выполняется демонтаж шлейфов и сборка оборудования.

Далее станция перебазируется на следующий участок производства работ.

Заключение

Сохранение природного газа с использованием МКС – это масштабная программа по снижению экологических рисков и повышению энергоэффективности, в которой участвуют 13 газотранспортных дочерних обществ ПАО «Газпром».

Единственный поставщик услуг по сохранению газа с использованием МКС в нашей стране – ООО «Газпром инвестпроект», реализуется проект компанией специального назначения ООО «Газпром мобильные компрессорные станции».

ООО «Газпром трансгаз Ухта» стало вторым предприятием, на объектах которого применена данная технология. На объектах предприятия задействовано три комплекса МКС. Использование МКС для сохранения природного газа – это эффективное бизнес-решение, которое соответствует высоким экологическим стандартам и решает задачу по минимизации объемов стравливаемого газа с максимальным экономическим и экологическим эффектом. А это важнейшие аспекты современного функционирования предприятия и его устойчивого развития.

С каждым годом актуальность вопросов энергоэффективности набирает обороты и в отрасли, и в стране, и в целом во всем мире.

В планах развития работ по МКС: оптимизация процесса подключения к МГ, сокращение времени перекачки газа, разработка логистических систем, внедрение комплексной системы мониторинга, полное импортозамещение оборудования.

ООО «Газпром трансгаз Ухта» находится на передовой, апробирует и внедряет инновационные технологии.

Библиографический список:

1. ГОСТ 5542–2014. Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200113569 (дата обращения: 01.02.2026).
2. ГОСТ 14202-69. Трубопроводы промышленных предприятий.
Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/gost-14202-69 (дата обращения: 01.02.2026).
3. СТО Газпром 089–2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия (разраб. ООО «Газпром ВНИИГАЗ», утв. ОАО «Газпром» 25.10.2010). М.: ОАО «Газпром», 2011.
4. ГОСТ 34070-2017 Система газоснабжения. Магистральная трубопроводная транспортировка газа. Мобильная компрессорная станция. Технические требования.

УДК 628.147.22

Моделирование распределения потенциалов и плотности тока в подземных трубопроводах при геомагнитных возмущениях

Алефиров И. А., Агиней Р. В.
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Магистральные трубопроводы являются ключевым элементом мировой энергетической инфраструктуры, обеспечивая транспортировку углеводородов на тысячи километров. От их бесперебойной и безопасной работы напрямую зависит энергетическая безопасность целых регионов и государств. Однако, несмотря на кажущуюся пассивность, эти протяженные металлические конструкции подвержены воздействию целого ряда природных и техногенных факторов, среди которых особое место занимают геомагнитно-индуцированные токи (ГИТ) [1].

ГИТ возникают в результате взаимодействия солнечного ветра с магнитосферой Земли. В периоды повышения солнечной активности, такие как корональные выбросы массы, происходят возмущения геомагнитного поля, которые наводят в земной коре геоэлектрические поля. Эти поля, в свою очередь, создают разность потенциалов между заземленными точками трубопровода, порождая блуждающие токи, протекающие по его металлу. Как показывают современные исследования, даже относительно умеренные геомагнитные бури способны генерировать значительные ГИТ, регистрируемые на газопроводах в различных географических широтах [2, 3].

Таким образом, **моделирование влияния геомагнитно-индуцированных токов на магистральные трубопроводы** является крайне актуальной научно-технической задачей. Разработка и верификация таких моделей позволит не только прогнозировать уровни ГИТ в зависимости от параметров геомагнитной обстановки, но и оценивать реальные риски коррозионного растрескивания, оптимизировать работу систем противокоррозионной защиты и, в конечном итоге, повысить надежность и безопасность трубопроводного транспорта в условиях усиливающейся космической погоды.

Критерием, характеризующим состояние геомагнитного поля, был выбран К-индекс магнитной активности – это локальный показатель геомагнитной активности, измеряющий возмущения магнитного поля Земли в конкретной обсерватории за трехчасовой интервал по шкале от 0 до 9 (где 0 – полный штиль, а 9 – экстремальная буря) (рис. 1). Он вычисляется путем вычитания из фактических данных спокойного суточного хода, а оставшееся максимальное отклонение переводится в балл по квазилогарифмической шкале. Так как индекс привязан к месту измерения, для оценки глобальной обстановки используется планетарный Кр-индекс, который является средним значением данных с 13 мировых обсерваторий.

GEOMAGNETIC K-INDICES, LOVOZERO(LOPARSKAYA)
August, 2024
Lower limit of K=9 is 1500 nT

Day	Time, UT 03	06	09	12	15	18	21	24
1	566	343	332	122	323	322	222	112
2	222	342	322	222	223	332	221	223
3	312	222	211	123	345	443	322	554
4	323	543	233	456	665	665	433	654
5	332	222	322	232	333	332	234	322
6	332	222	222	222	111	122	211	011
7	112	222	222	223	222	111	110	233
8	332	233	222	222	221	111	111	000
9	112	222	222	222	221	111	112	023
10	112	233	111	222	222	333	311	101
11	122	323	332	333	334	443	333	334
12	866	787	654	466	555	655	334	565
13	454	433	322	322	222	111	222	565
14	565	532	322	211	112	222	211	332
15	221	211	111	221	122	111	122	223

К-индекс	Отклонение в нТ
0	0-15
1	15-30
2	30-60
3	60-120
4	120-210
5	210-360
6	360-600
7	600-990
8	990-1500
9	1500 и более

Рисунок 1 – Фрагмент отчета о состоянии геомагнитного поля (слева) и величина отклонения индукции поля в значениях К-индекса (справа)

Средствами COMSOL создадим геометрическую модель расчетной области, содержащей трубу с полиэтиленовой изоляции и защитный электрод, расположенный на расстоянии 70 м. Также расчетная область содержим грунт и слой воздуха, расположенный над ним (рис. 2).

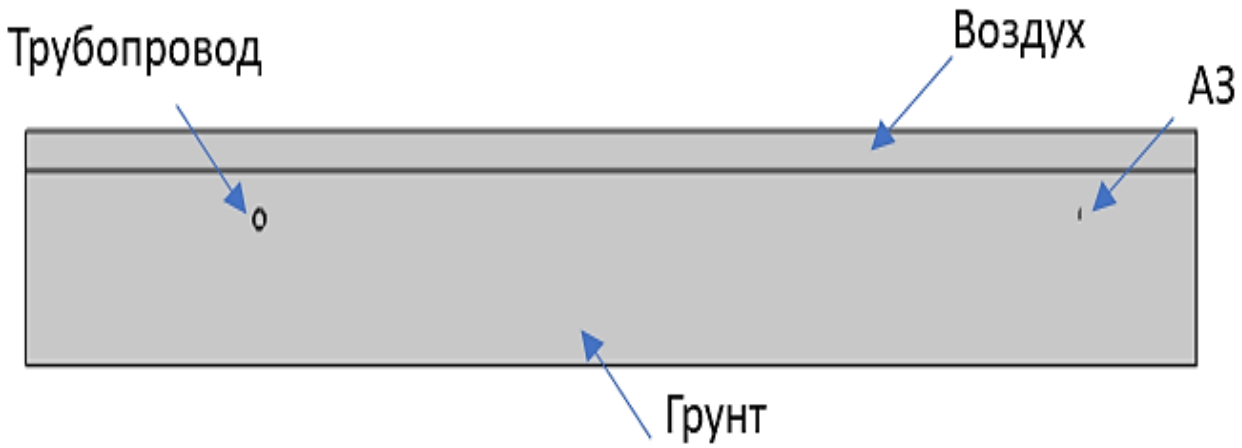


Рисунок 2 – Расчетная геометрическая модель

Далее создавались численные параметры для дальнейшего удобства задания начальных и граничных условий. В параметрах задавали максимальное значение индукции магнитного поля для города Ухта и углы наклонения силовых линий поля относительно вертикальной и горизонтальной осей. Данные по параметрам поля взяты с сайта NOAA (www.ngdc.noaa.gov).

В результате компьютерного моделирования, выполненного с учетом граничных условий и электрофизических параметров среды, получены визуализированные данные о распределении физических полей (рис. 3). Для оценки магнитной обстановки вокруг трубопровода построены эпюры распределения индукции магнитного поля, позволяющие идентифицировать зоны с аномальными значениями и оценить уровень электромагнитного влияния. Помимо этого, определено пространственное распределение плотности защитного тока, генерируемого станциями катодной защиты (СКЗ): рассчитаны области растекания тока в грунте, количественно может быть оценена равномерность защиты, что способствует выявлению возможных зон недо- или перезащиты, что в совокупности подтверждает эффективность принятых проектных решений, либо служит основой для их оптимизации.

Также в результате компьютерного моделирования, выполненного с учетом удельного электрического сопротивления грунта и переходного сопротивления изоляционного покрытия, получены данные о распределении защитного потенциала в «труба-земля». Построены эпюры потенциала (рис. 4), позволяющие оценить эффективность работы станций катодной защиты (СКЗ) с точки обеспечения требуемого диапазона поляризации. Анализ полученных распределений дает возможность идентифицировать зоны, где потенциал выходит за пределы нормативных значений (зоны недостаточной защиты либо опасного влияния на смежные коммуникации), что служит основой для верификации проектных решений или корректировки режимов работы средств электрохимической защиты.

В ходе исследования получен график зависимости защитного потенциала «труба-земля» от амплитуды колебаний геомагнитных вариаций (рис. 5). Установлено, что в периоды геомагнитных возмущений (магнитных бурь) под воздействием индуцированных геоэлектрических полей происходит существенное смещение защитного потенциала, приводящее к его выходу за пределы нормативных значений. Данное отклонение может вызвать ускорение коррозионных процессов вследствие нарушения пассивного состояния металла либо, при достижении критических отрицательных значений, спровоцировать охрупчивание металла и растрескивание изоляционного покрытия, что в конечном итоге создает угрозу целостности и безопасной эксплуатации трубопровода.

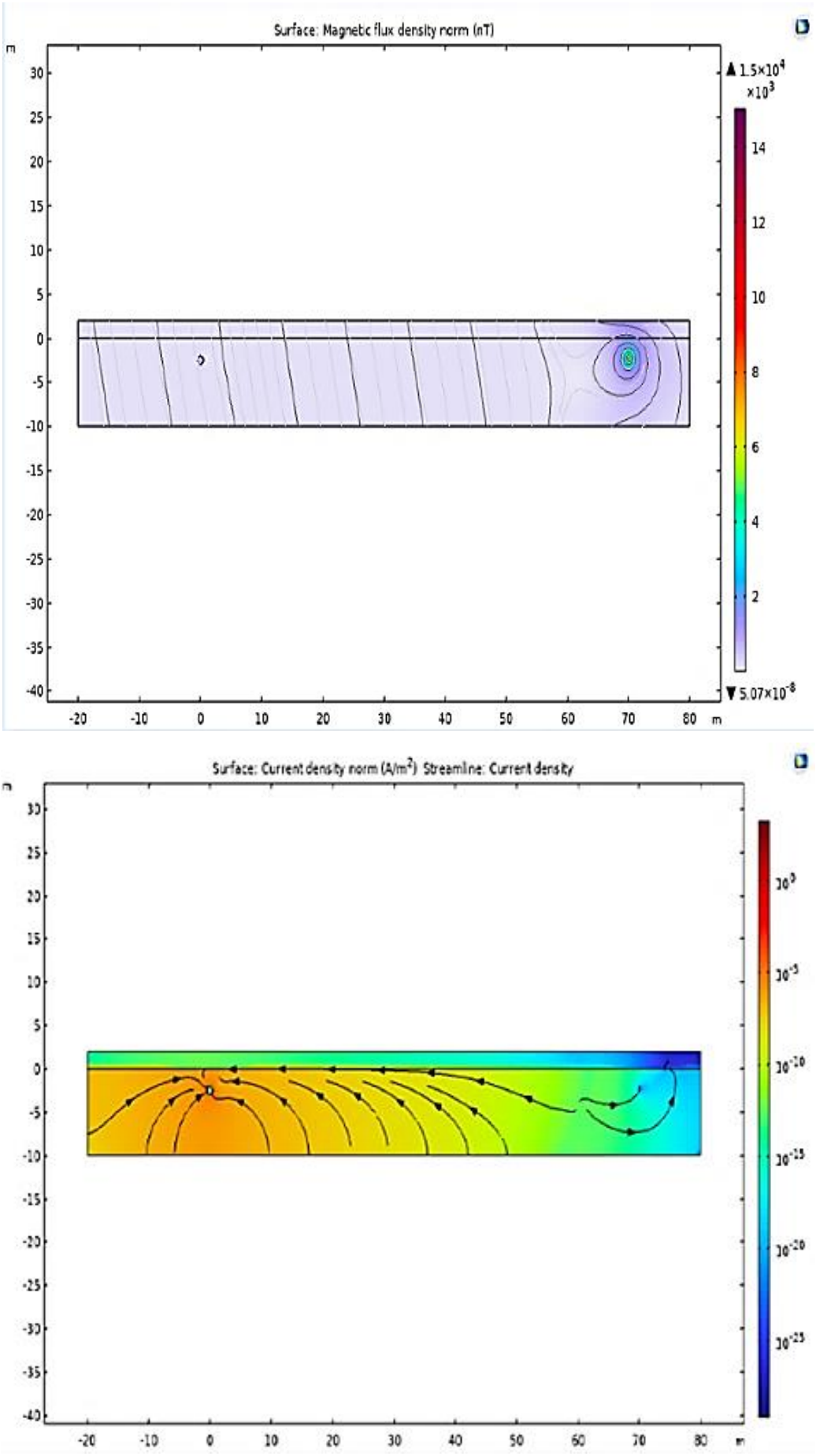


Рисунок 3 – Эпюры распределения магнитной индукции (слева) и плотности защитного тока СКЗ (справа)

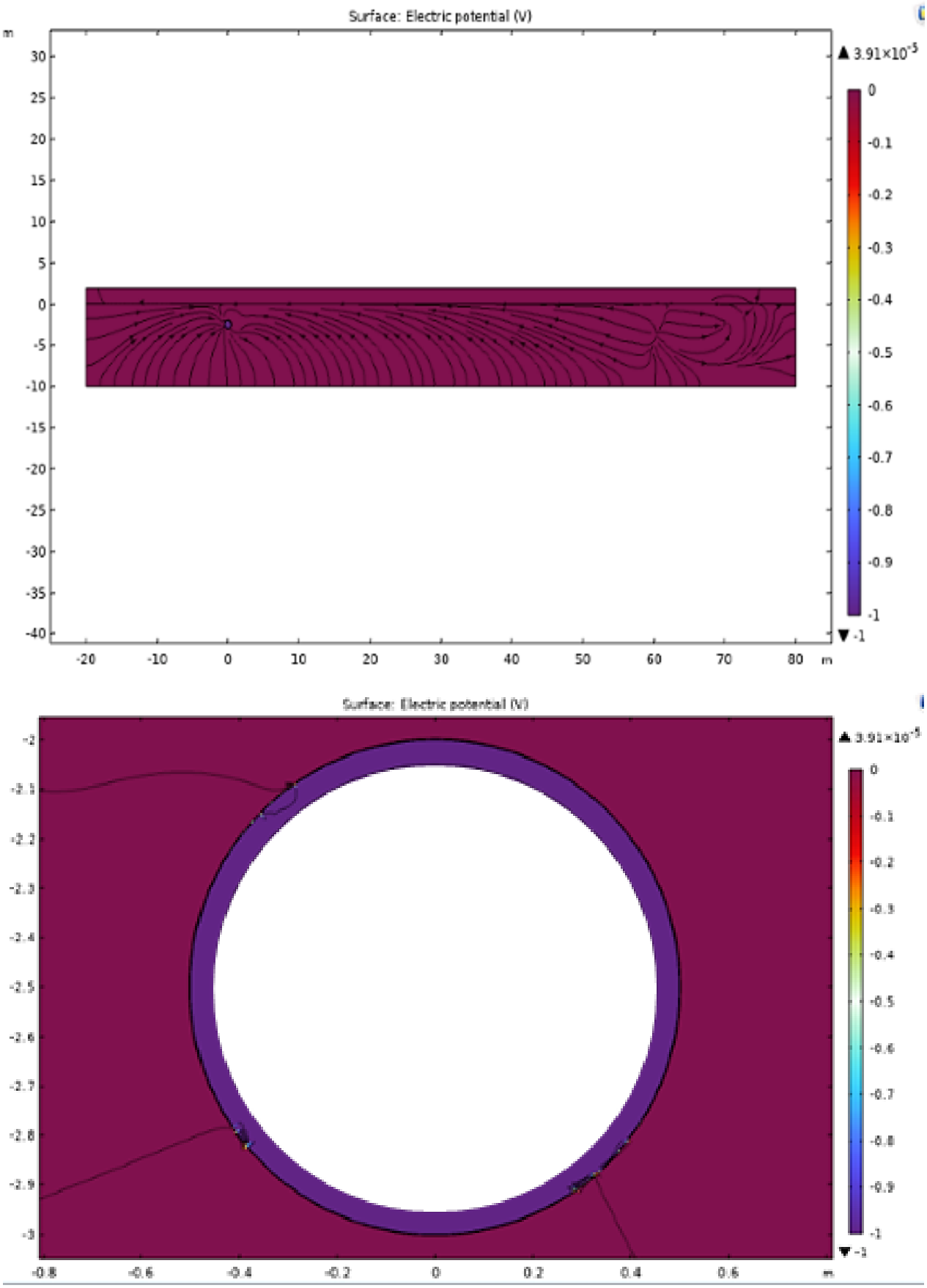


Рисунок 4 – Эпюра распределения защитного потенциала в грунте (слева) и на границе «труба-грунт» (справа)

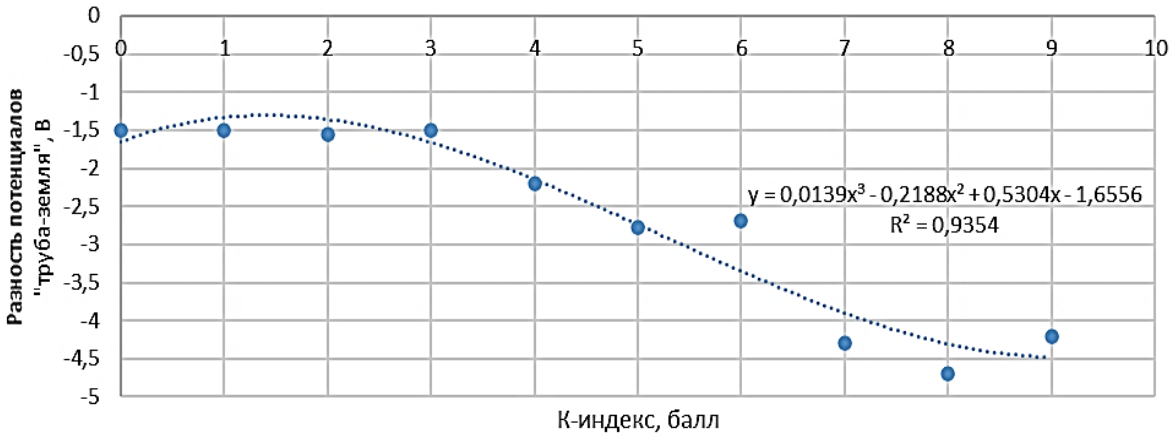


Рисунок 5 – График распределения защитного потенциала в зависимости от состояние геомагнитного поля

Таким образом, геомагнитные возмущения оказывают дестабилизирующее воздействие на системы трубопроводной защиты. Они генерируют паразитные токи, которые искажают распределение защитного потенциала (вызывая риски как коррозии, так и разрушения покрытия) и создают опасные перегрузки, ведущие к отказу оборудования катодной защиты. В периоды высокой геомагнитной активности эффективность электрохимической защиты может значительно снижаться вплоть до полной потери работоспособности, что требует учета этого фактора при проектировании и эксплуатации трубопроводов в зонах, подверженных таким воздействиям.

Библиографический список:

1. Фуркин А. В. Совершенствование методик идентификации и оценки опасности источников блуждающих токов, воздействующих на магистральные газонефтепроводы. Автореферат дисс. канд. техн. наук. Ухта – УГТУ. – 23 с.
2. Александров О. Ю. Совершенствование проектных решений и методик эксплуатации магистральных газонефтепроводов, подверженных воздействию теллурических блуждающих токов. – Ухта, 2018. – 159 с.
3. Потапова А. С., Бойчук З. В., Алефиров И. А. Работа систем электрохимической защиты в условиях магнитных бурь // Nрубопроводный транспорт – 2024. – Уфа: 2024. - С. 62-65.

УДК [620.193+622.692.2]:083.74

Сравнительный анализ норм ГОСТ, API И ASME для оценки влияния коррозии на срок службы резервуаров

Нджана А. С.[1,2]

Научный руководитель: Бердник Мария Михайловна

1 - Российский университет дружбы народов (РУДН), Москва, Россия;
2 - МГТУ «СТАНКИН», Москва, Россия

Введение. Коррозия резервуаров для хранения, в частности в нефтяной, химической и морской отраслях, представляет серьезную угрозу безопасности, техническому обслуживанию и долговечности инфраструктуры. Технические нормы играют решающую роль в оценке состояния резервуаров и прогнозировании их остаточного срока службы. Среди наиболее используемых стандартов можно выделить нормы **ГОСТ** (российский), **API** (американский) и **ASME** (американский). Данная статья предлагает глубокий сравнительный анализ этих стандартов, выявляя их методологию, сильные стороны, ограничения и области применения. Также рассмотрены еще не изученные вопросы, такие как интеграция передовых прогнозных моделей и влияние сложных факторов окружающей среды в инновационной и моделируемой перспективе.

1. ПРИЧИНЫ И ТИПЫ КОРРОЗИИ В РЕЗЕРВУАРАХ

Коррозия в резервуарах является результатом взаимодействия множественных факторов:

- **Электрохимические**: присутствие морской воды, агрессивных нефтепродуктов, солей и электролитов;
- **Микробиологические**: воздействие сульфатредуцирующих бактерий (SRB), производящих сероводород (H_2S);
- **Механические**: статические и циклические напряжения, вибрации, усталость;
- **Экологические**: колебания температуры, воздействие морской или промышленной атмосферы.

Наиболее распространенные типы коррозии включают:

- **Общая коррозия**: равномерная потеря толщины.
- **Точечная коррозия (питинг)**: локализованные и глубокие поражения.
- **Коррозия с образованием канавок (грув-коррозия)**: образование направленных борозд.
- **Коррозия под напряжением**: растрескивание при наличии механических напряжений и коррозионной среды.

2. ПРЕДСТАВЛЕНИЕ НОРМ ГОСТ, API И ASME

2.1. Нормы ГОСТ (Государственный стандарт)

Российские нормы ГОСТ, такие как **ГОСТ 31385-2016** (вертикальные цилиндрические резервуары) и **ГОСТ 14782-2016** (неразрушающий контроль), устанавливают строгие требования к проектированию, производству, инспекции и техническому обслуживанию резервуаров [4]. Они включают методы оценки коррозии на основе консервативных коэффициентов безопасности и эмпирических скоростей коррозии.

2.2. Нормы API (Американский институт нефти)

API публикует стандарты, широко применяемые в нефтяной промышленности, включая:

- **API 653**: Инспекция, ремонт и модификация резервуаров для хранения.
- **API 571**: Механизмы деградации, включая коррозию.
- **API 579**: Оценка целостности оборудования.

Эти нормы отдают предпочтение подходам, основанным на риске, с формулами расчета минимальной толщины и остаточного срока службы.

2.3. Нормы ASME (Американское общество инженеров-механиков)

ASME посредством **Кодекса конструкции котлов и сосудов высокого давления (BPVC)** и норм **ASME B31.3** (трубопроводы) и **ASME PCC-2** (ремонт) предоставляет руководящие принципы проектирования и оценки оборудования под давлением, включая детальный анализ коррозии, материалов и термомеханических напряжений.

3. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДОЛОГИЙ

Таблица 1 – Сравнительный анализ норм ГОСТ, API и ASME

Критерий	ГОСТ	API	ASME
Оценка толщины	Точечные измерения, высокие коэффициенты	Систематические измерения, скорость коррозии	Напряжения и усталость
Моделирование срока службы	Эмпирический подход, консервативные коэффициенты	Детерминированные модели (формула толщины)	Анализ усталости и трещин
Экологические факторы	Качественный подход	Коэффициенты коррекции	Детальный анализ взаимодействий

Критерий	ГОСТ	API	ASME
Техническое обслуживание и ремонт	Строгие требования к немедленным действиям	Планы, основанные на риске	Рекомендации по покрытиям
Документирование и отслеживаемость	Подробные обязательные реестры	Стандартизированные отчеты	Исчерпывающая документация

4. НЕИССЛЕДОВАННЫЕ ВОПРОСЫ И ИННОВАЦИОННЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ

4.1. Интеграция многоисточниковых данных

Существующие нормы в основном опираются на периодические проверки. Инновационный подход заключался бы в **слиянии данных датчиков в реальном времени** (мониторинг толщины, обнаружение H_2S, виброконтроль) с цифровыми моделями для непрерывной и прогнозной оценки.

4.2. Синергетические эффекты факторов коррозии

Взаимодействие между **микробиологической коррозией**, **циклическими напряжениями** и **температурными колебаниями** остается плохо изучено и недостаточно учитывается в существующих стандартах. Экспериментальные исследования и многофизические модели могли бы восполнить этот пробел.

4.3. Прогнозные модели на основе искусственного интеллекта

Использование **машинного обучения** и **нейронных сетей** позволило бы прогнозировать развитие коррозии, интегрируя исторические данные, рабочие параметры и экологические переменные, превосходя тем самым пределы эмпирических формул.

4.4. Адаптация к новым материалам

Существующие нормы откалиброваны для классических сталей. Появление **передовых сплавов**, **композитов** и **нанокерамических покрытий** требует обновления методологии оценки и критериев приемлемости.

4.5. Гармонизация стандартов

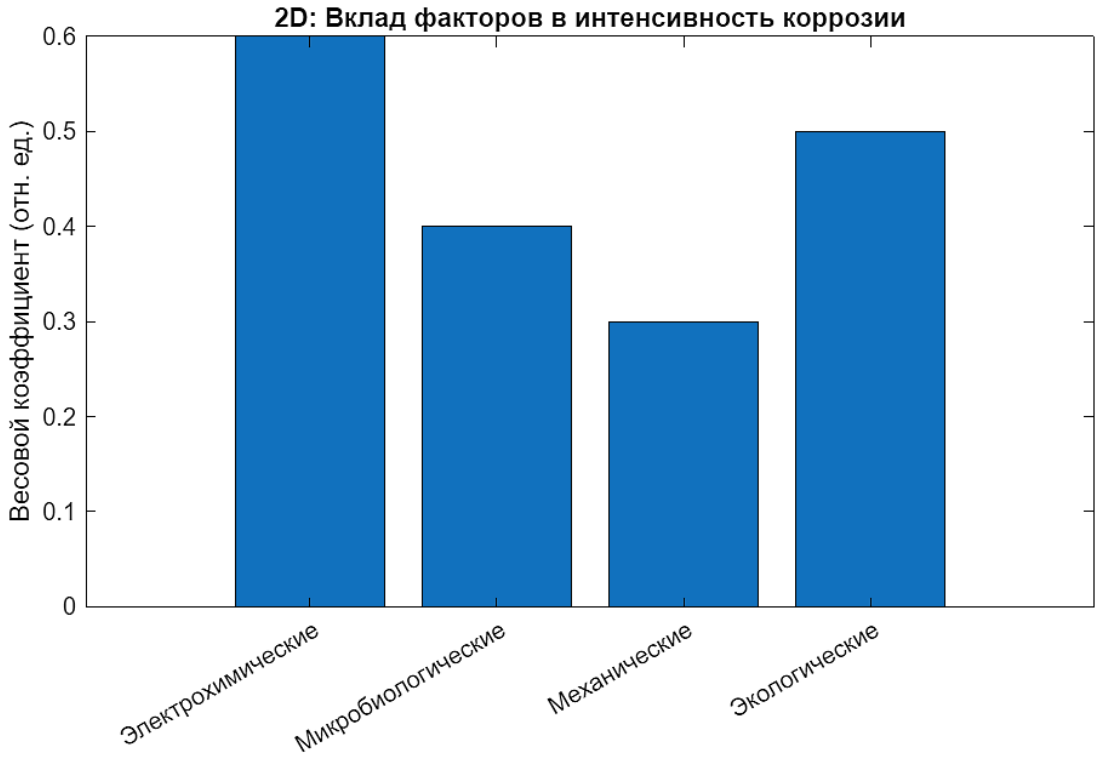


Рисунок 1

Критический сравнительный анализ норм ГОСТ, API и ASME может привести к **предложению унифицированной схемы**, сочетающей строгость ГОСТ, гибкость API и точность ASME, при этом интегрируя моделируемые и реализуемые подходы в масштабах международного сотрудничества.

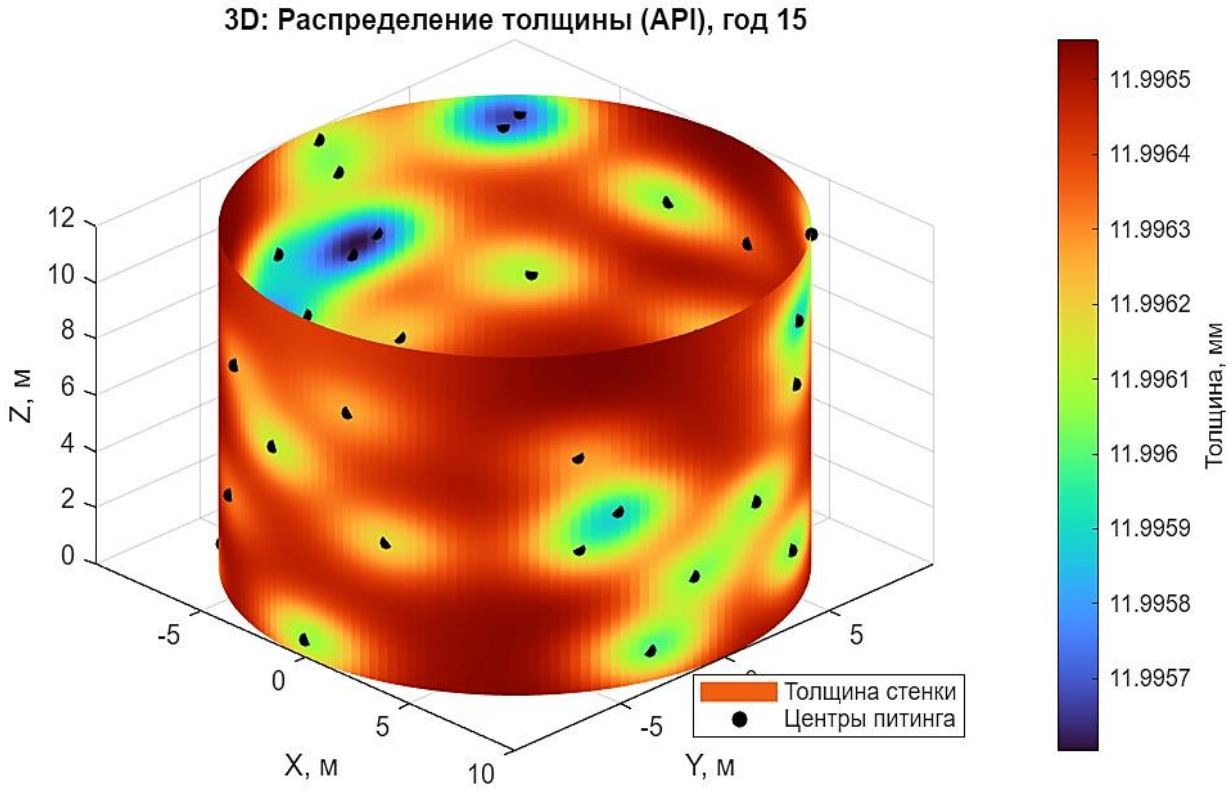


Рисунок 2

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Сравнительный анализ норм ГОСТ, API и ASME выявляет значительные методологические различия в оценке влияния коррозии на срок службы резервуаров. Хотя каждый стандарт имеет контекстные преимущества, прогресс все еще необходим для интеграции научных и технологических достижений. Будущие исследования должны сосредоточиться на разработке **гибридных моделей** (экспериментально-численных), использовании **искусственного интеллекта** для прогнозирования и **гармонизации практики** в глобальном масштабе. Такой подход способствовал бы повышению безопасности, надежности и долговечности резервуаров в все более требовательных условиях окружающей среды.

Библиографический список:

1. ГОСТ 31385-2016: Резервуары цилиндрические вертикальные стальные для хранения жидкостей. Требования безопасности. Москва: Стандартинформ, 2016. 106 с. Текст: непосредственный.
2. Pereira, R., Dupont, M., & Jones, K. Comparative Analysis of International Standards for Pressure Vessel Inspection // *Journal of Pressure Vessel Technology*. 2023. Vol. 145, No. 4. pp. 041601-041610. DOI: 10.1115/1.4056432. Текст: непосредственный.
3. Koch, G. H., Brongers, M. P. H., Thompson, N. G., & Johnson, R. B. Corrosion Cost and Preventive Strategies in the United States // NACE International Report. 2002. 773 с. Текст: непосредственный.
4. ГОСТ 14782-2016: Контроль неразрушающий. Ультразвуковой метод. Основные положения. Москва: Стандартинформ, 2016. Текст: непосредственный.
5. API 653: Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction. Washington, DC: American Petroleum Institute, 2014. Текст: непосредственный.
6. ASME BPVC Section VIII: Rules for Construction of Pressure Vessels. New York: American Society of Mechanical Engineers, 2021. Текст: непосредственный.

7. Jones, D. A. Principles and Prevention of Corrosion // *Corrosion Science*. 2023. Vol. 56, No. 1. pp. 34-52. Текст: непосредственный.
8. Ramasamy, S., & Williams, B. Synergistic Effects of Microbiological and Mechanical Corrosion in Storage Tanks // *Materials Performance*. 2022. Vol. 61, No. 8. pp. 18-26. Текст: непосредственный.
9. API 579: Fitness-For-Service. Washington, DC: American Petroleum Institute, 2016. Текст: непосредственный.
10. Silverman, D. C. Rotating Cylinder Electrode Methods and Corrosion Monitoring // *Corrosion*. 2023. Vol. 79, No. 12. pp. 1215-1230. Текст: непосредственный.

УДК 622.692.4.053:620.197

Оценка прочности и выбор рациональных методов ремонта магистральных трубопроводов при коррозионных повреждениях /

Strength assessment and selection of rational methods for repairing main pipelines in case of corrosion damage

Попова А. М. / Popova A. M.
Научный руководитель: Плотникова К. И.
Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,
г. Санкт-Петербург, Россия /
Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russia

Аннотация. В работе рассматриваются вопросы проектирования и эксплуатации магистральных газонефтепроводов в условиях коррозионных повреждений металла. На примере участка трубопровода с локальной потерей толщины выполнена оценка прочности и пригодности к дальнейшей эксплуатации в соответствии с требованиями API 579 и ASME B31.3. Проанализированы варианты ремонта с выводом и без вывода трубопровода из эксплуатации, а также выполнена сравнительная технико-экономическая оценка методов восстановления. Рассмотрены современные защитные покрытия и мероприятия по контролю качества их нанесения. Сделан вывод о целесообразности применения композитной обмотки как эффективного решения при сохранении рабочего режима трубопровода.

Abstract. The article discusses the issues of design and operation of main gas and oil pipelines in conditions of corrosion damage to metal. Using the example of a pipeline section with a local loss of thickness, an assessment of strength and suitability for further operation was performed in accordance with the requirements of API 579 and ASME B31.3. Repair options with and without decommissioning of the pipeline were analyzed, as well as a comparative feasibility study of restoration methods. Modern protective coatings and quality control measures for their application are considered. The conclusion is made about the expediency of using a composite winding as an effective solution while maintaining the operating mode of the pipeline.

Ключевые слова. Магистральный трубопровод, коррозия, остаточная толщина, API 579, ремонт трубопроводов, композитная обмотка, защитные покрытия.

Keywords. Main pipeline, corrosion, residual thickness, API 579, pipeline repair, composite winding, protective coatings.

Системы трубопроводного транспорта являются ключевым элементом нефтегазовой отрасли, обеспечивая транспортировку углеводородов на значительные расстояния. Надёжность и безопасность эксплуатации газо- и нефтепроводов напрямую зависят от технического состояния труб, качества проектных решений и своевременного проведения ремонтных мероприятий.

Одним из наиболее распространённых факторов снижения прочности трубопроводов является коррозионное повреждение металла, особенно в условиях влажного морского климата и деградации защитных покрытий [1]. В этой связи актуальной задачей является оценка остаточного ресурса трубопроводов и выбор рациональных методов ремонта без нарушения технологических режимов.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации трубопроводов, работающих при повышенных давлениях и температурах. Современные стандарты (API 579, ASME, ISO 24817) требуют детального анализа дефектов и обоснованного выбора ремонтных решений [2].

Применение неадекватных методов восстановления может привести к авариям, утечкам углеводородов и значительным экономическим потерям. Поэтому разработка и обоснование оптимальных решений по ремонту и защите трубопроводов является важной инженерной задачей для предприятий нефтегазовой отрасли.

В работе использованы методы прочностного расчёта и оценки пригодности к эксплуатации по стандартам API 579-1/ASME FFS-1 и ASME B31.3. Применён инженерный и технико-экономический анализ вариантов ремонта трубопроводов с выводом и без вывода из эксплуатации. Рассмотрены технологии композитного усиления, механического ремонта и современные антикоррозионные покрытия с контролем качества их нанесения.

В рамках работы рассмотрен участок трубопровода диаметром 273 мм с номинальной толщиной стенки 7 мм, эксплуатируемый при давлении 50 бар и температуре 180 °C. В результате инспекции выявлено коррозионное повреждение размером 50×50 мм с глубиной 4 мм, что привело к снижению остаточной толщины до 3 мм.

Для оценки пригодности трубопровода к эксплуатации выполнен проверочный расчёт по стандарту API 579 (Part 4) и ASME B31.3. Расчёты показали, что при остаточной толщине 3 мм кольцевые напряжения достигают значений, близких к пределу текучести материала, а допустимое рабочее давление существенно ниже проектного. Значение коэффициента запаса прочности (RSF< 1) свидетельствует о невозможности безопасной эксплуатации без ремонтных мероприятий.

Далее были рассмотрены варианты ремонта:

• без вывода из эксплуатации – применение композитной обмотки (CFRP/GFRP) и механических обжимных хомутов;

• с выводом из эксплуатации – демонтаж и замена участка трубы, установка полнообхватной стальной обоймы с последующей сваркой.

Проведённая технико-экономическая оценка показала, что композитная обмотка является наиболее рациональным решением при условии подтверждённой термостойкости материалов. Данный метод позволяет восстановить несущую способность, обеспечить герметичность и снизить затраты на 60–70 % по сравнению с капитальным ремонтом.

Отдельное внимание уделено вопросам защиты трубопровода от дальнейшей коррозии. В качестве эффективных решений рекомендованы трёхслойные полиэтиленовые покрытия (3LPE), эпоксидные покрытия (FBE) и системы катодной защиты. Контроль качества нанесения покрытий включает подготовку поверхности, контроль толщины слоя, адгезионные испытания и искровой контроль [3].

В результате проведённого исследования установлено, что эксплуатация трубопровода с выявленным коррозионным дефектом без ремонтных мероприятий недопустима. Применение методик API 579 позволяет обоснованно оценить остаточный ресурс и выбрать оптимальное решение. Наиболее эффективным вариантом ремонта без остановки трубопровода является композитная обмотка, обеспечивающая требуемую прочность и экономическую эффективность. Дополнение ремонтных работ современными защитными покрытиями и контролем качества существенно повышает надёжность и срок службы трубопроводных систем.

Библиографический список:

1. РД 153-39.4-091-01. Методические указания по оценке технического состояния магистральных трубопроводов. – М., 2001.
2. Шаммазов А. М. Магистральные трубопроводы нефти и газа. – М.: Недра, 2019.
3. Кузнецов С. В. Коррозия и защита трубопроводов. – СПб.: Горный университет, 2020.

References:

1. RD 153-39.4-091-01. Methodological guidelines for assessing the technical condition of main pipelines. Moscow, 2001.
2. Shammazov A. M. Main pipelines of oil and gas. Moscow: Nedra, 2019.
3. Kuznetsov S. V. Corrosion and protection of pipelines. St. Petersburg: Mining University, 2020.

УДК 621.59.031

Анализ энергосберегающих технологий для узла охлаждения газа на компрессорной станции

Марчук Р. В., Зорин А. Е.

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Повышение качества процессов траснпорта газа с минимизацией энергозатрат является приорететной задачей для объектов магистральных газопроводов. Снижение затрат на топливно-энергетические ресурсы при бесперебойном транспорте газа особенно актуально для эксплуатации основного оборудования компрессорных станций (КС). Согластно политики энергосбережения ПАО «Газпром» определено стратегическое направление в области сокращения расходов на электрическую энергию в процессе охлаждения газа аппаратами воздушного охлаждения (АВО), потреблений которой с годами возрастает.

Аппараты воздушного охлаждения компрессорных станций является одними из основных потребителей электроэнергии, что в целом влияет на структуру энергопотребления КС. В этой связи, АВО газа следует рассматривать как самостоятельный технологический объект энергопотребления, который может значительно влиять на эффективность работы компрессорных станций.

В последние годы разработаны технические решения, направленные на повышение энергоэффективности на компрессорных станциях, однако все еще остается актуальной проблемой снижения энергозатрат на охлаждение газа с помощью аппаратов воздушного охлаждения.

В статье рассмотрены методы по снижению стоимости эксплуатации аппаратов воздушного охлаждения газа за счет уменьшения электрических затрат при одновременом повышении эффективности охлаждения.

В ПАО «Газпром» в настоящее время используются и разрабатываются современные технологии охлаждения газа в АВО, которые эффективно применяются в практике.

Одним из них является сезонное изменение углов атак и лопастей вентиляторов для минимизации затрат электроэнергии на электродвигателях секций АВО. Оптимальные углы атаки меняются в зависимости от сезона и района местности. Однако, метод имеет существенные недостатки связанные с применением ручного труда при смене углов атак, что делает процесс не автономным и продолжительным.

Разработаны композитные элементы АВО газа, а именно рабочие колеса и коллектора плавного входа (рис. 1). Данные конструктивные решения позволяют повысить эффективность работы АВО газа с одновременным сокращением затрат на потребление электроэнергии.

Однако, только новые АВО газа оснащаются композитными колесами, а что касаемо уже установленных аппаратов, то для переоборудования их композитными колесами потребуются относительно высокие капитальные затраты.

Также можно выделить метод частотного регулирования скорости вращения вентиляторов, который позволяет управлять охлаждением газа в автоматическом режиме на основе обратной связи от термодатчика, что позволяет удаленно изменять скорость вращения лопастей вентилятора и достигнуть оптимизации режима работы АВО газа. Однако, высокое потребление электроэнергии для выхода на оптимальный режим охлаждения является их существенным недостатком.

Перспективной технологией повышения энергоэффективности работы АВО явдяется нетиповой метод, который основывается на уменьшении рециркуляции теплого воздуха и изменении направления ветреных потоков за счет установки специальных воздухозаборников (рис. 2).

Рисунок 1 – Композитное рабочее колесо ГАЦ-50-4М2

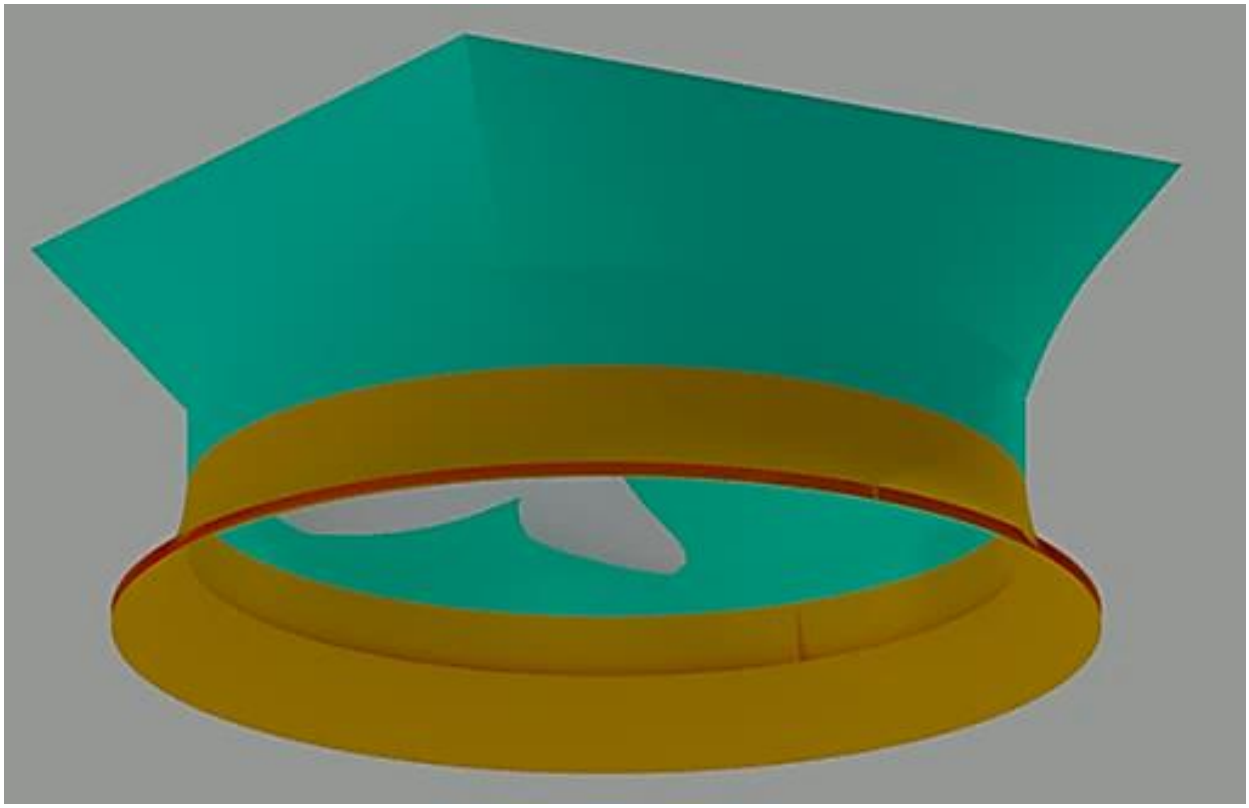


Рисунок 2 – Воздухозаборная камера для АВО газа

Воздухозаборники предотвращают смешивание отработанного воздуха с приточными воздушными массами, что благоприятно влияет на снижение температуры газа, проходящего через АВО. Кроме того, конструкция воздухозаборника способна направлять ветреные потоки внутрь АВО, что обеспечивает дополнительное охлаждение и увеличивает эффективность работы системы.

В работе проведен сравнительный анализ методов энергосбережения при эксплуатации АВО и представлен в таблице 1, где можно увидеть явные плюсы и минусы существующих энергоэффектнывных решений для АВО газа.

При анализе энергосберегающих технологий охлаждения газа на основе аппаратов воздушного охлаждения в транспорте газа ПАО «Газпром» был произведен патентный поиск, который показал, что существует несколько способов повышения энергоэффективности при охлаждении газа, которые удовлетворяют условиям поиска. Некоторые из найденных патентов являются усовершенствованными аналогами уже используемых на производстве средств для достижения энергоэффективности. Таким образом, имеется возможность дальнейшего исследования и адаптации данных изобретений для применения в ПАО "Газпром" с целью улучшения эффективности работы и сокращения расходов на охлаждение газа в АВО.

В итоге исследования можно заключить, что существует достаточное количество методов для повышения энергоэффективности в технологическом оборудовании. Среди наиболее доступных методов можно выделить изменение углов атаки и использование воздухозаборников. Методы, основанные на использовании композитных материалов и частотных преобразователей, являются перспективными, но требуют дополнительных ресурсов для реализации. Рекомендуется рассмотреть комбинацию методов, таких как использование воздухозаборников и частотных преобразователей, для достижения наилучших результатов. Однако, при выборе метода модернизации необходимо учитывать минимизацию энергозатрат на охлаждение газа при достижении оптимальной температуры на выходе.

Таблица 1 – Сравнительный анализ методов энергосбережения при эксплуатации АВО

Название метода	Преимущества	Недостатки
Охлаждение на основе сезонного изменения углов атак и лопастей вентиляторов.	- достаточно легкиий и дешевый способ сократить затраты электроэнергии; - смена угла атаки происходит два раза в год; - позволяет экономить до 10 % энергии в год.	- смена углов атаки производится вручную; - на смену углов атаки одного вентилятора уходит час.
Охлаждение на основе применения композитных материалов в конструкции силовых компонентов.	- среднегодовая экономия электрической энергии до 40 %.; - работа двигателя, при меньших - частотах, что увеличивает его ресурс и уменьшает затраты на ремонт.	- высокая стоимость приобретения; - время на модернизацию; - не повсеместное применение.
Охлаждение на основе частотного регулирования скорости вращения вентиляторов.	- среднегодовая экономия электрической энергии до 20 %.; - плавный пуск и разгон вентиляторов без пусковых забросов по току; - исключение операций по сезонной переустановке угла атаки лопастей рабочих колес вентиляторов; - точность поддержания температуры.	- высокая стоимость приобретения; - время на модернизацию.

Название метода	Преимущества	Недостатки
Охлаждение на основе уменьшения рециркуляции теплого воздуха за счет установки воздухозаборника.	- увеличение коэффициента теплоотдачи за счет уменьшения температуры поступающего к теплообменникам воздуха; - возможность уменьшить нагрузку на двигатель рабочего колеса, увеличив его ресурс; - относительно не дорогой способ экономии; - долговечность конструкции.	- для установки потребуется временная остановка АВО; - на начальном этапе потребуются ресурсы на переоборудование.

Библиографический список:
1. Акулов К. А., Голик В. В., Пономарёва Т. Г. Очистка аппаратов воздушного охлаждения газа // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 12-3. – С. 453-456.
2. Альмухаметов, Д. Ш. Методы оптимизации системы охлаждения газа на компрессорных станциях / Д. Ш. Альмухаметов // Вестник современных исследований. – 2018. – № 9.3(24). – С. 185-189.
3. Зусько, П. П. Повышение эффективности работы аппаратов воздушного охлаждения газа / П. П. Зусько // Нефтегазовый терминал : сборник научных статей памяти профессора Н. А. Малюшина. – Тюмень : Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2015. – С. 92-95.
4. Мутугуллина, И. А. Повышение энергетической эффективности аппаратов воздушного охлаждения / И. А. Мутугуллина, К. Ю. Маякин // Символ науки: международный научный журнал. – 2021. – № 12-1. – С. 13-15. – EDN KRXEQY.

УДК 621.643.053

Оценка напряжённо-деформированного состояния трубы при воздействии изгибающей нагрузки и внутреннего давления методом тензометрии

Медведев Д. Ю., Игнатик А. А.
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

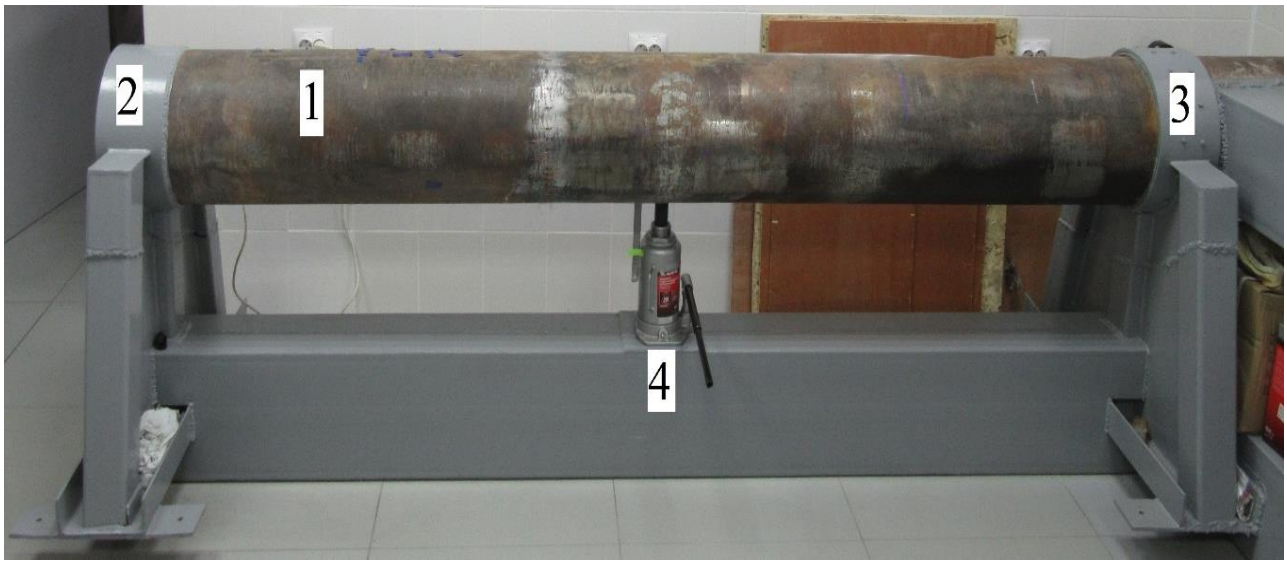
Введение. Трубопроводные системы являются одним из ключевых элементов современной энергетической, нефтегазовой и химической инфраструктуры. Надежность и безопасность из эксплуатации в значительной степени определяются напряженно-деформированным состоянием (НДС) труб, которое формируется под воздействием сложных сочетаний эксплуатационных нагрузок. Наиболее распространенные с точки зрения разрушения и развития дефектов являются случаи одновременного действия внутреннего давления и изгибающих нагрузок, возникающих вследствие температурных деформаций, сейсмических воздействий и технологических факторов. Современные методы расчёта трубопроводов, как правило, основаны на упрощённых аналитических или численных моделях. Однако в реальных условиях эксплуатации трубы подвержены напряжениям, пластическим деформациям и повреждениям, которые существенно влияют на их прочностные характеристики. В связи с этим возрастает актуальность экспериментальных методов оценки НДС, позволяющих получить достоверную информацию о фактическом напряжённом состоянии конструкций. Одним из наиболее эффективных и широко применяемых экспериментальных методов является тензометрия, основанная на измерении деформаций

поверхности материала с помощью тензорезисторных датчиков. Преимуществами тензометрического метода являются высокая чувствительность, возможность локального контроля напряжений, а также пригодность для исследований как в лабораторных, так и в натурных условиях. Применение тензометрии для исследования труб, находящихся под действием совмещённых изгибающих нагрузок и внутреннего давления, позволяет выявить реальные распределения напряжений, определить зоны максимальных нагрузок и оценить запас прочности конструкции.

Целью данной статьи является совершенствование подходов к обеспечению безаварийной эксплуатации магистральных газопроводов путем развития технологий мониторинга их технического состояния на основании теоретических и экспериментальных исследований.

Методы исследования. Экспериментальное исследование выполнялось на лабораторном стенде изображенном на рисунке 1.

Лабораторный стенд представляет собой трубу наружного диаметра 325 мм, со средней толщиной стенки 8,3 мм, установленную в двух опорах. Левая опора – жёсткая, труба соединена с ней кольцевым сварным швом. Правая опора – подвижная, она аналогична опорному подшипнику. Длина трубы между опорами составляет 2,5 м. Марка стали – 14ХГС. Под центральным поперечным сечением трубы расположен гидравлический домкрат, служащий приспособлением для нагружения стенки трубы изгибающей силой в вертикальной плоскости.



1 – труба; 2 – жёсткая левая опора; 3 – подвижная правая опора; 4 – гидравлический домкрат

Рисунок 1 – Внешний вид лабораторного стенда

Для регистрации деформаций использовались тензорезисторные датчики с номинальным сопротивлением 350 Ом.

Для исследования НДС выбрано поперечное сечение трубы, находящееся на расстоянии 50 см от центрального поперечного сечения вправо. Введём угловую координату φ, которая отсчитывается от верхней образующей трубы (φ = 0) вдоль периметра поперечного сечения по окружности. Тогда нижняя образующая имеет угловую координату 180°, а боковые – 90° (ближняя сторона трубы) и 270° (обратная сторона).

Для измерения деформаций устанавливались группы тензорезисторов в зонах стенки трубы с шагом φ = 90°, начиная от верхней образующей. Всего имеем 4 зоны с координатами φ = 0; 90; 180, 270, 360° (зоны φ = 0° и φ = 360° совпадают) и 2 зоны с координатами 120 и 240.

В каждой группе тензорезисторов находится три датчика для измерения: 1) кольцевой деформации ε_θ; 2) продольной деформации ε_z; 3) деформации под углом 45° ε_{45° к оси трубы. Такой группы достаточно для полного описания плоского напряжённого состояния и объёмного деформированного состояния стенки трубы.

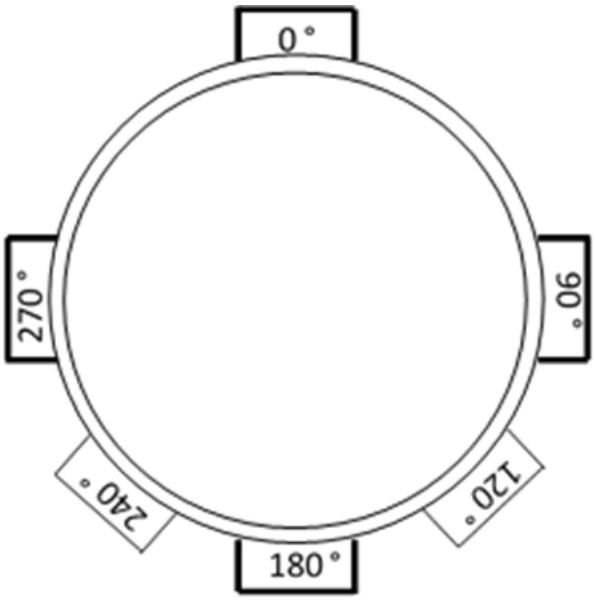
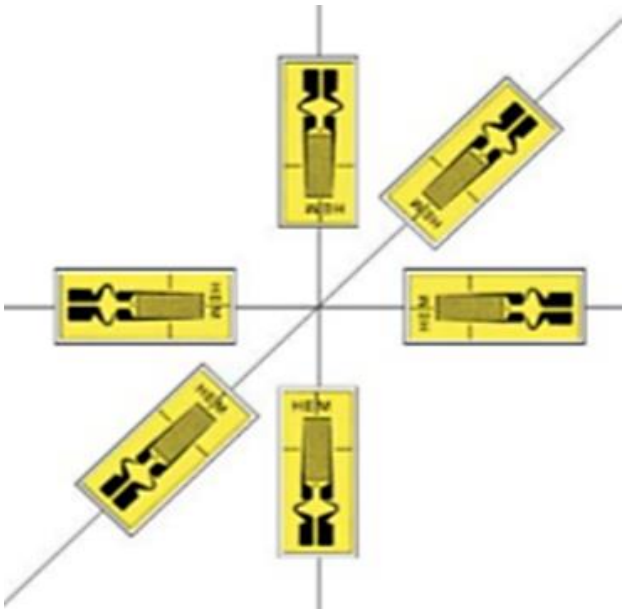


Рисунок 2 – Схема расположения групп тензорезисторов с шагом 90° и дополнительных групп тензорезисторов с шагом 120° и 240°



1 – датчик, регистрирующий кольцевые деформации; 2 – датчик, регистрирующий продольные деформации; 3 – датчик, регистрирующий деформации под углом 45°

Рисунок 3 – Установленные в области группы тензорезисторов

При испытаниях труба нагружалась изгибающей силой, соответствующей вылету штока домкрата 8 мм (или прогибу середины нижней образующей трубы 8 мм). Величина нагрузки 17500 кгс, или 171675 Н. Задав такую нагрузку, фиксировали значения деформаций. Для повышения точности результатов выполнялись три серии измерений, а затем определялись средние значения.

Далее производится обработка экспериментальных данных с целью определения напряжений. Для этого используются формулы закона упругости Гука.

Кольцевое напряжение σ_Θ вычисляется по формуле:

$$\sigma_\Theta = \frac{E}{1-\mu^2}(\varepsilon_\Theta + \mu\varepsilon_z), \quad (1)$$

где μ – коэффициент Пуассона.

Для стали модуль Юнга E = 206000 МПа, коэффициент Пуассона μ = 0,3.

Продольное напряжение σ_z:

$$\sigma_z = \frac{E}{1-\mu^2}(\varepsilon_z + \mu\varepsilon_\Theta), \quad (2)$$

Касательное напряжение τ:

$$\tau = G(2\varepsilon_{45^\circ} - \varepsilon_\Theta - \varepsilon_z), \quad (3)$$

где G – модуль сдвига, для стали G = 79231 МПа.

Угловая деформация γ:

$$\gamma = 2\varepsilon_{45^\circ} - \varepsilon_\Theta - \varepsilon_z, \quad (4)$$

Радиальные напряжения, σ_r, МПа:

$$\sigma_r = 0, \quad (5)$$

Касательные напряжения, τ, МПа:

$$\tau = G\gamma, \quad (6)$$

Угловая деформация, γ:

$$\gamma = 2\varepsilon_{45^\circ} - \varepsilon_\Theta - \varepsilon_z, \quad (7)$$

Модуль сдвига, G:

$$G = \frac{E}{2(1+\mu)}, \quad (8)$$

Радиальная деформация, ε_r:

$$\varepsilon_r = \frac{-\mu(\sigma_\Theta + \sigma_z)}{E}, \quad (9)$$

Интенсивность напряжений, σ_i:

$$\sigma_i = \sqrt{\sigma_\Theta^2 - \sigma_\Theta\sigma_z + \sigma_z^2 + 3\tau^2} \quad (10)$$

Основной нагрузкой, действующей на эксплуатирующийся трубопровод, является внутреннее давление перекачиваемого продукта. Поэтому оценим НДС трубы при воздействии изгиба и внутреннего давления. Также определим предельно допустимое давление исследуемой трубы при одновременном действии изгибающей силы.

Стенд не позволяет нагружать трубу давлением. Поэтому для расчёта компонентов напряжённого состояния от комбинированного воздействия применим принцип суперпозиции (или принцип независимости действия сил), который справедлив при упругом деформировании.

Напряжения, возникающие от действия внутреннего давления p, определим по формулам теории толстостенной цилиндрической оболочки для наружной поверхности трубы.

Кольцевые напряжения, σ_Θ, МПа:

$$\sigma_\Theta = \sigma_{\Theta и} + \sigma_{\Theta p}, \quad (11)$$

где $\sigma_{\Theta и}$– кольцевое напряжение при действии изгибающей силы, МПа;

$\sigma_{\Theta p}$ – кольцевое напряжение при действии внутреннего давления, МПа.

$$\sigma_{\Theta\, p} = \frac{2pd^2}{D^2 - d^2}, \quad (12)$$

Продольные напряжения, σ_z, МПа:

$$\sigma_z = \sigma_{zи} + \sigma_{zp}, \quad (13)$$

$$\sigma_{z\, p} = \frac{pd^2}{D^2 - d^2}. \quad (14)$$

где $\sigma_{zи}$ - продольное напряжение при действии изгибающей силы, МПа;

σ_{zp} - продольное напряжение при действии внутреннего давления, МПа.

Касательные напряжения от действия только внутреннего давления равны нулю: $\tau_p = 0$. Поэтому при одновременном действии изгиба и давления касательные напряжения равны касательным напряжениям от изгибающей силы.

Интенсивность напряжений σ_i принципу суперпозиции не подчиняется, так как это в большей степени энергетическая характеристика, а не силовая.

Результаты исследования:

На рисунке 4 представлена зависимость кольцевых напряжений от угловой координаты при действии постоянной изгибающей силы.

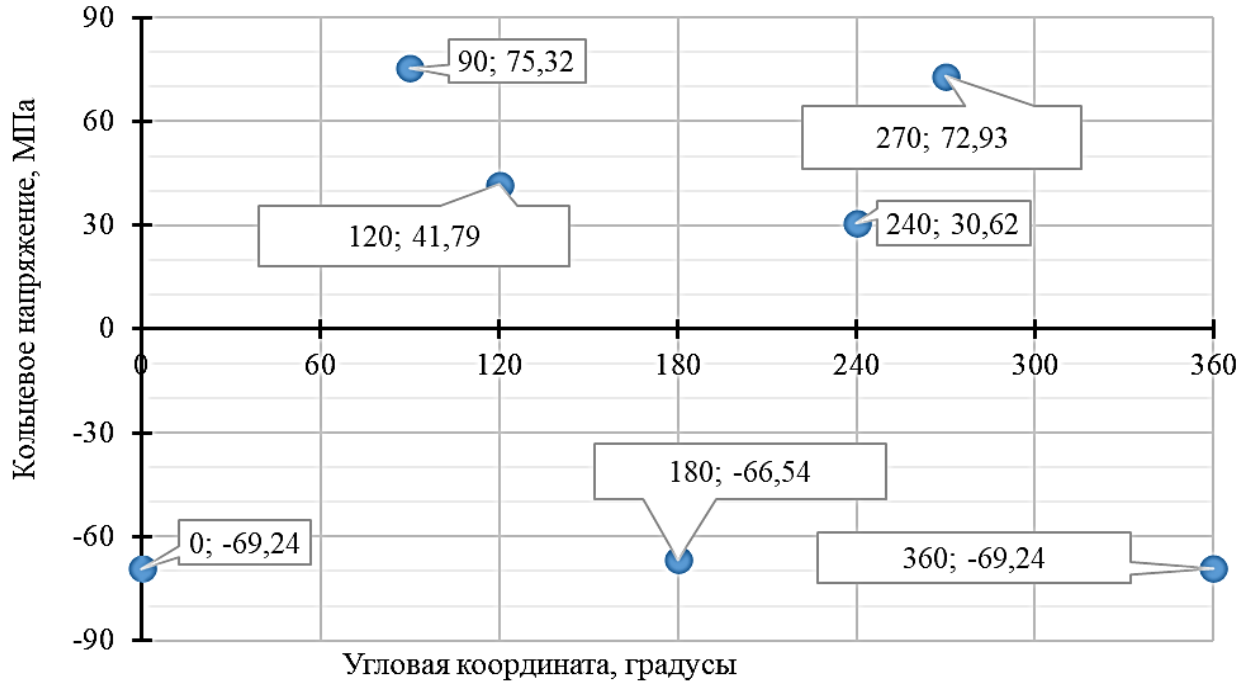


Рисунок 4 – График зависимости кольцевых напряжений от угловой координаты при постоянной изгибающей силе

Из рисунка 4 видно, что распределение кольцевых напряжений по окружности трубы носит выраженно неравномерный характер. Максимальные положительные значения кольцевых напряжений наблюдаются в верхней части сечения трубы при угловых координатах 90° и 270°, где напряжения достигают значений порядка 70–75 МПа. В этих зонах изгибающая нагрузка вызывает растяжение стенки трубы.

Минимальные значения кольцевых напряжений зафиксированы при угловых координатах 0°, 180° и 360°, где напряжения имеют отрицательный знак и достигают значений около –65…–70 МПа, что соответствует зонам сжатия трубы при изгибе.

Таким образом, при действии изгибающей силы кольцевые напряжения изменяются по синусоидальному закону в зависимости от угловой координаты, что соответствует классической теории изгиба трубчатых элементов.

На рисунке 5 представлена зависимость кольцевых напряжений от угловой координаты при совместном действии постоянной изгибающей силы и внутреннего давления.

В отличие от графика на рисунке 4, все значения кольцевых напряжений являются положительными, что обусловлено действием внутреннего давления, создающего равномерное растягивающее напряжение по окружности трубы. Минимальные значения напряжений при этом наблюдаются при угловых координатах 0°, 180° и 360° и составляют порядка 35-40 МПа.

Максимальные значения кольцевых напряжений достигаются при угловых координатах 90° и 270° и составляют 175–180 МПа. Это свидетельствует о суммировании напряжений, вызванных внутренним давлением и изгибающей нагрузкой, в зонах растяжения трубы.

Сравнение графиков на рисунках 4 и 5 показывает, что внутреннее давление приводит к сдвигу уровня кольцевых напряжений в сторону растяжения, не изменяя при этом форму их распределения по угловой координате. Изгибающая нагрузка продолжает определять неравномерность напряжённого состояния, тогда как внутреннее давление формирует базовый уровень кольцевых напряжений. Это обосновывает целесообразность размещения тензодатчиков в данных зонах при организации тензометрического мониторинга технического состояния трубопровода.

На рисунке 6 представлено распределение продольных напряжений по угловой координате трубы при действии постоянной изгибающей силы.

Максимальные растягивающие продольные напряжения наблюдаются при угловых координатах 0° и 360°, а максимальные сжимающие – в области 180°. Такое распределение соответствует теоретическому характеру напряжённого состояния трубы при изгибе.

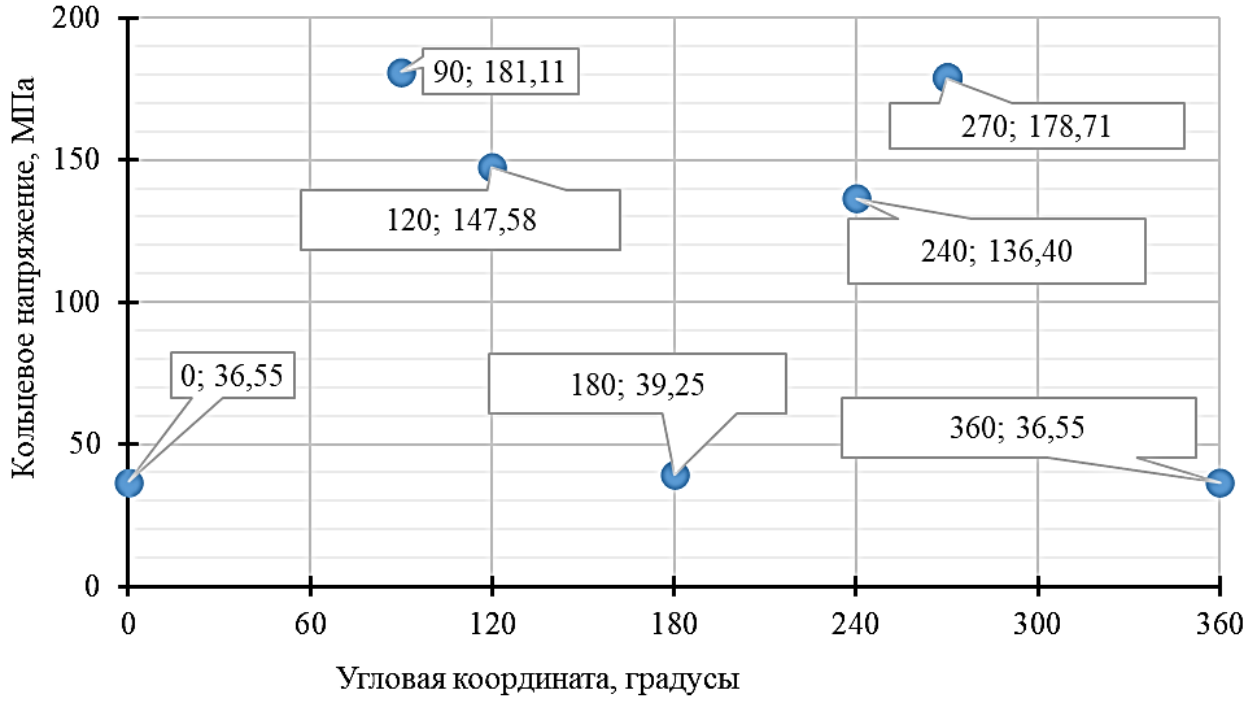


Рисунок 5 – График зависимости кольцевых напряжений от угловой координаты при постоянной изгибающей силе и внутреннем давлении

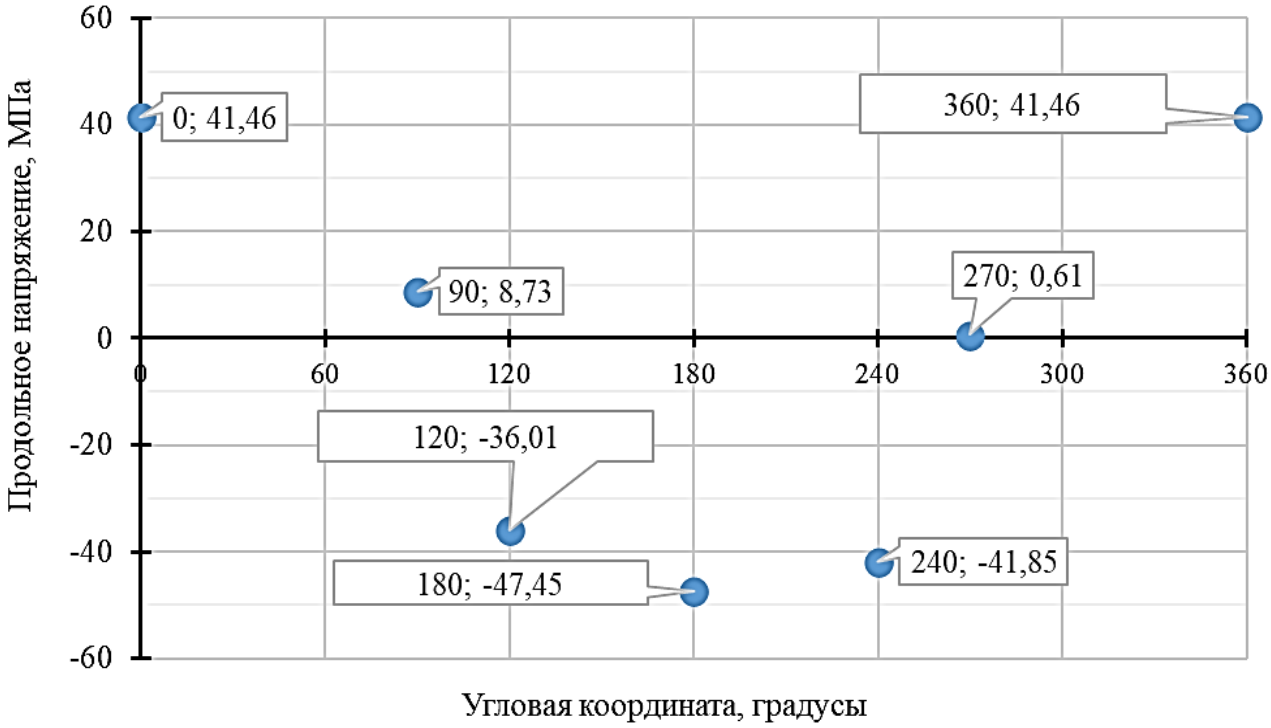


Рисунок 6 – График зависимости продольных напряжений от угловой координаты при постоянной изгибающей силе

На рисунке 7 показано распределение продольных напряжений при совместном действии изгибающей силы и внутреннего давления.

Сравнение графиков показывает, что внутреннее давление оказывает дополнительное влияние на уровень продольных напряжений, не изменяя общей формы их распределения. Полученные результаты подтверждают аддитивный характер действия нагрузок и достоверность результатов тензометрических измерений при оценке продольных напряжений в трубопроводе.

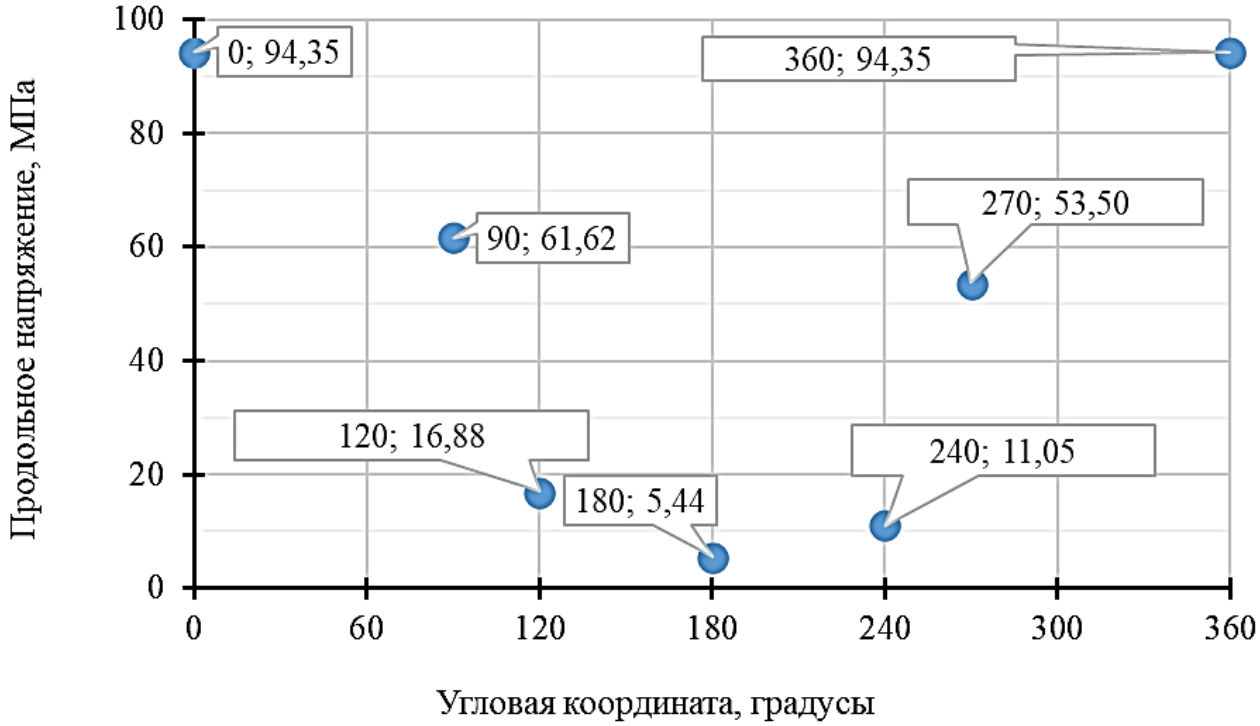


Рисунок 7 – График зависимости продольных напряжений от угловой координаты при постоянной изгибающей силе и внутреннем давлении

На рисунке 8 представлен график зависимости интенсивности напряжений от угловой координаты трубы при действии постоянной изгибающей силы.

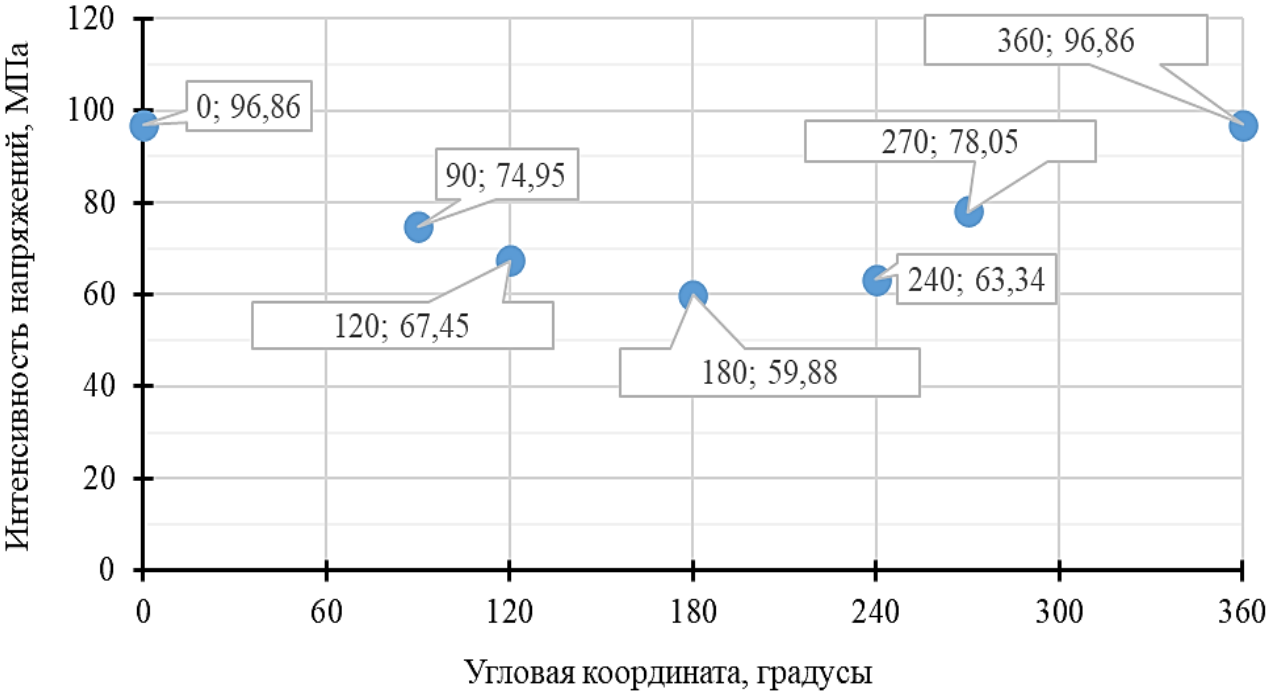


Рисунок 8 – График зависимости интенсивности напряжений от угловой координаты при постоянной изгибающей силе

Полученные результаты показывают неравномерное распределение напряжений по окружности трубы. Максимальные значения интенсивности напряжений наблюдаются при угловых координатах 0° и 360° и составляют 96,86 МПа. Минимальное значение зафиксировано в зоне 180° и равно 59,88 МПа. Такое распределение объясняется действием изгибающей нагрузки, при которой в сечении трубы формируются зоны растяжения и сжатия, симметрично расположенные относительно нейтральной оси.

На рисунке 9 показана зависимость интенсивности напряжений от угловой координаты при совместном действии постоянной изгибающей силы и внутреннего давления.

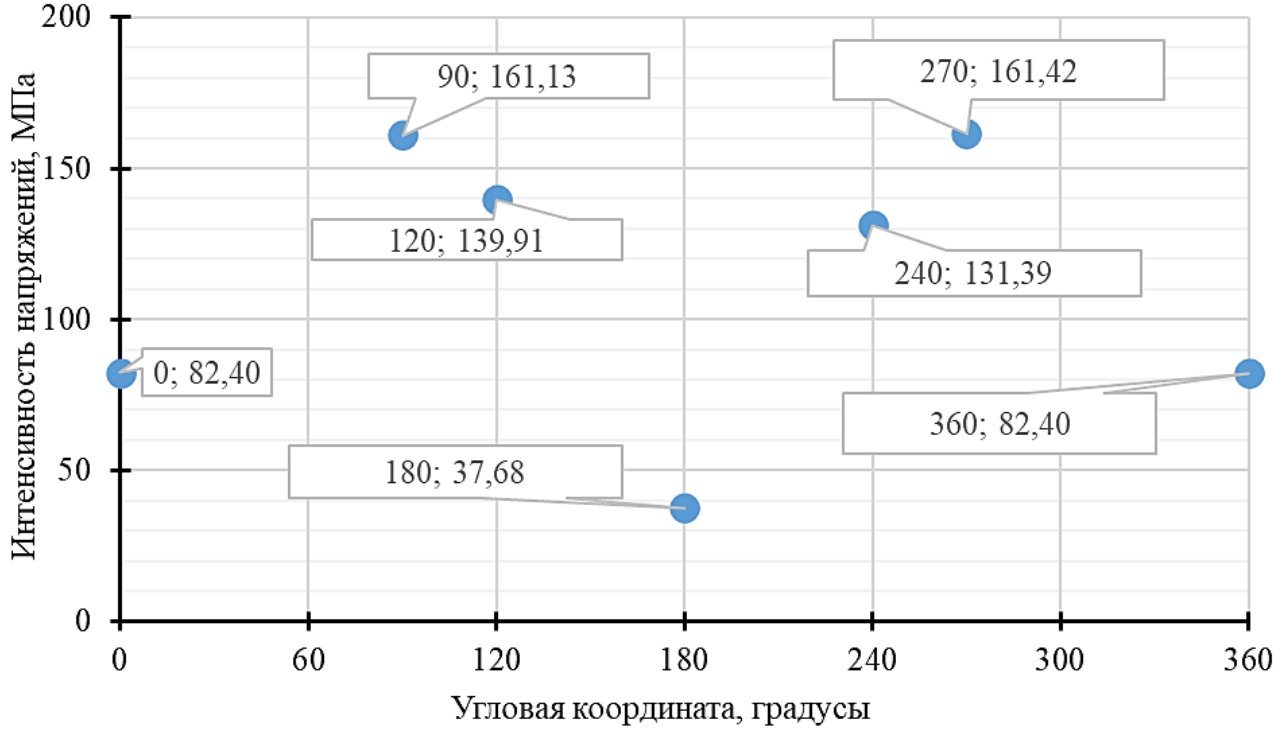


Рисунок 9 – График зависимости интенсивности напряжений от угловой координаты при постоянной изгибающей силе и внутреннем давлении

В этом случае наблюдается существенное увеличение уровня напряжений по всей окружности трубы. Максимальные значения интенсивности напряжений достигают 161,42 МПа при угловой координате 270°, а минимальные значения составляют 37,68 МПа при 180°. Внутреннее давление приводит к смещению напряжённого состояния в сторону растяжения и увеличению общей интенсивности напряжений.

Сравнительный анализ графиков показывает, что внутреннее давление оказывает значительное влияние на величину интенсивности напряжений, увеличивая их значения в среднем более чем в 1,5 раза, при сохранении общего характера распределения по угловой координате. Наибольшие значения напряжений стабильно фиксируются в зонах, соответствующих растянутым волокнам трубы, что подтверждает аддитивный характер действия изгибающей нагрузки и внутреннего давления.

Полученные экспериментальные данные подтверждают корректность выбора схемы установки тензодатчиков и демонстрируют возможность применения тензометрии для оценки напряжённого состояния трубопроводов при комбинированных нагрузках.

Выводы:

Проанализированы методы оценки напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода при действии основных эксплуатационных нагрузок;

Получены методом тензометрии значения напряжений и деформаций трубы лабораторного стенда при воздействии следующих нагрузок и воздействий: изгибающая сила, внутреннее давление.

Библиографический список:

1. Игнатик А. А. Экспериментальное исследование напряжённо-деформированного состояния трубы при изгибе тензорезистивным и инклинометрическим методами // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2022. – № 5–6. – С. 30–40.

2. Феодосьев В. И. Сопротивление материалов : учебник для вузов. – 18-е изд. – М. : Изд-во МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2021. – 542 с.

УДК 622.692.4.07

Комплексная модель определения условий образования газовых гидратов при эксплуатации систем сбора газа

Выдренков А. Д., Земенкова М. Ю., Земенков Ю. Д., Старикова П. В.
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Образование газовых гидратов при транспорте углеводородного сырья в значительной степени влияет на гидравлические свойства самого газопровода, снижая его пропускную способность вплоть до полного перекрытия сечения [1-3].

Устранение последствий образования газовых гидратов может занять до нескольких суток в зависимости от типа прокладки газопровода и его доступности для проведения различных мероприятий.

В качестве предупреждающего метода образования газовых гидратов чаще всего применяют низшие алифатические спирты по типу метанола, влияющие на активность воды в потоке и смещающие равновесные условия в область пониженных температур.

При этом сама подача ингибитора часто носит постоянный характер, не зависящий от сезона, что влечет за собой его нерациональное использование и приводит к дополнительным финансовым издержкам на его закупку транспортировку до места пользования.

Дополнительно, корректную оценку необходимости подачи ингибитора осложняет нестационарный режим работы газосборной сети. В случае лучевой схемы сбора газа, достаточно легко определить, находятся ли фактические условия в области образования газовых гидратов. При эксплуатации газосборных коллекторов анализ усложняется за счет образования нового потока с отличным от исходных составов до смешивания, что накладывает дополнительные ограничения и вынуждает пересчитывать компонентный состав.

В случае непрерывного мониторинга работы газосборной сети возникает необходимость в инструменте, способном оперативно оценивать текущие условия эксплуатации рассматриваемого объекта и выносить решение о необходимости подачи ингибитора [4].

Итоговая комплексная модель должна включать в себя несколько блоков:

– валидация исходной информации и ее обработка;

– категориальное разбиение обработанных данных для дальнейшего использования в качестве исходных данных для расчета;

– расчет материального баланса для пересчета компонентного состава газа газовых смесей;

– решение уравнения равновесного состояния трех фаз для всех участков сети;

– сопоставление результатов расчета с фактическими данными;

– рекомендации о необходимости подачи ингибитора.

В общем виде алгоритм работы предлагаемой системы представлен на рисунке 1.

Для расчета условий образования газовых гидратов предлагается использовать общепринятое в мировой практике уравнение состояния Пенга-Робинсона, представленное под уравнением 1 и уравнение равенства химических потенциалов системы «газ-вода-гидрат», под уравнением 2, позволяющим определять равновесные условия для различного компонентного состава газовой смеси.

$$P = \frac{R * T}{V_m - b} - \frac{a(T)}{V_m^2 + 2 * b * V_m - b^2}, \quad (1)$$

где R – универсальная газовая постоянная, Дж/(моль*К);

T – температура, К;

V_m – молярный объем, моль/м^3;

a – коэффициент, учитывающий взаимодействие между молекулами, Па*м^6/моль^2;

b – занимаемый молекулами объем, м^3/моль.

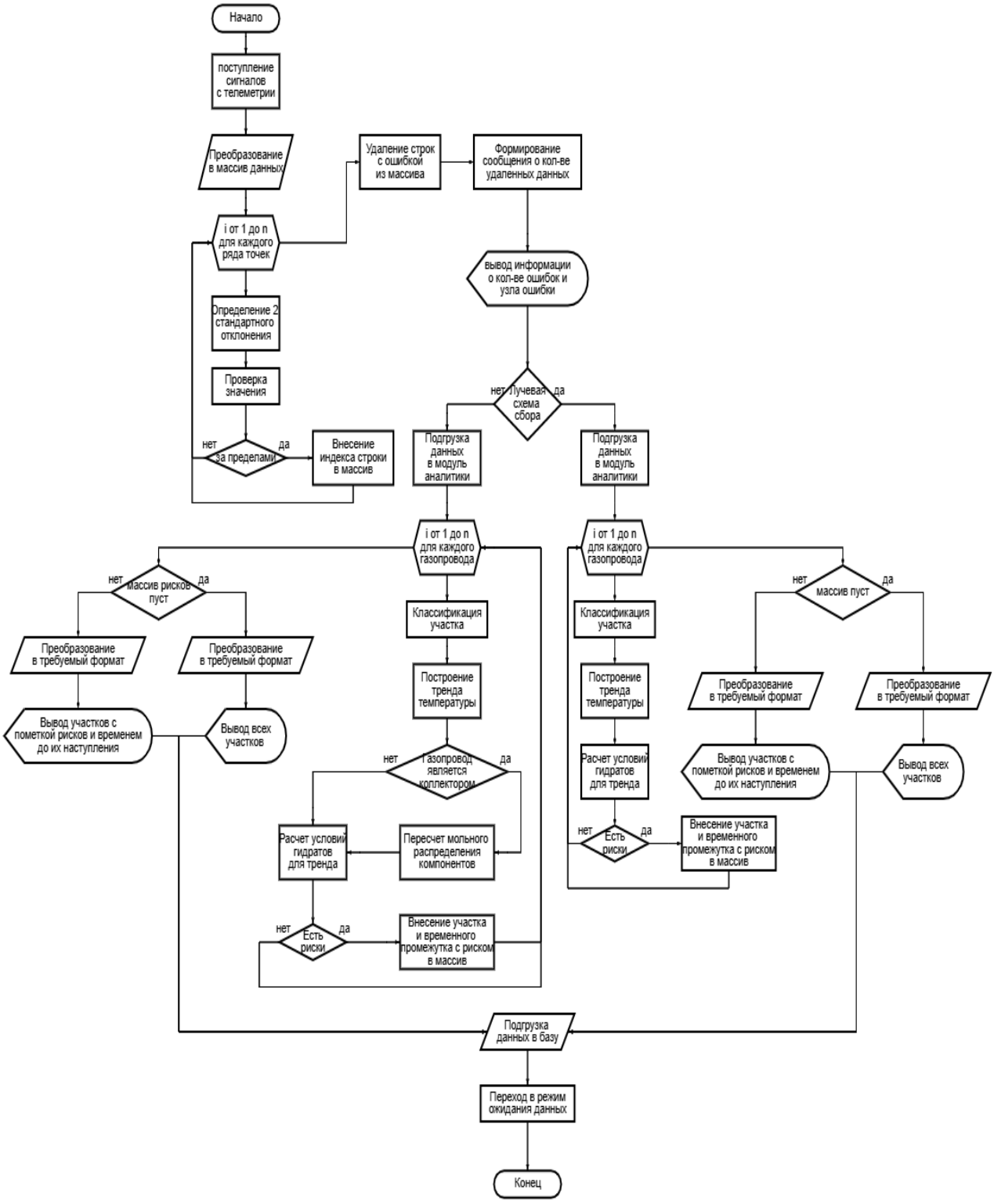


Рисунок 1 – Алгоритм анализа и предиктивной аналитики фактических режимов эксплуатации промысловых систем сбора газа

$$\mu_H - \mu_w = \Delta\mu_{latt} + \Delta\mu_{ads}, \quad (2)$$

где μ_H и μ_w – равенство химических потенциалов воды в свободном состоянии и в гидрате;

$\Delta\mu_{latt}$ – формирование кристаллической решетки гидрата;

$\Delta\mu_{ads}$ – взаимодействие с молекулами углеводородов, находящихся в полости решетки.

При этом значение $\Delta\mu_{latt}$ является табулированным при стандартных условиях, в прочих же случаях для его нахождения можно воспользоваться интегралом, представленным под уравнением 3:

$$\frac{\Delta\mu_{latt}}{RT} = \frac{\Delta\mu^0_{latt}}{RT} = \int_0^T \frac{\Delta H_0 + \Delta c_p * (T - T_0)}{RT^2} dT + \frac{P\Delta V}{RT}, \quad (3)$$

где ΔH – изменение энтальпии;

Δc_p – изменение теплоемкости;

ΔV – изменение объема.

Пр этом выигрыш в энергии Гиббса за счет заполнения полостей молекулами углеводородов определяется уравнением под номером 4:

$$\Delta\mu_{ads} = RT \sum_{i=1}^{N_{cavs}} v_i ln\left(1 - \sum_{k=1}^{N_{comps}} Y_{ki}\right), \quad (4)$$

где v_i – количество полостей типа i на одну молекулу воды;

N_{cavs} – число различных типов полостей;

Y_{ki} – уровень заполненности пустот типа i молекулами типа k.

Сам уровень заполненности рассчитывается аналогичным образом конкурентной адсорбции Ленгмюра для нескольких компонентов, что можно выразить уравнением 5:

$$Y_{ki} = \frac{C_{ki} f_k}{1 + \sum_{j=1}^{N_{comps}} C_{ji} f_j}, \quad (5)$$

где f_j – коэффициент летучести компонента i;

C_{ki} – мера сродства молекулы типа k к полости типа i, аналогичная коэффициенту адсорбции.

Меру сродства можно выразить следующим уравнением под номером 6:

$$C_{ki} = \frac{A_{ki}}{T} exp\left(\frac{B_{ki}}{T}\right), \quad (6)$$

Для корректной работы алгоритма предлагается ввод бинарного индикатора, характеризующего нахождение фактических параметров эксплуатации в области образования газовых гидратов или же области безгидратного режима работы газопровода. Предлагаемое решение можно записать следующим образом, под формулой 7:

$$\begin{cases} T^* = T_{факт} - T_{гид} \leq 0, & T^* \in 1 \\ T^* = T_{факт} - T_{гид} \geq 0, & T^* \in 0 \end{cases}, \quad (7)$$

где $T_{факт}$ – полученная с телеметрии фактическая температура конкретного участка, ℃;

$T_{гид}$ – расчетная температура начала формирования газовых гидратов для заданных P и T, ℃.

При этом 1 в представленном индикаторе характеризуется множеством точек, находящихся в области образования газовых гидратов, а 0, соответственно, за ее пределами.

Стоит отметить, поскольку фактическая температура часто снимается посредством термокармана с погружным датчиком, а не посредством термопар по контуру газопровода, замер в большей степени будет соответствовать температуре ядра газового потока и не отражать температурный градиент, в поперечном сечении, возникающий в следствие теплообменных процессов с окружающей средой. Из этого следует, что необходимо учитывать градиент температуры не только в продольном, но и в поперечном сечении трубопровода.

Для описания термодинамических процессов можно воспользоваться существующими дифференциальными уравнениями, описывающими температурный градиент. Уравнение для двухосной системы координат, выводимое из закона сохранения энергии представлено в уравнении 8:

$$\frac{\partial\theta}{\partial\tau} = \frac{\lambda}{c_p\rho}\left(\frac{\partial^2\theta}{\partial x^2} + \frac{\partial^2\theta}{\partial y^2}\right) = a\left(\frac{\partial^2\theta}{\partial x^2} + \frac{\partial^2\theta}{\partial y^2}\right), \quad (8)$$

где θ – температура в заданной точке, ˚К;

τ – временной интервал, сек;

λ – коэффициент теплопроводности материала, вт/(м*К);

c_p - удельная теплоёмкость при постоянном давлении, Дж/(кг*К);

ρ – плотность материала или среды, кг/м^3;

x, y – пространственные координаты, м;

a – коэффициент температуропроводности, м^2/сек.

Представленное уравнение характеризует температурный градиент для неустановившейся системы, что позволяет оценивать эксплуатацию газопровода в режиме пуска или останова. Для стационарного режима предполагается использовать упрощенную версию без учета времени, представленную под уравнением 9:

$$\frac{\partial^2\theta}{\partial x^2} + \frac{\partial^2\theta}{\partial y^2} = 0, \quad (9)$$

Поскольку при непосредственном смешивании 2 газовых потоков возникает новая смесь с отличными от исходных параметров, для корректного учета в системе комплексного мониторинга за условиями возникновения газовых гидратов предлагается использовать правила материального баланса, под уравнением 10:

$$m_{\text{смеси}} = m_1 + m_2, \quad (10)$$

где m_1 и m_2 – массы потоков 1 и 2 соответственно, кг.

Для описания равенства молярной массы полученной смеси можно воспользоваться уравнением 11:

$$\forall i \in k, \qquad M_i = \sum_{j=1}^{N} M_{ij}\,, \quad (11)$$

где i – номер компонента;

k – количество компонентов;

N – количество входов в узел;

M_i – молярная масса компонента на выходе из узла, кг/моль.

Для пересчета доли каждого компонента в полученной смеси можно воспользоваться уравнением 12:

$$y_i = \frac{M_1 y_{1i} + M_2 y_{2i}}{M_1 + M_2}, \quad (12)$$

где y – мольная доля компонента, %.

Помимо описанных выше проблем, дополнительно можно рассмотреть градиент давления и температуры по длине каждого участка газопровода всей системы сбора. Поскольку снимаемые с телеметрии замеры являются точечными значениями, рассчитанные риски будут соответствовать только для конкретно взятых условий. Для обхода данного ограничения можно воспользоваться линейной интерполяцией термобарических условий между 2 точками одной трубы, что даст примерное распределение температуры и давления, исходя из которого можно локализовать гипотетические риски и заблаговременно принять меры по их минимизации.

В общем виде алгоритм работы с непосредственным анализом рисков представлен на рисунке 2.

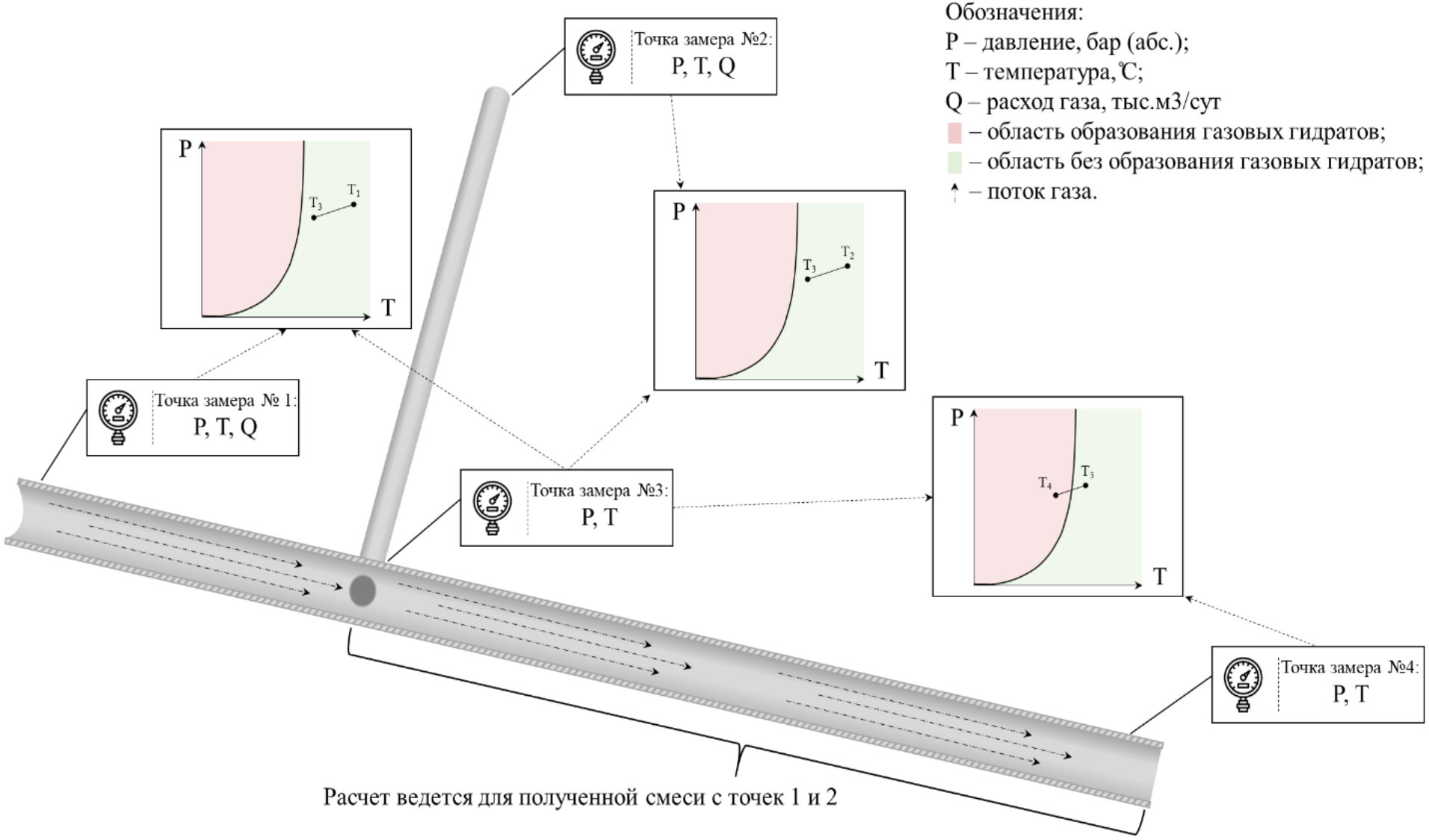


Рисунок 2 – Визуализация работы алгоритма по анализу рисков газовых гидратов

Поскольку в случае смешивания потоков газа, они могут обладать разной температурой, для подобных участков предлагается 2 решения:

1) в случае наличия перед последней точкой замера до точки соединения потоков еще одного узла телеметрии, предлагается линейная экстраполяция на всю оставшуюся протяженность 1 потока;

2) при отсутствии дополнительного узла замера, градиент температуры по длине участка можно рассчитать посредством метода Шухова.

При этом температуру на узле смешивания для расчета нового потока следует принимать с точки замера, для получения наиболее достоверного расчета при помощи модели.

При условии попадания одной из точек в область образования газовых гидратов, модель сигнализирует о присутствии рисков на конкретном участке и выносит предупреждение о необходимости подачи ингибитора с целью предотвращения рисков.

Представленная комплексная модель анализа рисков образования газовых гидратов позволяет перейти от превентивной постоянной подачи ингибитора к адресному управлению, основанному на непрерывном мониторинге и прогнозировании термобарических условий. Интеграция расчёта материального баланса, термодинамических уравнений равновесия и алгоритма бинарной классификации обеспечивает оперативную оценку состояния газосборной сети и формирование обоснованных рекомендаций.

Внедрение подобной системы способно значительно повысить эксплуатационную надёжность и экономическую эффективность работы промысловых объектов за счёт минимизации непроизводительных затрат на ингибиторы и сокращения простоев, связанных с образованием гидратных пробок. Дальнейшее развитие работы может быть направлено на адаптацию модели для более сложных многокомпонентных сред и её интеграцию в системы цифровых двойников месторождений.

Библиографический список:

1. Особенности предупреждения льдо- и гидратообразования в системах сбора газа на поздней стадии эксплуатации сеноманских залежей месторождений Западной Сибири / В. А. Истомин, В. Г. Квон, А. А. Тройникова, П. А. Нефёдов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2016. – № 2. – С. 25–30. Текст: непосредственный.

2. Истомин В. А., Минигулов Р. М., Грицишин Д. Н. Технологии предупреждения гидратообразования в промысловых системах: проблемы и перспективы // Газохимия. – 2009. – № 6. – С. 32–40. Текст: непосредственный.

3. Кудияров Г. С., Истомин В. А., Ротов А. А. Особенности работы систем сбора газа сеноманской залежи Ямбургского месторождения на завершающей стадии разработки // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2017. – № 5. – С. 4–13. Текст: непосредственный.

4. Запорожец Е. П., Шостак Н. А. Особенности гидратообразования одно- и многокомпонентных газов // Недропользование. – 2016. – Т. 15. – № 20. – С. 232–239. Текст: непосредственный.

УДК 66.083

Анализ вариантов выделения этана из метан-этановой фракции на газоперерабатывающем предприятии

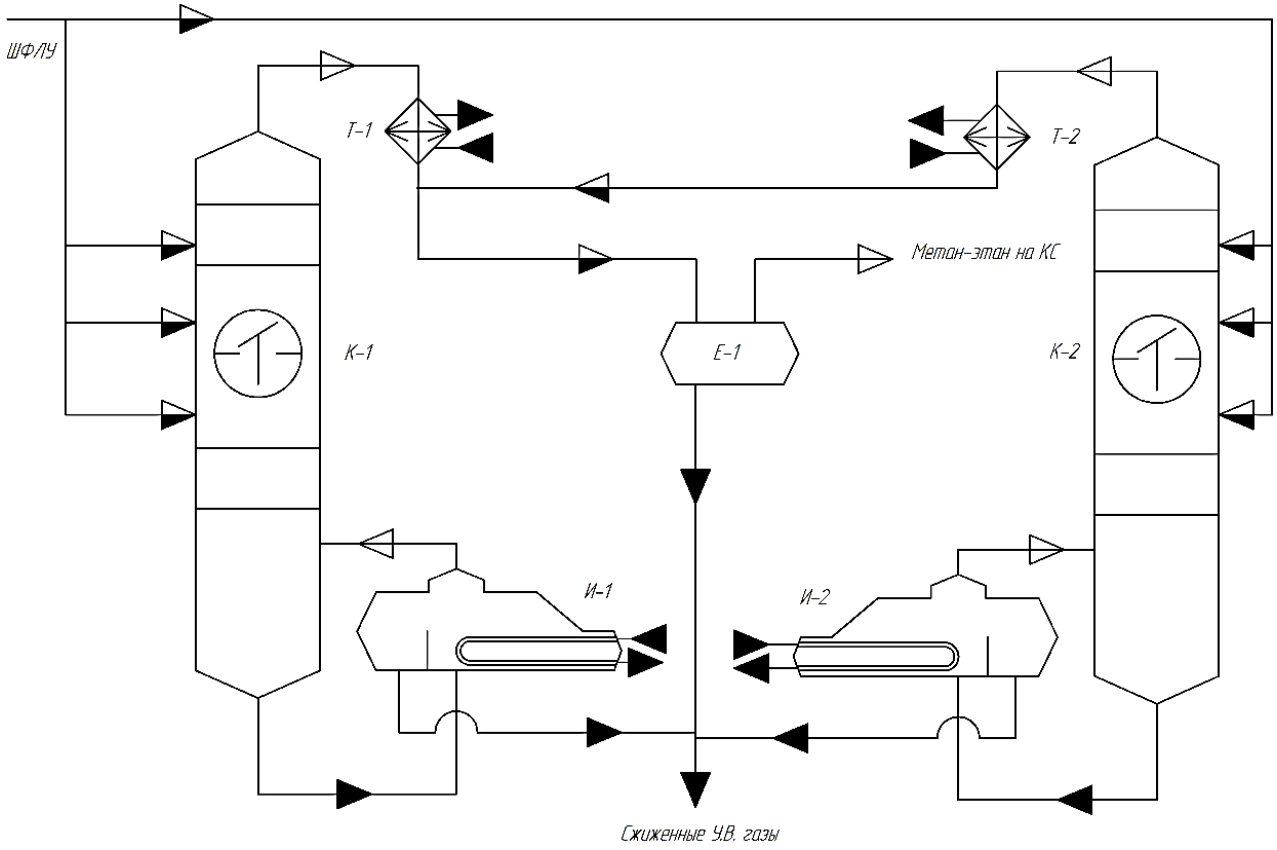
Верзун А. Д.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Актуальным для производственных объектов является достижение стратегических целей. В области переработки газа одним из важных направлений является увеличение глубины переработки газа. Основным фактором, показывающим глубину переработки предприятия, принято называть степень выделения этана [1], поскольку этан – является важнейшим сырьём нефтехимии, который используется для получения различного спектра товарных продуктов [2].

Целью данной работы является анализ способов получения этана из метан-этановой фракции блока низкотемпературной ректификации газа (НТР).

Суть технологического процесса, рассматриваемой установки, заключается в разделении широкой фракции лёгких углеводородов (ШФЛУ) поступающей с блока низкотемпературной конденсации в две параллельно работающие колонны. При этом кубовый продукт – сжиженные углеводородные газы направляются в товарный парк, для дальнейшей реализации. Дистиллят – метан-этановая фракция, поступает на компрессорную станцию с целью подачи газа в единую систему газоснобжения. Температура ввода сырья в ректификационные аппараты составляет 5 ºС. Технологическая схема блока НТР представлена на рисунке 1.

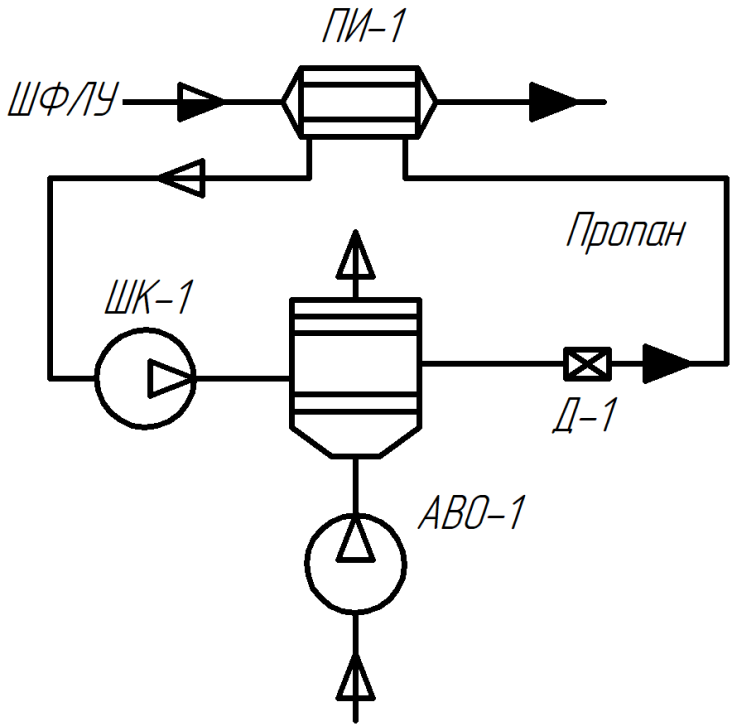


К–1/2 – ректификационная колонна; Т-1/2 – теплообменник; Е-1 – ёмкость; N-1/2 - испаритель

Рисунок 1 – технологическая схема блока НТР

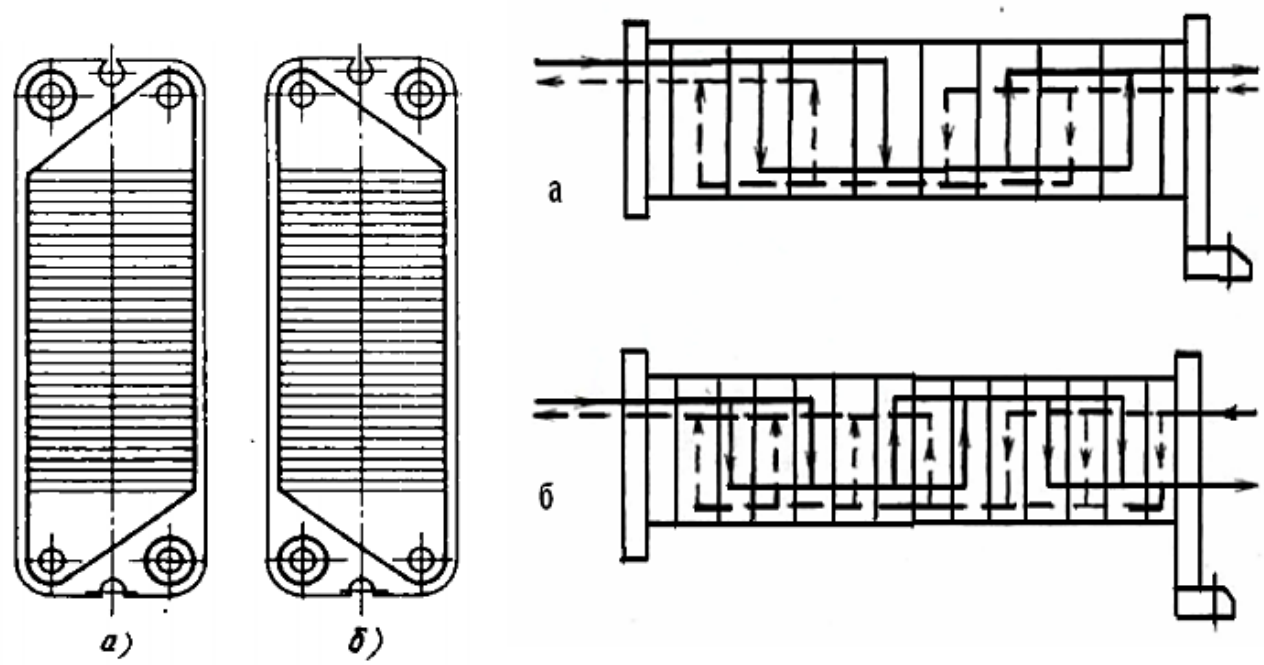
Для получения этана из метановой фракции основным направлением может служить уменьшение температуры ввода сырья, а также уменьшение температуры в испарителях и-1/2. Такое решение приведёт к увеличению числа этановой фракции в жидкой фазе. Для снижение температуры поступающего сырья на установку наиболее целесообразно рассмотреть вариант использования пропан холодильных установок (ПХУ). В настоящее время такие установки существуют в мобильном исполнении и используются на месторождениях Западной-Сибири [3] с целью подготовки газа до требуемых температур точки россы по углеводородам . Такого рода установки позволяют охлаждать газ до температур от -5 до -35 ºС. Преимущество использования ПХУ заключается в том, что оно не имеет больших перепадов давлении, на основании которого работают дросселирующие устройства. Уменьшение давления, в технологических аппаратах, влечёт за собой увеличение объёма газовой фазы, что негативно отразиться на работу ректификационных аппаратов. Однако, не смотря на технологические преимущества мобильное исполнение ПХУ является трудно ремонто-пригодным, поскольку в виду компактного размещения оборудования доступность отдельных узлов аппаратов может быть затруднена.

Суть технологии охлаждения сырья при помощи ПХУ заключается в использовании пропановых холодильников где по замкнутому контуру циркулирует пропан. Технологическая схема процесса представлена на рисунке 2.



ШК–1 – шестерёнчатый компрессор; АВО-1 – аппарат воздушного охлаждения;
Д-1 – дросселирующее устройство; ПИ-1 – пластинчатый испаритель
Рисунок 2 – общепринятая принципиальная схема пропан-холодильных установок

При этом в качестве теплообменных аппаратов наиболее подходят пластинчатые теплообменники, поскольку они имеют большую площадь контакта, имеют малые размеры. Максимальное допустимое давление 2,5 МПа [4]. Пластинчатый теплообменник представлен на рисунке 3.



а -левая; б -правая; В: а -компоновка в два симметричных пакета;
б -несимметричная схема компоновки
Рисунок 3 – пластинчатый теплообменник на двухполосной раме

Для дальнейшей переработки фракции C_{2+} возможны такие варианты как:

1) Транспорт фракции C_{2+} железнодорожным транспортом до предприятия ООО «ЗапСибНефтехим», с целью дальнейшей переработки. Такое вариант имеет право на существование, поскольку на предприятии планируется увеличение производственных мощностей. Транспорт фракции C_{2+}

2) Перевод двух колонного процесса [5] деэтанизации в одноколонный с использованием первой колонны в качестве деметанизатора и в качестве деэтанизатора второй колонны. Однако, данное решение не может быть реализовано, поскольку на рассматривающем объекте отсутствует инфраструктура по переработке этана. Строительство данной инфраструктуры влечёт за собой огромные капитальные вложения.

В связи с этим рассматривался вариант только отделение фракции C_{2+} в следствии уменьшения температур.

По результатам предположения и выбора 1 сценария был осуществлён расчёт, который продемонстрировал, что уменьшение температуры с +5 до – 30 ºС повлечёт за собой: увеличение концентрации метана в дистилляте с 0,08 мольных долей до 0,56 мольных долей. При этом произойдёт уменьшение выхода дистиллята в 10 раз. Также для оптимальной работы ректификации на основании метода Маккейба-Тиле [6] подачу сырья необходимо будет производить на более низкую тарелку. Такая необходимость связана с уменьшением доли сырья, в следствии чего для проведения процесса уменьшается количество теоретических тарелок необходимых для кубовой части колонны.

Библиографический список:

1. Белов, Д. А. Олефины как основа для устойчивого развития полимерной отрасли: инновации и экологичность в Западной Сибири / Д. А. Белов // Материалы Международной научно-практической конференции им. Д.И. Менделеева, посвященной 60-летию ТИУ : Сборник статей конференции. В 3-х томах, Тюмень, 21–23 ноября 2024 года. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2025. – С. 33-36.

2. Белов, Д. А. Нефтехимический комплекс России: актуальные проблемы и пути их разрешения / Д. А. Белов, О. П. Дерюгина // CASE-IN : Сборник статей на основе решений кейсов Международного инженерного чемпионата. – Кемерово : Кузбасский государственный технический университет им. Т.Ф. Горбачева, 2024. – С. 1.1-1.7.

3. Сабитов, М. И. Применение мобильных установок при наземном обустройстве месторождений / М. И. Сабитов, М. И. Сивкова // Рассохинские чтения - 2025 : Материалы 17-й международной конференции, Ухта, 06–07 февраля 2025 года. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2025. – С. 132-134.

4. Вяткина, Л. С. Анализ эффективности теплообменного оборудования на объектах подготовки нефти / Л. С. Вяткина // Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс : материалы XVI Международного научно-технического конгресса студенческого отделения общества инженеров нефтегазовой промышленности Society of Petroleum Engineers (SPE), Тюмень, 27–28 марта 2025 года. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2025. – С. 80-83.

5. Алексеев, В. Ю. Анализ технологических решений по увеличению выхода олефинов на действующем производстве / В. Ю. Алексеев, А. Д. Верзун, М. Ф. Жданович // Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасности экосистем Каспийского моря : Материалы XVI Международной научно-практической конференции, Астрахань, 02–03 октября 2025 года. – Астрахань: Астраханский государственный технический университет, 2025. – С. 195-197.

6. Жданович, М. Ф. Оптимизация систем перегонки сырой нефти / М. Ф. Жданович // Цифровизация общества: трансформация современного города : Материалы международной научно-практической конференции, Краснодар, 15 мая 2024 года. – Саратов: Общество с ограниченной ответственностью "Центр профессионального менеджмента "Академия Бизнеса", 2024. – С. 7-8.

УДК 621.3.013.52

Изучение распределения напряженности поля в зоне влияния двухцепных высоковольтных линий электропередач 110 кВ в летнее и зимнее время года

Ракито О. Н., Семяшкина М. Ф., Агиней Р. В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Переменный ток, проходящий по высоковольтной линии электропередачи (ВЛ), создает переменное магнитное поле вокруг провода. Это магнитное поле вызывает появление электродвижущей силы (ЭДС) в находящихся поблизости проводящих объектах, таких как подземные трубопроводы [1, 3].

Этот эффект объясняется законом электромагнитной индукции Фарадея. Согласно этому закону, при изменении магнитного потока через контур, который образуют трубопровод, земля и их соединение, возникает индуцированное электрическое напряжение. Переменный электрический потенциал может возникать на трубопроводах, даже если они не контактируют с землей [4].

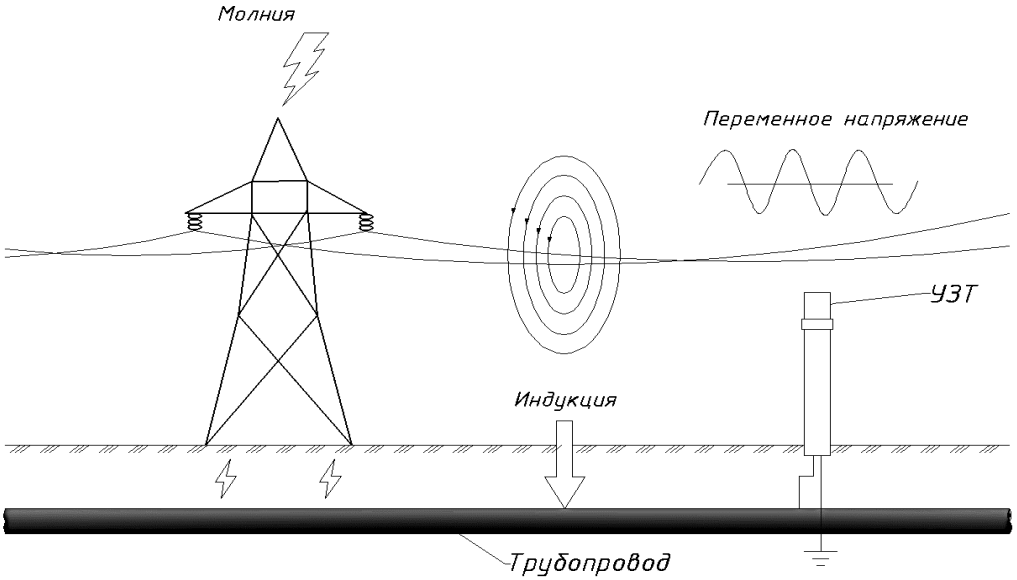
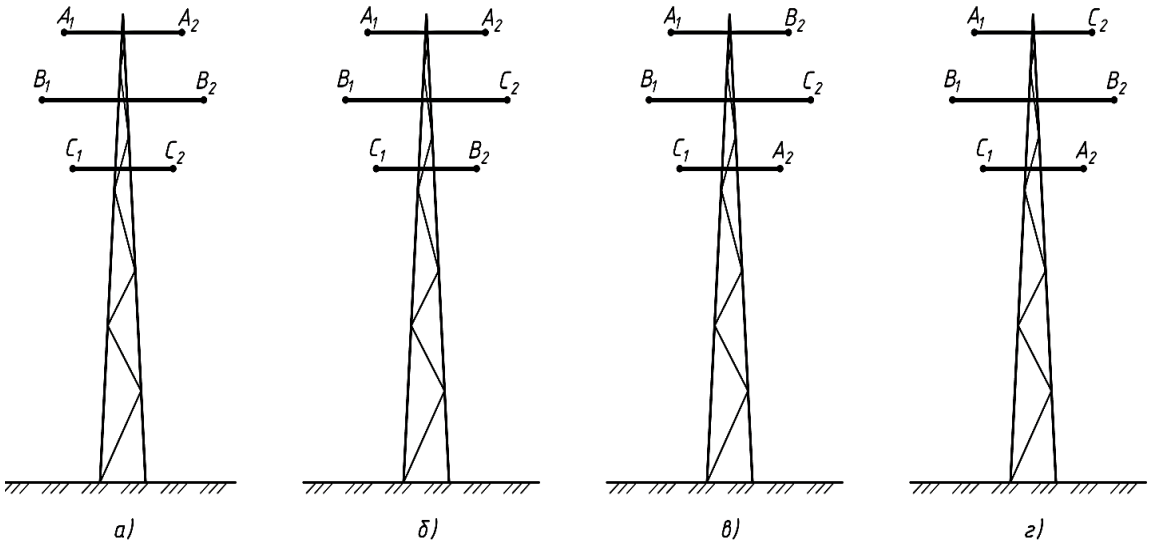


Рисунок 1 – Взаимодействие ЛЭП и подземного трубопровода: защита от наведённого напряжения с устройством УЗТ



а – осевая симметрия фаз; б – перемена мест двух фаз;
в – круговая перестановка фаз одной цепи; г – центральная симметрия фаз

Рисунок 2 – Варианты фазировки двухцепной ВЛЭП

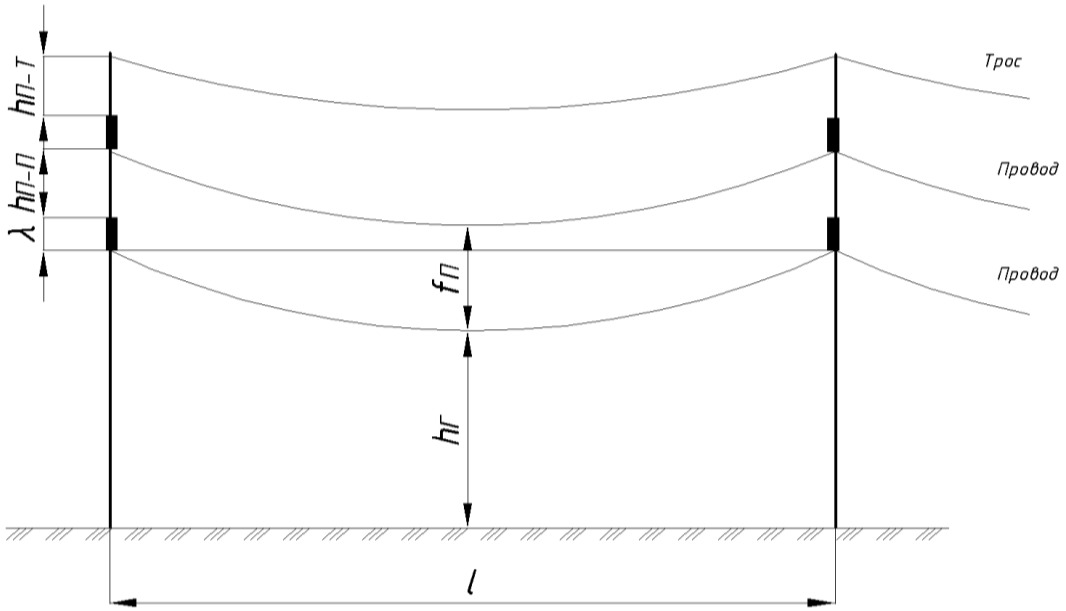
В случае параллельного следования ВЛ и ТП наведенный потенциал рассчитывается по напряженности поля на оси трубопровода. Величина напряженности зависит от следующих основных факторов [1, 3]:

1. Расположение фазных проводов наличие и расположение грозозащитных тросов. Для двухцепных ВЛ существует 4 основных типа фазировок ВЛ (рис. 2). В работе рассматривалась осевая симметрия фаз, как потенциально наиболее опасная.

Таблица 1 – Углы сдвига фаз фазных проводов

	Угол сдвига фаз $\varphi_ф$, °
A	120
B	0
C	-120

2. Величина провиса провода и среднее расстояние от провода до поверхности земли



$f_п$ - стрела провеса провода; $h_г$ - габарит воздушной линии

Рисунок 3 – Фрагмент воздушной линии электропередачи

Стрела провеса провода – это вертикальное расстояние между прямой, соединяющей точки подвеса, и нижней точкой его провисания. Этот параметр напрямую влияет на величину переменного магнитного поля вблизи трубопровода и, соответственно, на напряженность поля, так как напряженность магнитного поля проводника обратно пропорциональна расстоянию от провода до рассматриваемой точки [2]. Величина стрелы провеса определяется для разных сезонов с учетом снеговой и ветровой нагрузки, а также температурных деформаций механическим расчетом.

Стрела провеса провода *f* определяется уравнением состояния провода:

$$f = \frac{\gamma \cdot l^2}{8 \cdot \sigma} \quad (1)$$

где γ – удельная нагрузка от собственного веса (для летнего и зимнего режимов без гололёда – постоянна);

l – длина пролёта;

σ – механическое напряжение в проводе.

Как видно из формулы 1, ключевую роль при расчете также играет длина пролета (расстояние между опорами ВЛ). С учетом того, что даже для одной линии электропередач расстояние варьируется на разных участках трассы, для оценки величины напряженности целесообразно принимать типовые значения длин пролета. В данной работе для ВЛ 110 кВ длина пролета принята равно 290 м [3].

В механике проводов воздушных линий электропередачи для расчёта нагрузок от ветра и гололёда используется не фактическая высота нижней точки провода, а так называемая приведённая высота центра тяжести провода в пролёте [2]. Она определяется по формуле:

$$\text{H} = h_{\text{ср}} - \frac{2}{3} f \quad (2)$$

где hcp – средняя высота подвеса провода на опоре (расстояние от земли до точки крепления провода на опоре), м;

f – стрела провеса провода в рассматриваемом режиме, м;

2/3f – расстояние от точки подвеса до центра тяжести провода (для цепной линии или параболы, которыми аппроксимируется форма провисающего провода).

Эта формула вытекает из того, что центр тяжести однородной гибкой нити, провисающей по цепной линии, находится примерно на расстоянии 2/3 стрелы провеса от верхней точки крепления. Рассчитаем приведенную высоту для различных периодов года [2].

В летний период провод нагревается, увеличивается его длина, возрастает стрела провеса, что приводит к наибольшему приближению провода к земле.

$$\text{H}_{\text{лето}} = h_{\text{ср}} - \frac{2}{3} f_{\text{лето}}$$

Подставляем численные значения:

$$\text{H}_{\text{лето}} = 15{,}5 - \frac{2}{3} 5{,}82 = 11{,}62 \text{ м}$$

Высота приведения центра тяжести провода в летних условиях составляет $\text{H}_{\text{лето}}$ =11,62 м.

При минимальной температуре провод максимально натянут, стрела провеса минимальна, высота провода над землёй — наибольшая.

$$\text{H}_{\text{зима}} = h_{\text{ср}} - \frac{2}{3} f_{\text{зима}}$$

Подставляем численные значения:

$$\text{H}_{\text{зима}} = 15{,}5 - \frac{2}{3} 2{,}91 = 13{,}56 \text{ м}$$

Высота приведения в режиме минимальной температуры $\text{H}_{\text{зима}}$ = 13,56 м.

При гололёде на проводе образуется ледяная муфта, вес провода резко возрастает, стрела провеса увеличивается, провод опускается ниже. Этот режим часто является расчётным для проверки механической прочности опор и проводов [2].

$$\text{H}_{\text{гол}} = h_{\text{ср}} - \frac{2}{3} f_{\text{гол}}$$

Подставляем численные значения:

$$\text{H}_{\text{гол}} = 15{,}5 - \frac{2}{3} 5{,}2 = 12{,}03 \text{ м}$$

Высота приведения в режиме гололёда с ветром $\text{H}_{\text{гол}}$ = 12,03 м.

Таким образом, приведенная высота провода в зависимости от сезона и погодных условий для типовых пролетов ВЛ 110 кВ изменяется в пределах 11-14 метров [2, 3].

С учетом этого в программе «COMSOL Multiphysics» разработаны модели ВЛ с учетом геометрии фаз для изучения напряженности поля при параллельном следовании подземного газопровода и ВЛ в летнее и зимнее время (рис. 4). По конструктивным данным и параметрам работы была построена модель двухцепной ВЛ с опорами типа У110-2 (рис. 5) [1].

Данная модель демонстрирует, что электромагнитное воздействие высоковольтных линий электропередач (ВЛ) формирует на поверхности земли неоднородную структуру электрических потенциалов. Когда подземный трубопровод оказывается в этой области, он включается в электрическую цепь, и на нем может возникнуть опасное напряжение [4]. Величина этого напряжения определяется расстоянием между трубопроводом и

высоковольтной линией (рис. 5) [3]. На основании собранных данных и расчетов были построены графики распределения напряженности поля вдоль трассы, где трубопровод проходит параллельно с ВЛ, при различных высотах провеса провода (рис. 6) [1, 3].

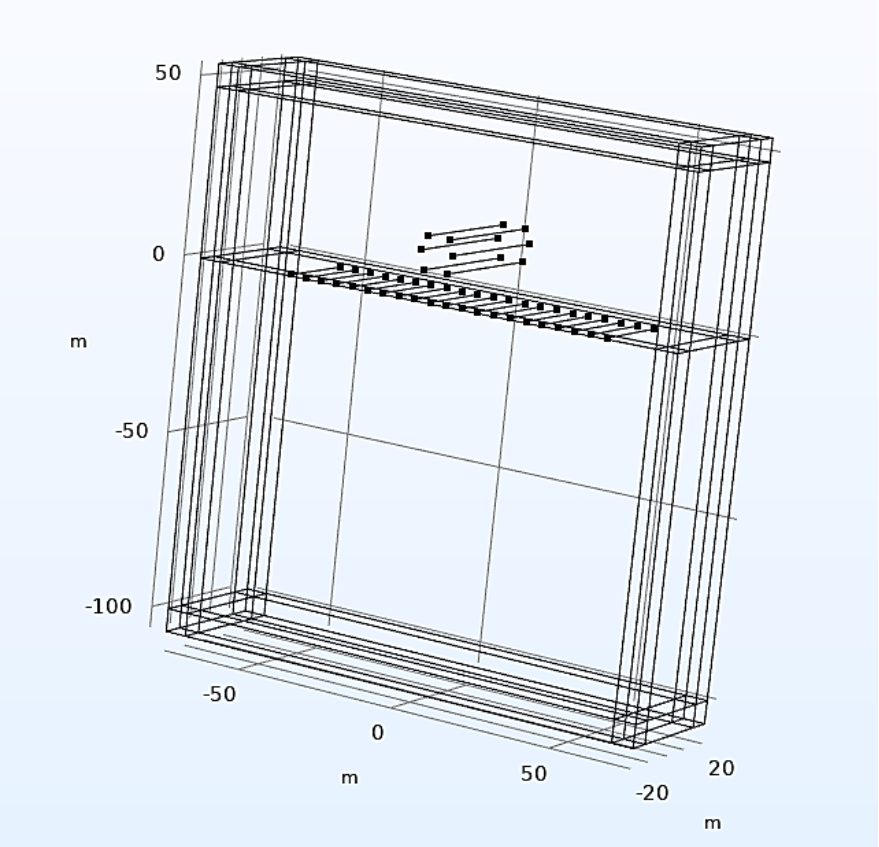


Рисунок 4 – Модель ВЛЭП У110-2 в программе «COMSOL Multiphysics»

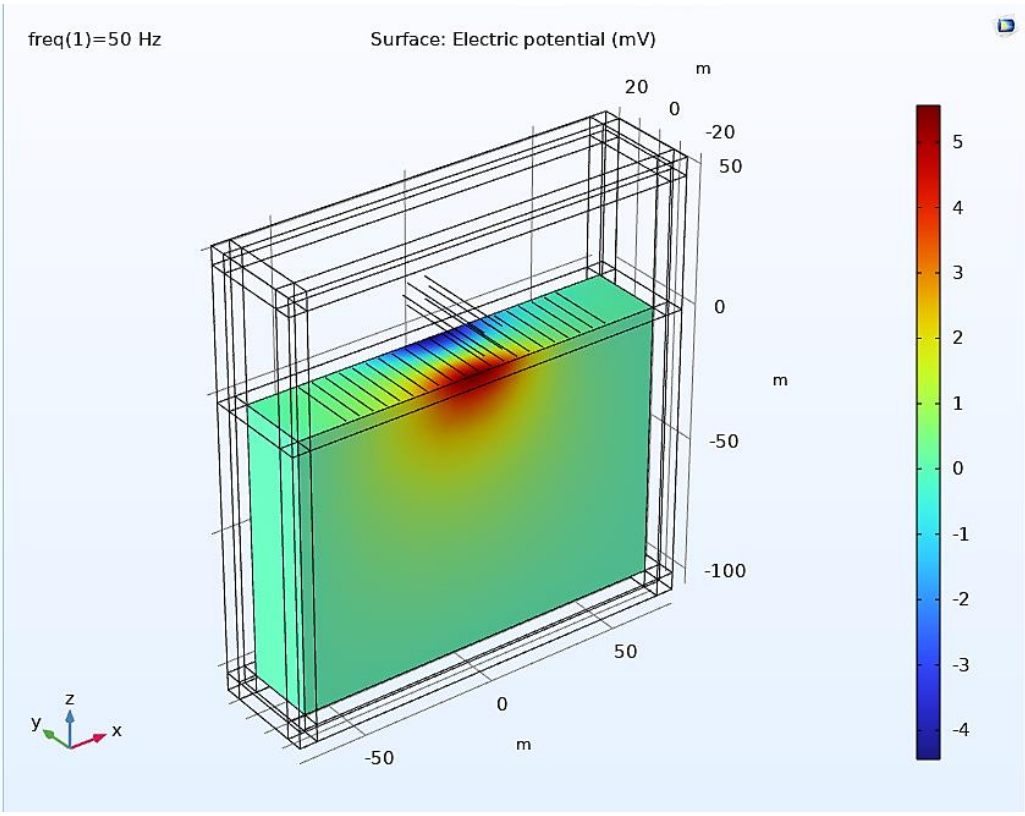


Рисунок 5 – Модель распределения наведенного электрического потенциала на глубине 1 м от поверхности земли

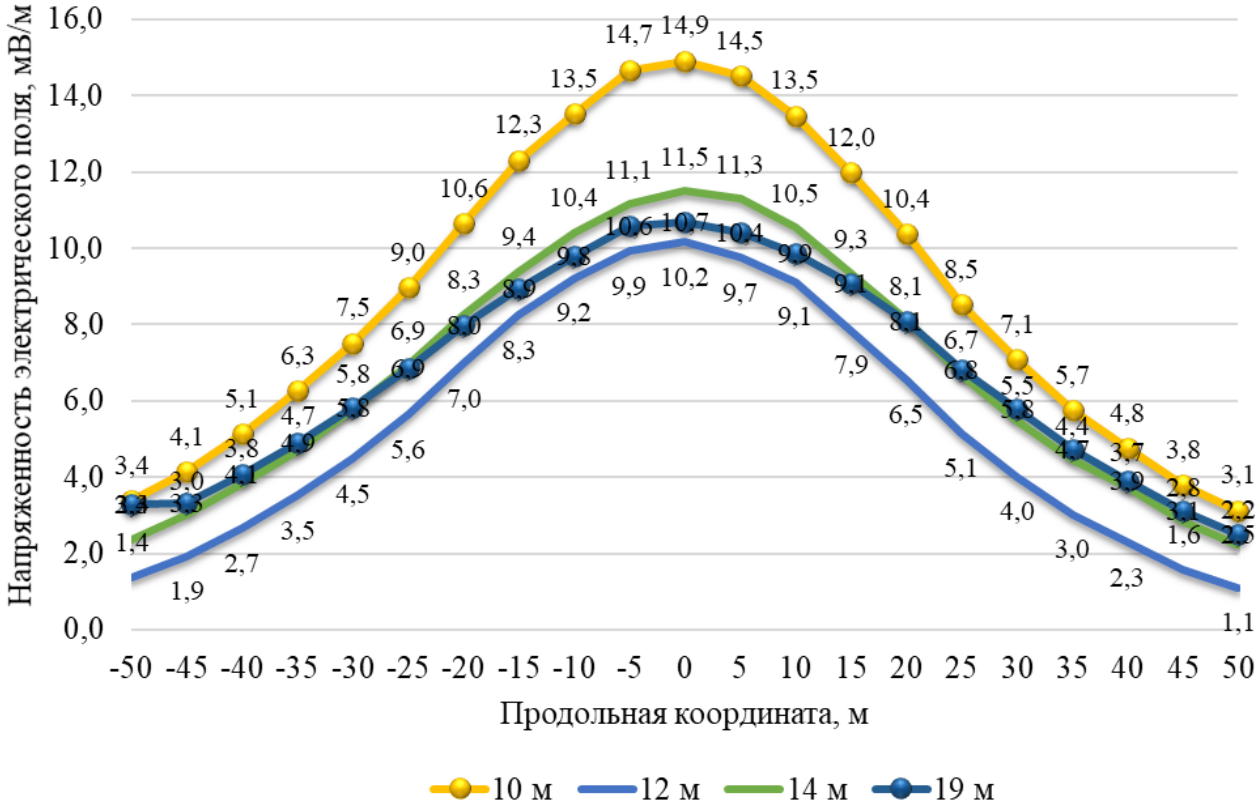


Рисунок 6 – График распределения наведенного напряжения вдоль трассы параллельного следования трубопровода с ВЛ для разных габаритов провеса нижних проводов

Исходя их графиков складываются следующие выводы:

1. Величина наведенного напряжения не является постоянной в продольном направлении относительно трубопровода на участке параллельного следования. Она варьируется в зависимости от местоположения, достигая максимумов и минимумов в определенных точках.

2. Средняя высота расположения провода над землей в значительной степени зависит от температуры и наличия гололеда, необходимо учитывать сезонные изменения при проектировании трубопроводов вблизи высоковольтных линий.

3. В летний период из-за увеличенной стрелы провиса величина напряженности поля может быть на 30–40 % выше, чем в зимний период для ВЛ 110 кВ.

Библиографический список:

1. Ракито, О. Н. Анализ подходов к оценке влияния высоковольтных линий электропередач переменного тока на подземные трубопроводы / О. Н. Ракито // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2022. – № 2(128). – С. 79-87.

2. Яблучанский, П. А. Обоснование мероприятий по защите подземных нефтегазопроводов от коррозионного воздействия высоковольтных линий электропередачи переменного тока: специальность 25.00.19 "Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ»: диссертация на соискание ученой степени.

3. РД-17.220.00-КТН-151-10 Методика определения воздействия ВЛ-110 кВ и выше на коррозию нефтепровода и мероприятия по защите трубопровода.

4. Hanson H. R. Smart J. AC corrosion in a pipeline located in a HVAC utility corridor, CORROSION NACE 2004, paper no. 4209, 2004. -18p.

5. Александров О. Ю., Защита подземных трубопроводов от вредного влияния геомагнитно-индуцированных блуждающих токов / О. Ю. Александров // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2017. – No5. С. 48 – 54.

УДК 678.742.3:544.47

Глубокая переработка пропилена нефтегазового происхождения в нитрилы методом гетерогенно-каталитического аммонолиза на полиметаллических Mo-оксидных системах: современное состояние и перспективы

Кореньков Б. Д.[1,2], Кузьмина Р. И.[1]

1 – Саратовский национальный исследовательский государственный университет имени Н.Г. Чернышевского, г. Саратов, Россия;
2 – ООО «Саратоворгсинтез», г. Саратов, Россия

Аннотация: В контексте необходимости диверсификации нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, вызванной геополитическими и экономическими вызовами, особую актуальность приобретают процессы глубокой переработки углеводородного сырья. Каталитический аммонолиз пропилена в акрилонитрил представляет собой один из ярких примеров для перевода низкомаржинального олефина в продукты с широким спектром применения. В работе систематизированы современные представления о взаимосвязи между составом, структурой, кислотно-основными и окислительно-восстановительными свойствами полиметаллических Mo-оксидных катализаторов и их активностью и селективностью в данной реакции. Также внимание уделено роли промоторов (Fe, Co, Ni, Bi и т. д.) в формировании активных центров, механизму реакции по Лэнгмюра-Хиншельвуду и перспективам создания новых каталитических систем.

Ключевые слова: окислительное аминирование, аммонолиз пропилена, акрилонитрил, молибден-оксидные катализаторы, полиметаллические системы.

Введение

В условиях нынешней рыночной и геополитической ситуации, включая волатильность цен на нефть, санкционные и логистические ограничения, перед нефтеперерабатывающими и нефтехимическими отраслями встает важность стратегии диверсификации. Одним из наиболее эффективных путей её реализации является развитие процессов углубленния переработки, позволяющих из низкомаржинального сырья получить более востребованные продукты с высокой добавочной стоимостью. Каталитический аммонолиз пропилена в акрилонитрил (НАК) – отличный пример такого процесса.

Акрилонитрил служит ключевым мономером для производства полиакрилонитрила (ПАН) – основы для углеродных волокон, текстильных материалов (нитрон), а также сополимеров (АБС-пластики, САН). Кроме того, продукты его дальнейшей переработки, такие как акриламид и полиакриламид, находят широкое применение в качестве флокулянтов, загустителей и реологических модификаторов в различных отраслях, включая нефтедобычу (буровые растворы, повышение нефтеотдачи пластов) [1]. Побочные продукты реакции – ацетонитрил и циановодород – также являются ценным сырьём в химическом синтезе и металлургии (аффинаж высокочистых золота и серебра).

Современные нефтехимические комплексы всё чаще используют высокочистый пропилен, что устраняет ряд мощностных ограничений и повышает эффективность процессов, таких как аммонолиз.

Реакция окислительного аминирования пропилена представляет собой сложный гетерогенно-каталитический процесс, в котором ключевую роль играют окислительно-восстановительные (ОВ) и кислотно-основные свойства поверхности катализатора. Молибден-оксидные системы, в особенности промотированные другими металлами (Bi, Fe, Co, и т. д.). Однако, несмотря на длительную историю изучения, до сих пор ощущается дефицит систематических знаний о закономерностях процесса, среди некоторых авторов часто прослеживаются разногласия в интерпретациях. Влияние природы и состояния промоторов в таких системах на стадии активации пропилена и аммиака, во многом, до сих пор дискуссионный вопрос.

Цель работы: анализ современной литературы для выявления взаимосвязи между физико-химическими характеристиками (фазовый состав, морфология, энергия связей, кислотность, ОВ-свойства) полиметаллических Mo-оксидных катализаторов и их каталитическими свойствами (активность, селективность) в реакции аммонолиза пропилена. Также экспериментальное исследование метода распыления на значения удельной площади поверхности катализатора и его пористости.

1. Структурно-морфологические характеристики и их влияние на каталитические свойства системы.

Каталитическая активность полиметаллических систем на основе оксида молибдена в значительной степени определена их фазовым составом и свойствами, которые, в свою очередь, зависят от природы промоторных добавок и методик синтеза.

• **Фазовый состав и роль промоторов.** Введение катионов различных металлов (Fe, Co, Ni, Sb, V, Bi) в Mo-оксидную матрицу может приводить к образованию так называемых твёрдых растворов, выделению дискретных фаз сложных молибдатов ($MeMoO_4$, $Me_2(MoO_4)_3$), или формированию композитных систем с границами раздела. Например, ионы ванадия (V^{5+}) часто способствуют стабилизации нестехиометрических, дефектных структур типа Mo_5O_{14} или γ-Mo_4O_{11}, богатых координационно-ненасыщенными центрами, что критически важно для реокислительных стадий [2].

В отдельной группе катализаторов данного процесса особняком стоят сурьмяные катализаторы. Сурьма (Sb^{3+}) склонна образовывать отдельную фазу Sb_2MoO_6, которая, как показывают исследования китайских коллег, проявляет высокую селективность в окислительных превращениях углеводородов за счет специфической активации C-H связей [3].

Классической же, и наиболее изученной системой является висмут-молибденовый катализатор (фазы α-$Bi_2Mo_3O_{12}$, β-$Bi_2Mo_2O_9$, γ-Bi_2MoO_6), где Bi^{3+}, не меняя степень окисления, электронно модифицирует Mo=O центры, повышая их активность в реакции отщепления α-водорода от пропилена – лимитирующей стадии процесса.

• **Влияние методики синтеза.** Метод получения (золь-гель, соосаждение, гидротермальный синтез, импрегнация с последующей прокалкой) во многом определяет дисперсность активных фаз, их удельную поверхность и пористость. Катализаторы, синтезированные золь-гель методом или методом соосаждения, как правило, обладают высокой удельной поверхностью (80-150 м²/г) и доступностью активных центров, что напрямую ведёт к более высокой конверсии пропилена по сравнению с системами, полученными твердофазным синтезом (удельная поверхность 5-20 м²/г) [4].

2. Кислотно-основные и окислительно-восстановительные свойства.

Баланс pH- и ОВ-характеристик поверхности является не менее значимым фактором, определяющим пути превращения реагентов.

• **Кислотно-основные свойства.** Чистый MoO_3 проявляет свойства слабой кислоты Льюиса. Введение промоторных катионов (Co^{2+}, Fe^{3+}, Al^{3+}) приводит к появлению центров средней и сильной кислотности Льюиса, а порой и к возникновению бренстедовской кислотности за счет образования гидроксильных групп на поверхности оксидной системы. Исследования методом температурно-программированной десорбции (ТПД) аммиака показывают, что наличие сильных кислотных центров необходимо для эффективной хемосорбции и активации молекулы NH_3, однако их избыток может провоцировать неселективное глубокое окисление пропилена или самого аммиака до N_2 [5].

• **Окислительно-восстановительные свойства и подвижность кислорода.** ОВ-свойства, изучаемые методами ТПВ в H_2 или окисления ТПО, напрямую связаны со способностью катализатора участвовать в окислительных стадиях. Формирование биметаллических структур (н-р., Ni-Mo-O, Fe-Mo-O) часто приводит к значительному (на 50-150 °C) снижению температуры начала восстановления по сравнению с единичными оксидами. Это свидетельствует не только об усилении их способности к восстановлению, но и о повышении подвижности решеточного кислорода по механизму Марса-ван Кревелена.

3. Современные представления о механизме реакции.

Данные, полученные методами *in situ* спектроскопии, являются ключем для понимания природы активных центров и последовательности элементарных стадий.

• **ИК-спектроскопия.** При контакте пропилена с промотированными Mo-оксидами в ИК-спектрах фиксируются характерные полосы, приписываемые π-аллильным комплексам (около 1530 и 1450 $см^{-1}$), что доказывает образование этого промежуточного состояния. Одновременно адсорбция аммиака приводит к появлению полос, соответствующих координированным молекулам NH_3, амидным ($-NH_2$) и, что особенно важно, имидным (=NH) группам, ковалентно связанным с поверхностными ионами металлов (-Mo=NH).

• **Рентгеновская фотоэлектронная спектроскопия (XPS).** РФЭС-анализ промышленных катализаторов показывает изменение соотношения степеней окисления молибдена, в частности, увеличение доли состояний Mo^{5+}, что указывает на участие редокс-пары Mo^{6+}/Mo^{5+} (или Mo^{5+}/Mo^{4+}) в окислительно-восстановительном цикле.

На основании совокупности экспериментальных данных в настоящее время наиболее широко принят двухцентровый механизм Лэнгмюра-Хиншельвуда:

1. **Активация аммиака:** молекула NH_3 адсорбируется и депротонируется на кислотном центре Льюиса, образуя поверхностную имидную (=NH) группу.

2. **Активация пропилена:** на соседних редокс-парах (Mo^{6+}=O) происходит гетеролитическое отщепление α-водорода от метильной группы пропилена с образованием π-аллильного интермедиата, который стабилизируется в форме (Mo-O-аллил).

3. **Взаимодействие интермедиатов:** аллильный фрагмент реагирует с соседней имидной группой, формируя связь C-N.

4. **Последующее окисление и дегидрирование:** последовательное отщепление водорода от образовавшегося азотсодержащего интермедиата с участием подвижного решеточного кислорода приводит к акрилонитрилу. Реокисление активных центров происходит за счёт газофазного O_2.

Таким образом, структура и состав промотированной поверхности определяют эффективность всей катализаторной системы.

3.1. Корреляция физико-химических и каталитических свойств.

Проведённый анализ позволяет выделить ключевые параметры, определяющие эффективность катализатора. Оптимальная каталитическая система должна представлять собой амфотерную поверхность с регулируемой электронной плотностью, где:

1. Кислотные центры Льюиса отвечают за активацию NH_3 без его глубокого окисления.
2. Редокс-пары (Mo^{6+}/Mo^{5+}), часто стабилизированные и модифицированные соседними катионами (например, Bi^{3+}), ответственны за точечное окисление пропилена.
3. Расстояние между реакционными центрами (0.3-0.5 нм) является важным параметром для эффективного протекания реакции по Лэнгмюру-Хиншельвуду.

Противоречия в литературе, когда один и тот же промотор в разных работах демонстрирует неоднозначное влияние на селективность, могут объясняться преобладанием разных типов активных центров из-за различий в нюансах синтеза (pH, скорость осаждения, температура и атмосфера прокалки).

3.2. Практические перспективы и направления будущих исследований.

С точки зрения интересов производства, выявленные закономерности указывают на перспективность разработки каталитических систем, обладающих определенной «архитектурой». И для этого необходимы:

1. Эксперименты с одновременным использованием нескольких методов анализа (высокочувствительная ИК- или КР-спектроскопия, рентгенодесорбционная спектроскопия, масс-спектрометрия) для исследования образующихся промежуточных состояний.

2. Квантово-химическое моделирование (DFT) для расчёта энергетических профилей каждой стадии. И что важнее всего – установление точной роли каждого компонента катализатора.

3. Исследование устойчивости к ядам, в частности, влияние примесей в пропилене нефтегазового происхождения (пропан, ацетилен, сероводород) на активность.

4. Экспериментальная часть.

Целью эксперимента было определение влияния метода сушки катализаторного прекурсора при помощи различных распылительных устройств, при прочих равных параметрах технологического режима.

Для исследования была приготовлена катализаторная суспензия на основе силиказоля с размером мицелл в диапазоне 23-33 нм и с массовой концентрацией диоксида кремния 25-35 % масс. Основой полиметаллической оксидной системы стала система Mo-Ni-Bi-Fe-O.

Образцы были получены методом распылительной сушки водных растворов соответствующих солей с последующей прокалкой в воздушной атмосфере в температурном диапазоне 400-700°C. Ключевым варьируемым параметром стал тип устройства для распыления суспензии (катализаторной пасты) на этапе сушки, что, как оказалось, позволило влиять на размер получаемых микросферических частиц катализатора.

- Образец 1 (А) был получен с использованием стандартной форсунки с диаметром сопла 4 мм;
- Образец 2 (Б) – с применением центробежного распылительного устройства (ротационный атомайзер).

Основные текстурные характеристики образцов, определенные методом низкотемпературной адсорбции-десорбции азота, представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Сравнительные текстурные характеристики образцов катализатора

Исследуемый параметр	Образец А (форсунка 4 мм)	Образец Б (центробежный распылитель)
Фракционный состав, мкм	<5	45 – 90
Удельная поверхность (BET), м²/г	26,912	35,370
Площадь микропор (t-Plot), м²/г	5,459	7,816
Внешняя поверхность (t-Plot), м²/г	21,453	27,554
Суммарная площадь пор (BJH-адсорбция), м²/г	28,127	38,741
Общий объем пор, см³/г	0,157	0,151
Средний диаметр пор (BJH), нм	2,104	16,518

5. Обсуждение результатов.

Сравнительный анализ данных показывает, что переход от форсунки к центробежному распылителю позволил изменить гранулометрию продукта, получив целевой фракционный состав (45-90 мкм), оптимальный для псевдоожижения в промышленных реакторах. При этом изменение метода распыления не привело изменению удельной поверхности, что свидетельствует о сохранении общей текстуры частиц [4].

Образец Б, обладающий оптимальным размером частиц и характерной пористостью, был отобран для дальнейших исследований каталитической активности в реакции аммонолиза пропилена.

Выводы.

1. Катализ в реакции окислительного аммонолиза пропилена реализуется многофункциональными кластерами. Наиболее эффективными являются оксидные фазы (γ-Mo_4O_{11}, сложные молибдаты), содержащие промоторные катионы (Ni, Fe, Bi, Co), которые обеспечивают активацию пропилена и аммиака и стабильное реокисление.

2. Установлено, что переход от форсунки с диаметром сопла 4 мм к центробежному распылителю позволяет варьировать гранулометрический состав конечного катализатора. Оба образца характеризуются близкими значениями удельной поверхности по БЭТ.

3. Таким образом, центробежный распылитель подтвердил свою эффективность для получения опытных образцов катализатора с заданными текстурными характеристиками.

Библиографический список:
1. Исмагилова С. М., Барахнина С. Д., Саяпов А. В., Анисимов И. Е., Исмагилов М. И. Экологические аспекты применения акриловых буровых добавок // Рассохинские чтения: материалы международной конференции. - Ухта: Изд-во УГТУ, 2024. - С. 253-256.
2. Grasselli R. K. Genesis of site isolation and phase cooperation in selective oxidation catalysis // Topics in Catalysis. – 2001. – Vol. 15, No. 2-4. – P. 93–101.
3. Zhong L., Yu Y., Li X., Chen J., Yuan Y. Defect Engineering in Mo-Based Oxide Catalysts for Oxidative Dehydrogenation and Ammoxidation // ChemCatChem. – 2020. – Vol. 12, No. 2. – P. 482–496.
4. Barteau M. A., Chen J. G., Guliants V. V., et al. Structure–Activity Relationships in Metal Oxide Catalysts for Propylene Ammoxidation // ACS Catalysis. – 2022. – Vol. 12, No. 9. – P. 5603–5617.
5. Licht R. B., Bell A. T. A DFT Investigation of the Mechanism of Propene Ammoxidation over α-Bismuth Molybdate // ACS Catalysis. – 2017. – Vol. 7, No. 1. – P. 161–176.

РАССОХИНСКИЕ ЧТЕНИЯ

СЕКЦИЯ 4. ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ

УДК 532.546.2

Комплексное геомеханико-гидродинамическое моделирование процесса развития трещины автогидроразрыва пласта при кольматации её границ

Касперович А. М.
Тюменский государственный университет, г. Тюмень, Россия

Одним из наиболее характерных явлений, возникающих при эксплуатации нагнетательных скважин, является образование трещин автогидроразрыва пласта (автоГРП), представляющие из себя структуры, возникающие вследствие механических процессов внутри горных пород, вызванных воздействием закачиваемой жидкости. Их наличие оказывает значительное влияние на эффективность разработки нефтяных и газовых месторождений.

Трещины автоГРП способны существенно повысить производительность процесса добычи, увеличивая площадь дренирования нефтенасыщенных зон пласта, обеспечивая лучшее распределение воды и повышение охвата заводнением. В свою очередь, отсутствие представления о пространственном распределении основных напряжений в продуктивных пластах зачастую становится причиной возникновения нежелательных эффектов [1]. Одним из ключевых негативных факторов является формирование высокопроводимых каналов, обеспечивающих преждевременное поступление больших объемов воды в добывающие скважины. Такие каналы способствуют быстрому росту значения обводненности продукции, снижая добычу нефти и ухудшая экономические показатели разработки месторождения [2-3].

Для эффективной реализации системы поддержания пластового давления (ППД) необходимы значительные объемы закачиваемых вод, добытых с вышележащих водоносных горизонтов. Согласно фактическим компонентным анализам добываемых вод отмечается высокий уровень минерализации и присутствие механических примесей. Высокая степень минерализации вызывает активное взаимодействие дисперсных частиц взвесей с поверхностями песчаных зерен формируя слои осадочных хлопьевидных образований, которые постепенно ухудшают фильтрационные характеристики призабойной зоны пласта (ПЗП). С целью предотвращения негативного воздействия высокоминерализованных вод на состояние ПЗП необходимо внедрение эффективных технологий предварительной обработки и фильтрации жидкостей перед их закачкой в пласт. В случае отсутствия соответствующих мер предосторожности существует риск кольматации как самой ПЗП, так и образовавшихся ранее трещин ГРП что ведет к резкому падению продуктивности скважины.

Сопряженное геомеханико-гидродинамическое моделирование процесса образования и развития трещины автоГРП с учетом закачки воды, содержащей механические примеси, позволяет увеличить точность расчета технологических прогнозных показателей [4].

Представленная геомеханико-гидродинамическая модель процесса частичной кольматации построена на основе уравнений механики многофазных сред с учетом изменения основных гсомеханических параметров (модуль Юнга, коэффициент Пуассона и векторов напряжении).

Полученные теоретические положения были реализованы путем численного эксперимента с использованием специализированного программного комплекса гидродинамического моделирования тНавигатор. Данный инструмент обеспечивает высокую точность расчета динамических процессов в сложной трехмерной среде, позволяя детально исследовать инициацию и развитие трещин автоГРП в зависимости от заданных начальных условий и варьируемых параметров.

Моделируемый процесс начинается с предположения, что залежь разрабатывается единственной добывающей скважиной с трещиной ГРП с заранее определенными геометрическими параметрами. Основной задачей первого этапа расчёта является оценка состояния притоков жидкости в добывающую скважину и определение момента достижения критической величины обводнённости. После достижения указанного уровня производится перевод скважины из добывающего фонда в нагнетательный.

Далее происходит расчёт развития сети трещин автоГРП, инициированных в результате перевода скважины под нагнетание. Важнейшей особенностью данного шага является увеличение размера трещины путём её удлинения вдоль известных участков трещины ГРП. Ключевым моментом в данном этапе является определение порогового значения приемистости нагнетательной скважины, при превышении которого происходит расширение существующих трещин автоГРП. Одновременно рассчитывается концентрация частиц механических примесей, выходящих за пределы трещины автоГРП. Рост трещины осуществляется под влиянием постепенного увеличения забойного давления, в результате чего происходит стремительный рост забойного давления, инициируя распространение трещины.

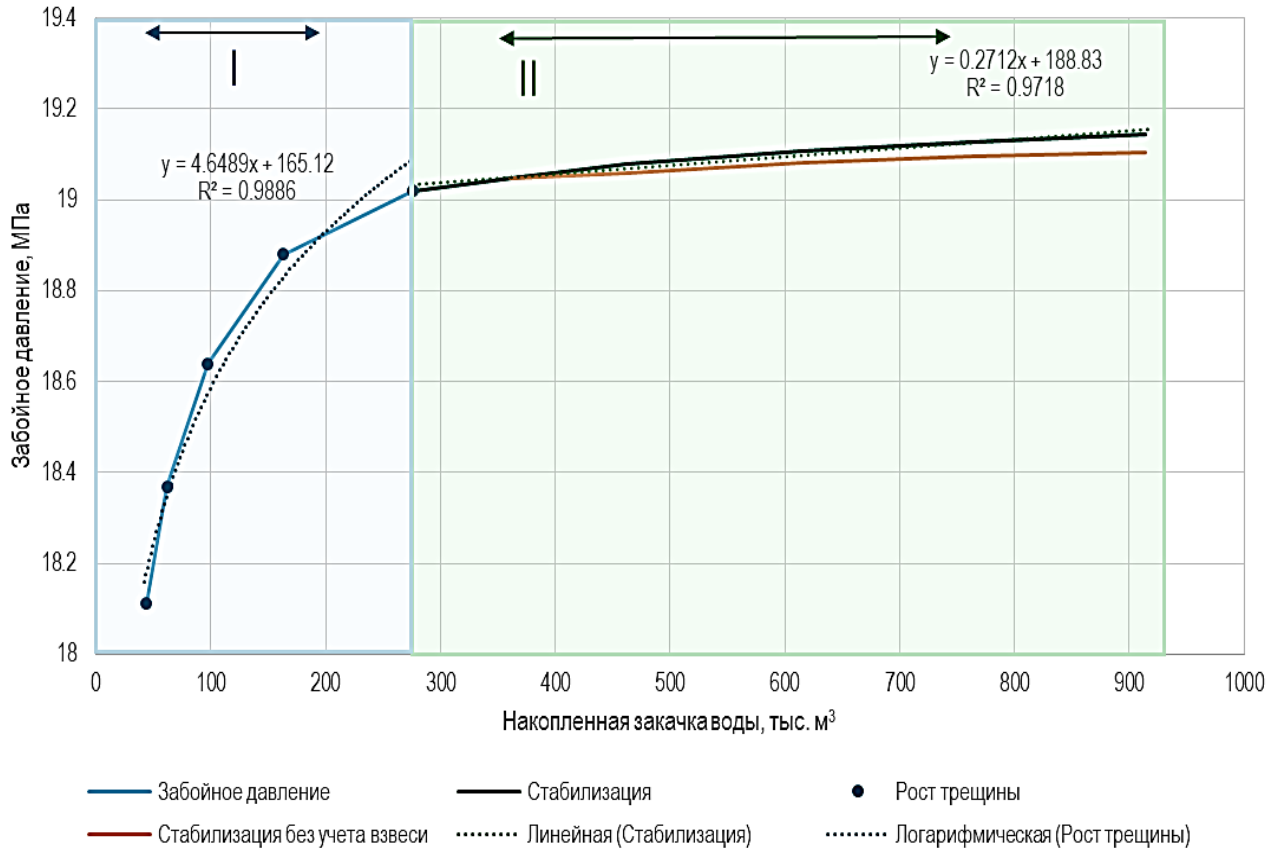


Рисунок 1 – Зависимость забойного давления от накопленной закачки воды в зависимости от учета взвеси в нагнетаемой жидкости

В результате моделирования процесса частичного блокирования трещины автоГРП установлено, что процесс роста забойного давления и размеров трещин автоГРП происходит на двух интервалах. Во время прохождения первого участка зоны наблюдается резкое возрастание забойного давления и быстрого роста трещины автоГРП. На данном участке достигаются самые высокие темпы роста трещины относительно продолжительности периода закачки жидкости. Объём закачанной воды, соответствующий этому интервалу, примерно равен 1.6 объема трещины, что соответствует периоду около года после перевода скважины в режим нагнетания. За этот промежуток длина трещины увеличивается на значительную величину (983 м.) Такое стремительное развитие обусловлено значительным потенциалом энергии, накопленной в пласте, что обеспечивает быстрое продвижение фронта трещины. Наступление второй стадии происходит в зоне относительной стабилизации забойного

давления относительно объема закачанной воды. Как показано на рисунке начиная с точки накопления (>5) объёмов трещины, интенсивность изменения параметров трещины снижается. Причиной замедления темпов роста служит приближение достигнутых значений давления к уровню начального пластового давления на границах трещины. Чем ближе забойное давление приближается к начальной величине пластового давления, тем меньше расчетный потенциал для дальнейшего распространения трещины, что снижает вероятность разрушения окружающих пород и стабилизирует систему.

Также стоит выделить особенности осаждения механических примесей в пределах трещины автоГРП. Наибольшее оседание частиц происходит непосредственно вблизи забоя нагнетательной скважины. Распределение концентрации взвеси по длине трещины автоГРП по окончанию нагнетания жидкости представлено на рисунке 2.

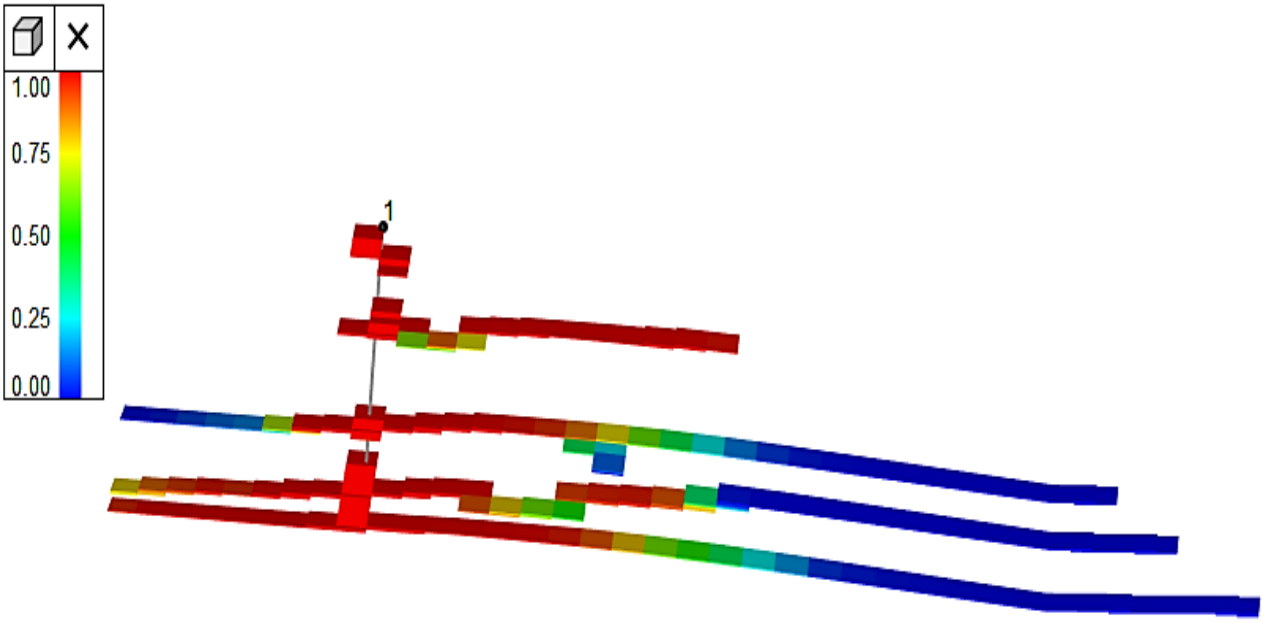


Рисунок 2 – Распространение концентрации взвеси по длине трещины автоГРП по окончанию нагнетания жидкости

Полученные результаты открывают перспективы значительного улучшения качества расчетов технологических показателей благодаря более полному учету всех факторов, влияющих на работу пласта и скважины. Применение указанных методик позволит избежать ошибок в проектировании и сократить издержки, связанные с потерями ресурса и неправильным управлением процессом добычи нефти и газа.

Библиографический список:

1. Сюндюков, А. В. Факторы влияния на развитие трещин авто-ГРП / А. В. Сюндюков, Д. К. Сагитов. – DOI 10.31660/0445-0108-2023- 1-73-84 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. - № 1. – С. 73-84.

2. М. Р. Губайдуллин, А. Я. Давлетбаев, В. А. Штинов [и др.] Численное исследование самопроизвольного развития трещины автогрп в нагнетательной скважине // Вестник Академии наук Республики Башкортостан. – 2022. – Т. 45, № 4(108). – С. 47-59.

3. Н. Г. Главнов, Б. Б. Квеско Анализ развития техногенных трещин на нагнетательных скважинах Крапивинского месторождения // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т.319, №1. – С.162-166.

6. Шель Е.В., Кабанова П.К., Ткаченко Д.Р., Базыров И.Ш., Логвинюк А.В. Моделирование инициации и распространения трещины гидроразрыва пласта на нагнетательной скважине для нетрещиноватых терригенных пород на примере Приобского месторождения. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2020;(2):36-42.

УДК 622.26 (470.13)

Моделирование геомеханических рисков в условиях термошахтной добычи высоковязкой нефти

Грунской Т. В., Михеевский Е. В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Одним из осложняющих факторов термошахтной технологии разработки Ярегского нефтетитанового месторождения является регулярный прорыв теплоносителя в горные выработки **через сеть** существующих и новых трещин в пласте**.** В качестве объекта исследования были использованы данные по выходам пара в горные выработки нефтешахт за период с 2012 по 2023 гг. За период с 2012 по 2023 гг. в нефтешахтах зафиксирован 221 случай выхода пара в полевые штреки, в этой связи возникают геомеханические рискисвязанные с существует пучением горных пород в условиях термошахтной добычи нефти.

Горные выработки в нефтешахтах проводятся в аргиллит-алевролитовых породах и нефтенасыщенных песчаниках. Обе группы пород склонны к пучению. Пучение ведёт к деформации вмещающих пород, приводящая к уменьшению поперечного сечения выработок, нарушению крепи и шахтных путей. Основными особенностями проявления геомеханических рисков в условиях нефтешахт являются:

– преимущественно развивается за счёт пород почвы;

– усиливается при набухаемости пород (рост влажности + содержание тонких глинистых фракций);

Зависит от соотношения прочности пород: чем слабее породы почвы по сравнению с породами боков и кровли, тем сильнее пучение;

– при незначительной разнице прочностных свойств пород происходит деформирование по всему периметру выработки.

Характер смещений пород зависит от соотношения напряжений и прочности пород представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Характер смещений пород зависит от соотношения напряжений и прочности пород

Уровень напряжений на контуре выработки	Тип деформации	Последствия
< предела длительной прочности	Упруговязкие деформации	Незначительные смещения, обратимые процессы
> предела длительной, но < мгновенной прочности	Упруговязкие деформации + длительное разрушение	Постепенное увеличение объёма, рост нагрузок на крепь
> мгновенной прочности	Разрушение пород	Обрушения, критические повреждения крепи

Основные факторы, влияющие на интенсивность геомеханических рисков в условиях термошахтной добычи нефти:

1. Температурное воздействие на породы. Закачка теплоносителя приводит к нагреву пород, что может вызвать их деформацию, изменение прочностных свойств и даже разрушение. При этом важно учитывать начальное состояние пород: их трещиноватость, влажность, минералогический состав. Например, аргиллит-алевролитовые породы и нефтенасыщенные песчаники, склонные к пучению, при нагреве могут проявлять ещё большую склонность к деформациям из-за набухания глинистых частиц.

2. Неравномерность прогрева пласта. Теплоноситель в начальной стадии тепловой обработки распространяется преимущественно по трещинам, что создаёт неравномерное температурное поле. Это может приводить к локальным перенапряжениям в массиве пород и их разрушению в зонах перегрева.

3. Изменение напряжённого состояния массива. Циклическая закачка теплоносителя и процессы теплообмена влияют на распределение напряжений в породе. В сочетании с горным давлением это может провоцировать сдвиговые деформации, обрушения и нарушения крепи выработок.

4. Гидрогеологические факторы. Прорывы пара или горячей воды через трещины и несовершенства в скважинах могут приводить к дополнительному увлажнению пород, что особенно опасно для глинистых пород, склонных к пучению. Также возможно образование песчаных пробок на забое нагнетательных скважин, что нарушает равномерность закачки и усиливает локальные напряжения.

5. Конструктивные особенности системы разработки. В зависимости от применяемой системы (двухгоризонтная, одногоризонтная, панельная и др.) интенсивность рисков может варьироваться. Например, при подземно-поверхностной системе высокие давления нагнетания (до 0,8–1 МПа) могут приводить к прорывам пара через ранее пробуренные скважины в горные выработки, что разрушает их.

6. Глубина залегания пласта. С увеличением глубины возрастает горное давление, что повышает вероятность деформаций и обрушений. Кроме того, на больших глубинах естественная температура пород выше, что усиливает эффект от дополнительного теплового воздействия.

7. Качество изоляции горных выработок. Недостаточная изоляция может приводить к неконтролируемому распространению тепла в окружающие породы, что увеличивает риски деформаций и нарушает технологический режим.

Под влиянием данных факторов нарушается целостность крепи, уменьшается поперечное сечение горных выработок, повреждаются шахтные пути, разрушаются полевые штреки. В этой связи необходим особый подход к креплению выработок нефтешахт.

Комплексный подход к решению данной проблемы позволит повысить устойчивость породных обнажений выработок, выбрать оптимальные конструкции крепи, снизить напряжённое состояния массива. Для этого необходимости смоделировать характер деформаций горных пород приконтурного массива.

Расчётная область представлена в виде 2D-модели, которая позволяет упростить вычисления, сохранив ключевые характеристики НДС массива горных пород. Двухмерная схема адекватна для предварительного анализа при условии, что основные деформации развиваются в одной плоскости. Модель включает в себя две пройденные выработки, расположенные на расстоянии 15 м – между одной парой выработок и 20 м – между другой парой. Массив горных пород вокруг выработок, моделирующий среду взаимодействия.

Поперечное сечение выработок варьируется в зависимости от типа горных пород, через которые они пройдены. Это важно, так как разные породы обладают различными физико-механическими свойствами (модуль упругости, предел прочности, коэффициент Пуассона), форма и размеры сечения влияют на распределение напряжений вокруг выработки, учёт неоднородности сечения позволяет повысить точность моделирования НДС.

Размер расчётной области выбран с учётом принципа Сен-Венана – влияния граничных условий на результаты расчёта должно быть минимальным. Это означает, что границы модели удалены от выработок на достаточное расстояние, чтобы исключить «отражение» напряжений от краёв расчётной области, размеры модели превышают характерные размеры выработок (и расстояние между ними) в несколько раз, что обеспечивает «свободное» поле напряжений вдали от объектов. Это позволяет считать, что краевые эффекты не искажают картину НДС в зоне интереса (вокруг выработок).

Моделирование геомеханических рисков в условиях нефтешахт направлено на:

– определение зон повышенных напряжений вокруг выработок (возможные области трещинообразования, сдвигов);

– оценку деформаций породного массива, включая просадки, смещения контура выработок;

– прогнозирование устойчивости выработок и окружающего массива;

– разработку рекомендаций по креплению выработок, учитывая локальные поля напряжений.

Для построения моделей использовались следующие параметры:

– физико-механические характеристики горных пород (E – модуль упругости, ν – коэффициент Пуассона, σ – предел прочности);

– начальное поле напряжений в массиве (вертикальные, горизонтальные компоненты);

– нагрузки от собственного веса пород, давления жидкости/газа;

– граничные условия (закреплённые/свободные границы, условия симметрии);

– параметры выработок (форма, размеры, состояние крепления).

Моделирование позволит получить распределения:

– нормальных и касательных напряжений (σ_x, σ_y, τ_{xy}) вокруг выработок;

– деформаций (ε_x, ε_y, γ_{xy}) – относительных удлинений и сдвигов;

– перемещений контура выработок и массива пород;

– зон пластических деформаций (где напряжения превышают предел прочности).

Дальнейшая интерпретация результатов расчётных дпнных будет использована для сравнения с допустимыми уровнями напряжений/деформаций, корректировки проекта крепления выработок; планирования геомеханического мониторинга в наиболее напряжённых зонах и обоснования безопасных расстояний между выработками.

Расчетная область выработок и горного массива представлена на рисунке 1.

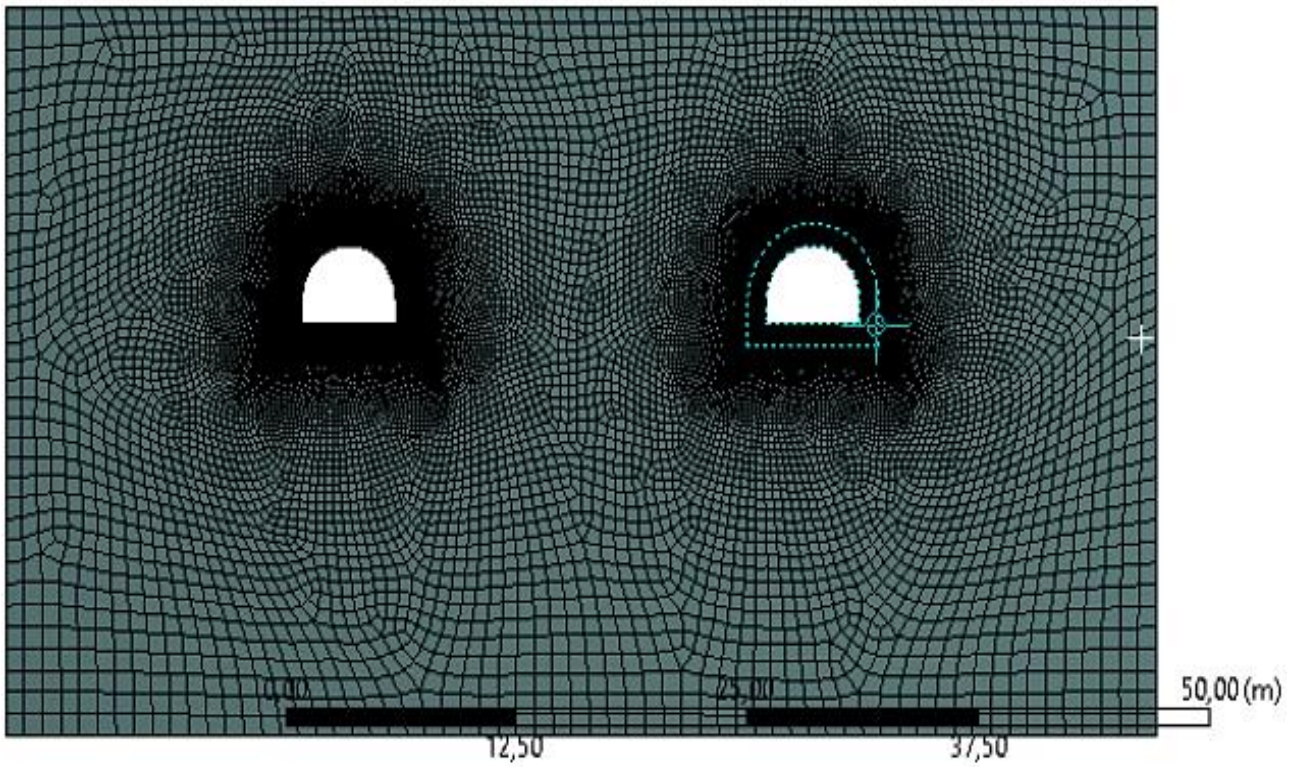


Рисунок 1 – Двумерная сетка расчетной модели расположения горных выработок

Построенная 2D-модель с двумя выработками и окружающим массивом горных пород создаёт основу для детального анализа НДС. Ключевой аспект – корректный выбор размерности модели и учёт вариаций поперечного сечения выработок, что обеспечивает достоверность результатов при минимальных вычислительных затратах. Дальнейшая верификация модели возможна путём сопоставления с натурными измерениями или трёхмерными расчётами.

Свойства пород горных выработок приняты согласно таблице 2.

Таблица 2 – Свойства пород, принятые в расчетах

Наименование породы	Модуль упругости	Коэффициент Пуассона	Плотность
	E, ГПа	υ	$\rho_{пл}$, г/см^3
Туффит	8,65	0,3	2,86
Песчаник	5,05	0,3	2,42

Моделирование производилось в предположении, что приконтурные породы, обозначенные на рисунке 2 , имеют такие же свойства, как и остальной массив пород.

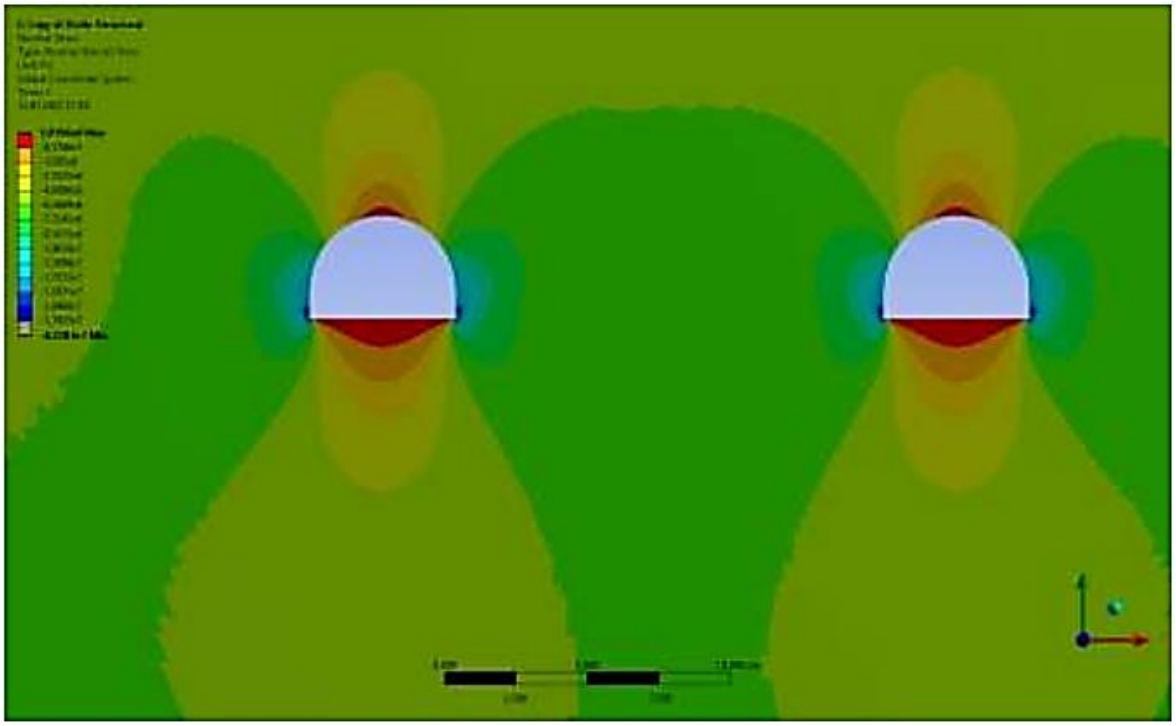


Рисунок 2 – Напряжения по оси Y. Общий вид. Вариант 1

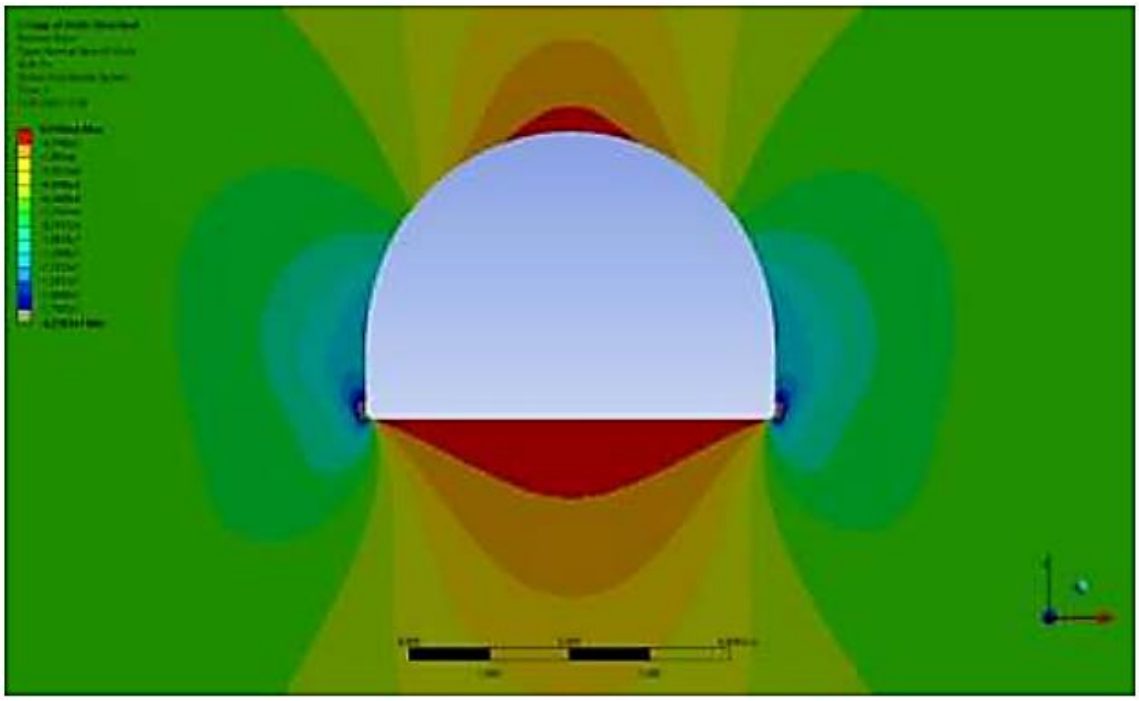


Рисунок 3 – Напряжения по оси Y. Вариант 1

По результатам расчетов численного моделирования 4 ситуаций расположения выработок, можно сделать следующие выводы:

– со стороны кровли и почвы на приконтурные породы выработки воздействуют растягивающие напряжения вдоль оси Y, а по бокам сжимающие напряжения вдоль оси Y;

– напряжения вдоль оси X имеют отрицательную величину в кровле и боках выработки;
– в почве выработок напряжения вдоль оси X имеют положительные (растягивающие) значения, как и в случае с осью Y;

– максимальная концентрация напряжений наблюдается вблизи углов, образующихся между стенками и подошвой выработки;

– наибольшие значения напряжений были получены в расчетном варианте 1, при этом максимальные растягивающие напряжения составляют порядка 2 МПа, что превышает для данного вида пород предел прочности при растяжении, приведенный в таблице 5.4, что говорит о необходимости укрепления массива горных пород вблизи выработки. Максимальные сжимающие напряжения составляют около 13 МПа, что так же близко к некоторым, полученным экспериментально, пределам прочности при сжатии.

Библиографический список:

1. Господариков А. П., Зацепин М. А. Математическое моделирование напряженно-деформированного состояния массива горных пород при разработке пологих месторождений // Записки Горного института. 2010. №. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/matematicheskoe-modelirovanie-napryazhenno-deformirovannogo-sostoyaniya-massiva-gornyh-porod-pri-razrab.
2. СП 69.13330.2016 «Подземные горные выработки. Актуализированная редакция СНиП 3.02.03-84».
3. Груцкий, Л. Г. Обоснование способов повышения устойчивости выработок нефтешахт / Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – СПГГИ им. Г. В. Плеханова./ Санкт-Петербург, С. 131, 2000 г.
4. Фомин А. И., Грунской Т. В. Поиск эффективных решений разработки месторождений высоковязкой нефти и битумов // Безопасность труда в промышленности. 2020. № 7. С. 20-25.
5. Фомин А.И., Грунской Т.В., Белкин И.А., Трубицын А.А., Трубицына Н.В., Копытов А.И., Михайлов В.Г., Тациенко В.П., Дырдин В.В. Исследование трещиноватости горных пород Ярегского месторождения для нормализации микроклимата с целью разработки составов для изоляции мест выхода пара // Техника и технология горного дела. – 2025 – № 2(29). – С. 4-25. – DOI: 10.26730/2618-7434-2025-2-4-25, EDN: VWHTPB.

УДК 004.9

Интеллектуальная приоритизация и распределение заявок на предприятиях нефтегазового сектора в системе на базе 1С:Предприятие

Каганяк Д. С.
Научный руководитель – Шпаковский Д. В.
Ухтинский государственный технический Университет, г. Ухта, Россия

Интеллектуальная приоритизация и распределение заявок – это комплекс методов и инструментов, позволяющий автоматически определять важность заявок и назначать их ответственным подразделениям или сотрудникам с учетом множества факторов: технологической критичности, рисков, сроков, загрузки персонала и производственных ограничений.

- Для предприятий нефтегазового сектора (добыча, транспортировка, переработка, сервис) такая система особенно важна из-за:
- высокой стоимости простоев,
- требований промышленной и экологической безопасности,

- распределенной структуры (месторождения, НПЗ, магистральные трубопроводы),
- строгих регламентов и SLA.

Проблемы и вызовы в управлении

Современные предприятия нефтегазовой отрасли (добыча, транспортировка, переработка) функционируют в условиях высокой технологической сложности, распределённой инфраструктуры и повышенных требований к промышленной безопасности. Это формирует ряд системных управленческих проблем

1. Низкая оперативность обработки производственных заявок и аварийных ситуаций.
2. При отсутствии автоматизированной приоритизации заявки обрабатываются вручную, что увеличивает время реакции и приводит к простоям оборудования.
3. Разрозненность информационных систем.
4. Используются отдельные решения для ТОиР, снабжения, бухгалтерии, производственного контроля, что затрудняет обмен данными и снижает управляемость процессов.
5. Недостаточная прозрачность исполнения работ.
6. Руководство не имеет доступа к информации в режиме реального времени, отсутствует объективная фиксация сроков и качества выполнения задач.
7. Ограниченная координация между подразделениями.
8. Добыча, транспорт, ремонтные службы и снабжение действуют несогласованно, что увеличивает сроки устранения неисправностей.
9. Отсутствие системы мониторинга и аналитики в реальном времени.
10. Нет инструментов для оценки загрузки персонала, соблюдения SLA и прогнозирования рисков аварий.

Таблица 1 – Основные проблемы, решаемые с помощью нашей системы

Проблема	Решение с помощью интеллектуальной системы
Длительная обработка заявок	Автоматическая приоритизация и распределение задач с учетом критичности
Отсутствие контроля исполнения	Онлайн-статусы, фиксация времени, фотоотчеты, контроль SLA
Разрозненность данных	Централизованная база данных и интеграция с ERP/SCADA
Низкая координация подразделений	Сквозные бизнес-процессы и единое информационное пространство
Неэффективное использование ресурсов	Аналитика загрузки персонала и оптимизация маршрутов выездных бригад

Таким образом, предприятия нефтегазового сектора сталкиваются с необходимостью перехода от фрагментарной автоматизации к комплексной цифровой трансформации. Внедрение интеллектуальной системы приоритизации и распределения заявок на базе 1С позволяет повысить оперативность управления, снизить производственные риски и обеспечить прозрачность процессов.

Понятие мобильного рабочего места и его архитектура

В рамках разрабатываемой системы интеллектуальной приоритизации и распределения заявок на базе 1С мобильное рабочее место (МРМ) представляет собой программно-технический комплекс, обеспечивающий сотрудникам доступ к производственным задачам, данным и инструментам управления непосредственно на объекте выполнения работ.

Мобильное рабочее место ориентировано на специалистов выездных бригад, мастеров участков, инженеров по эксплуатации и аварийные службы. Основной целью внедрения МРМ является сокращение времени реакции на заявки, повышение прозрачности выполнения работ и обеспечение оперативного обмена данными между полевыми сотрудниками и центральной системой.

Функциональные преимущества МРМ

Внедрение мобильного рабочего места (МРМ) в составе системы интеллектуальной приоритизации и распределения заявок на базе 1С позволяет существенно повысить эффективность управления производственными процессами предприятия.

Ключевым преимуществом является сокращение времени реакции на заявки. Автоматическое назначение задач и оперативное уведомление исполнителей минимизируют задержки между регистрацией обращения и началом выполнения работ, что особенно важно при устранении аварий и критических неисправностей.

Мобильное рабочее место обеспечивает объективную приоритизацию заявок на основе заданных критериев критичности, уровня риска и регламентных сроков. Это исключает субъективное распределение задач и способствует соблюдению SLA.

Важным эффектом внедрения является повышение прозрачности исполнения. Система фиксирует статусы работ, временные показатели, фотоотчёты и электронные акты, формируя цифровую историю выполнения заявок. Это усиливает контроль со стороны руководства и повышает дисциплину исполнения.

Кроме того, МРМ способствует оптимизации использования трудовых ресурсов. Анализ загрузки сотрудников и геолокации объектов позволяет равномерно распределять задачи и сокращать транспортные издержки.

Поддержка офлайн-режима обеспечивает непрерывность работы на удалённых объектах, а централизованное хранение данных в 1С формирует основу для аналитики и управленческих решений.

Таким образом, мобильное рабочее место является инструментом повышения оперативности, прозрачности и экономической эффективности деятельности предприятия.

Кроме того, МРМ снижает зависимость от человеческого фактора и формирует условия для объективной цифровой отчетности.

Метод интеллектуальной приоритизации

В основе системы лежит скоринговая модель, рассчитывающая интегральный показатель приоритета заявки. Оценка может включать следующие параметры:

1. технологическая критичность оборудования;
2. уровень производственного и экологического риска;
3. финансовые последствия простоя;
4. срочность выполнения;
5. наличие резервирования;
6. текущая загрузка персонала.

Каждому параметру присваивается весовой коэффициент, а итоговый приоритет рассчитывается по формуле:

$$P = \Sigma\,(Wi \times Ki)$$

где Wi – вес критерия; Ki – оценка критерия.

На основании полученного значения заявка классифицируется как критическая, высокая, средняя или плановая.

Алгоритм распределения заявок

После расчета приоритета система выполняет автоматическое распределение задач с учетом:

1. квалификации сотрудников;
2. их текущей загрузки;
3. территориального расположения;
4. доступности оборудования и материалов;
5. производственного графика.

Распределение реализуется через механизмы бизнес-процессов 1С и регистры сведений, отражающие состояние ресурсов в режиме реального времени.

Перспективы и направления развития

- сокращение времени реакции на аварийные заявки;
- снижение простоев оборудования;
- повышение дисциплины исполнения;
- оптимизация загрузки персонала;
- формирование цифровой истории обслуживания оборудования.

Заключение

Таким образом, интеллектуальная приоритизация и распределение заявок на базе 1С:Предприятие представляет собой эффективный инструмент цифровизации управления производственными процессами нефтегазовых предприятий, обеспечивающий повышение надежности, безопасности и экономической эффективности деятельности.

Библиографический список:

1. Глухов В. В. Цифровая трансформация промышленных предприятий нефтегазового комплекса // Экономика промышленности. – 2021. – № 4. – С. 15–23.
2. Иванов С. П., Морозов А. А. Автоматизация управления техническим обслуживанием и ремонтом оборудования в нефтегазовой отрасли // Нефтегазовое дело. – 2022. – № 6. – С. 42–49.
3. Селезнёв Д. В., Орлова Н. С. Применение платформы 1С:Предприятие для автоматизации бизнес-процессов промышленного предприятия // Вестник цифровой экономики. – 2021. – № 5. – С. 51–58.
4. ITIL Foundation. Управление ИТ-услугами и соглашениями об уровне сервиса (SLA). – М.: Эксмо, 2019.

УДК 378:622.32(470)

Сравнительный анализ научно-образовательного потенциала нефтегазовых университетов Российской Федерации с помощью информационной системы «UNI-METRICS»

Сурай А. А., Рочев К. В., Маринина А. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Нефтегазовый комплекс традиционно является одной из ключевых отраслей экономики Российской Федерации, что обуславливает особую роль профильных высших учебных заведений в подготовке инженерных и научных кадров [1]. Современные вызовы – цифровизация, технологический суверенитет, импортозамещение, усиление научной конкуренции – требуют от нефтегазовых вузов не только выполнения образовательной функции, но и активного участия в научно-исследовательской и инновационной деятельности [2]. В этой связи актуальной задачей является комплексный анализ состояния и дифференциации нефтегазовых университетов по основным направлениям их деятельности, что позволяет выявить как точки роста, так и структурные ограничения отраслевого высшего образования [3, 4].

Эмпирической базой исследования послужили данные мониторинга эффективности деятельности образовательных организаций высшего образования [5], получаемые и обрабатываемые с помощью Интеллектуальной системы мониторинга показателей высшего образования «UNI-METRICS», сгруппированные по разделам:

1. образовательная деятельность;
2. научно-исследовательская деятельность;
3. международная деятельность;
4. финансово-экономическая деятельность;
5. инфраструктура;
6. кадровый состав.

В выборку вошли 10 нефтегазовых и технических университетов Российской Федерации, включая федеральные, национальные исследовательские и региональные вузы. Применялись методы сравнительного анализа, структурной группировки и типологизации.

Инструмент исследования – Система «UNI-METRICS» – представляет собой веб-платформу для автоматизации изучения данных мониторинга деятельности вузов. Её цель – преобразовать массивы официальных данных в удобный для анализа и принятия решений формат. Система имеет модульную структуру. Модуль «Загрузка данных» позволяет гибко настраивать выборку (по годам, типам вузов). Модуль «Аналитика» является сердцем системы: здесь данные превращаются в интерактивные графики, таблицы и дашборды. Именно этот модуль позволил наглядно сравнивать вузы по разделам: образование, наука, финансы и международная деятельность. Также в системе присутствует встроенный аналитический ИИ-помощник, который выявляет аномалии, тренды и дает рекомендации.

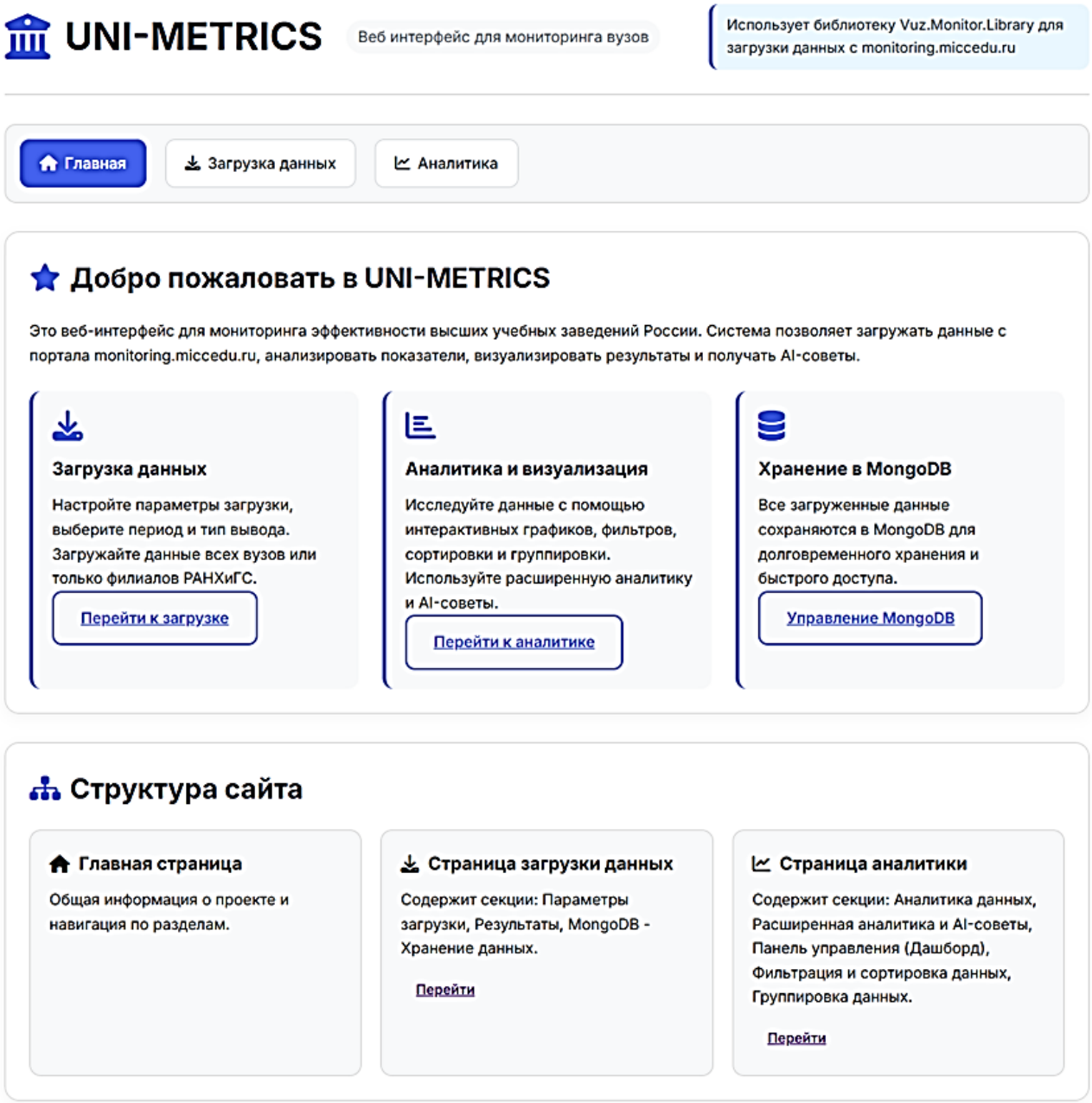


Рисунок 6 – Система «UNI-METRICS»

Анализ показателей образовательной деятельности показывает выраженную дифференциацию вузов. Наиболее высокие значения демонстрируют Санкт-Петербургский горный университет, Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина и Казанский (Приволжский) федеральный университет. Эти вузы характеризуются высоким средним баллом ЕГЭ поступающих (около 79 баллов), значительной долей очного контингента и развитой системой магистерской и аспирантской подготовки. Региональные университеты (Тюменский индустриальный университет, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Иркутский национальный исследовательский технический университет, Ухтинский государственный технический университет) демонстрируют более умеренные значения показателей, что отражает их ориентацию преимущественно на массовую инженерную подготовку и целевой приём.

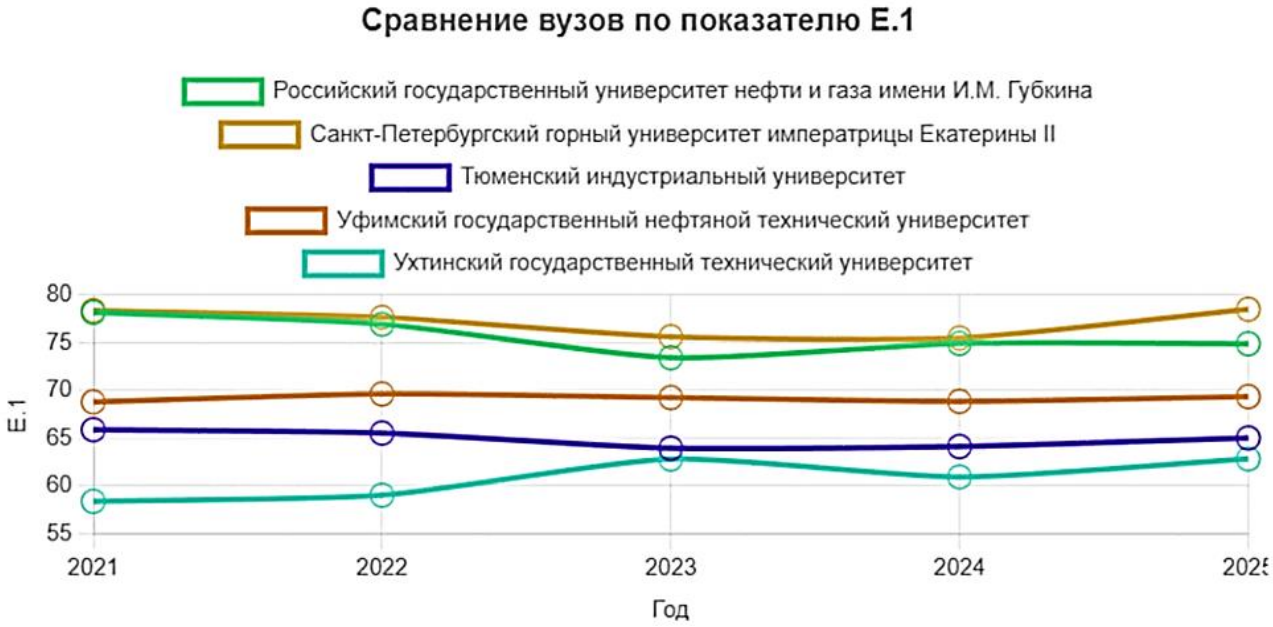


Рисунок 7 – Результаты образовательной деятельности

Наиболее значимая дифференциация выявлена в сфере научно-исследовательской деятельности. Абсолютным лидером является Санкт-Петербургский горный университет, характеризующийся максимальными значениями объёма НИОКР, доходов от исследований и доли внебюджетного финансирования науки. Высокие показатели также демонстрирует РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, обладающий устойчивой научной репутацией, развитой аспирантурой и высокой цитируемостью публикаций. Сибирский федеральный университет выделяется экстремально высокими значениями публикационной активности и цитируемости в РИНЦ, что указывает на развитую академическую среду и широкую междисциплинарность исследований. В то же время ряд региональных вузов, включая Ухтинский государственный технический университет, характеризуется низкими абсолютными значениями объёма НИОКР и научных доходов. При этом для них типична высокая доля НИОКР, выполняемых собственными силами, что свидетельствует об автономности научных коллективов, но одновременно указывает на ограниченность сетевого научного взаимодействия.

Международная активность вузов существенно различается. Лидирующие позиции занимают Казанский федеральный университет, Ухтинский государственный технический университет и Санкт-Петербургский горный университет. Их отличает высокая доля иностранных студентов, участие в совместных образовательных программах и публикациях с зарубежными партнёрами. Тем не менее, для большинства региональных нефтегазовых вузов международная деятельность носит преимущественно контингентный характер и ориентирована на привлечение студентов из стран СНГ, при относительно низкой академической мобильности и ограниченных объёмах международных научных проектов.

Рисунок 8 – Результаты научно-исследовательской деятельности

Финансово-экономический анализ показывает, что высокая устойчивость вуза не всегда коррелирует с уровнем научной активности. Так, Ухтинский государственный технический университет демонстрирует одни из наиболее высоких значений интегральных финансовых показателей, что объясняется значительной инфраструктурной обеспеченностью и сравнительно небольшим контингентом обучающихся. Вместе с тем доля доходов от научно-исследовательской деятельности в структуре доходов большинства региональных вузов остаётся низкой, что подтверждает их ориентацию преимущественно на образовательную функцию.

Рисунок 9 – Результаты финансово-экономической деятельности

Проведённый анализ показывает, что система нефтегазового высшего образования Российской Федерации характеризуется высокой степенью стратификации по научному и образовательному потенциалу. Ограниченный круг вузов аккумулирует основную научную активность и ресурсы, в то время как большинство региональных университетов выполняют преимущественно образовательную и прикладную функцию.

1. Столичного типа (СПГУ, Губкинский). Высокие вступительные баллы ЕГЭ + Высокая наука (НИОКР).

2. Академического крена (СФУ). Огромная публикационная активность, но при этом качество приема (ЕГЭ) ниже, чем у лидеров.

3. Инфраструктурного крена (УГТУ). Высокие финпоказатели и фонды, но низкая наука.

4. Образовательно-прикладного крена (ТИУ, ИРНИТУ). Массовое образование при слабой науке относительно столичных лидеров.

В отличие от устоявшегося мнения о делении на "столичные" и "региональные" вузы, анализ, проведенный с помощью системы UNI-METRICS, показывает, что современная система нефтегазового образования стратифицирована по принципу дисбаланса ключевых функций. Выявлены четыре устойчивых типа: гармоничный (равенство образования и науки), академический (приоритет публикационной активности), инфраструктурный (приоритет финансовой обеспеченности) и прикладной (приоритет массовой подготовки). Это свидетельствует о том, что отраслевые вузы реализуют принципиально разные стратегии развития в новых экономических условиях, что требует дифференцированного подхода в государственной политике.

Библиографический список:

1. Мартынов, В. Г. Современный вызов для нефтегазового образования / В. Г. Мартынов, В. Н. Кошелев, А. В. Душин // Высшее образование в России. – 2020. – Т. 29, № 10. – С. 45-53. – DOI 10.31992/0869-3617-2020-29-10-45-53.
2. Храбров, И. Ю. Информационные технологии в системе подготовки инженеров нефтегазового профиля / И. Ю. Храбров, В. В. Сидоров // Автоматизация и информатизация ТЭК. – 2025. – № 3 (620). – С. 5-9.
3. Клячко, Т. Л. Структурные изменения в российской системе высшего образования / Т. Л. Клячко // Университетское управление: практика и анализ. – 2024. – Т. 28, № 4. – С. 5-14.
4. Шилова С. В., Волков Б. М. Разработка информационной системы мониторинга кадрового обеспечения вуза // Информационные технологии в управлении и экономике. 2022. №1. Режим доступа: http://itue.ru/Issue/Article/190/.
5. Мониторинг эффективности деятельности образовательных организаций высшего образования [Электронный ресурс] // ГИВЦ Минобрнауки России. – Режим доступа: https://monitoring.miccedu.ru/ (дата обращения: 15.02.2026).

УДК 622.276:331.8

Математическая модель минимизации рисков для персонала при ЧС на химически опасных объектах нефтегазовой отрасли

Мордвинцев Д. Е., Ханова И. А.

Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», г. Альметьевск, Россия

Проведение аварийно-спасательных работ в зонах химического заражения на нефтегазовых объектах сопряжено с исключительно высоким уровнем риска для личного состава. Факторы опасности включают непосредственное токсическое воздействие, возможность взрывов и пожаров, а также неопределенность, связанную с изменением метеоусловий и поведением химического облака [2]. Традиционные методы планирования, основанные на стандартных схемах и экспертном опыте, часто не позволяют оперативно адаптироваться к меняющейся обстановке и количественно оценить кумулятивный риск при выполнении многоэтапной операции.

Особую актуальность проблема приобретает при ликвидации последствий аварий на химически опасных объектах нефтегазового комплекса, когда необходимо обеспечить безопасность спасателей при одновременной эффективности проводимых работ.

Цель работы – разработка математической модели управления рисками для подразделения, выполняющего задачу по эвакуации пострадавших из зоны химического заражения на нефтегазовом объекте, с использованием метода динамического программирования, позволяющей определить последовательность решений (маршрут движения), минимизирующую совокупный риск для жизни спасателей.

Основная идея динамического программирования выражается принципом оптимальности: оптимальная политика обладает тем свойством, что каковы бы ни были первоначальное состояние и первоначальное решение, последующие решения должны составлять оптимальную политику относительно состояния, полученного в результате первого решения [1].

Задача управления рисками формулируется как многокритериальная с Парето-оптимальными решениями, учитывающими противоречивые требования минимизации риска, затрат на управление и социально-экономических последствий.

Оценка риска аварий на химически опасных объектах (ХОО) нефтегазового комплекса проводится на основе анализа вероятности возникновения аварии и возможных последствий. Для количественной оценки используются методы построения карт химического риска, определяющих пространственное распределение уровней опасности [4].

Управление организационными системами основано на трех фундаментальных принципах: принципе целевой ориентации, принципе адаптивности и принципе эффективности использования ресурсов [3].

В основе методологии лежит метод динамического программирования, оптимальный для решения многоэтапных задач принятия решений.

Формализация задачи:

1. Зона заражения дискретизируется в сетку размером N×M. Каждая ячейка (i,j) характеризуется:

Концентрацией отравляющего вещества

$$C(i,\ j,\ t)$$

Мгновенным риском

$$R_inst(i,\ j) = k \cdot C(i,\ j)$$

где k – коэффициент опасности вещества.

2. На каждом шаге расчет может переместиться в одну из соседних ячеек.

$$U = \{up,\ down,\ left,\ right\}$$

3. Вводится функция Беллмана V(i,j), определяющая минимальный совокупный риск для достижения целевой ячейки (i_goal,j_goal) из текущей ячейки (i,j):

Рекуррентное уравнение Беллмана:

$$V(i,\ j) = \min_\{u \in U\}[\ R_inst(i'\ ,\ j'\ ) + V(i'\ ,\ j'\ )\ ]$$

где (i', j') – координаты ячейки, в которую происходит переход под действием управления u.

4. Задача решается с помощью алгоритма Дейкстры, начиная с целевой точки и распространяя волну минимального риска назад по всей сетке.

Результаты:

Для проверки модели рассмотрен модельный сценарий зоны заражения аммиаком размером 10×10 условных единиц, имитирующий типичную аварийную ситуацию на нефтегазовом объекте.

Исходные данные:

- Источник заражения в центре зоны (5,5);
- Концентрация убывает по гауссовому закону;

$$Risk(i,\ j) = C(i,\ j) \times 0{,}1$$ *(усл. ед. риска/шаг);*

- Стартовая позиция расчета: (1,1);
- Целевая точка: (10,10);
- Препятствие (непроходимая зона) между (5,5)-(5,7).

Введем данные в таблицу 1.

Таблица 1 – Сравнительные характеристики маршрутов

№ п/п	Параметр	Детерминированный маршрут	Оптимизированный маршрут
1	Длина маршрута, шагов	18	22
2	Максимальный риск, усл. ед.	8,5	5,2
3	Средний риск, усл. ед.	4,7	2,9
4	Совокупный риск, усл. ед.	85	64

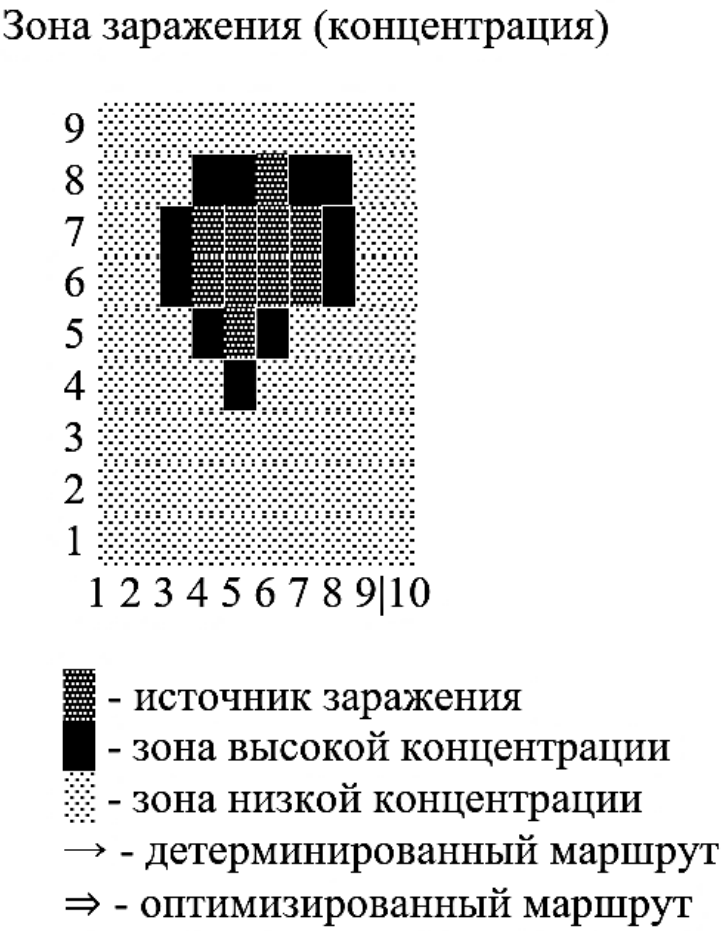


Рисунок 1 – Визуализация маршрутов движения

Результаты показывают, что оптимизированный маршрут, хотя и длиннее на 4 шага, позволяет снизить совокупный риск на 28 % за счет обхода зон с высокой концентрацией отравляющего вещества.

Заключение и перспективы внедрения:

Разработанная модель динамического программирования доказала свою эффективность для решения задачи оптимизации маршрута движения спасателей в зоне химического заражения на нефтегазовых объектах. Ключевое преимущество подхода – его способность находить глобально оптимальное решение, учитывающее кумулятивный эффект риска на всем протяжении операции.

Примеры внедрения модели для объектов нефтегазовой отрасли.

Разработанная модель может быть адаптирована для планирования спасательных операций на ключевых объектах нефтегазового комплекса, где риск химического заражения является наиболее значимым. Например, на установках комплексной подготовки газа (УКПГ) и нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ), где в технологическом цикле используются высокотоксичные реагенты (например, метанол, моноэтиламин, сероводород) или присутствуют риски выброса продуктов горения. Для таких объектов цифровая карта зоны заражения может быть построена на основе планов технологических установок с наложением зон потенциального поражения, рассчитанных по типовым сценариям аварий («разрыв трубопровода», «разгерметизация емкости»). Модель позволит оперативно определять не только маршрут эвакуации пострадавших, но и оптимальные пути подхода аварийных бригад к месту локализации утечки, минимизируя их совокупную дозовую нагрузку.

Особую практическую ценность модель представляет для обеспечения безопасности на морских нефтегазовых платформах и в замкнутых технологических пространствах, таких как компрессорные станции или насосные залы. В этих условиях распространение опасного вещества сильно зависит от конфигурации помещений и систем вентиляции, а пути для маневра ограничены. Дискретизация пространства платформы или цеха в сетку с присвоением ячейкам риска на основе данных датчиков газоанализаторов в реальном времени позволит динамически перестраивать рекомендованные маршруты. Это обеспечит безопасное проведение как эвакуации персонала, так и контролируемого отхода оперативной группы после выполнения задачи в условиях меняющейся обстановки.

Перспективы внедрения в практику нефтегазовой отрасли и МЧС России:

1. Модель может быть реализована в виде программного модуля в составе АСУ РСЧС или мобильного комплекса начальника оперативного штаба.

2. Модель может быть использована для создания интерактивных тренажеров для командиров спасательных формирований нефтегазовых предприятий.

3. Возможность подключения к системам радиационно-химической разведки для оперативного обновления данных о зоне заражения.

4. Дальнейшее развитие предполагает учет большего числа факторов: время пребывания в зоне, износ средств защиты, множественные цели эвакуации.

5. ИИ-модели (машинное обучение, регрессионный анализ) могут прогнозировать спрос, доступность ресурсов и колебания рынка, предоставляя точные входные данные для оптимизационных моделей [5].

Библиографический список:

1. Dynamic Programming and Optimal Control / D. P. Bertsekas // Athena Scientific. – 2017. – 576 p. Текст: непосредственный.

2. Федеральные нормы и правила в области защиты населения и территорий от ЧС. // М.: МЧС России – 2022. Текст: непосредственный.

3. Математические модели управления рисками в чрезвычайных ситуациях / Ф. Ф. Мухамедов, К. В. Петров // Проблемы анализа риска. – 2019. - Т. 16, № 5. – с. 64–75. Текст: непосредственный.

4. Основы безопасности при авариях на химически опасных объектах: учебное пособие. / Н. Н. Рахимова // Оренбург: ОГУ. – 2017. – с. 138. Текст: непосредственный.

5. Адаптация учебных материалов использованием искусственного интеллекта под индивидуальные потребности обучающихся как метод персонализированного обучения / И. А. Ханова // Сборник статей участников V Всероссийской научно-практической конференции «Современные проблемы естествознания, естественно-научного и математического образования». Арзамас: Арзамасский филиал ННГУ. – 2025. – с. 468-471. Текст: непосредственный.

УДК 622.276(470.13)

Моделирование температурного режима в горных выработках Ярегских нефтешахт

Грунской Т. В., Михеевский Е. В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

В период активной эксплуатации Ярегского нефтетитанового месторождения регулярны прорывы пара в горные выработки нефтешахт, что сопровождается с групповыми несчастными случаями, в том числе со смертельным исходом. Высокие темпы вовлечения запасов и применение термошахтного способа разработки способствуют росту количества точек паропроявлений, что приводит к превышению установленных нормативных значений микроклимата в полевых штреках (температура рудничного воздуха выше допустимого значения в 36 °С, указанного в приказе Ростехнадзора № 534). В результате этого, из-за роста температуры и влажности рудничного воздуха, наряду с ухудшением условий труда подземных рабочих, происходит и интенсивное разрушение крепления горных выработок, образование вывалов, глухих завалов и, в конечном итоге, к нарушению системы общешахтной вентиляции, являющейся основной в функционировании жизнеобеспечения шахты.

Для выполнения моделирования температурного режима в горных выработках нефтешахт в работе будут выполнены температурные карты горных выработок НШ-1 по результатам замеров в уклонном блоке 1Т-4 (рис. 1) по параметрам: температуры горного массива (кровли и боков), НСЖ, скважин, трубопроводов, рудничной атмосферы горной выработки. Это позволит изучить причины формирования нагревающего микроклимата.

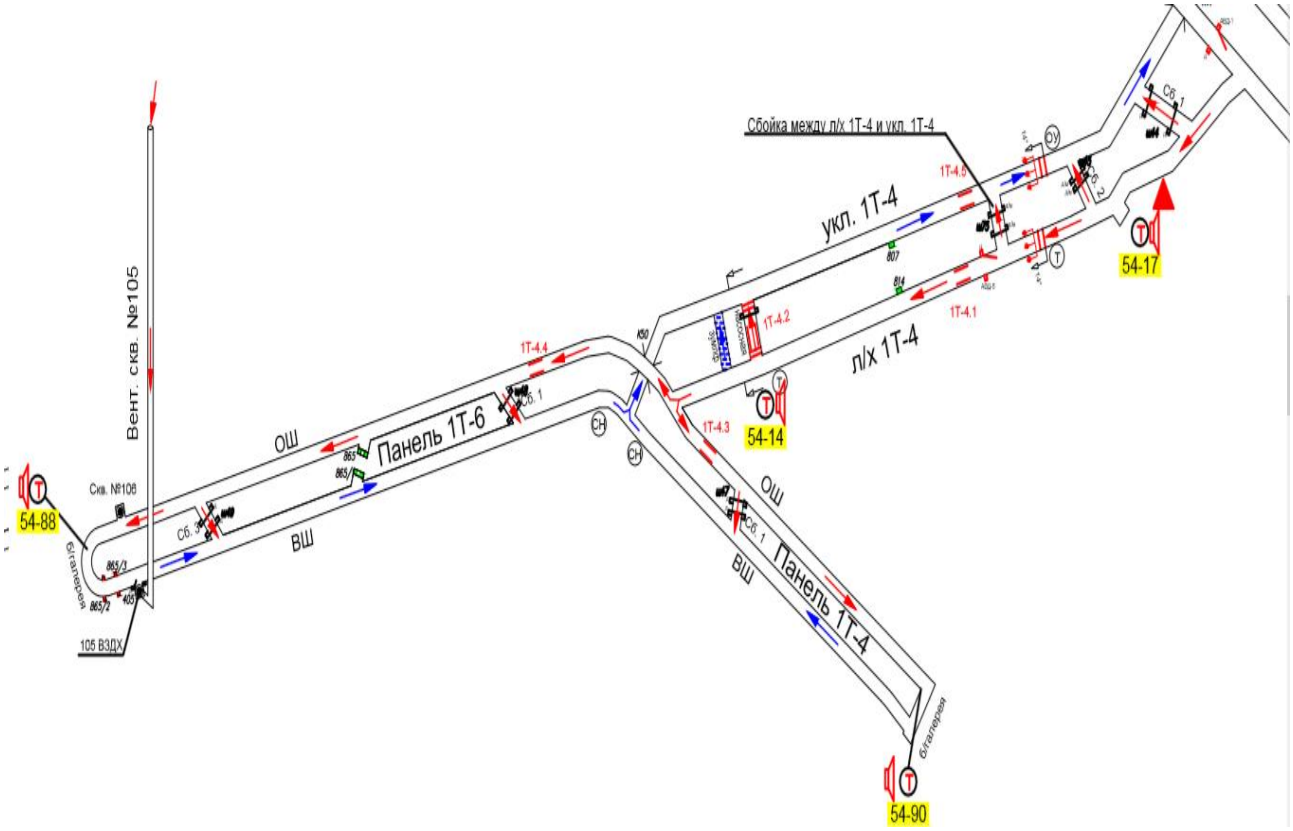


Рисунок 1 – Схема уклонного блока 1Т-4 нефтешахты № 1

Шаг измерений будет изменяться в зависимости от концентрации источников тепловыделений в полевых штреках нефтешахт. Точки замеров будут наносится на карту (рис. 2). Привязка точек замеров будет проводится к пикетам, с расстоянием между ними 10, м и также к рамам крепления, с расстоянием между ними 0,8–1 м.

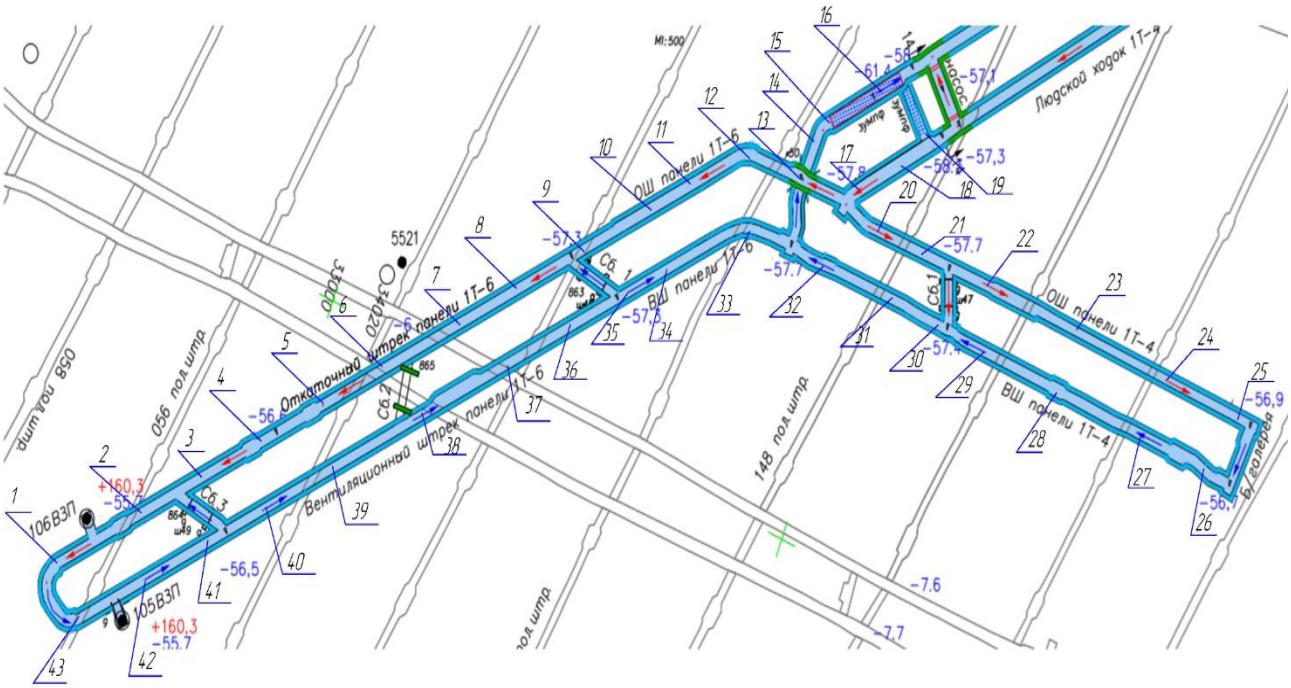


Рисунок 2 – Проведение замеров температур в эксплуатационном блоке с привязкой к пикетам

Результаты замеров температур горного массива и горной выработки уклонного блока 1Т-4 представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты замеров температур горного массива и горной выработки уклонного блока 1Т-4

Номер точки замера	Температура горного массива, С º	Температура воздуха в горной выработке, С º
1	45,2	34,5
2	36,5	32,7
3	38,0	32,7
4	35,5	32,1
5	35,0	30,3
6	36,2	31,5
25	30,6	29,6
26	33,5	31,7
27	31,2	31,9
31	35,2	35,3
32	41,1	33,2
33	37,5	35,8
34	42,5	36,3
35	46,1	36,1
36	39,0	35,3
40	35,6	34,5
41	62,7	34,6
42	41,2	36,2
43	46,6	39,7

В ходе замеров выявлены точки с превышением установленных значений температуры рудничной атмосферы: буровая галерея 1Т-6 (вблизи сбойки № 1 вентиляционного штрека панели 1Т-6) точка 34 – превышение на 0,3 °С; точка 35 – превышение на 0,1 °С; **р**ядом с буровой галереей вентиляционного штрека панели 1Т-6 (точки 42, 43**)** точка 42 – превышение на 0,2 °С; точка 43 – превышение на 3,7 °С. Наиболее высокие значения температуры зафиксированы в следующих зонах: точка № 1 **–** 45,2 °С (максимальная температура горного массива); вентиляционный штрек уклона 1Т-4 (близ зумпфа): 40,1 °С (точка 11); 40,3 °С (точка 14); 40,5 °С (точка 15). Повышенные значения температуры воздуха в горных выработках не зависят от расстояния до вентиляционного ствола или вентиляционной скважины.

Для моделирования температурного режима в горных выработках Ярегских нефтешахт проведены тепловизионные съемки. Результаты наблюдений обрабатываются в форме тепловых карт выработок и участков, характеризующих динамику изменения термовлажностных параметров воздуха и массива по пути движения вентиляционной струи.

Анализ тепловых карт обеспечивает получение информации об интенсивности потоков тепла и влаги на участках измерений, роли отдельных источников в формировании теплового режима горных выработок (рис. 3).

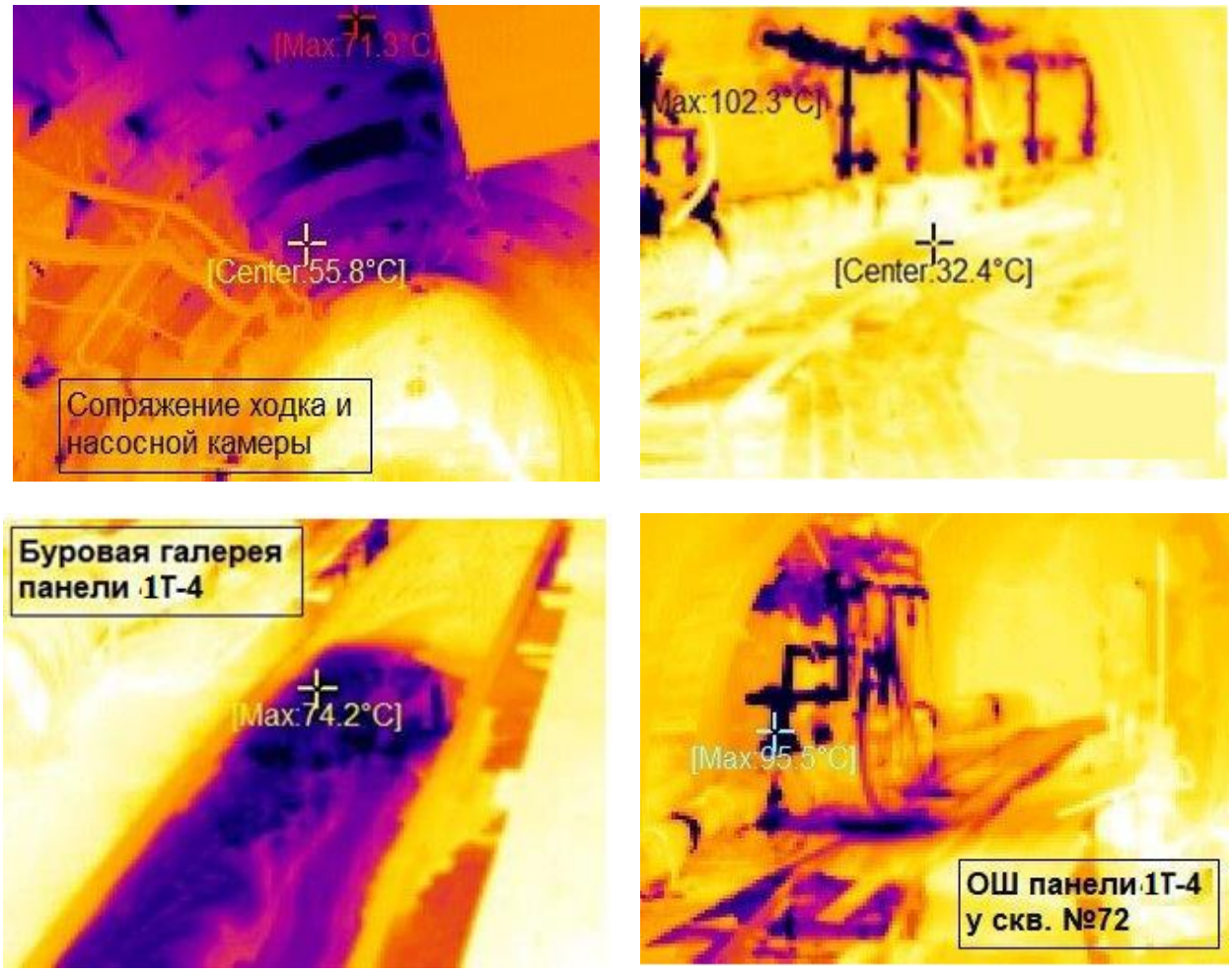


Рисунок 3 – Тепловизионная съемка уклонного блока 1Т-4

В работе предлагается создание и использование моделей численного и компьютерного моделирования температурного режима в горных выработках Ярегских нефтешахт. При подтверждённой сходимости результатов моделирование может полностью или частично заменить натурные эксперименты с сохранением достоверности выводов. Это позволяет: сократить затраты на исследования; ускорить разработку и внедрение решений; изучать критические/опасные режимы в безопасном виртуальном пространстве; проводить многовариантные расчёты и оптимизацию.

В планируемой работе для создания компьютерной температурной модели УБ и оценки изменения температурного режима рудничной атмосферы будет использован программный комплекс FlowVision, который обладает богатыми возможностями по моделированию и дальнейшей визуализации в трёхмерном пространстве течений жидкостей и газов в расчётной области средствами компьютерной графики (рис. 4).

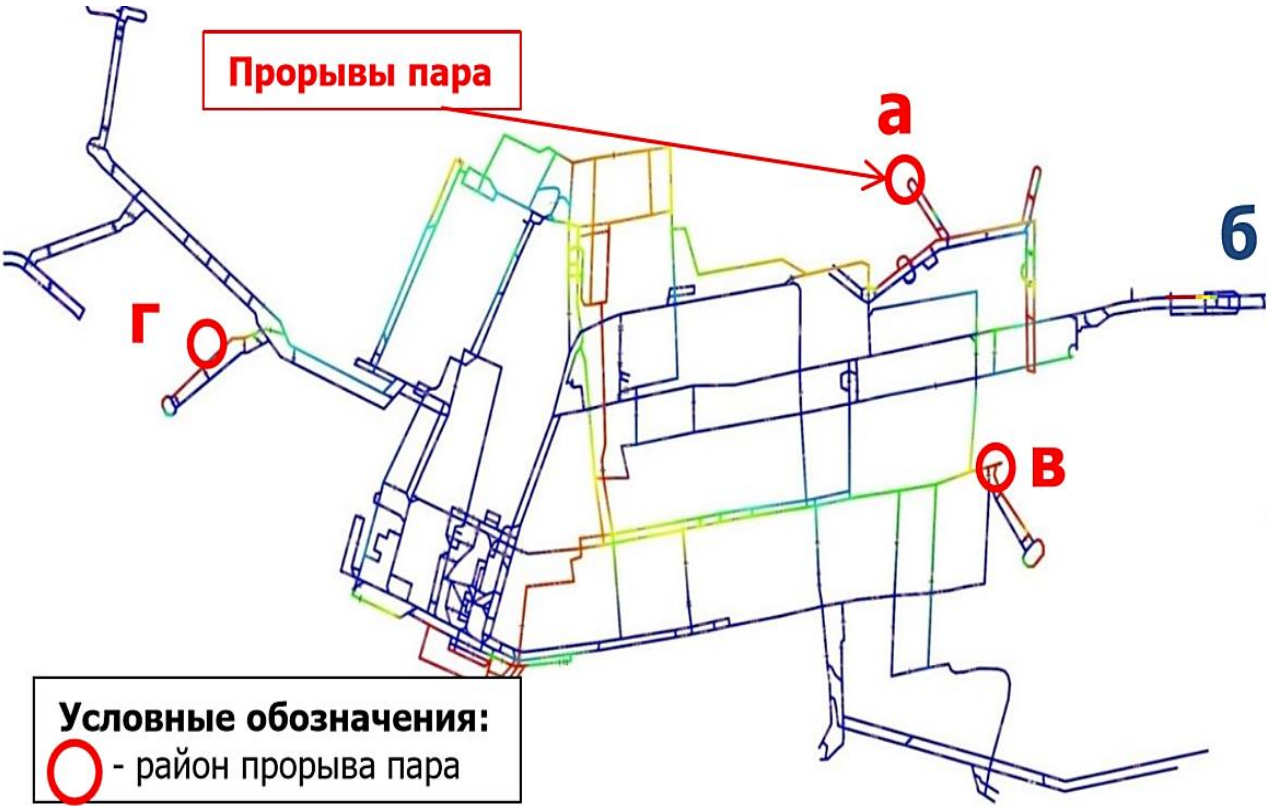


Рисунок 4 – Моделирование рудничной атмосферы нефтешахты

Визуализация полученных решений, в частности распределение температурных полей, является ключевым этапом анализа тепловых процессов в горных выработках. Она позволяет наглядно представить, как распределяется температура в пространстве выработки, выявить «горячие точки» и зоны с оптимальным микроклиматом. Для визуализации температурных полей используют:

– Тепловые карты (термограммы) – цветовая шкала, где оттенки от холодных (синий, фиолетовый) до горячих (красный, оранжевый) обозначают градации температуры.

– Изотермы – линии равного температурного значения, нанесённые на сечение. Позволяют быстро определить зоны с одинаковой температурой и градиенты между ними.

– 3D-модели с градиентной окраской – объёмное представление выработки, где температура отображается цветом в трёхмерном пространстве.

Распределение температурных полей можно отобразить в двух типах сечений модели выработки:

1. Продольное сечение – разрез вдоль оси выработки (по направлению её протяжённости), позволяет анализировать: изменение температуры по длине выработки; влияние источников тепловыделения (оборудование, разогретые породы, транспортируемая жидкость); эффективность системы проветривания вдоль выработки; градиенты температуры между ближней и удалённой зонами от вентиляционного ствола.

2. Поперечное сечение) – разрез перпендикулярно оси выработки. Даёт возможность оценить: распределение температуры по высоте и ширине выработки; температурные различия между стенками, потолком и полом; локальные перегревы вблизи крепёжных конструкций, трубопроводов, электрооборудования; равномерность прогрева/охлаждения по поперечному профилю.

Библиографический список:
1. Грунской, Т. В. Анализ температурного режима в горных выработках ярегских нефтешахт // Наука. Техника. Инновации : Сборник материалов Всероссийской научно-технической конференции, посвященной Году семьи, Усинск, 19 апреля 2024 года. – Санкт-Петербург: Общество с ограниченной ответственностью Издательский дом «Сциентиа», 2024. – С. 168–172.
2. Белкини, И. А. Анализ источников тепловыделений в рудничную атмосферу горных выработок нефтешахт // Севергеоэкотех-2024 : Материалы XXV Международной молодёжной научной конференции. В 2-х частях, Ухта, 28–29 марта 2024 года. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2024. – С. 287–289.
3. Грунской, Т. В. Изучение геологических нарушений на Ярегском нефтетитановом месторождении / Т. В. Грунской, И. А. Белкин // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений, транспорта и переработки трудноизвлекаемых запасов тяжелых нефтей : Материалы Всероссийской научно-технической конференции с международным участием, Ухта, 07–08 ноября 2024 года. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2024. – С. 38–42.
4. Грунской, Т. В. Математическое моделирование напряженно-деформированного состояния массива горных пород в условиях термошахтной добычи нефти / Т. В. Грунской // Рассохинские чтения : Материалы международной конференции, Ухта, 01–02 февраля 2024 года. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2024. – С. 437–440.

УДК 621.644.07

Сравнительный анализ цифровых моделей рельефа, применяемых при проектировании объектов газотранспортного комплекса

Митькина Н. Н., Лосев М. В.

Нижегородский филиал ООО «Газпром проектирование», г. Нижний Новгород, Россия

Нефтегазовая сфера является важнейшей составляющей экономики Российской Федерации, территория которой обладает огромнейшим и не исчерпанным до конца потенциалом углеводородного сырья. По данным министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации, извлекаемые запасы природного газа в России составляют порядка 47,7 трлн куб. м (в 2021 г.). По объемам добычи газа Россия находится на 2 месте в мире после США. По итогам 2021 г. доходы от продажи газа на экспорт составили порядка 4 трлн руб., это примерно 16 % в общих доходах федерального бюджета [3].

С целью эффективного использования углеводородных природных ресурсов активно применяются последние достижения науки в области дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) и геоинформатики. Данные ДЗЗ являются важнейшим источником информации о земной поверхности, на основании которых средствами геоинформационных технологий создаются наглядные цифровые тематические карты геологического, тектонического, геоморфологического, инженерно-геологического и другого содержания, а также топографические карты.

Цель исследования заключается в анализе цифровых моделей высот, полученных из открытых источников и выявлении наиболее точной из них.

В исследовании использованы методы: геоинформационного, картографического, математического моделирования и анализа.

Дистанционное Зондирование Земли (Remote Sensing) – это наука и совокупность технологий о получении, обработке и интерпретации информации о различных объектах земной поверхности, без прямого физического контакта с этой поверхностью, благодаря свойству объектов излучать или отражать электромагнитные волны. Отраженная солнечная и излученная тепловая энергия электромагнитного излучения фиксируется сенсорами, расположенными на орбитальных искусственных спутниках Земли.

Цифровая модель рельефа (ЦМР) представляет собой файл или набор данных, содержащий определенным образом представленные пространственные координаты множества точек земной поверхности в определенной системе отсчета [1]. Она может быть представлена в двух форматах:

– в растровом – регулярная матрица (сетка) ячеек, значения которых содержат высоты рельефа (GRID – регулярная сеть);

– в векторном – в виде нерегулярной триангуляционной сети (TIN, Triangular Irregular Network – триангуляционная нерегулярная сеть). TIN – это структура организации данных о трехмерной поверхности в виде непересекающихся треугольников, связанных между собой едиными вершинами (узлами) и общими сторонами. Каждый треугольник такой сети определен набором из пространственных координат (x, y, z) трех его вершин, где координаты x и y указывают на положение вершины в плане, а координата z – по высоте.

ЦМР важна при картографировании обширных территорий, она становится жизненно необходимыми компонентом при составлении горизонталей, используемых для эффективного проектирования объектов инфраструктуры, оценки ресурсов полезных ископаемых, планирования проектов по национальной безопасности и многого другого [2].

В исследовании рассмотрены следующие цифровые модели рельефа:

– Alos Global Digital Surface Model, «ALOS World 3D - 30m (AW3D30)»;

– Advanced Spaceborne Thermal Emission and Reflection Radiometer, Global Digital Elevation Model (ASTER GDEM);

– Forest And Buildings removed Copernicus DEM (FABDEM);

– Global Land Survey Digital Elevation Model (GLSDEM);

– Shuttle Radar Topographic Mission (SRTM).

Все эти модели размещены в открытом доступе в сети Интернет.

Анализ ЦМР выполнен на основании сравнения с данными о рельефе, полученными по материалам воздушного лазерного сканирования (ВЛС) в ходе инженерных изысканий при проектировании газопровода Восточная система газоснабжения на участке Белогорск-Хабаровск. Для обработки и анализа ЦМР выбрана геоинформационная система QGIS.

В качестве объектов сравнения выбраны территории:

1) в Октябрьском районе Амурской области (АО), недалеко от с. Георгиевка; площадь территории – 9,4 км^2.

2) в Смидовичском районе Еврейской автономной области (ЕАО), р. Тунгуска; площадь территории – 10,6 км^2.

Анализ ЦМР осуществлен в 3 этапа:

1) обработка ВЛС;

2) получение и обработка ЦМР;

3) статистическое сравнение.

На первом этапе произведено перепроецирование векторных данных фрагмента ВЛС (горизонталей) из местной системы координат исследуемого региона в систему координат поперечной проекции Меркатора – Universal Transverse Mercator **(**UTM). Затем, с помощью алгоритмов модуля GRASS в QGIS выполнено преобразование горизонталей рельефа в GRID-модель, с заданным размером пиксела (ячейки) 30×30 метров и устранены пустоты ячеек – артефакты. Каждый пиксел растровой модели получил «свою» отметку по высоте.

На втором этапе были получены и загружены в программу растры ЦМР, после чего перепроецированы в систему координат UTM.

Третий этап – наиболее объемный. С помощью встроенного инструмента анализа построена регулярная сетка точек с шагом сетки 50×50 метров (всего на исследуемые территории 3734 и 4221 точка). Инструментом анализа «Образцы значений растра» извлечены отметки всех точек с поверхности, построенной по ВЛС и с растров ЦМР.

Вычислена матрица разностей высот:

$$\Delta H = H_{VLS} - H_{RSD},$$

где H_{VLS} – отметка точки, полученная по растру ВЛС, и принятая за условно эталонную;

H_{RSD} – отметка точки, полученная по спутниковым снимкам (RSD, или Remotely Sensed Data, данные ДЗЗ).

Полученные значения разностей в двух направлениях «+» и «–» разбиты на интервалы (табл. 1, 2).

Таблица 1 – Интервалы матрицы разностей высот для Амурской области

№ интервала	Границы интервалов разностей высот	Количество попаданий в интервал, шт					
		AW3D30	SRTM 1	SRTM 2	GLSDEM	ASTER GDEM	FABDEM
1	-20-(-10)	-	-	2	-	-	-
2	-10-0	-	-	1999	2695	-	3720
3	0-10	-	-	1733	1039	-	14
4	10-20	-	-	-	-	-	-
5	20-30	3	-	-	-	10	-
6	30-40	29	-	-	-	11	-
7	40-50	50	4	-	-	40	-
8	50-60	69	48	-	-	199	-
9	60-70	77	73	-	-	747	-
10	70-80	165	86	-	-	1436	-
11	80-90	339	142	-	-	1061	-
12	90-100	306	324	-	-	208	-
13	100-110	308	362	-	-	22	-
14	110-120	349	293	-	-	-	-
15	120-130	430	390	-	-	-	-
16	130-140	387	457	-	-	-	-
17	140-150	360	374	-	-	-	-
18	150-160	322	394	-	-	-	-
19	160-170	194	305	-	-	-	-
20	170-180	185	212	-	-	-	-
21	180-190	126	191	-	-	-	-
22	190-200	35	73	-	-	-	-
23	200-210	-	6	-	-	-	-
	Итого точек:	3734	3734	3734	3734	3734	3734

Из таблицы 1 видно, что наибольший разброс разностей у ЦМР AW3D30, наименьший – у SRTM 2, GLSDEM и FABDEM.

Таблица 2 – Интервалы матрицы разностей высот для Еврейской автономной области

№ интервала	Границы интервалов разностей высот	Количество попаданий в интервал, шт					
		AW3D30	SRTM 1	SRTM 2	GLSDEM	ASTER GDEM	FABDEM
1	-40-(-30)	-	-	-	-	2	-
2	-30-(-20)	-	-	-	-	27	-
3	-20-(-10)	19	3	3	16	298	3
4	-10-0	3683	2845	2845	3615	1131	4187
5	0-10	519	1373	1373	590	2195	31
6	10-20	-	-	-	-	553	-
7	20-30	-	-	-	-	15	-
	Итого точек:	4221	4221	4221	4221	4221	4221

Из таблицы 2 видно, что наибольший разброс разностей у ЦМР ASTER GDEM, наименьший – у остальных ЦМР.

Для графической статистической оценки точности ЦМР построены графики зависимостей величин разностей высот ВЛС и ДЗЗ от относительной частоты появления этих величин (рис. 1,*а*–1,*е*; 2,*а*–2,*е*). Пунктирами на графиках обозначены величины математического ожидания.

Графики для участка 1

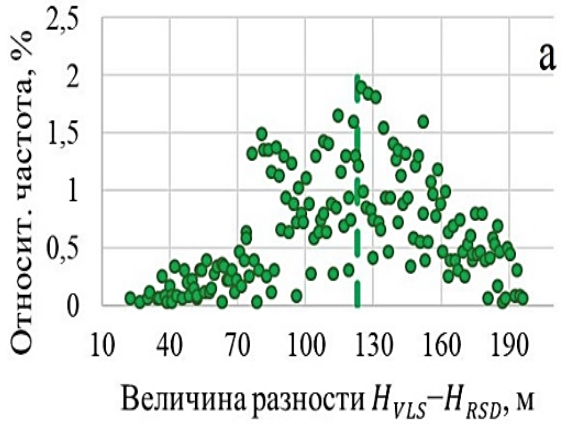


Рисунок 1, *а* – ЦМР AW3D30 (АО)

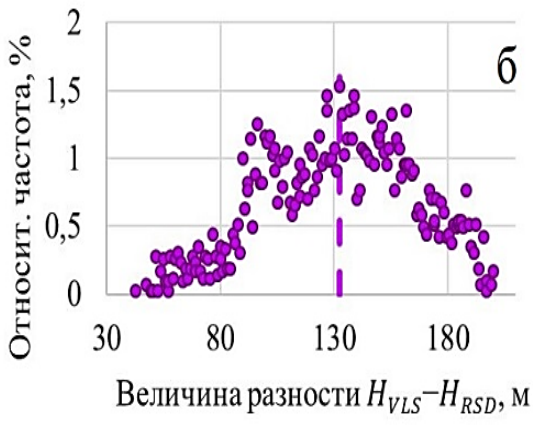


Рисунок 1, *б* – ЦМР SRTM 1 (АО)

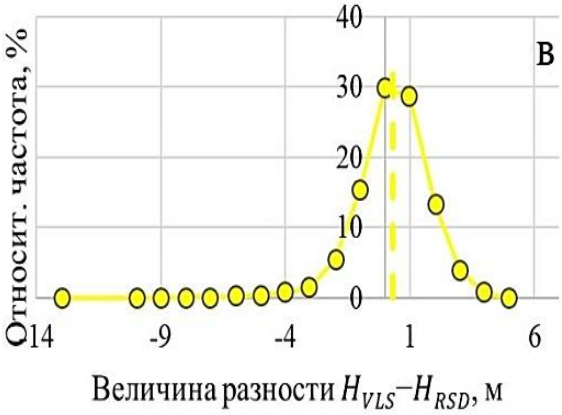


Рисунок 1, *в* – ЦМР SRTM 2 (АО)

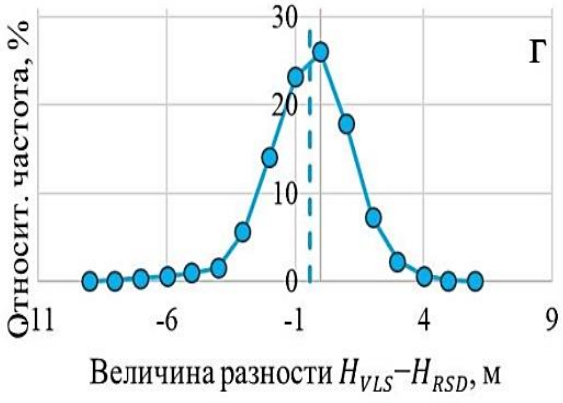


Рисунок 1, *г* – ЦМР GLSDEM (АО)

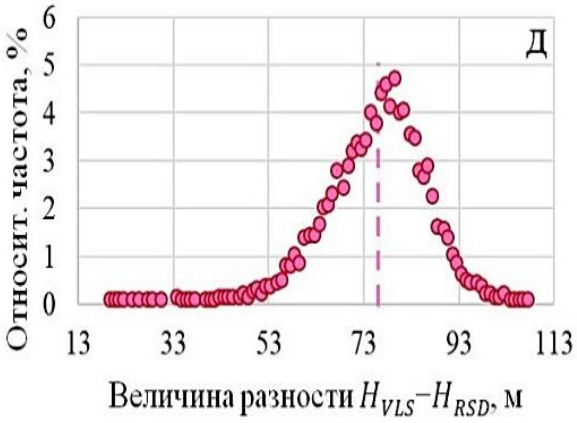


Рисунок 1, *д* – ЦМР ASTER GDEM (АО)

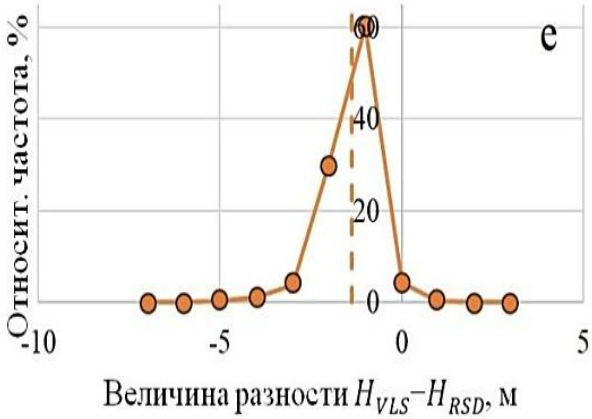


Рисунок 1, *е* – ЦМР FABDEM (АО)

Графики для участка 2

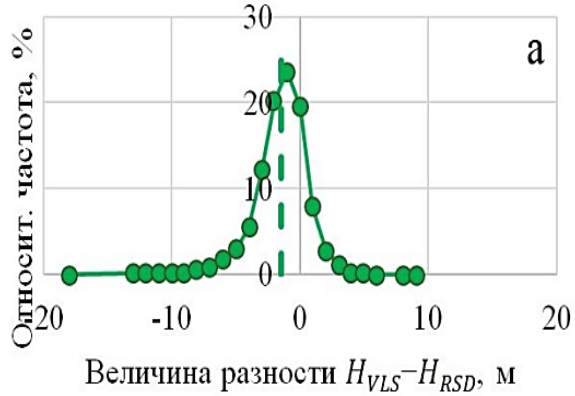


Рисунок 2, *а* – ЦМР AW3D30 (ЕАО)

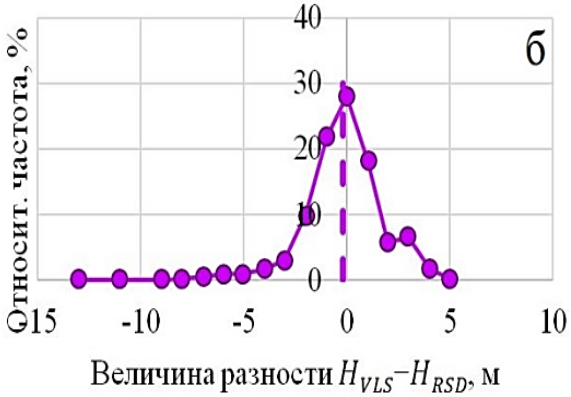


Рисунок 2, *б* – ЦМР SRTM 1 (ЕАО)

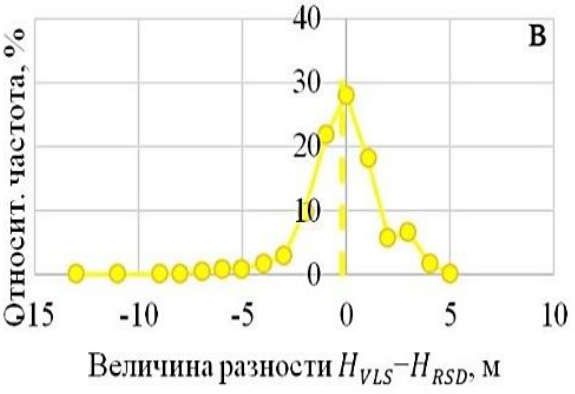


Рисунок 2, *в* – ЦМР SRTM 2 (ЕАО)

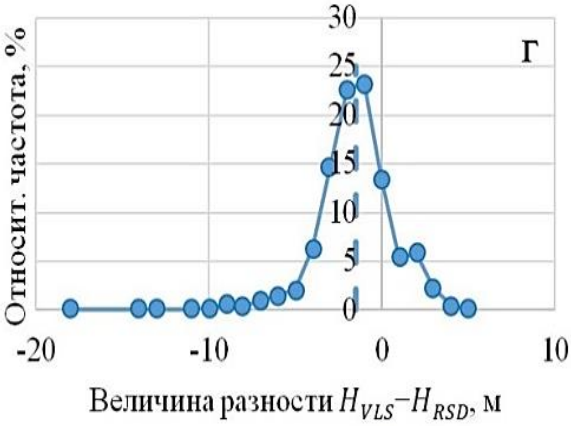


Рисунок 2, *г* – ЦМР GLSDEM (ЕАО)

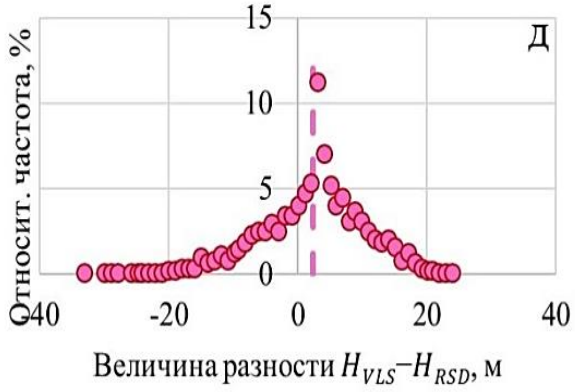


Рисунок 2, *д* – ЦМР ASTER GDEM (ЕАО)

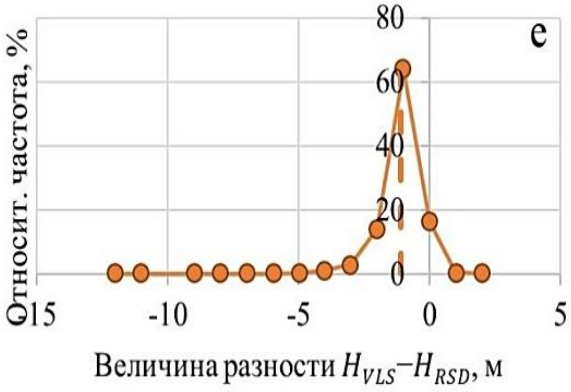


Рисунок 2, *е* – ЦМР FABDEM (ЕАО)

По участку 1 (АО): разности высот ΔH у моделей SRTM 2, GLSDEM и FABDEM наиболее близки к распределению Гаусса. ЦМР FABDEM при этом является наиболее точной из них в сравнении с эталонными отметками: 60 % разностей высот ΔH = -1 м, что говорит о систематической погрешности в этой ЦМР. Кроме того, FABDEM имеет наименьший разброс вокруг математического ожидания.

По участку 2 (ЕАО): разности высот ΔH у моделей AW3D30 и FABDEM наиболее близки к распределению Гаусса. Наиболее точной из них в сравнении с эталонными отметками является ЦМР FABDEM – 64% разностей высот ΔH = -1 м, что подтверждает систематическую погрешность ЦМР FABDEM.

На примере FABDEM построена результирующая поверхность величин разностей высот (рисунки 3а, 3б, 4а, 4б). Красным цветом обозначены наибольшие отрицательные значения разностей высот ВЛС и ДЗЗ, синим – наибольшие положительные.

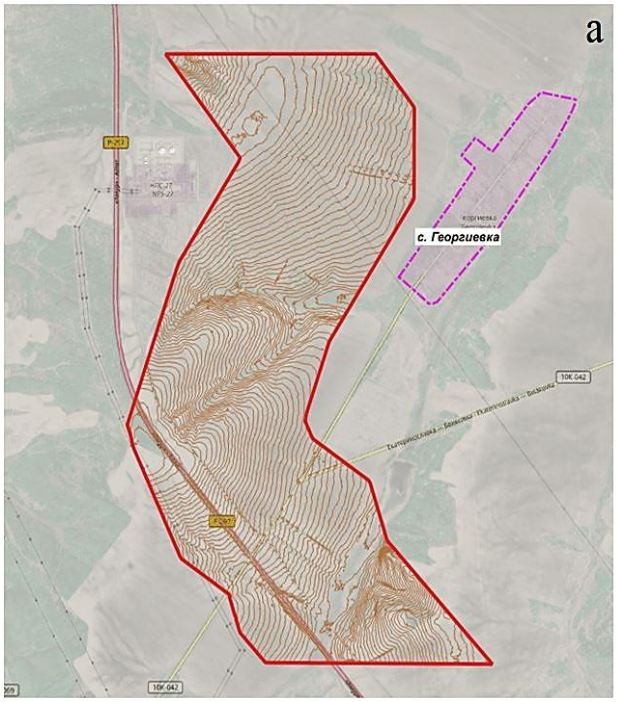


Рисунок 3, *а* – Материалы ВЛС на изучаемой территории (АО)

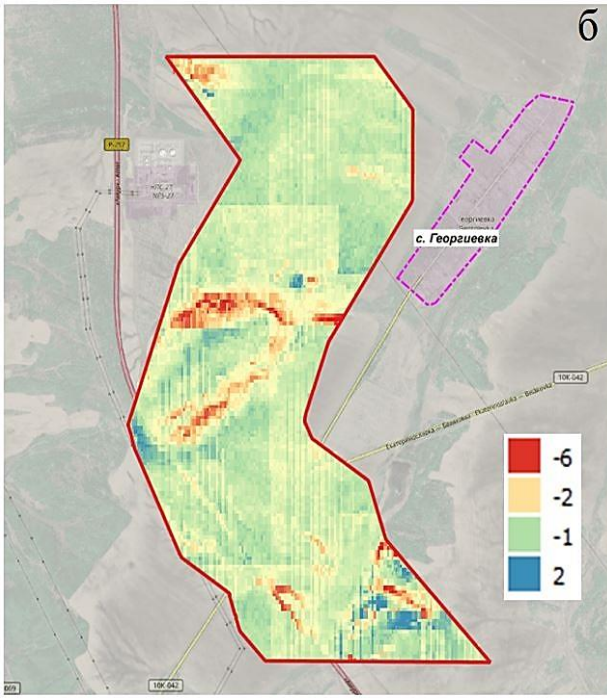


Рисунок 3, *б* – Разность отметок ВЛС и ДЗЗ на примере FABDEM (АО)

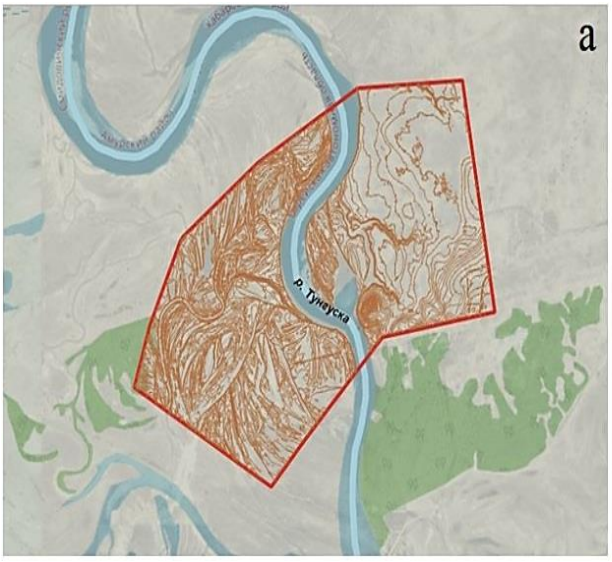


Рисунок 4, *а* – Материалы ВЛС на изучаемой территории (ЕАО)

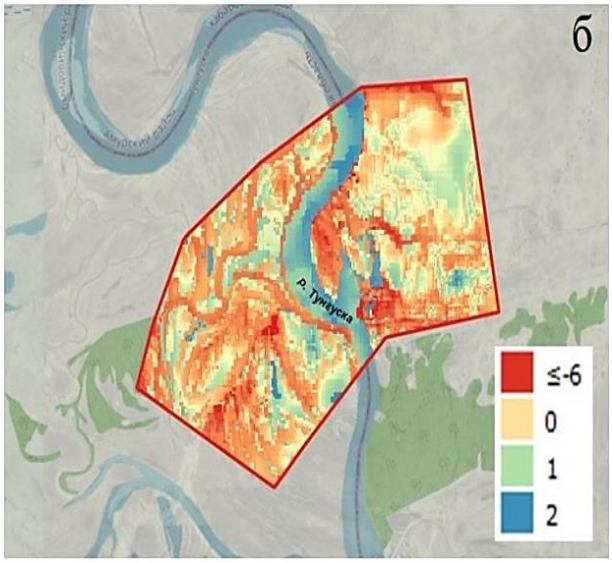


Рисунок 4, *б* – Разность отметок ВЛС и ДЗЗ на примере FABDEM (ЕАО)

Определение оптимального маршрута трассы магистрального газопровода является одной из самых острых проблем в проектировании. ЦМР приобретают первостепенное значение при решении задач по определению оптимальных маршрутов. Они позволяют учитывать характерные для района размещения объекта явления, процессы и факторы природного и техногенного происхождения. В результате проведенного исследования по участкам Октябрьского района Амурской области и Смидовичского района Еврейской автономной области с преимущественно равнинным рельефом установлено, что при изучении такого рельефа местности и получении производных данных целесообразно использовать ЦМР FABDEM, т.к. данная модель имеет большую точность в сравнении с другими моделями [4].

Библиографический список:
1. ГОСТ Р 59562-2021 Съемка аэрофототопографическая. Технические требования.
2. Кутинов, Ю. Г., Минеев, А. Л., Полякова, Е. В., Чистова, З. Б. Выбор базовой цифровой модели рельефа (ЦМР) равнинных территорий Севера Евразии и её подготовка для геоэкологического районирования (на примере Архангельской области) : монография. – Пенза, 2019. – 177 с.
3. Семикашев, В. В. Анализ состояния и перспектив развития российской газовой отрасли до и после 2022 г. – Текст : электронный // Научные труды: Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН. – 2022. – Т.20 – С. 108-127.
4. Hawker L. A 30 m global map of elevation with forests and buildings removed / L. Hawker, P. Uhe, L. Paulo, J. Sosa, J. Savage, C. Sampson, J. Neall. IOP Publishing, Environ. Res. Lett. 17 (2022).

УДК 004.932

Методы восстановления статических объектов скважинной телеметрии по зашумленной серии изображений в условиях ограниченной выборки

Стрюков П. В., Герберт Д. В., Кунцев В. Е.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Современные процедуры контроля состояния пласта и инструментальной диагностики в нефтегазовой отрасли широко опираются на визуальные данные, получаемые при спуске в скважину. Телеметрические визуальные измерения выполняются в суровых условиях: ограниченная освещённость, механические вибрации, загрязнение оптики, пробои и пр [1]. Эти факторы формируют характерные артефакты: локальные импульсные выбросы, крупномасштабные искажения яркости, а также случайные геометрические смещения кадров. В промышленной практике часто доступна лишь небольшая серия кадров ($N \leq 30$), что ограничивает возможности методов, требующих больших размеченных наборов данных.

Цель данной работы – получить корректную оценку статической сцены по короткой серии кадров, пригодную для экспертной интерпретации (обнаружение трещин, коррозии и т.д.), при требовании объяснимости метода и отсутствия обязательных обучающих данных. Это особенно важно для нефтегазовой отрасли, где внедрение методов с «чёрным ящиком» и требованиями к большим датасетам проблематично.

В настоящей работе мы предлагаем алгоритмический пайплайн, опирающийся на классические математические подходы (Фурье-методы, робастная статистика, вариационные идеи), дополненные практическими эвристиками, обеспечивающими устойчивость в реальных условиях.

Существующие подходы к восстановлению изображений в условиях импульсного шума и геометрических искажений можно разделить на несколько категорий. Для денойзинга шума вида «соль и перец» часто применяются робастные статистические методы, такие как адаптивная медианная фильтрация или разложения на низкоранговую и разреженную компоненты (RPCA – Robust Principal Component Analysis), которые эффективно отделяют шум от сигнала без больших датасетов.

Многокадровые методы, такие как BM4D (Block-Matching and 4D filtering) и его вариации (V-BM4D для видео), используют пространственно-временную корреляцию для агрегации, но требуют точной регистрации и плохо справляются с высокой плотностью импульсного шума без предварительной обработки.

Для геометрической регистрации популярна фазовая корреляция (часто на основе FFT), обеспечивающая устойчивость к шуму для трансляционных сдвигов, а так же ECC (Enhanced Correlation Coefficient), оптимизирующий интенсивностное соответствие для субпиксельной точности. Методы ключевых точек, такие как ORB (Oriented FAST and Rotated BRIEF) с RANSAC, также активно применяются для сложных случаев.

В контексте самокорректирующихся методов денойзинга без больших датасетов выделяются Noise2Void, маскирующий пиксели для обучения на самих данных, и Deep Image Prior, использующий структуру сети как приоритет для восстановления. Однако эти методы требуют вычислительных ресурсов и не всегда эффективны для промышленного внедрения.

Для скважинной телеметрии необходимы специфические методы, которые фокусируются на комбинацию регистрации и денойзинга, и учитывают ограниченную выборку.

В формализованном виде задача будет звучать так:

Пусть наблюдаемая серия кадров $\{F_i\}_{i=1}^{N}$ моделируется как результат геометрического искажения идеального изображения I и наложения аддитивного шума:

$$F_i(x,y) = I\big(T_i(x,y)\big) + N_i(x,y)$$

где T_i – оператор аффинного преобразования (вибрация). Поскольку камера может вращаться вокруг оси кабеля и менять расстояние до стенки, движение аппроксимируется аффинным преобразованием: $\begin{bmatrix}\acute{x}\\ \acute{y}\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}a_{11} & a_{12}\\ a_{21} & a_{22}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}x\\ y\end{bmatrix} + \begin{bmatrix}b_1\\ b_2\end{bmatrix}$ где матрица $A = \{a_{mn}\}$ описывает вращение и масштабирование, а вектор $b = (b_x, b_y)$, T – трансляционные сдвиги.

N_i – импульсный шум высокой плотности. Задача сводится к оценке $\hat{I}$по малой выборке $N \in [10{,}40]$, минимизируя ошибку восстановления относительно эталона.

Мы предлагаем метод, состоящий из четырех последовательных этапов:

Для повышения надежности поиска ключевых точек в условиях зашумления, к копиям исходных кадров применяется предварительная медианная фильтрация малого радиуса [2]:

$$\tilde{F}_i = medfilt(F_i, 3 \times 3)$$

Это позволяет выделить низкочастотные структурные элементы (границы труб, крупные дефекты), подавляя высокочастотный шум, который может вызвать ложные срабатывания детектора.

Оценка параметров движения камеры производится с помощью детектора признаков ORB (Oriented FAST and Rotated BRIEF) [3]. Для исключения ложных сопоставлений, вызванных движением взвешенных частиц, применяется алгоритм RANSAC [4]:

$$M_i = arg\min_{M} \sum_{k} \left\| x_{ref}^{k} - M \cdot x_i^{k} \right\|^2$$

На выходе формируются матрицы аффинного преобразования, компенсирующие смещение, вращение и масштабирование каждого кадра относительно опорного:

$$F_i' = Warp(F_i, M_i^{-1})$$

Стабилизированные кадры объединяются в временной стек. Результирующее значение пикселя вычисляется как медиана по временной оси:

$$\hat{I}(x,y) = median\big(F_1'(x,y), \dots, F_N'(x,y)\big)$$

Медианная фильтрация статистически игнорирует случайные выбросы (шум), сохраняя стационарную составляющую сигнала (стенку трубы).

Для устранения микро-артефактов на границах стабилизации применяется билатеральный фильтр:

$$I_{res}(x) = \frac{1}{W}\sum_{y\in\Omega} \hat{I}(y) \cdot G_{\sigma_s}(\|x-y\|) \cdot G_{\sigma_r}\big(\left|\hat{I}(x) - \hat{I}(y)\right|\big),$$

где G_{σ_s} – пространственный гауссиан, G_{σ_r} – гауссиан разности интенсивностей.

Он сглаживает однородные текстурные области, сохраняя при этом резкость краев дефектов (трещин, коррозии), что критически важно для задач дефектоскопии.

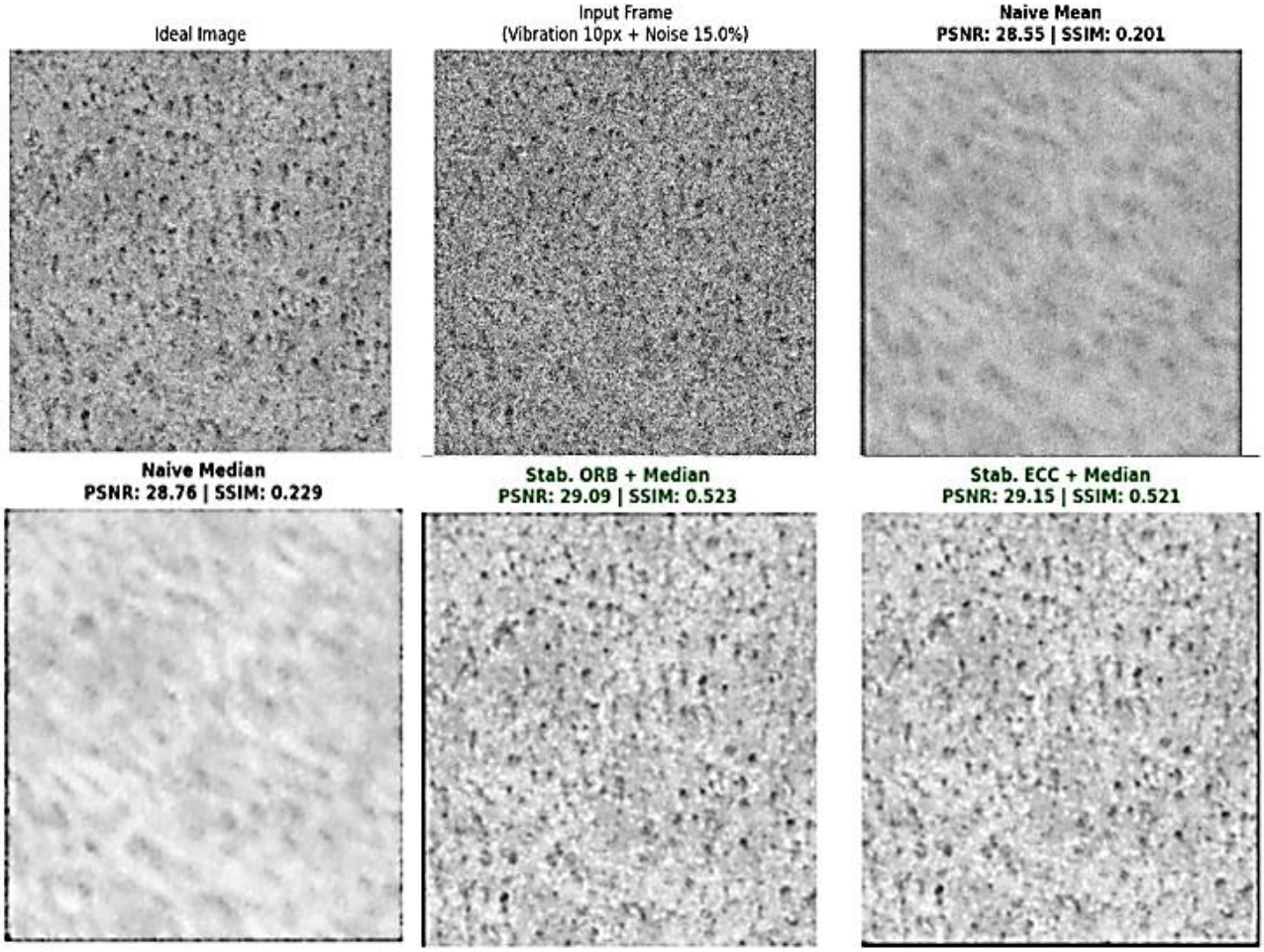
Для сравнений использовались следующие методы:

- Naive Min/Mean/Median: простые временные агрегаторы без регистрации и маски.
- Stab ORB + Median: регистрация по ORB-ключевым точкам, затем медиана.
- Stab ECC + Median: регистрация посредством фазовой корреляции + ECC, затем медиана.
- Proposed Robust: полный пайплайн, описанный выше.

Для количественной оценки использовались метрики пикового отношения сигнала к шуму (PSNR) и индекса структурного сходства (SSIM). Формула SSIM учитывает восприятие яркости, контраста и структуры:

$$SSIM(x,y) = \frac{(2\mu_x\mu_y + C_1)(2\sigma_{xy} + C_2)}{(\mu_x^2 + \mu_y^2 + C_1)(\sigma_x^2 + \sigma_y^2 + C_2)}$$

Для верификации метода проведена серия экспериментов на синтетических данных с различным уровнем зашумления (от 15% до 90%) и амплитудой вибрации (рис. 1, 2).



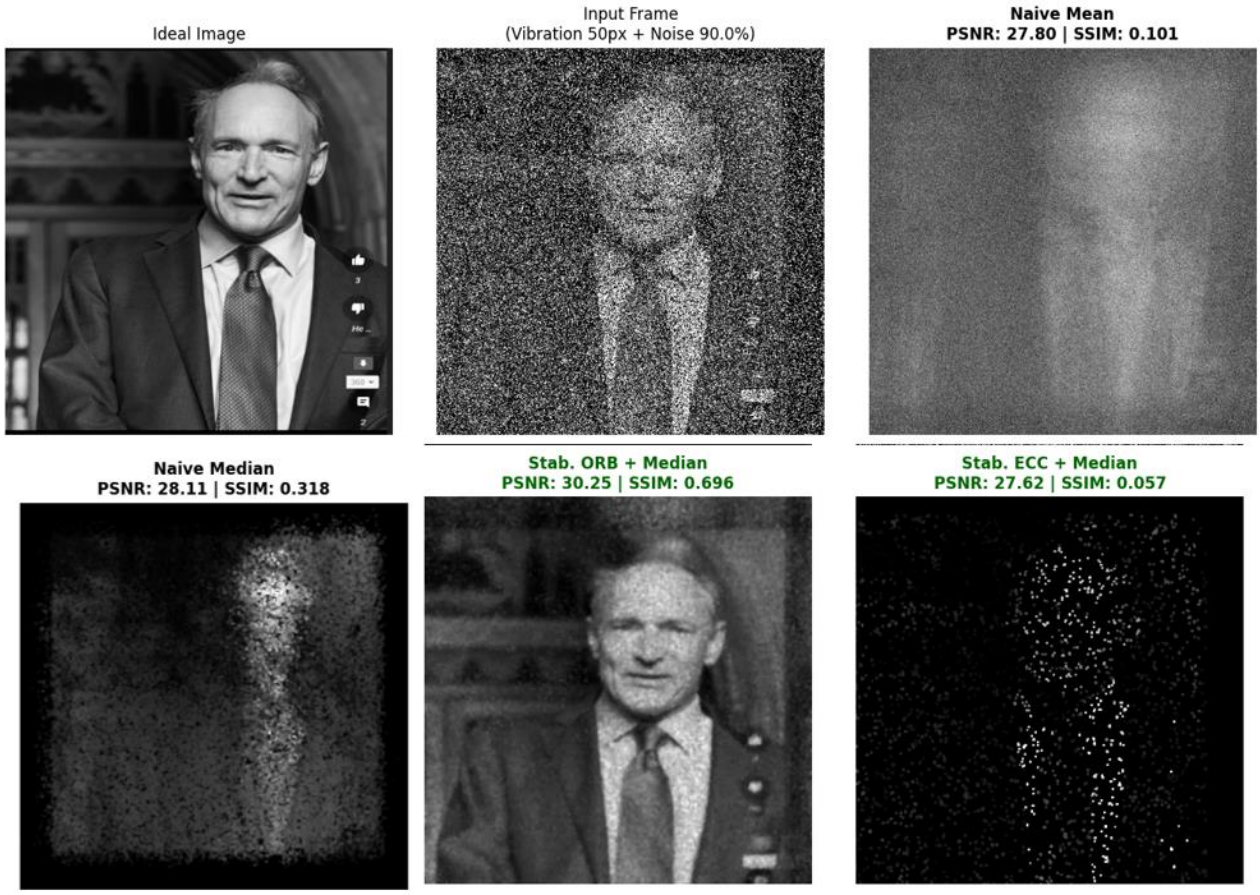
а – Идеальное изображение; б – Зашумленный входной кадр (шум 15 % + вибрация);
в – Результат наивного среднего; (г) Результат наивного медианного;
д – Результат предложенного метода (Stab. ORB + Median);
е – Результат альтернативного метода (Stab. ECC + Median)
Рисунок 1 – Визуальное сравнение методов восстановления

Результаты моделирования (рис. 3):

1. Устойчивость к шуму: Метод демонстрирует высокое качество восстановления (SSIM [5] > 0.8) при плотности шума до 40%. При экстремальном зашумлении (90 %), где классические методы (наивное усреднение) показывают полную потерю сигнала, предложенный алгоритм сохраняет различимыми крупные структурные элементы (контуры объекта).

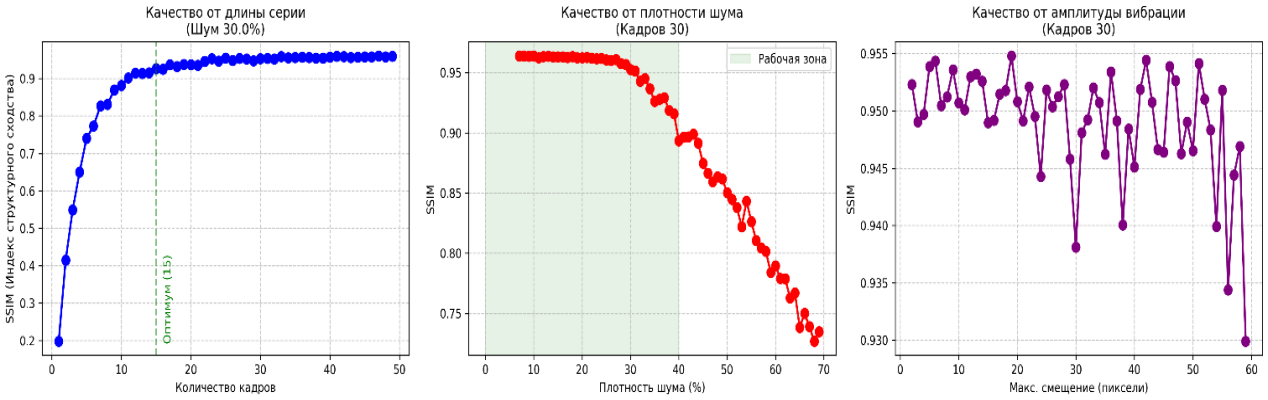
2. Зависимость от выборки: График зависимости метрики SSIM от количества кадров показывает выход на «плато» качества в диапазоне 15–20 кадров. Это подтверждает гипотезу о возможности работы алгоритма на коротких сериях, что снижает требования к вычислительным ресурсам и памяти бортового оборудования.

3. Вибрационная устойчивость: Метод сохраняет стабильность метрик качества даже при амплитуде смещения до 50 пикселей, что подтверждает эффективность модуля стабилизации на базе RANSAC.



а – Идеальное изображение; б – Зашумленный входной кадр (шум 90% + вибрация); в – Результат наивного среднего; г – Результат наивного медианного; д – Результат предложенного метода (Stab. ORB + Median); е – Результат альтернативного метода (Stab. ECC + Median)

Рисунок 2 – Визуальное органолептическое сравнение методов восстановления



а – от количества кадров в серии; б – от плотности импульсного шума; в – от амплитуды смещения (вибрации)

Рисунок 3 – Зависимость качества восстановления (метрика SSIM)

Разработанный двухэтапный алгоритм (Stab. ORB + Median + Post-processing) доказал свою эффективность для задачи восстановления изображений скважинной телеметрии. Метод превосходит базовые подходы (временное усреднение, пространственная фильтрация) по метрикам PSNR и SSIM, обеспечивая визуальную читаемость дефектов в условиях ограниченной выборки. Полученные результаты открывают перспективы для использования предварительно обработанных видеоданных в системах автоматизированного распознавания дефектов.

Библиографический список:

1. Марфин Е. А., Гаврилов А. Г. Видеокаротаж действующих скважин: проблемы и решения // Каротажник. – 2018. – №. 4. – С. 76-88.
2. Huang T., Yang G., Tang G. A fast two-dimensional median filtering algorithm // IEEE Transactions on Acoustics, Speech, and Signal Processing. – 1979. – Т. 27. – №. 1. – С. 13-18.
3. Rublee E., Rabaud V., Konolige K., Bradski G. ORB: An efficient alternative to SIFT or SURF // 2011 International conference on computer vision. – IEEE, 2011. – С. 2564-2571.
4. Fischler M. A., Bolles R. C. Random sample consensus: a paradigm for model fitting with applications to image analysis and automated cartography // Communications of the ACM. – 1981. – Т. 24. – №. 6. – С. 381-395.
5. Wang Z. et al. Image quality assessment: from error visibility to structural similarity // IEEE transactions on image processing. – 2004. – Т. 13. – №. 4. – С. 600-612.

УДК 331.087

Оценка эффективности применения технологий Big Data для обеспечения целостности конфигураций прикладного программного обеспечения объектов критической информационной инфраструктуры

Лембак В. Д., Григорьевых А. В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Аннотация. В статье рассматривается проблема контроля целостности конфигураций прикладного программного обеспечения (ППО) систем диспетчерского контроля и управления (СДКУ), которые относятся к объектам критической информационной инфраструктуры. SCADA-система WinCC OA, на базе которой строятся многие СДКУ, не имеет в своем составе специализированного модуля контроля целостности конфигурации ППО. Проанализированы риски нарушения целостности конфигурации ППО при внесении массовых изменений в точки данных (DataPoints), которые могут приводить к отказу функции управления СДКУ, что может рассматриваться как инцидент информационной безопасности. Предложено архитектурное решение описанной проблемы, основанное на выгрузке конфигурационных данных в формате JSON и их последующей обработке в экосистеме Hadoop. Описано применение компонентов Apache Spark, Hive, Parquet и MapReduce для обеспечения целостности конфигурации СДКУ, выявления аномалий и предупреждения отказов и инцидентов информационной безопасности.

Ключевые слова: WinCC OA, DataPoint, целостность данных, Hadoop, Apache Spark, Hive, Parquet, SCADA, системы диспетчерского контроля и управления, информационная безопасность.

Введение.

Согласно приказу ФСТЭК России от 25.12.2017 № 239 «Об утверждении требований по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации» необходимо принимать организационно технические меры по:

– обеспечению целостности системного и прикладного ПО;

– управлению конфигурацией прикладного ПО.

Современные системы для разработки СДКУ, такие как SIMATIC WinCC Open Architecture (WinCC OA), не обладают встроенными средствами контроля целостности конфигурации ППО СДКУ.

Структура данных конфигурации ППО в WinCC OA представляет собой иерархическую базу данных без строгой ссылочной целостности, которая характерна для реляционных СУБД. Основой базы данных WinCC OA является концепция точек данных – DataPoints (DP). Вся информация хранится в иерархической древовидной структуре. Каждый DP может содержать множество элементов и конфигурационных атрибутов. В штатной реализации базы данных WinCC OA отсутствуют механизмы предотвращения логических ошибок конфигурации. Отсутствие транзакционной защиты от массовых изменений. Пользователь, обладающий правами администратора, может массово изменить параметры тысяч технологических объектов через модуль ASCII Manager или скрипт CTRL. Нет контроля ссылочной целостности: Удаление мастер-объекта (DP-Type) или изменение его структуры не всегда блокируется, если существуют экземпляры этого типа, что ведет к некорректным ссылкам на объекты [1].

Неудобство аудита. Встроенные средства логирования фиксируют факт изменения, но не позволяют эффективно анализировать состояние системы «До» и «После».

Таким образом база данных WinCC OA позволяет администраторам вносить изменения в конфигурацию ППО без проверки корректности изменений, которые могут привести к ошибкам отображения информации диспетчеру и отказу функции управлении технологическим процессом [2].

Проблемы СДКУ, которые являются следствием некорректной конфигурации ППО:

1) невозможность авторизации диспетчера в СДКУ

2) некорректное отображение или полное отсутствие отображения измерительной и сигнализирующей информации;

3) деактивация диспетчерских кнопок управления;

4) отключение функции приема сигналов телесигнализации и телеизмерений;

5) отключение функции отправки команд телеуправления и телерегулирования;

6) подмена объекта управления другим объектом;

7) изменить границы аварийных уставов;

8) отключение архивирования значений контролируемых параметров.

Ввиду того, что зачастую изменения в конфигурацию ППО вносятся представителями подрядных организаций с правами администратора, необходимость в анализе и контроле целостности конфигурации ППО СДКУ трудно переоценить.

Целью данной работы является разработка методологии и программной архитектуры для анализа и контроля целостности ППО объектов КИИ с использованием технологий Big Data.

Методология автоматизированного анализа и контроля целостности прикладного программного обеспечения объектов КИИ

Предлагаемая методология базируется на вынесения функций анализа и контроля за пределы исполняемой среды СДКУ (контура WinCC OA) с последующей обработкой данных в специализированном аналитическом кластере. Такой подход позволяет обеспечить требуемый уровень безопасности, не внося изменений в сертифицированное или критическое ПО верхнего уровня и не создавая дополнительной вычислительной нагрузки на серверы SCADA [2].

Методология автоматизированного анализа и контроля целостности ППО объектов КИИ состоит из двух основных процессов:

1) Предварительный контроль целостности для исключения человеческого фактора на этапе создания первичной конфигурации технологического объекта в базе данных СДКУ. Реализуется путем применения моделей генеративного метода для создания текста, который описывает конфигурацию вновь добавляемого в СДКУ технологического объекта.

2) Периодический контроль целостности ППО объектов КИИ. Осуществляемый на регулярной основе для всего массива сконфигурированных объектов ППО. Целью данного процесса является своевременное выявление несанкционированных, ошибочных или аномальных изменений в конфигурации, произошедших в ходе эксплуатации или при выполнении регламентных работ.

Предлагаемое решение: Интеграция с экосистемой Hadoop

Предлагаемое решение основано на построении защищенного аналитического контура, взаимодействующего с промышленной сетью на уровне экспорта данных. Процесс обработки данных организован в виде конвейера и включает в себя следующие ключевые этапы (рис. 1):

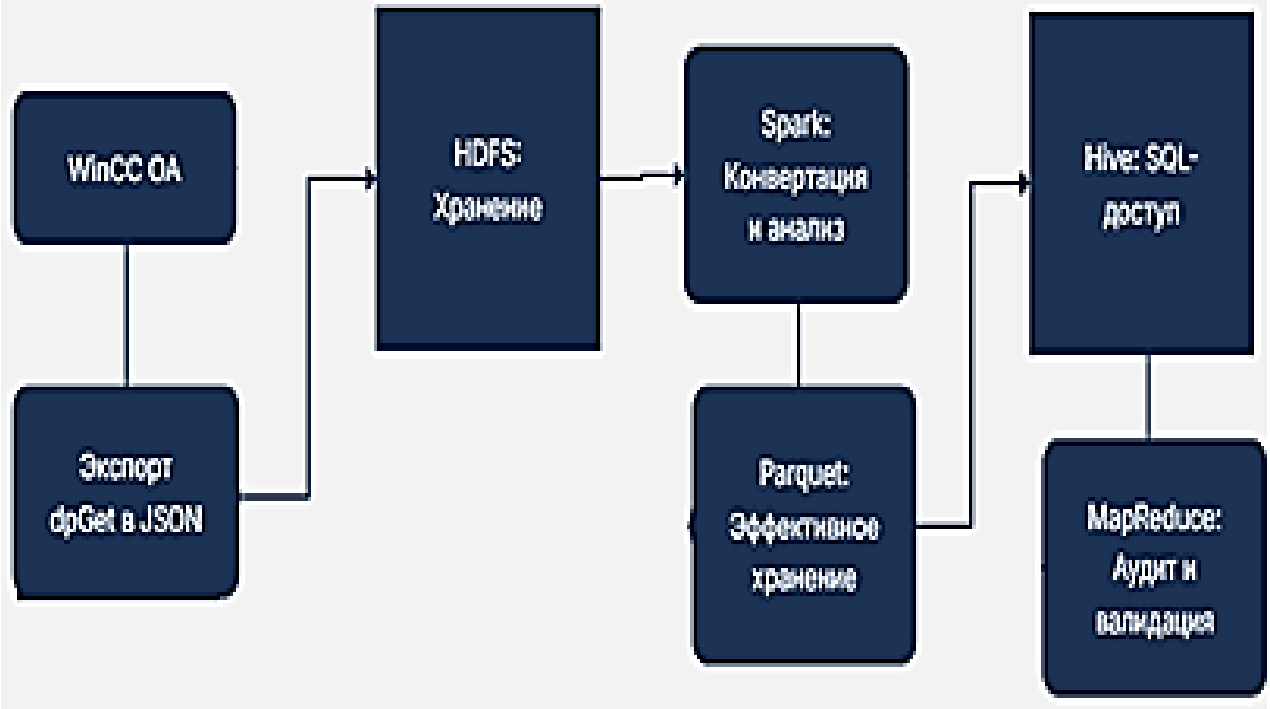


Рисунок 1 – Архитектура системы контроля целостности конфигурации ППО на базе экосистемы Hadoop

Этап 1: На стороне сервера WinCC OA реализуется регламентный механизм (например, с использованием встроенного языка CTRL или внешнего скрипта), выполняющий периодический снепшот (снимок) состояния базы данных конфигурации. Экспорту подлежат все значимые атрибуты точек данных (DataPoints), включая их иерархическую структуру, типы данных (_DPT), параметры архивирования, алармы и права доступа.

В качестве формата данных обоснованно выбран JSON (JavaScript Object Notation). Его гибкая, иерархическая структура позволяет без потерь и избыточных преобразований отобразить древовидную структуру базы данных WinCC OA, что невозможно сделать в рамках строгой реляционной модели без предварительной нормализации.

Этап 2: Обработка и хранение. Экспортированные JSON-файлы передаются в распределенное хранилище HDFS (Hadoop Distributed File System), которое служит основой для дальнейшей обработки. Для обеспечения эффективного анализа данных большого объема (Big Data) применяются следующие компоненты экосистемы.

1. Apache Parquet: Оптимизация хранения

JSON-файлы конвертируются в формат Apache Parquet.

Обоснование: Parquet использует колоночное (столбцовое) хранение. Конфигурация SCADA характеризуется тем, что инженеру часто нужно проверить один параметр у тысяч объектов. Parquet позволяет считывать только нужную колонку, не поднимая весь массив данных, что ускоряет аналитические запросы в 10 раз по сравнению с построчным чтением JSON/CSV. Это критично для быстрого сравнения версий конфигураций (рис. 2).

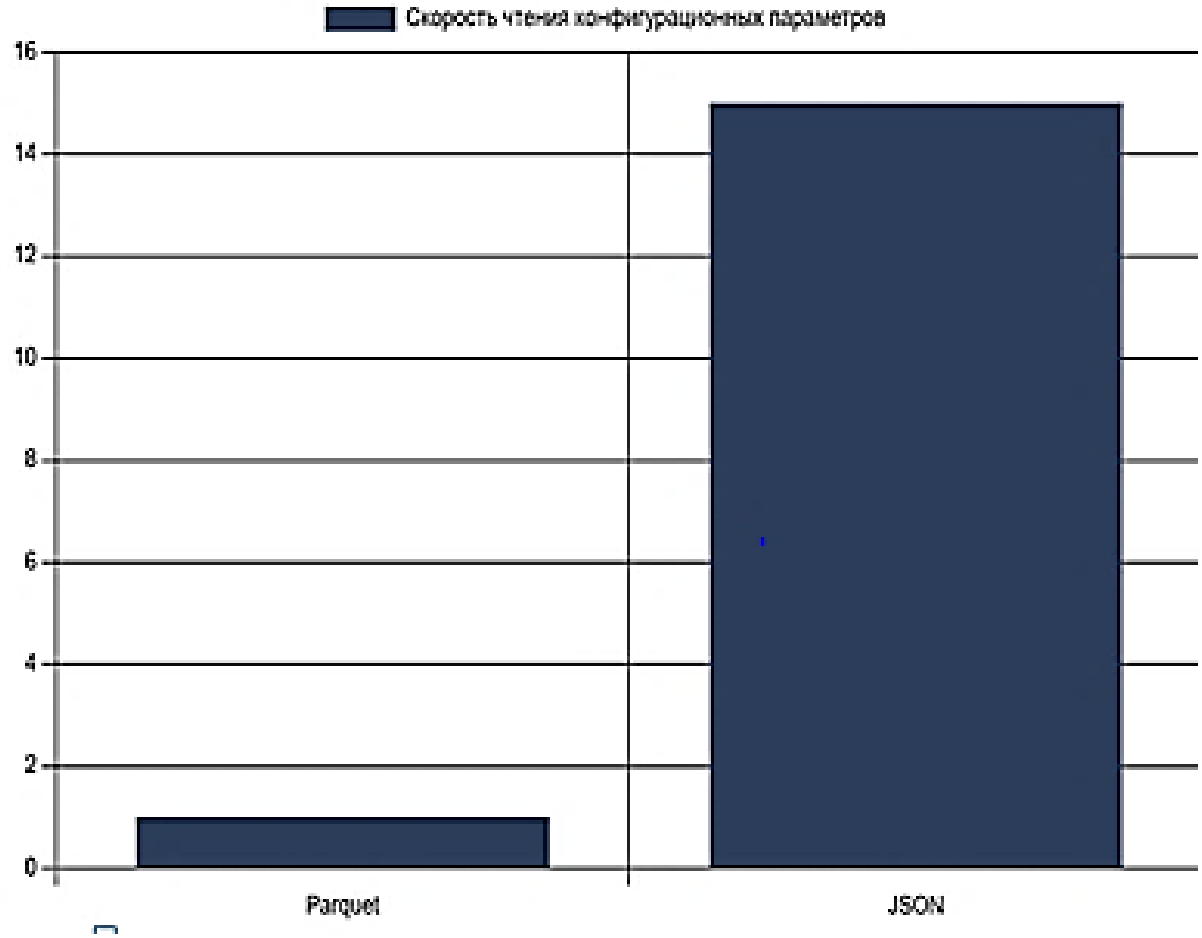


Рисунок 2 – Сравнение времени чтения конфигурационных параметров при использовании форматов Parquet и JSON

2. Apache Spark: Интеллектуальная обработка и контроль

Apache Spark используется как основной движок для обработки данных в оперативной памяти (In-Memory Computing).

Функции:

Сравнение срезов: Spark загружает текущий Parquet-файл и «эталонный» файл (проверенная конфигурация). За доли секунды вычисляется diff (разница), выявляя все изменения.

Машинное обучение (MLlib): Применение алгоритмов кластеризации для анализа шаблонов конфигураций. Spark может выявить аномалию. В WinCC OA это пропустить легко, Spark ML выявит это автоматически как выброс.

Защита: Настройка жестких правил валидации для значимых объектов. Если Spark обнаруживает изменение в критическом DP, он генерирует алерт.

3. Apache Hive: Интерфейс для инженеров

Для обеспечения доступа к данным конфигурации инженеров АСУ ТП и специалистов по информационной безопасности, не владеющих языками программирования Java или Python, разворачивается сервис Apache Hive.

Функции: Hive предоставляет SQL-подобный язык запросов (HiveQL), который транслируется в задачи MapReduce или Spark. Это позволяет персоналу выполнять сложные аналитические выборки, формировать отчеты и проверять гипотезы, используя привычный синтаксис SQL, при этом все вычисления производятся над данными, хранящимися в HDFS/Parquet.

Преимущества использования Hive для анализа конфигурационных данных перед штатными средствами WinCC OA наглядно демонстрирует сравнительная таблица (рис. 3).

4. MapReduce: Пакетная фоновая обработка.

Параметр	Apache Hive	WinCC OA
Интерфейс	SQL-подобный	Ограниченный лог
Анализ	Быстрый аудит	Ручной процесс
Обработка	Большие объёмы	Ограниченная масштабируемость
Доступность	Демократизация анализа	Неудобство для инженеров

Рисунок 3 – Сравнительный анализ возможностей Apache Hive и штатных средств WinCC OA для задач аудита конфигураций

Несмотря на наличие Spark, компонент MapReduce используется для регламентных задач, не требующих мгновенного отклика.

Функции:

Генерация регламентных отчетов: Формирование «тяжелых» отчетов по результатам аудита за длительные промежутки времени (месяц, квартал, год). Запуск таких задач в фоновом режиме не отвлекает ресурсы кластера от решения оперативных задач Spark.

Глубокий исторический анализ: Фоновые задачи MapReduce, выполняющие полное сканирование всего архива конфигурационных снепшотов для выявления медленно накапливающихся деградаций или ошибок конфигурации. Надежность MapReduce, гарантирующая обработку данных даже при сбоях отдельных узлов кластера, является здесь ключевым преимуществом. [3].

Архитектура системы контроля

Поток данных выглядит следующим образом:

1. WinCC OA(Экспорт dpGet()) -> JSON файл.
2. HDFS -> Прием сырых данных.
3. Spark -> Чтение JSON -> Конвертация в Parquet.
4. Hive -> Предоставление SQL-доступа к Parquet для персонала.
5. MapReduce -> генерация отчетов и контроль целостности.

Заключение

Предложенная методология и архитектурное решение позволяют эффективно нивелировать недостатки системы хранения WinCC OA в части обеспечения целостности и контроля конфигураций ППО. Использование компонентов экосистемы Hadoop обеспечивает синергетический эффект: высокоскоростное детектирование массовых и целевых изменений с помощью Apache Spark, демократизацию доступа к данным конфигурации для технического персонала через Apache Hive, оптимизацию хранения и скорости запросов за счет колоночного формата Parquet, и гарантированную надежность при выполнении фоновых пакетных заданий с использованием MapReduce.

Внедрение данного подхода предотвращает отказы систем автоматики, вызванные человеческим фактором, и гарантирует неизменность конфигураций критически важных объектов, обеспечивая высокий уровень надежности технологического процесса.

Библиографический список:

1. Siemens AG. SIMATIC WinCC Open Architecture: System Overview. – Nuremberg: Siemens Industry Sector, 2022. – (Официальная документация по архитектуре WinCC OA).
2. Приказ ФСТЭК России от 25.12.2017 № 239 (ред. от 28.08.2024) «Об утверждении Требований по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации» (Зарегистрирован в Минюсте России 26.03.2018 № 50524).
3. Dean J., Ghemawat S. MapReduce: Simplified Data Processing on Large Clusters // Communications of the ACM. – 2008. – Vol. 51, № 1. – P. 107–113. (Фундаментальная статья создателей технологии MapReduce).

УДК 620.193.4

Оценка коррозии углеродистой стали методом компьютерного анализа изображений

Хачиниколаев В. В.[1], Гусева М. С.[2], Петроченко И. О.[3]

1, 2 - Санкт-Петербургский Горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург, Россия,

3 - Полоцкий государственный университет имени Евфросинии Полоцкой, г. Новополоцк, Беларусь

Аннотация. В статье представлен метод неразрушающего контроля коррозии углеродистой стали, основанный на автоматизированном анализе изображений с использованием оригинального программного обеспечения. Метод позволяет в 2500 раз повысить точность определения площади повреждений по сравнению с традиционными способами (гравиметрия, визуальная оценка по сетке).

Ключевые слова: коррозия углеродистой стали, неразрушающий контроль, компьютерный анализ изображений, сероводородная коррозия, нефтегазовая отрасль.

Сероводородная коррозия углеродистой стали является одной из ключевых проблем нефтегазовой отрасли, ведущей к значительным экономическим потерям и рискам эксплуатации оборудования. Традиционные методы оценки коррозии (гравиметрия, визуальная оценка по сетке) требуют изъятия образцов, не позволяют отслеживать динамику процесса в реальном времени и характеризуются субъективной погрешностью [1].

Таким образом, актуальной задачей является разработка методов неразрушающего контроля, сочетающих объективность и количественную точность гравиметрии с возможностями визуального анализа для мониторинга динамики процесса, так как одновременно с решением технологических задач необходимо учитывать экологические аспекты применения реагентов для борьбы с коррозией [2].

В данной работе предложен и апробирован метод неразрушающего контроля, основанный на автоматизированном анализе изображений, что позволяет в 2500 раз повысить точность определения площади повреждений. Данный программный продукт запатентован.

В качестве объекта исследований использовались пластины из углеродистой стали марки Ст3. Подготовка образцов включала механическую обработку (шлифование до Ra = 0,4–0,6 мкм), обезжиривание ацетоном и этанолом, промывку, сушку и точное взвешивание на аналитических весах.

Коррозионная среда состояла из н-гептана с добавлением сероводорода до концентрации 600 ppm, что моделирует условия газового конденсата. Эксперимент проводился в высокотемпературном режиме (200–230 °C) для стали Ст3, меди и латуни в течение 90 минут.

Для подтверждения работоспособности программы при разной степени коррозионных повреждений были проведены испытания на трёх типах образцов:

1) металл, не подвергавшийся коррозии (контрольный);

2) металл, выдержанный в коррозионной среде с добавлением промышленного ингибитора коррозии «Додиген»;

3) металл, выдержанный в коррозионной среде без ингибитора.

Визуальный контроль осуществляли с помощью цифровой камеры, проводя периодическую фотофиксацию через стенку реакционной колбы. Параллельно для верификации применялся гравиметрический метод по ГОСТ 9.506-87 [3].

Анализ полученных серий фотографий проводился с помощью оригинального программного обеспечения на Python. Метод заменяет классический подход с миллиметровой сеткой и включает следующие этапы:

1. Каждое изображение конвертируется в цветовое пространство sRGB и представляется в виде массива пикселей.

2. Для выделения ключевых цветовых зон, соответствующих разным стадиям коррозии, применяется алгоритм K-means. Цветовая палитра каждого снимка сокращается до 5 кластеров, что достаточно для описания фаз повреждения и оптимизирует вычисления.

3. На основе цветов кластеров, соответствующих минимальному и максимальному повреждению, строится непрерывная 30-уровневая цветовая шкала. Каждому уровню присваивается весовой коэффициент (W_i), отражающий степень коррозии.

4. Для каждого кластера вычисляется площадь (S_i) как доля принадлежащих ему пикселей.

Интегральная оценка степени коррозии формируется как средневзвешенная сумма площадей всех зон:

$$C = \sum_{1}^{i} (S_i * (W_i - 1)/29) \quad (1)$$

где S_i – площадь i-й зоны, W_i – её вес, определяемый по цветовому соответствию.

Полученные значения C для каждого временного шага позволяют построить динамический график относительного повреждения поверхности, отражающий развитие коррозии в ходе эксперимента.

Для дополнительной верификации степени коррозионного разрушения был использован гравиметрический метод. Этот подход обеспечивает объективную количественную оценку, дополняющую результаты визуального и цветового анализа.

Основой расчёта является изменение массы образца в результате коррозионного воздействия. Перед началом эксперимента и после его завершения проводится точное взвешивание пластин. Разница масс ($m_1 – m_2$) пересчитывается с учётом площади поверхности образца (S) и продолжительности экспозиции (τ), что позволяет определить среднюю скорость коррозии по формуле:

$$V_k = \frac{m_1 - m_2}{S \cdot \tau}, \quad (2)$$

где m_1 и m_2 – масса до и после испытаний (г), S – площадь (м^2), τ – время (ч).

Полученные значения интегрируются с данными качественного анализа через взвешивание по времени: для каждой фиксации (i) рассчитывается относительная интенсивность повреждения с использованием формулы:

$$V_i = \frac{C_i}{C_{90}} * V_k, \quad (3)$$

где C_i – степень поражения на i-м временном шаге, C_{90} – значение на 90-й минуте (эталон), V_k – скорость коррозии по ГОСТ.

Такая комбинация методов обеспечивает комплексную оценку как кинетики, так и пространственного распределения коррозии.

Наиболее показательные результаты апробации метода для углеродистой стали Ст3 в высокотемпературных условиях представлены на рисунке 1.

а) чистый металл;

Vi= 0 г/(м²·ч),

б) с ингибитором «Додиген»;

V_i = 0,0117 г/(м²·ч),

в) без ингибитора;

V_i = 0,0133 г/(м²·ч)

Рисунок 1 – Внешний вид образцов стали Ст3 и рассчитанная относительная интенсивность повреждения

Важным результатом апробации является подтверждение универсальности метода. Алгоритм, изначально разработанный для стали Ст3, был успешно адаптирован для анализа коррозии меди и латуни. Несмотря на разную природу и цвет продуктов коррозии, процедура кластеризации и сопоставления с эталонной шкалой осталась релевантной, что доказывает широкие возможности её применения (рис.2).

а) медь без ингибитора;
Vi= 0,167 г/(м²·ч)

б) латунь без ингибитора;
V_i = 0,0014 г/(м²·ч)

Рисунок 2 – Внешний вид образцов других металлов и рассчитанная относительная интенсивность повреждения

Комплексная экспериментальная апробация метода подтвердила его высокую эффективность и универсальность. Метод успешно применялся для мониторинга кинетики коррозии не только углеродистой стали Ст3 в условиях, имитирующих высокотемпературный газовый конденсат, но и для испытаний меди и латуни. Кроме того, метод доказал свою пригодность для сравнительной количественной оценки эффективности коммерческих ингибиторов коррозии, позволяя четко дифференцировать их защитное действие.

Таким образом, разработанный метод представляет собой современный, воспроизводимый и высокоточный инструмент для решения актуальных проблем коррозии нефтегазовой отрасли. Он открывает перспективы для перехода от эпизодического лабораторного контроля к динамическому мониторингу коррозионного состояния оборудования в реальном времени, а также для значительного ускорения и оптимизации процесса скрининга и отбора новых эффективных ингибиторов коррозии. Внедрение подобных цифровых решений способно минимизировать экономические потери и повысить эксплуатационную безопасность объектов, подверженных сероводородной коррозии.

Библиографический список:

1. ГОСТ 9.311–2021. Единая система защиты от коррозии и старения. Методы испытаний на коррозию и старение. Методы оценки коррозионных повреждений металлических покрытий. Москва: Стандартинформ, 2021. 24 с.
2. Лукиянчук С. С., Гусева М. С., Хачиниколаев В. В., Перина А. И. Оценка экологической опасности и биотоксичности нефтепродуктов и ингибитора коррозии в условиях моделирования загрязнения почвы // Донецкие чтения – 2025: образование, наука, инновации, культура и вызовы современности : материалы X Международной научной конференции, посвящённой 60-летию создания Донецкого научного центра (Донецк, 5–7 ноября 2025 г.). – Т. 3 : Биологические, химические, медицинские науки и экология / под общ. ред. проф. С.В. Беспаловой. – Донецк : Изд-во ДонГУ, 2025. – С. 194-195.
3. ГОСТ 9.506–87. Единая система защиты от коррозии и старения. Методы испытаний на коррозию и старение. Методы испытаний на коррозионную стойкость при воздействии агрессивных сред. Москва: Изд-во стандартов, 1987.

УДК 550.8

Возможности корреляции юрских отложений в тНавигаторе на примере пласта Ю2 месторождения Х

Довгаль А. Е.[1], Белкина В. А.[1], Староселец Д. А.[2], Усманова О. Ю.[2]

1 - Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия;

2 - ООО «ГудГео», г. Тюмень, Россия

Введение.

Начиная с 70-х годов прошлого века, интенсивно развиваются компьютерные технологии интерпретации геологических и сейсмических данных и решения геологических задач на их основе. Тем не менее до сих пор остаются не автоматизированными целый ряд этапов интерпретации и примером тому является этап корреляции разрезов скважин. Важность этого этапа трудно переоценить, так как точность его результатов обуславливает точность всех геологических моделей. Это в конечном итоге предопределяет адекватность решения геологических задач. В силу уникальности геологического строения каждого объекта уровень сложности корреляции на каждом месторождении свой, он зависит как от сложности геологического разреза, выдержанности реперов, пластов и их однородности, качества исходных данных, так и от количества скважин и времени, которое выделяется на данный объём работ.

Корреляция занимает большой объем времени, поэтому автоматизация ее позволит значительно упростить и ускорить эту процедуру. Представляется, что в ближайшее время, не удастся полностью автоматизировать корреляцию, т. е. она будет оставаться интерактивной. Геолог должен будет анализировать результаты машинной корреляции, сопоставлять их с его представлениями и существующими гипотезами о геологическом строении объекта. Результаты такого анализа позволят уточнить области изменения и тренды входных параметров. Сказанное означает, что процесс корреляции на сложно и очень сложно построенных месторождениях будет итерационным. Одним из современных и быстро развивающихся автоматизированных программных комплексов (ПК) является «тНавигатор», который еще недостаточно опробован в этом направлении.

Теоретические основы автоматизированной корреляции

Процедура корреляции является исключительно трудоемкой даже при простой попластовой корреляции, когда прослеживаются стратиграфические границы продуктивных пластов без изучения их внутренней структуры. Еще более сложной является задача автоматизации процесса детальной корреляции разрезов ГИС: особенно на месторождениях, характеризующихся сложным строением и вскрытых сотнями и тысячами скважин [1].

Автоматическая корреляция в сильной степени основана на подобии интервалов диаграмм ГИС, которое выявляется функцией взаимной корреляции. Процедуре корреляции разрезов скважин всегда должна предшествовать предварительная обработка диаграмм, к числу которых относятся: обоснование наиболее информативных видов каротажных диаграмм; предварительная обработка диаграмм ГИС, включающая нормировку, линейную и нелинейную фильтрацию, приведение к единому масштабу; выбор и обоснование способов разбиения каротажа скважин на интервалы; выявление и учет изменчивости диаграмм ГИС, обусловленных геологическими и технологическими факторами [1].

Программы автоматической корреляции разрезов скважин должны учитывать изменчивость диаграмм ГИС в интервалах разреза, что позволит обеспечить устойчивость алгоритма автоматической корреляции к такого рода изменениям. Этот процесс является по сути алгоритмом распознавания образов. Алгоритм такого распознавания должен быть устойчив к следующим факторам: изменению общей толщины, литологическим замещениям разного рода, локальным интервалам с отсутствием каротажа [1].

Алгоритм автокорреляции в программном комплексе тНавигатор

Анализ возможностей автоматизированной корреляции в ПК тНавигатор выполнен для континентальных отложений, характеризующихся заметной изменчивостью общих и эффективных толщин и коэффициента песчанистости.

Исследование проведено для одного из месторождений Западной Сибири. Месторождение Х является сложным из-за литолого-фациальной изменчивости, наличия зон выклинивания пород-коллекторов и разломов.

Для тестирования ПК взят пласт Ю2, который по ряду признаков разделен на два продуктивных пласта Ю2/1 и Ю2/2. Пласты Ю2/1 и Ю2/2 разделены глинистой перемычкой.

В региональном масштабе горизонт Ю2, залегающий в кровле тюменской свиты, уверенно выделяется по каротажным характеристикам. Верхняя граница горизонта проводится по подошве вышезалегающей васюганской свиты, где выделяется маломощный (0,5–1,5 м) базальный пласт Ю2/0, к которому приурочен так называемый индукционный репер с характерной высокой удельной электропроводимостью, обусловленной концентрацией железосодержащих аутигенных минералов.

Таким образом, самая верхняя часть верхнетюменской подсвиты, ограниченная сверху подошвой пласта Ю2/0, а снизу - кровлей пачки У2, рассматривается как горизонт Ю2, в составе которого, в свою очередь, выделены три продуктивных алевритопесчаных пласта, индексируемых Ю2/1, Ю2/2 и Ю2/3. Толщина горизонта изменяется от 0 м на выступах доюрского основания до 46 м в наиболее погруженной северо-восточной части исследуемой территории (рис. 1).

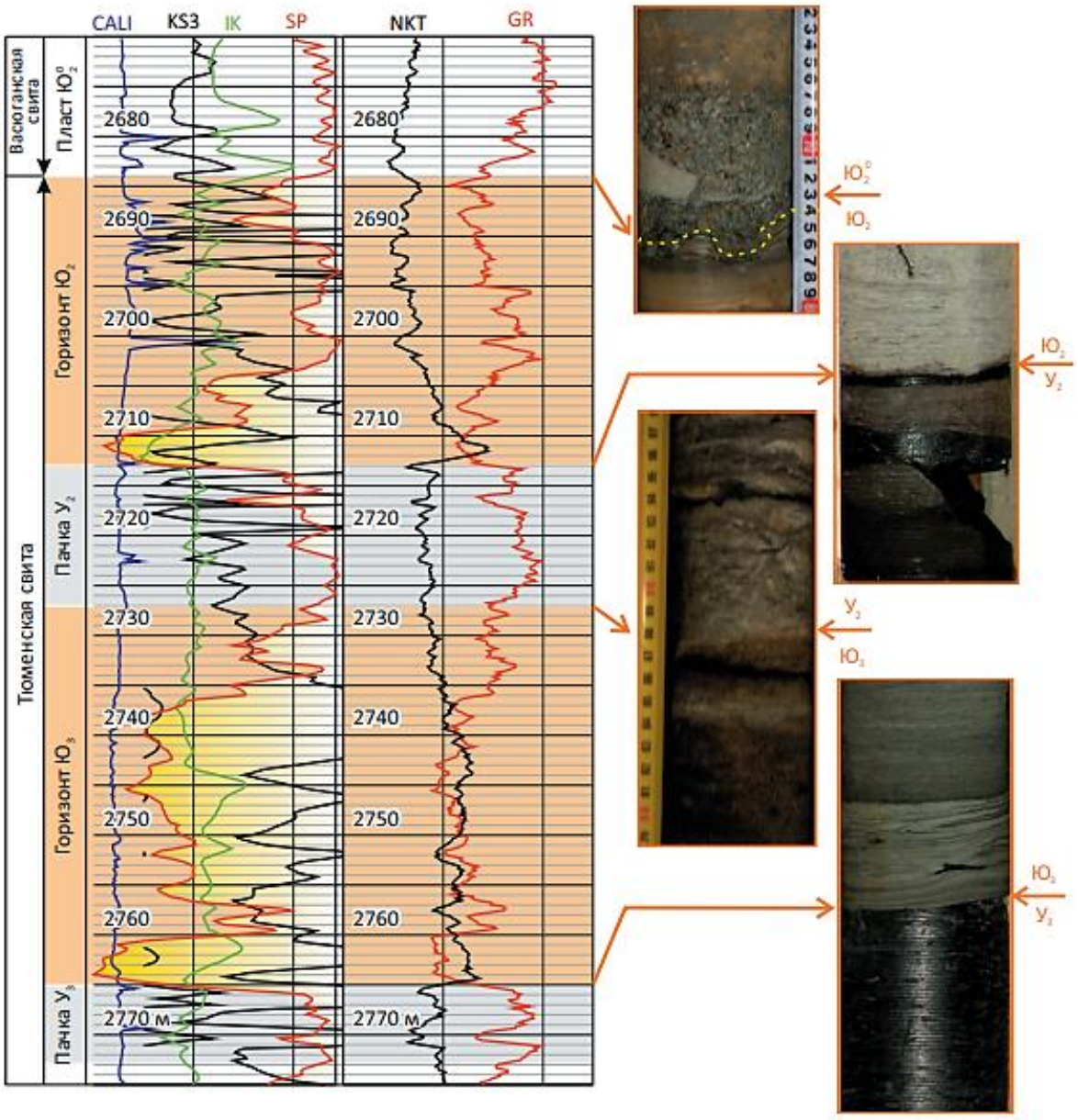


Рисунок 1 – Выделение горизонта Ю2 по керну и материалам ГИС [Мурычева А. В., 2023 г.]

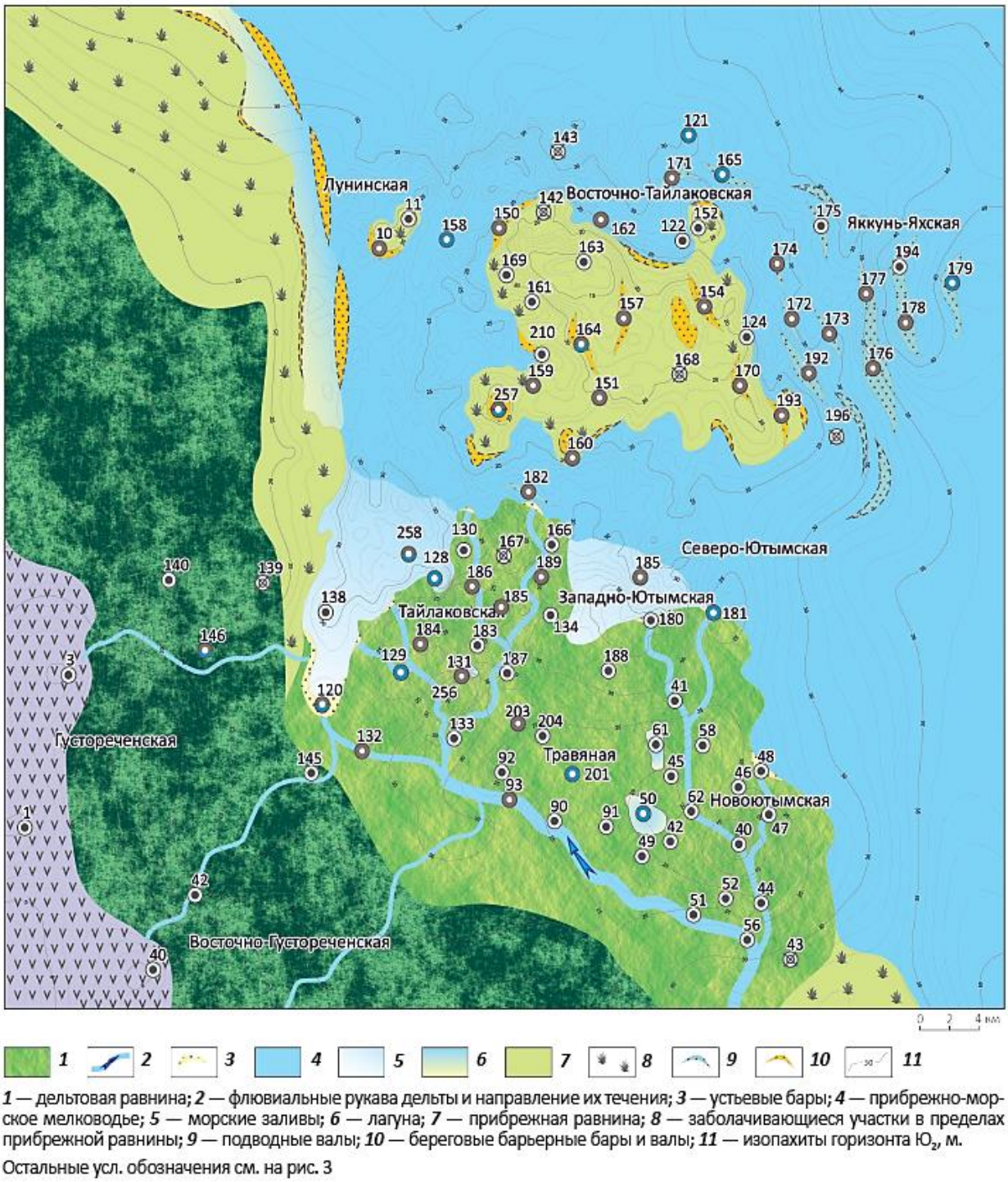
В среднебатское время, в период формирования нижней части горизонта Ю2 (пласт Ю2/2), существовал континентальный режим осадконакопления. Затем происходило изменение палеорельефа территории исследования. В восточной части сформировалась линейно вытянутая возвышенность, которая простиралась с юга на север. Образуя водораздел, эта возвышенность отделила речную долину от долины с системой русел, развитой в пределах площади (рис. 2).

Уклон рельефа в северном направлении был небольшим, что способствовало значительному меандрированию речных русел. Алеврито-песчаные отложения меандровых кос в разрезах имеют мощность 4–5 м, в единичных случаях – до 10 м, иногда они нефтенасыщены. Нередко можно наблюдать постепенную смену русловых отложений углисто-глинистыми породами, фиксирующими этап отмирания и заболачивания русла (старицы). На остальной части территории существовали обстановки периодически заболачивающихся пойменных равнин и небольших озер.

1 — изопахиты горизонта $Ю_2$, м.
Остальные усл. обозначения см. на рис. 3

Рисунок 2 – Палеогеграфическая схема на время формирования нижней части горизонта Ю2 [2]

В позднем бате, во время формирования верхней части горизонта Ю2 (пласт Ю2/1), ландшафт территории исследования значительно изменился. Это было обусловлено наступлением с севера мелкого моря и затоплением наиболее прогнутых северной и восточной частей исследуемой территории. На значительной площади преобладали обстановки переходного и морского осадконакопления (рис. 3.).

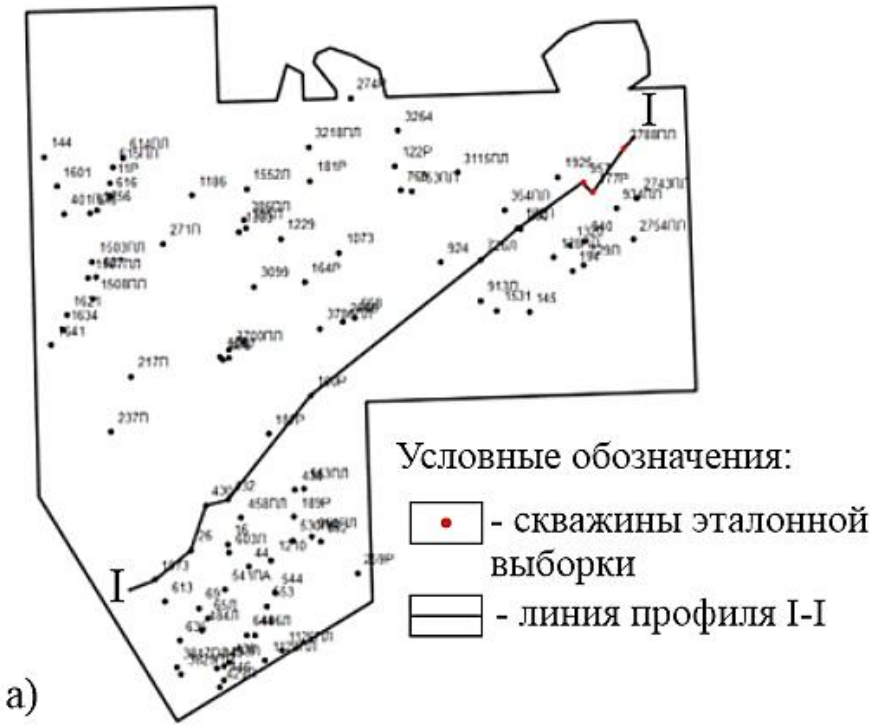


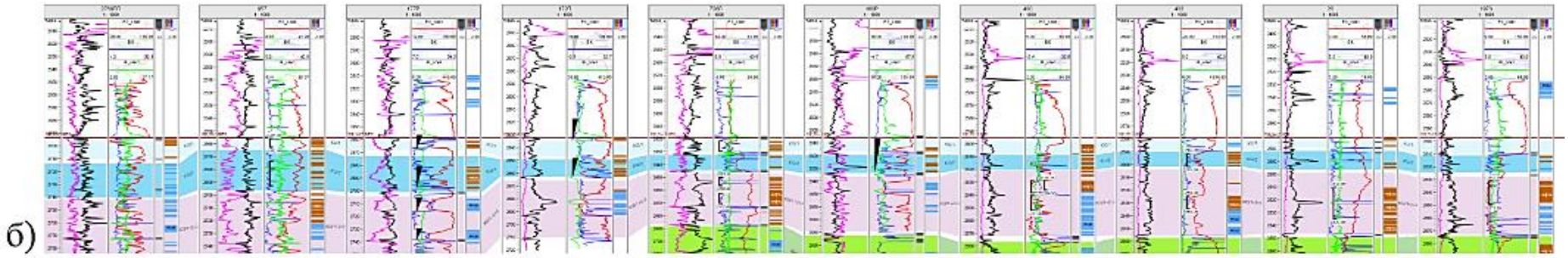
1 — дельтовая равнина; ***2*** — флювиальные рукава дельты и направление их течения; ***3*** — устьевые бары; ***4*** — прибрежно-морское мелководье; ***5*** — морские заливы; ***6*** — лагуна; ***7*** — прибрежная равнина; ***8*** — заболачивающиеся участки в пределах прибрежной равнины; ***9*** — подводные валы; ***10*** — береговые барьерные бары и валы; ***11*** — изопахиты горизонта $Ю_2$, м.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 3

Рисунок 3 – Палеогеографическая схема формирования верхней части горизонта Ю2 [2]

Значительную южную часть исследуемой территории занимала дельтовая равнина, в пределах которой в межрусловом пространстве, в субобстановках маршей, внутридельтовых и окраинных заливов, имевших связь с морем, накапливались преимущественно алевритоглинистые, участками углистые осадки. В отложениях нередко развиты аутигенные пирит и сидерит, отмечаются следы жизнедеятельности донных организмов и остатки солоновато-водной фауны.





а – расположение скважин для эксперимента по подбору весовых коэффициентов;
б – результаты проведенного теста
Рисунок 4 – Результаты автокорреляции на эталонных и тестовых скважинах

Изучением строения юрских отложений в данном регионе занимались такие геологи, как Казаненков В. А., Афанасенков А. П., Шиманский В. В. и многие другие.

Критерием правильности проведения автоматизированной корреляции служит ручная корреляция высококвалифицированного геолога – Мурычевой А. В.

Результаты исследований

На первом этапе был проведен ряд экспериментов для обоснования наиболее информативных для корреляции диаграмм ГИС и их весовых коэффициентов. Задача решалась на выборке небольшого объема (10 скважин, 3 из которых являются обучающими, остальные 7 - тестовыми) по простиранию пласта (рис. 4).

Наиболее информативными по результатам тестов являются методы ИК и ГК. Наилучшие результаты получены при весовых коэффициентах 0,65 для метода ИК, 0,15 для метода ГК, 0,1 для метода НКТ и 0,1 для метода БК. Коэффициент успешности равен 1. Это говорит о высокой информативности методов ГИС (ИК и ГК) для корреляции кровли пласта Ю2/1.

На втором этапе проведены тесты по двум профилям вкрест простирания (рис. 5).

Рисунок 5 – Схема расположения обучающих и тестовых скважин

По профилю II-II вкрест простирания коэффициент успешности корреляции равен 0,78 (7 из 9 скважин) (рис. 6). Ошибка в корреляции скважины могла возникнуть из-за нахождения этой скважины в зоне замещения коллектора, различия в геологическом строении. На рис. 6 видно, что в скважине 924 программа прокоррелировала кровлю пласта выше «правильной» границы.

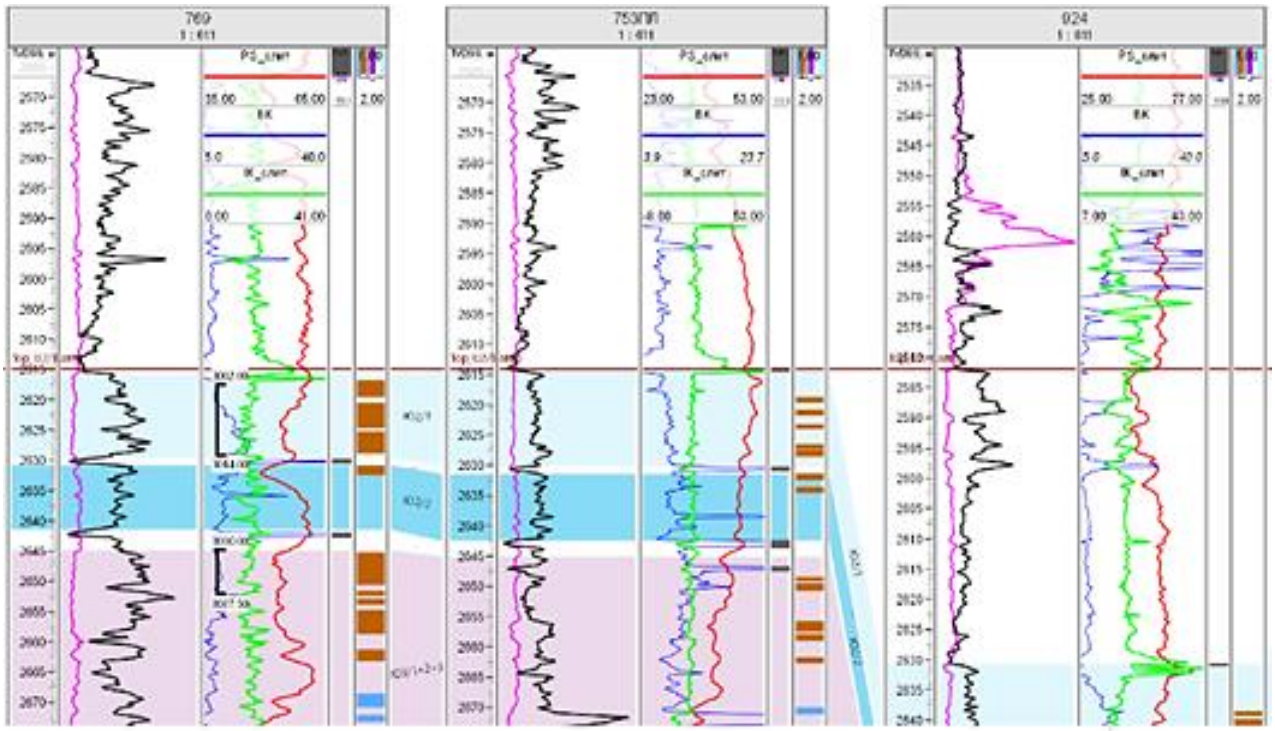


Рисунок 6 – Результаты корреляции по профилю II-II

По профилю III-III коэффициент успешности равен 0,67 (4 из 6 скважин прокоррелированы правильно). По аналогии с автокорреляцией профиля II-II, ошибка в корреляции двух скважин может быть связана с тем, что они находятся в зоне замещения коллектора (рис. 7). В скважинах 541ПА и 496Л кровля пласта прокоррелирована программой ниже «правильной» границы.

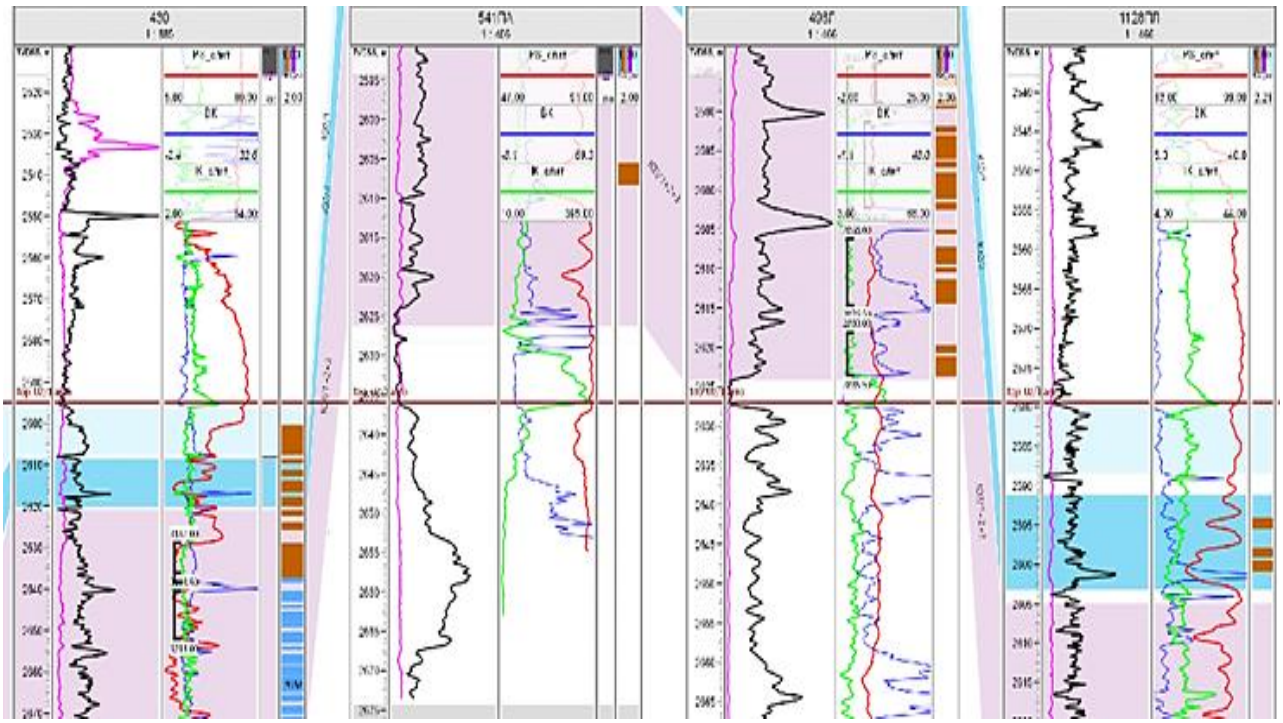


Рисунок 7 – Результаты корреляции по профилю III-III

В «узловых» точках корреляция совпала с корреляцией по профилю I-I, что говорит об устойчивой работе программы. Также стоит отметить, что коэффициент успешности корреляции профиля II-II выше, поскольку скважины этой выборки расположены ближе к скважинам эталонной выборки.

Выводы.

Полученные результаты подтверждают возможность успешного применения автокорреляции для пластов со сложным литологическим строением, которые формируются в континентальных обстановках.

К недостаткам, с нашей точки зрения, на современном этапе стоит отнести небольшое количество параметров, по которым ведется автокорреляция, трудоемкость в обосновании наиболее информативной группы параметров, а также их параметров, например, весовых коэффициентов для отдельных видов ГИС. Проблема в подборе параметров особенно актуальна для месторождений со сложным геологическим строением, так как диаграммы ГИС в целевых интервалах могут значимо отличаться по мере изменения расстояния между скважинами и в разных направлениях. Это говорит о необходимости создания адаптивных алгоритмов корреляции, то есть алгоритмов, которые в процессе работы анализируют изменчивость формы диаграмм и при достаточно заметной изменчивости производят переобучение. Естественно, выборку для переобучения программа формирует уже сама. При накоплении опыта автоматической корреляции этот недостаток скорее всего будет заметно уменьшен. Заметные перспективы, по нашему мнению, связаны также с внедрением в алгоритмы автокорреляции искусственного интеллекта. Он позволит получать множество вариантов корреляции при разных последовательностях корреляции. Наличие большого числа вариантов корреляции будет основой автоматического анализа качества автокорреляции.

Также для геологических параметров, заметно изменяющихся в определенных направлениях, следует заложить в алгоритм возможность задания тренда, например общей или эффективной толщины.

В целом, результаты исследования показали перспективность развития и внедрения автоматизированных технологий корреляции в нефтегазовую геологию.

Библиографический список:

1. Гутман И. С. Моделирование залежей углеводородов. Корреляция разрезов скважин в автоматическом и полуавтоматическом режиме с помощью программы «AutoCorr»/ Гутман И. С., Балабан И. Ю., Кузнецова Г. П., Староверов В. М., SPE-104343, РГУ Нефти и Газа им. И. М. Губкина. 2006.

2. Казаненков В. А., Ян П. А., Вакуленко Л. Г., Попов А. Ю. Палеогеографический контроль нефтеносности малышевского горизонта группы Тайлаковских месторождений (Западная Сибирь) // Геология нефти и газа. 2019. № 3.

УДК 622.279.23:622.276.74

Математическое моделирование работы горизонтальной скважины в условиях образовании песчаной пробки

Коркин С. Ю.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация. Рассматривается задача оценки изменения гидравлических потерь в горизонтальном стволе скважины в условиях образования песчаной пробки, предлагается алгоритм расчета падения давления с учетом изменения площади живого сечения.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, песчаная пробка, математическое моделирование, гидравлические потери.

Образование песчаных пробок является одной из актуальных проблем эксплуатации скважин и приводят к росту гидравлических потерь и снижению продуктивности [1],[2]. Это приводит к увеличению перепада давления между забоем и устьем, росте депрессии необходимой для поддержания дебита или в существенном ограничении пропускной способности ствола. При развитии пробки изменяются режим течения и локальные скорости, что может дополнительно ускорять накопление механических примесей и приводить к прогрессирующему ухудшению условий эксплуатации.

В горизонтальных стволах ситуация усложняется тем, что при наличии притока по длине перфорации давление и расход изменяются вдоль оси x, а локальное перекрытие песком влияет не только на суммарный дебит, но и на распределение притока [3]. На участке с уменьшенным сечением растет скорость потока, возрастают потери на трение, и это отражается на давлении в соседних зонах.

Цель работы – разработка математической модели и алгоритма, которые позволят количественно оценивать влияние геометрии песчаной пробки на профиль давления и дебит газа.

Рассматривается изотермическое течение однофазного газа в горизонтальном стволе длиной L. Для удобства дальнейших расчетов вводится координата x ∈ [0,L] вдоль оси ствола. На участке x ∈ [xs, xe] ствол частично перекрыт песчаной пробкой, что приводит к уменьшению площади живого сечения и изменению гидравлического диаметра. Вне зоны пробки геометрия считается постоянной, а в зоне пробки параметры задаются через степень перекрытия.

В ходе выполнения работы были приняты следующие допущения: течение однофазное, изотермическое; режим работы квазистационарный; влияние гравитации вдоль ствола скважины пренебрежимо; падение давления происходит за счет трения; свойства газа зависят от давления, однако в связи с этим необходимо несколько итерация для уточнения свойств по текущему профилю давления.

При определении геометрии горизонтальный участок ствола скважины разбивается не несколько зон, в каждой зоне определяется текущая геометрия, вычисляется скорость и коэффициент трения, после чего потери давления вдоль ствола суммируются. Это позволяет учитывать влияние пробки именно там, где имеется частичное перекрытие.

Падение давления на трение в сегменте длиной Δx оцениваем по формуле Дарси–Вейсбаха

$$\Delta p_i = \lambda_i \frac{\Delta x}{D_{h,i}} \frac{\rho_i v_i^2}{2}$$

где Δp_i – потери давления, Па;
λ_i – коэффициент гидравлического сопротивления;
Δx – координата вдоль ствола скважины, м;
$D_{h,i}$ – гидравлический диаметр, м;
ρ_i – плотность газа, кг/м^3;
v – средняя скорость потока, м^3/с;
Гидравлический диаметр определяем стандартно

$$D_h = \frac{4A}{P_w}$$

где P_w - смоченный периметр проточной области;
A – площадь живого сечения;
Число Рейнольдса

$$R_i = \frac{\rho_i v_i^2 D_{h,i}}{\mu_i}$$

Для газа в изотермической постановке используем связь плотности с давлением

$$\rho(p) = \frac{pM}{Z(p)R_g T}$$

где M – молярная масса газа;
Z – коэффициент сверхсжимаемости;
R_g – универсальная газовая постоянная;
T – абсолютная температура.

В простейшем варианте Z можно считать постоянным на интервале давления. Однако при заметных перепадах давления, что типично при существенном перекрытии, более корректно уточнять Z(p), а вместе с ним и ρ(p) и μ(p), итерационно: сначала принять приближенный профиль давления, затем пересчитать свойства газа и повторить расчет до сходимости.

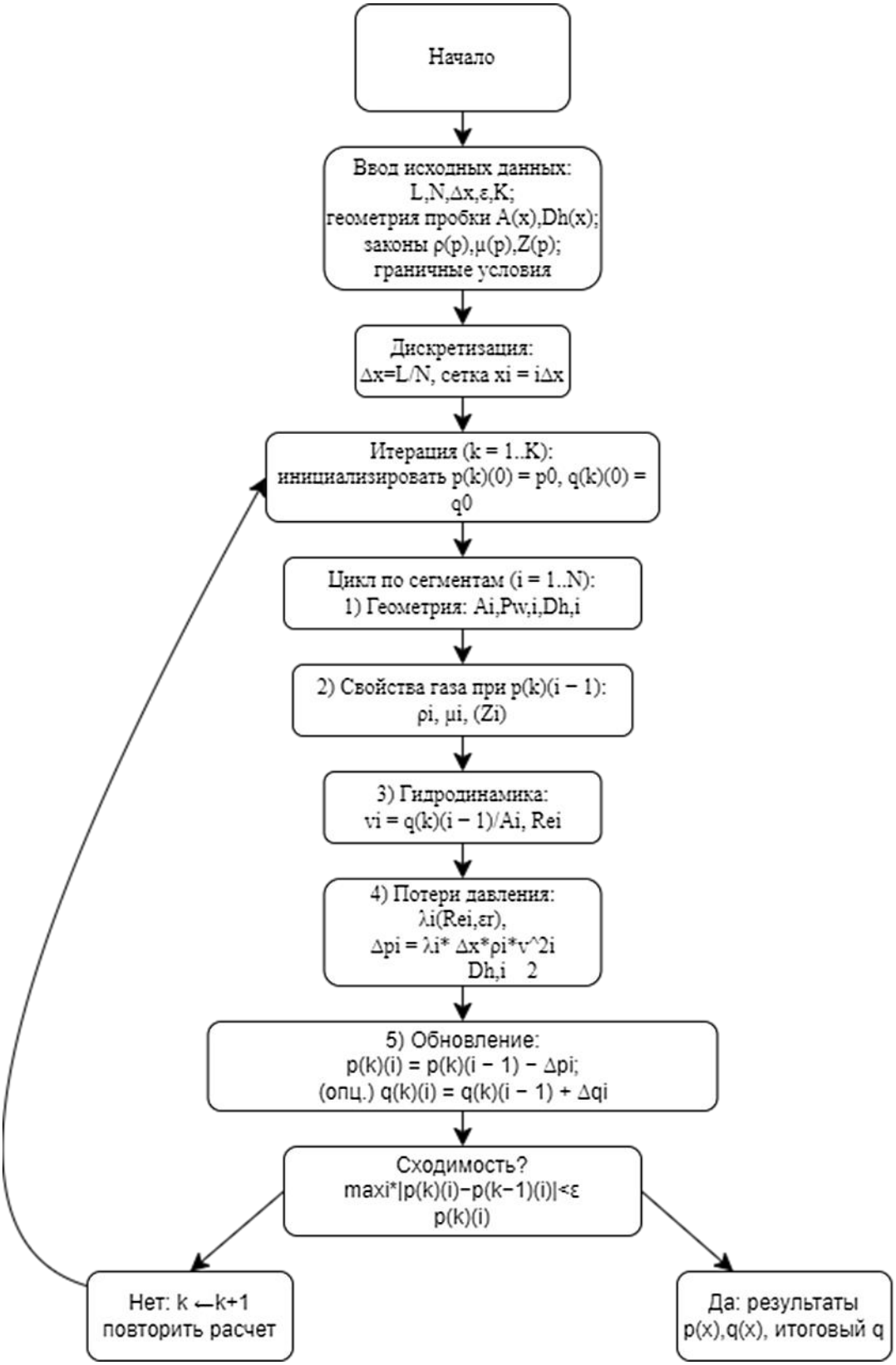


Рисунок 1 – Блок-схема численного алгоритма расчета давления и расхода в горизонтальной скважине с песчаной пробкой

Ствол разбивается на N сегментов длиной Δx = L/N; давление в узлах обозначим pi = p(xi), где xi = iΔx. При заданных граничных условиях (например, p0 и q0) расчет выполняем последовательным проходом по сегментам:

1. по геометрии пробки вычислить Ai, Pw, i, Dh,i;
2. по текущему давлению pi−1 определить ρi, μi (и при необходимости Zi);
3. вычислить vi и Rei, затем λi по выбранной корреляции;
4. найти Δpi по (1) и обновить давление pi = pi−1 −Δpi.

Если учитывается распределенный приток, дополнительно вводится уравнение баланса расхода

$$\frac{dq}{dx} = q_{in}(x)$$

и в дискретном виде $q_i = q_{i-1} + q_{in}(x_i)\Delta x$

Численная процедура реализуется как последовательный пошаговый расчет вдоль оси ствола. Сначала задаются геометрические параметры скважины и пробки (в частности, профиль A(x) и соответствующий Dh(x)), число сегментов N и шаг Δx, а также граничные условия (например, p0 и q0).

Далее выполняется проход по сегментам от x = 0 к x = L. В каждом сегменте по текущему давлению на входе сегмента определяется набор свойств газа (ρ, μ и при необходимости Z), затем вычисляется скорость v = q/A, число Рейнольдса и коэффициент трения λ. После этого рассчитывается падение давления на сегменте и обновляется значение p в следующем узле. Если учитывается распределенный приток, на каждом шаге также обновляется расход q, в соответствии с заданным профилем притока.

Поскольку свойства газа зависят от давления, при заметных перепадах давления расчет может выполняться с итерационным уточнением: после получения первичного профиля p(x) пересчитываются свойства ρ(p), μ(p), Z(p) и процедура прохода повторяется до выполнения критерия сходимости по профилю давления.

Блок-схема алгоритма приведена на рисунке 1.

Критерий сходимости определяется как:

$$max_i \frac{\left|p^{(k)}(i) - p^{(k-1)}(i)\right|}{p^{(k)}(i)} < \varepsilon$$

Далее для иллюстрации влияния геометрии пробки используются параметры, приведенные в таблице 1. Чтобы продемонстрировать влияние пробки на профиль давления, рассмотрим упрощенный сценарий: постоянный расход q = const и постоянный коэффициент трения λ = const. Тогда изменение A в зоне пробки приводит к росту скорости и, следовательно, к увеличению градиента давления. На рисунке 2 представлен график p(x) для двух случаев: без пробки и с пробкой на участке [xs, xe].

Таблица 1 – Параметры скважины для расчетов

Параметр	Обозначение	Значение
Длина ствола	L	1000 м
Число сегментов	N	200
Диаметр ствола	D_0	0,1 м
Площадь сечения без пробки	$A_0 = \pi D_0^2/4$	7,85*10^-3 м^2
Объемный расход	q	0,5 м^3/с
Плотность газа	ρ	40 кг/м^3
Коэффициент трения	λ	0,02
Границы пробки	$x_s - x_e$	400-600 м
Степень перекрытия	$\alpha = A_{plug} - A_0$	0,5

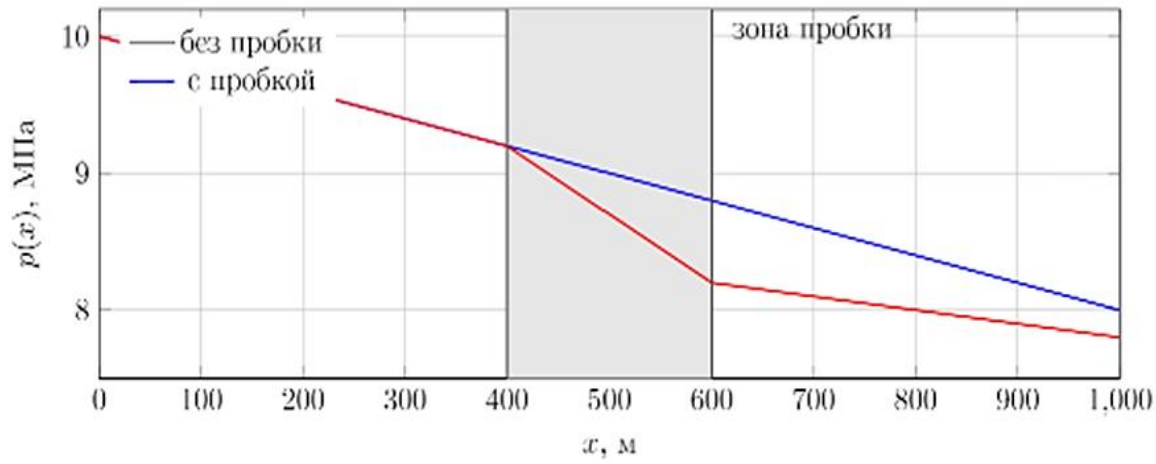


Рисунок 2 – График влияние песчаной пробки на профиль давления p(x)

Для быстрой оценки добавочных потерь давления, связанных с уменьшением площади сечения, в рамках демонстрационного сценария (постоянные q, ρ и λ) удобно рассматривать добавку

$$\Delta p \approx \lambda \frac{l}{D_0}\frac{\rho}{2}\left[\left(\frac{q}{\alpha A_0}\right)^2 - \left(\frac{q}{A_0}\right)^2\right] = \lambda \frac{l}{D_0}\frac{\rho q^2}{2{A_0}^2}\left(\frac{1}{\alpha^2} - 1\right)$$

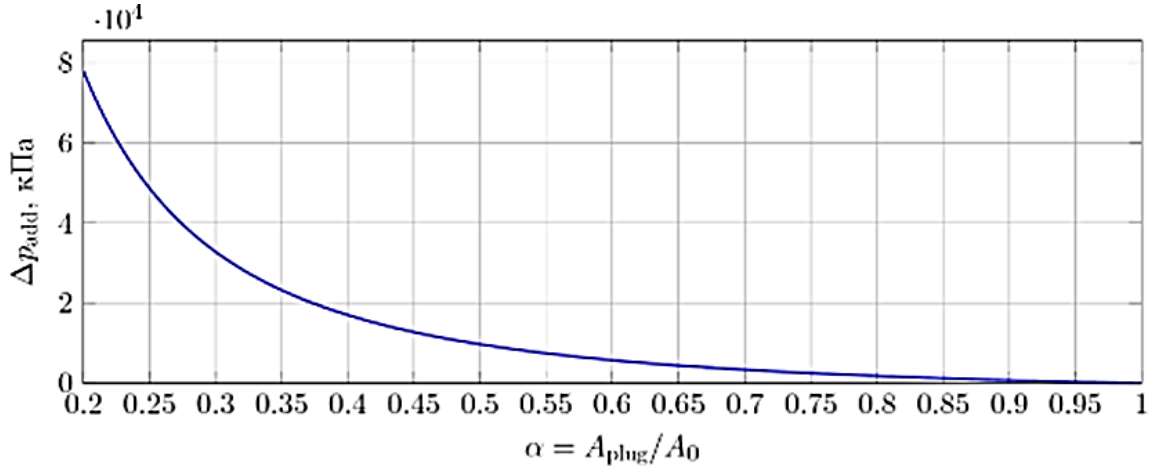


Рисунок 3 – График оценки добавочных потерь давления в зависимости от степени перекрытия при длине пробки 200 м

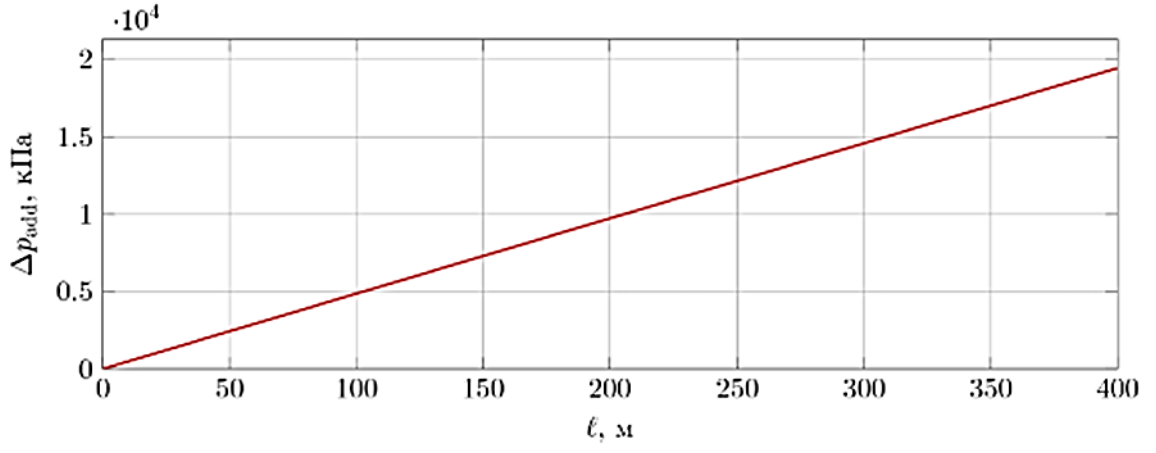


Рисунок 4 – График оценки добавочных потерь давления в зависимости от длины пробки при степени перекрытия 0.5

Качество прогноза определяется корректностью задания геометрии пробки A(x), выбранной корреляции для λ, а также модели термодинамических свойств (ρ, μ, Z). В частности, при высоких перепадах давления необходима итерационная процедура уточнения свойств газа по текущему профилю p(x).

Реализованный алгоритм позволяет оценить влияние песчаной пробки на гидравлические потери в горизонтальном стволе скважины. При уменьшении площади живого сечения в зоне пробки резко возрастает скорость потока, в следствии чего увеличиваются потери на трение и снижаются эксплуатационные показатели. Выполненная работа позволяет сравнить различные сценарии по длине пробки и степени перекрытия, что обеспечит оптимальное принять решения по последующей эксплуатации скважины.

Библиографический список:

1. Анализ причин образования песчаных пробок на забоях газовых скважин / Мамчистова А. И., Варламов В. А.// Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2012. - № 2. - С. 70-74. Текст непосредственный.
2. Определение оптимального режима работы скважины при образовании песчаной пробки/ Петелина Е. А., Мамчистова А. И. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2013. - № 1 - С. 75-79. Текст непосредственный.
3. Оценка притока газа в скважину при наличии песчаной пробки на забое / Насырова Александра Ивановна, Хайруллин Амир Атауллович// Известия вузов. Нефть и газ. - 2017. - № 3.
4. Гидрогазодинамика горизонтальных скважин / Черных В. А. // Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук // Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий. – 2000.

РАССОХИНСКИЕ ЧТЕНИЯ

СЕКЦИЯ 5. СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ И БУРОВОЙ МЕХАНИКИ

УДК 620.179.1

Способ высокоэффективного вихретокового неразрушающего контроля электропроводящих объектов по всему сечению объекта контроля

Горелов И. В.

ООО филиал «Газпром инвест» «Томск», г. Томск, Россия

Аннотация. В статье представлены результаты исследования возможностей усовершенствованного вихретокового метода неразрушающего контроля (НК) для оценки качества сварных соединений. Метод основан на использовании сверхмощных редкоземельных постоянных магнитов, что позволяет преодолеть ограничение традиционного вихретокового контроля, связанное с скин-эффектом. Взаимное перемещение датчика и объекта контроля в постоянном магнитном поле индуцирует вихревые токи по всему сечению изделия, обеспечивая чувствительность к глубинным и сквозным несплошностям. Разработана экспериментальная методика и собран стенд для испытаний на примере сварных соединений медного провода диаметром 6,54 мм. Получены и проанализированы сигналы от образцов, априори отнесенных к «качественным» и «некачественным». Показано, что метод достоверно определяет положение сварного шва и фиксирует статистически значимые различия в амплитудно-временных характеристиках сигнала для разных типов соединений. Сделан вывод о перспективности метода для создания автоматизированных систем сортировки и разработки критериев браковки после проведения корреляционных исследований с другими видами контроля.

Ключевые слова: неразрушающий контроль, вихретоковый метод, постоянные магниты, сварное соединение, скин-эффект, сквозной контроль, медный провод.

Введение.

Повышение надежности и безопасности промышленных изделий невозможно без эффективных методов неразрушающего контроля (НК). Вихретоковый метод получил широкое распространение для обнаружения поверхностных и подповерхностных дефектов в электропроводящих материалах благодаря высокой производительности и бесконтактности [1]. Однако классическая реализация метода, основанная на возбуждении вихревых токов переменным магнитным полем, имеет принципиальный недостаток – скин-эффект, концентрирующий электромагнитную энергию в тонком поверхностном слое проводника [2]. Альтернативой является подход, при котором вихревые токи индуцируются изменением магнитного потока при движении объекта контроля относительно постоянного магнита. Данный принцип позволяет возбуждать вихревые токи по всему объему проводника, открывая путь к созданию систем для сквозного контроля толстостенных изделий [3]. Целью настоящей работы являлось экспериментальное исследование возможностей вихретокового метода на постоянных магнитах для оценки качества сварных соединений медного провода.

Методология и экспериментальная установка.

В основе применяемой технологии лежит использование пассивного вихретокового преобразователя (ВТП), состоящего из сверхмощных редкоземельных постоянных магнитов и высокочувствительных индукционных датчиков. Вихревые токи в объекте контроля наводятся благодаря изменению магнитного потока при взаимном перемещении ВТП и объекта, что устраняет влияние скин-эффекта (рис. 1).

Для исследований использовался комплект оборудования, включающий двухканальный аналоговый блок усиления и фильтрации сигналов с энергопотреблением $\leq 0{,}2$ Вт и специализированные ВТП. Объектами контроля служили образцы медного провода диаметром 6,54 мм со стыковыми сварными соединениями: «некачественные» (3 шт.), «качественные» (3 шт.) и «эталонный» калиброванный образец.

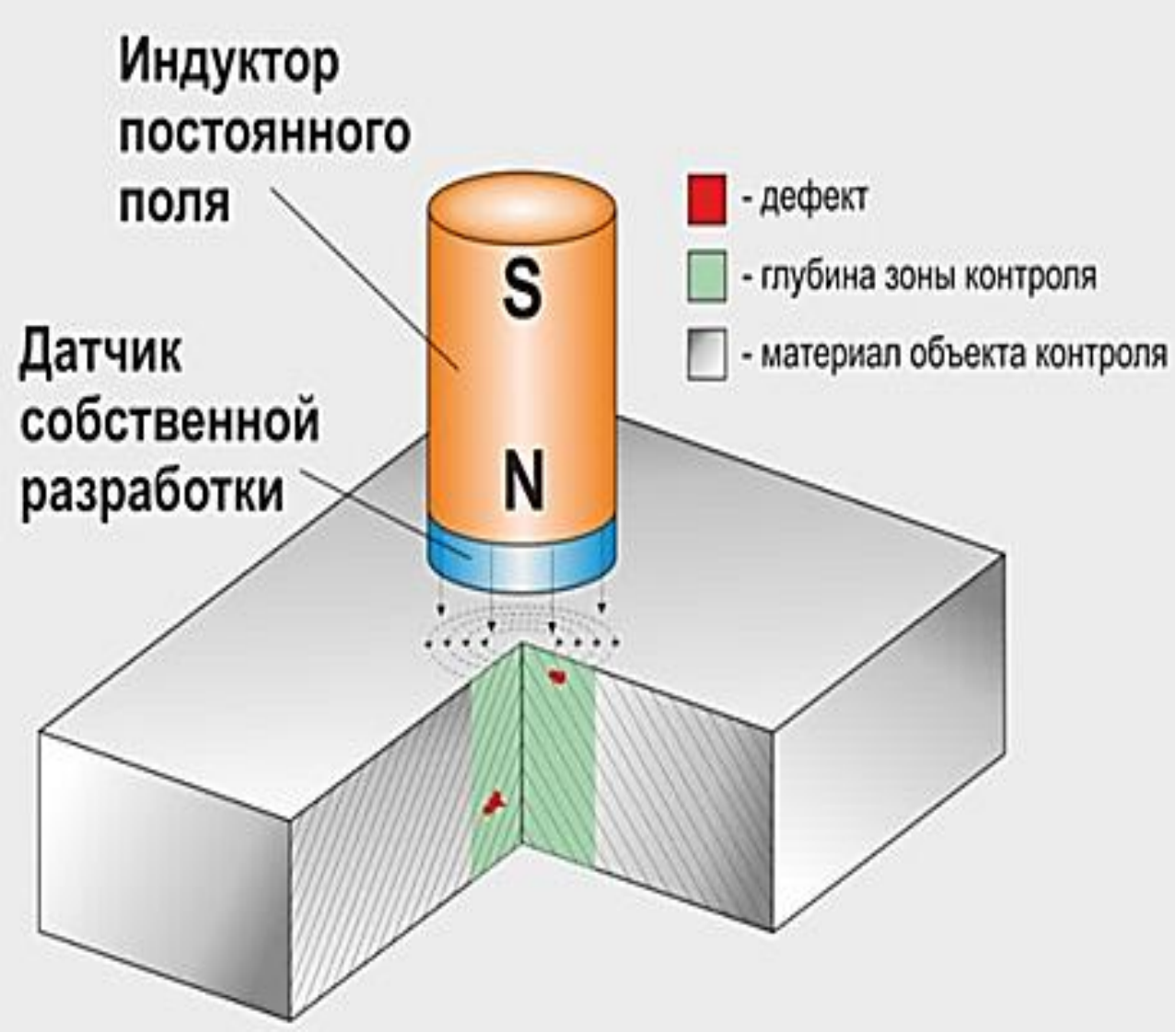


Рисунок 1 – Схема возбуждения вихревых токов при движении объекта относительно постоянного магнита

Для автоматизации процесса контроля был собран стенд, обеспечивающий возвратно-поступательное движение ВТП вдоль оси провода с амплитудой ~40 см. Зазор между ВТП и поверхностью провода составлял 5 мм, частота движения – 6 Гц. Для точной локации шва использовался дополнительный маркер (ферритная пластина).

Результаты и обсуждение.

При контроле «качественных» соединений на регистрируемом сигнале четко фиксировалась периодическая аномалия, соответствующая прохождению ВТП над зоной сварного шва (рис. 2, *а*). Амплитуда и форма сигнала варьировались, что предположительно связано с различной степенью механической несоосности и рельефом поверхности после зачистки.

Сигналы от «некачественных» соединений имели качественные отличия (рис. 2, *б*). Для них характерны более резкие скачки амплитуды и, в некоторых случаях, инверсия фазы сигнала. Эти особенности указывают на существенно иной характер электромагнитного возмущения, вероятно, вызванного наличием внутренних несплошностей.

Сигнал от «эталонного» калиброванного образца оказался минимальным и близким к фоновому уровню. Рентгенографический анализ данного образца показал наличие лишь мелких (60–300 мкм) приповерхностных несплошностей, не оказывающих значительного влияния на сигнал.

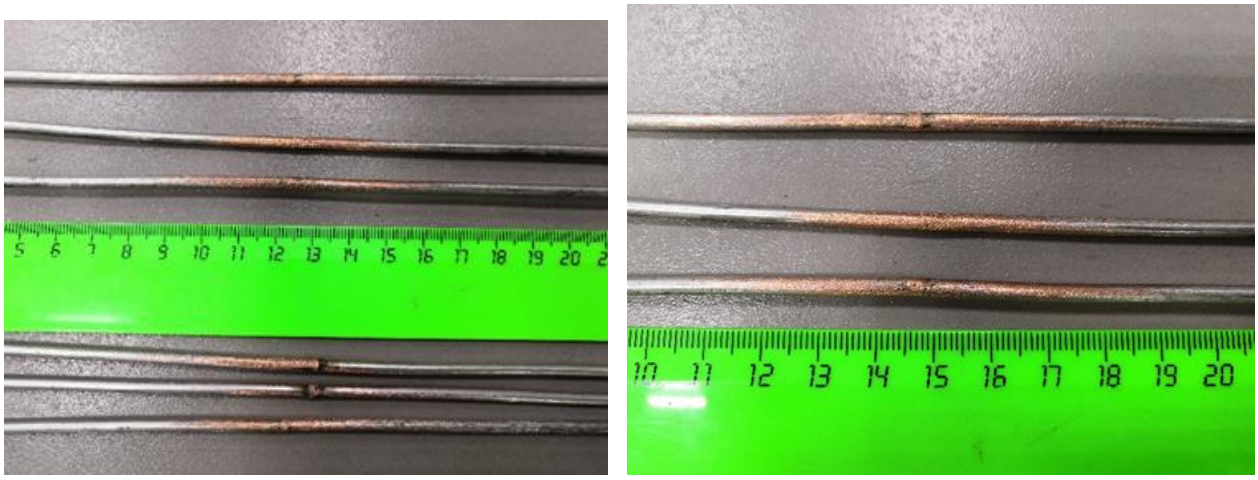


Рисунок 2 – Сигнал при контроле «качественного» (а) и «некачественного» (б) сварного соединения

Сравнительная характеристика методов НК.

Сравнение разработанного метода с основными способами НК представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Сравнение методов неразрушающего контроля

Показатель	Вихретоковый контроль (на постоянных магнитных полях)	Ультразвуковой контроль	Рентгеновский контроль
Применение расходных материалов	Нет	Да	Да*
Вероятность выявления подповерхностных и глубинных несплошностей с малым раскрытием (трещины)	Высокая	Средняя**	Низкая
Дополнительные требования для проведения контроля (подготовка поверхности)	Нет	Тщательная	Нет
Контроль через изоляционные, защитные и лакокрасочные покрытия	Да	Нет	Да
Особые требования по обеспечению безопасности	Нет	Нет	Обязательно

Примечания: * – для цифровых детекторов не требуется; ** – зависит от ориентации дефекта.

Заключение.

Проведенные исследования подтвердили эффективность вихретокового метода НК на постоянных магнитах для задач локации и предварительной оценки сварных соединений. Преодоление скин-эффекта открывает перспективы для контроля глубинных дефектов в толстостенных изделиях.

Эксперименты с медным проводом показали, что метод является перспективным инструментом для разработки автоматизированных систем контроля качества. Установлены статистически значимые различия в характеристиках сигнала между группами образцов. Для установления формальных критериев браковки необходимы дальнейшие исследования с привлечением эталонных образцов и корреляция данных с другими методами НК.

Библиографический список:

1. ГОСТ Р 55611-2013. Контроль неразрушающий вихретоковый. Термины и определения.
2. Воронцов А. В., Петров С. И. Вихретоковый контроль с постоянными магнитами: преодоление скин-эффекта // Дефектоскопия. 2022. № 5. С. 45-52.
3. Технология неразрушающего контроля толстостенных изделий на основе постоянных магнитов / Отчет ИФПМ СО РАН. Томск, 2023 – 45 с.
4. Методы контроля сварных соединений: справочник / Под ред. И. И. Иванова. М.: Машиностроение, 2021 – 320 с.
5. Сравнительный анализ методов НК для трубопроводных систем / Аналитический обзор. Ухта: УГТУ, 2022 – 28 с.

УДК 622.243.134

Динамика бурильной колонны и ее регулирование с применением двухсекционного винтового забойного двигателя биротворного механизма действия

Двойников М. В., Морозов Д. О.

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург, Россия

Аннотация. Увеличение добычи углеводородов предусматривает освоение новых месторождений или доразведку нефтегазоносных провинций, находящихся на поздней стадии разработки. Ввод новых и подтверждение перспективных объектов на эксплуатируемых месторождениях заставляет буровые компании и научные сообщества пересмотреть действующие технико-технологические решения, положенные в основу строительства вертикальных и наклонно-направленных скважин. Это связано с увеличением глубин и горизонтальной удалённости скважин от точки начала бурения. Сложность сооружения таких скважин обусловлена термобарическими условиями, ограничивающими использование существующей линейки химических реагентов и материалов, используемых в буровых и технологических жидкостях, а также геомеханикой горных пород. Следует отметить, что немаловажным аспектом сохранения целостности горных пород, обеспечения качественной промывки и очистки ствола скважины от частиц выбуренной породы (шлама), доведения осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент (ПРИ), является сохранение устойчивости и динамической сбалансированности бурильной колонны (БК) и компоновки низа бурильной колонны (КНБК). Основным критерием оптимизации является снижение аварийности и непроизводительного времени (НПВ) при бурении скважины. Этот факт делает динамическое состояние КНБК и БК в целом одним из ключевых факторов, определяющим эффективность и надёжность строительства скважин с высоким индексом удалённости её забоя от вертикали (Extended Reach Drilling ratio (ERD-ratio)).

Ключевые слова: динамические процессы, stick-slip, whirl, bit-bounce, винтовой забойный двигатель, бурильная колонна, биротворный механизм, буровой раствор, энергетические параметры.

Abstract. Increasing hydrocarbon production requires either the development of new fields or additional exploration within oil and gas provinces that are at a late stage of development. The commissioning of new targets and the confirmation of prospective objects within producing fields compel drilling contractors and the research community to revise existing technical and technological solutions that form the basis for constructing vertical and directional wells. This is driven by increasing well depths and greater horizontal step-out from the surface location. The complexity of drilling such wells is обусловлена high-pressure/high-temperature (HPHT) conditions, which limit the use of the current range of chemical additives and materials employed in drilling and process fluids, as well as by the geomechanical behavior of the formations. An important factor for maintaining formation integrity, ensuring effective circulation, providing high-quality hole cleaning and cuttings removal, and transferring axial load to the bit (weight on bit (WOB)) is preserving the stability and dynamic balance of the drill string (DS) and the bottom-hole assembly (BHA). The primary optimization criterion is reducing incidents and non-productive time (NPT) during well construction. Therefore, the dynamic state of the BHA and the drill string as a whole becomes one of the key factors determining the efficiency and reliability of drilling wells with a high extended reach drilling ratio (ERD ratio).

Keywords: dynamic processes, stick-slip, whirl, bit bounce, positive displacement motor, drill string, bi-rotor mechanism, drilling mud, energy parameters.

Введение. За последние десятилетия накоплен значительный опыт математического моделирования и экспериментального изучения динамики БК. Многочисленными исследователями проведено создание различных моделей как разобщённых, так и связанных осево-крутильно-поперечных динамических процессов. Они показали, что даже элементарные системы проявляют многообразие нелинейных процессов, а также позволяют выявить точки бифуркаций [1]. Вибрации могут изменять свой характер и частично или полностью затухать в зависимости от ряда характеристик как окружающей среды (воздействие со стороны ГП, БР, материала изготовления элементов БК, специальных устройств и др.), так и самого вибрационного процесса (частота, виброускорение, амплитуда). Любые устройства по устранению или возбуждению колебаний в зоне КНБК неизбежно влияют на динамику значительной части БК.

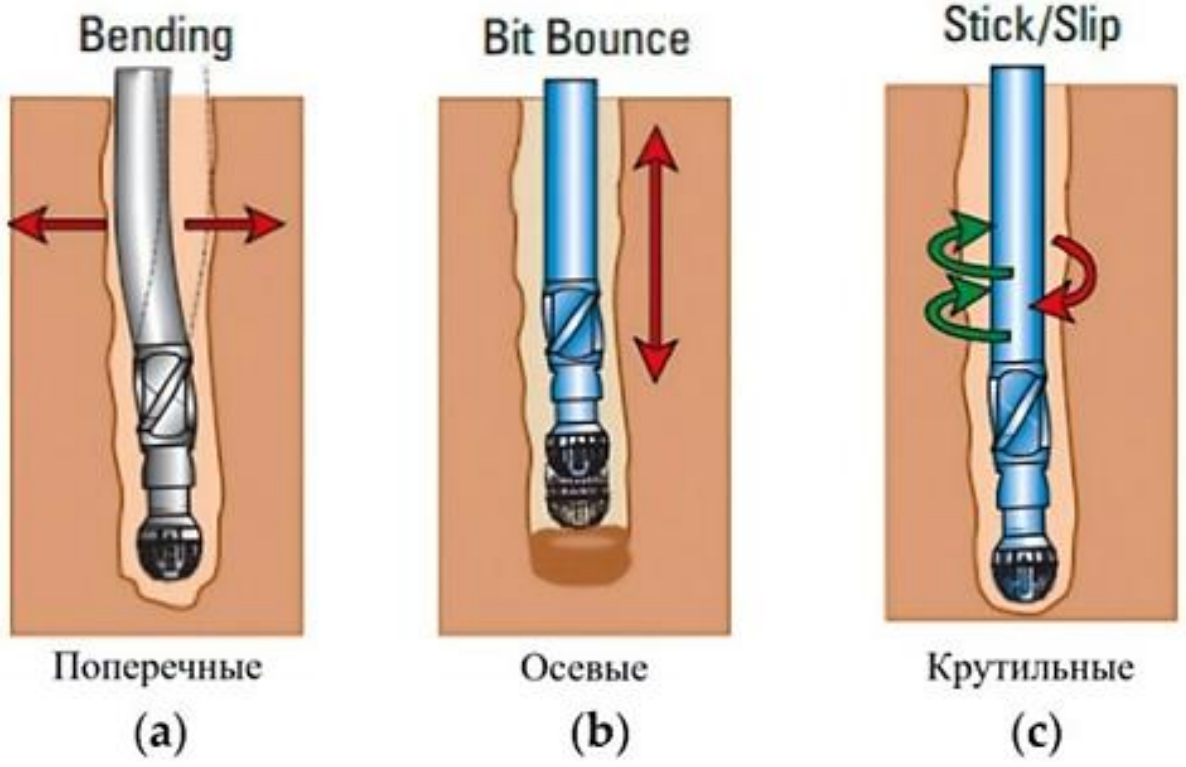


Рисунок 10 – Динамические процессы БК [4]

В работе предлагается рассмотреть работу двухсекционного ВЗД бироторного механизма действия, являющегося устройством [2; 3], предназначенным для коррекции динамических процессов в КНБК и БК в целом. Корпус его нижней секции – динамический модуль. Проводится анализ потенциальных динамических и технологических преимуществ предложенного двигателя, а также технологии бурения с его применением.

Основная часть. В настоящее время осевые, крутильные, поперечные и смешанные (комбинации видов) вибрации перестают быть фоновым явлением и превращаются в один из ключевых факторов, определяющих эффективность и надёжность строительства скважин. На рисунке 1 показаны три вида колебательных процессов.

Зная геолого-технические условия ведения работ, в компоновку БК могут быть включены различные технические решения, возбуждающие полезные вибрации или, напротив, демпфирующие вредные автоколебания, генерируемые во время бурения.

Авторами предложен двухсекционный ВЗД бироторного механизма действия, состоящий из двух секций (одновинтовых ВЗД), причём выходной вал верхней секции через специальный переводник соединён с корпусом нижней секции (рис. 2). Не вращающийся корпус верхней секции может быть искривлён благодаря регулятору угла (РУ), установленному в расточке его трансмиссионной секции. Выходной вал нижней секции соединён с ПРИ. Вращение БК производится только для азимутального ориентирования РУ в стволе скважины для ориентированного бурения скважин.

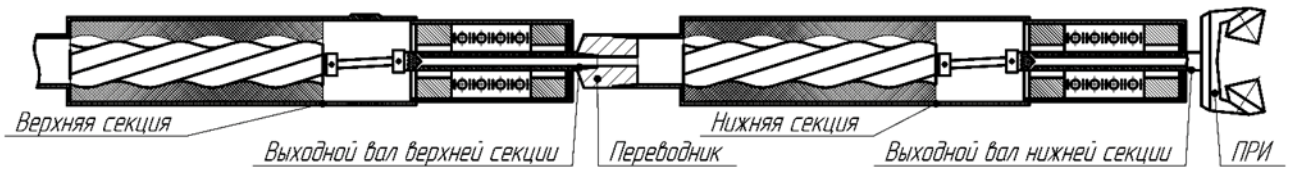


Рисунок 2 – Общий вид двухсекционного ВЗД бироторного механизма действия [2]

В этой секционной установке корпус нижней секции становится динамическим модулем, с помощью которого можно либо устранять вибрации, генерируемые в нижней части КНБК, либо же, напротив, возбуждать их. Работа предложенного двигателя может регулироваться изменением величины расхода БР, нагнетаемого в РО двухсекционного ВЗД, что позволяет осуществлять эффективную коррекцию работы динамического модуля. В таблице 1 приведены недостатки основных способ управления динамическим модулем двухсекционного ВЗД.

Таблица 1 – Ключевые недостатки основных способов регуляции рабочих характеристик ВЗД [составлено авторами]

Способы регуляции динамики корпуса нижнего двигателя	Ключевой недостаток
Регуляция осевой нагрузки на ПРИ	При бурении протяжённых скважин, ввиду многочисленных синусоидальных и спиралевидных изгибов БК, её подъём над устьем скважины может потребовать подъёма нескольких метров колонны
Регуляция частоты вращения БК на устье скважины	БК является торсионной пружиной, ввиду чего доведение вращения от устья скважины до КНБК не идеально, особенно при большой её протяжённости. Из-за высокого фрикционного взаимодействия «БК-скважина» наблюдается эффект stick-slip
Регуляция расхода БР	Необходимость соблюдения частотно-моментной характеристики ВЗД, соответствующей эффективному режиму бурения

На рисунке 3 представлена схема, руководствуясь которой возможно математическое моделирование двухсекционного ВЗД биротного механизма действия, работающего в КНБК БК, в то время как на устье установлена СВП. Индекс «п» соответствует устьевому оборудованию (в частности, СВП), «б» – верхняя БТ, «в» – КБТ и корпус верхней секции, «р.в» – верхний выходной вал, «к» – корпусу нижней секции, «р.н» – нижний выходной вал, «д» – ПРИ.

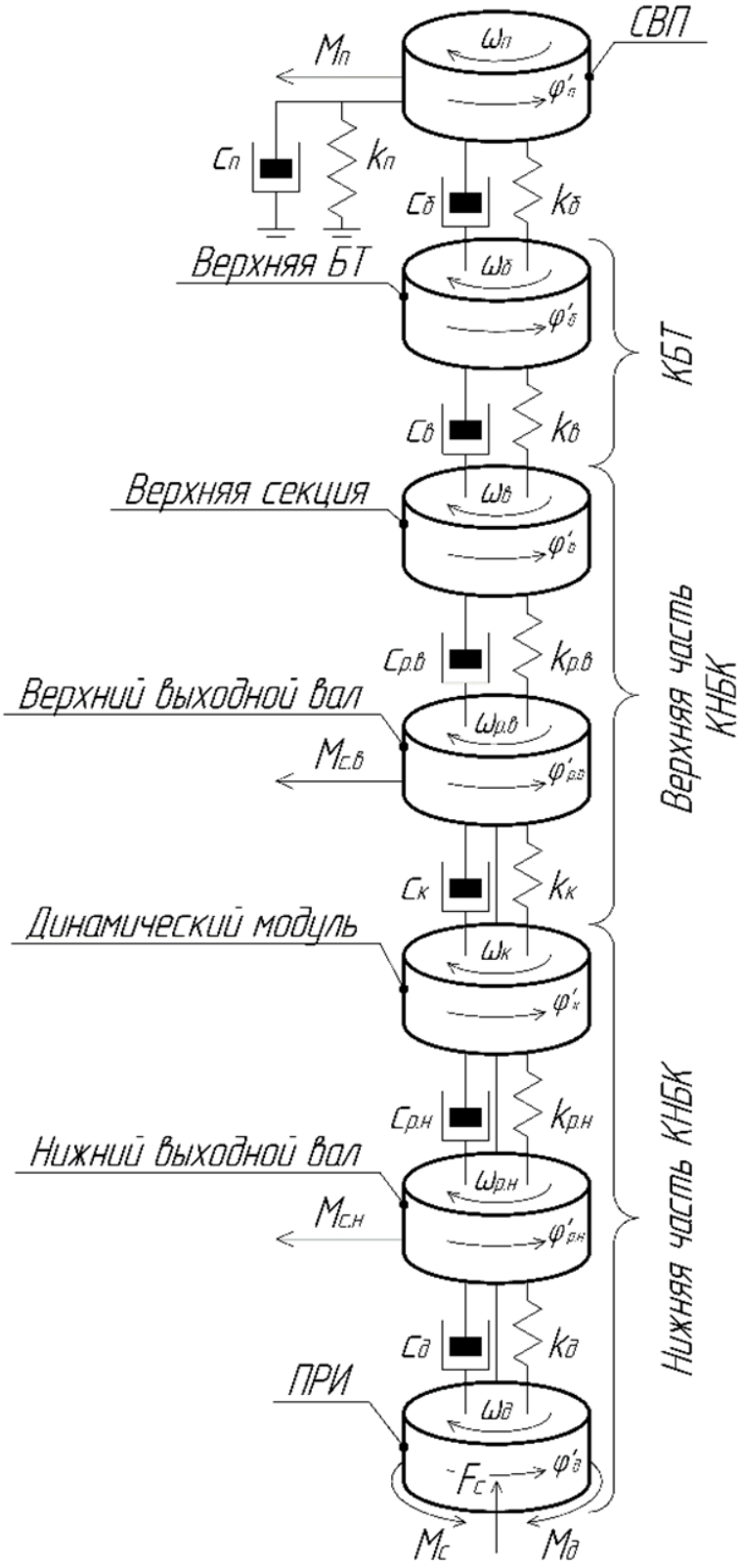


Рисунок 3 – Схема для математического моделирования БК с включённым в неё двухсекционным ВЗД биротного механизма действия [составлено авторами]

На схеме также указаны углы закручивания φ', которые могут быть рассчитаны по известной формуле, включающей в себя крутящий момент *M* и жёсткость вала на кручение *GI* (*G* – модуль сдвига для элемента БК, Па; *I* – полярный момент инерции элемента БК, м^4).

Момент, создаваемый СВП, $M_п$ в случае его наличия не передаётся на КНБК, ввиду ничтожно малого его значения на забое скважины [5]. Вся его величина затрачивается на преодоление сил трения.

Азимутальная координата вращения рассматриваемого элемента КНБК представляется в виде суммы среднего вращательного движения и малых колебательных отклонений и имеет вид

$$\varphi = \omega t + \varphi"(t), \tag{1}$$

где ω – средняя угловая скорость вращения элемента БК, рад/с; φ'' – малые азимутальные колебательные отклонения, рад.

При известной частоте колебаний stick-slip (Ω) получена система для определения динамической жёсткости $Z(\Omega)$ и частотной передаточной функции $H(\Omega)$. Она примет следующий вид

$$\underbrace{(-\Omega^2 J + i\Omega C + K)}_{Z(\Omega)=\frac{1}{H(\Omega)}}\left|\hat{\varphi}''\right| = \left|\hat{M}''_c\right|, \tag{2}$$

где $\hat{\varphi}''$ и $\hat{M}''$ – амплитудные значения колебательных значений закручивания и момента кручения соответственно.

Рассматривая вращающийся корпус нижней секции и ПРИ в качестве одномассовой модели (рисунок 3 с рассмотрением жёсткого соединения частей «динамический модуль» и «ПРИ»), можно получить уравнение, являющееся классическим для одномассового осциллятора. Принято допущение жёсткого соединения между ПРИ и динамическим модулем, что, строго говоря, недопустимо, ввиду наличия эластомера (вязкоупругие свойства эластомера, нелинейность контакта РО, утечки БР, потери на нагрев эластомера и изменение его физических характеристик – эти особенности статора ВЗД ведут к изменению энергетических характеристик двигателя и генерации новых колебательных процессов). В действительности, систему «динамический модуль-ПРИ» необходимо рассматривать в виде двух- или, что более перспективно, многомассовой системы для большей сходимости результатов исследования (см. рисунок 3). Однако, в первом приближении это можно опустить для понимания общего принципа действия динамических процессов в предложенной системе элементов двухсекционного ВЗД биротворного механизма действия

Индекс «к-д» – принадлежность ко всем элементам нижней части КНБК, находящимся не выше корпуса нижней секции.

Частота собственных крутильных колебаний системы «корпус-ПРИ» имеет следующее выражение

$$\Omega_{\text{д-р.н}} = \sqrt{\frac{K_{\text{д-р.н}}}{J_{\text{д-р.н}}}} \cdot \sqrt{1 - \left(\frac{C_{\text{д-р.н}}}{2\sqrt{K_{\text{д-р.н}} J_{\text{д-р.н}}}} \right)^2}. \tag{3}$$

При $\Omega_{\text{д-р.н}} = \Omega$, значение $\hat{\varphi}''(\Omega)$ достигает своего максимума. При $\Omega_{\text{д-р.н}} > \Omega$ наблюдается высокая жёсткость системы, передача момента от двигателя эффективная (высокая механическая скорость бурения). При $\Omega_{\text{д-р.н}} < \Omega$ – демпфирующая система КНБК становится «мягкой» (чувствительной к колебаниям), что сильно уменьшает механическую скорость бурения.

Существуют такие значения расхода и параметры БР, а также элементов КНБК и динамического модуля в частности, при которых достигается оптимальная частота вращения последнего для устранения/генерации вибраций в данных геолого-технических условиях.

Заключение. Освещена и обоснована необходимость изучения возникновения, распространения и регуляции динамических процессов в БК в процессе бурения. У предложенного двигателя корпус нижней секции (динамический модуль) вращается за счёт жёсткого соединения с выходным валом верхней секции, благодаря чему осуществляется регулирование амплитуд, виброускорений и частот колебаний КНБК, генерируемых во время бурения. Предложенная математическая модель, описывающая динамику распределения сил и моментов двухсекционного ВЗД биротного механизма действия, позволяет уточнить вариативность регулирования тормозных колебаний за счёт изменения гидравлической составляющей.

Библиографический список:

1. Kamel J. M., Muthalif A. G. A., Falah A. H. A review of vertical drill-string mathematical modelling // Applications in Engineering Science. 2025. Vol. 22. Art. 100227. DOI:10.1016/j.apples.2025.100227.
2. Двухсекционный винтовой забойный двигатель биротного механизма действия: заявка на пат. Рос. Федерация № 2025132209 / Двойников М. В., Морозов Д. О.; заявитель: ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет». Заявл. 19.11.2025
3. Способ бурения наклонно-направленных скважин: заявка на пат. Рос. Федерация № 2025132204 / Двойников М. В., Морозов Д. О.; заявитель: ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет». Заявл. 19.11.2025.
4. Kessai I., Benammar S., Doghmane M. Z., Tee K. F. Drill bit deformations in rotary drilling systems under large-amplitude stick-slip vibrations // Applied Sciences. 2020. Vol. 10(18). Art. 6523. DOI:10.3390/app10186523.
5. Балденко Д. Ф., Балденко Ф. Д. Особенности рабочего процесса и характеристики винтовых забойных двигателей в режиме вращения бурильной колонны // Бурение и Нефть. 2019. № 11. С. 8-13. EDN: YIMPTH.

УДК 622.245.4

Оценка параметров технологических жидкостей при их смешивании в процессе цементирования

Лысенко А. С.[1], Логачев Ю. Л.[2], Вороник А. М.[1], Трохов В. В.[1]
1 – Филиал «Газпром ВНИИГАЗ Ухта», г. Ухта, Россия;
2 – Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Как известно из практики ведения буровых работ, цементирование обсадных колонн всегда являлось одной из сложнейших и ответственных технологических операций в общем объеме работ по строительству скважин. Данное высказывание подтверждается как работами многих отечественных и зарубежных авторов, так и влиянием значительного количества факторов на данный вид работ. При этом одной из важнейших задач, однозначного решения которой не получено и по настоящее время, является оценка влияния возникающих при прокачивании зон смешивания технологических жидкостей на качество проводимых работ по креплению скважин.

Смешивание технологических жидкостей при цементировании обсадных колонн может происходить в зонах контакта применяемых растворов, а именно: бурового – буферного, бурового – цементного (в случае отсутствия буферной жидкости), буферного – цементного, цементного – цементного (при последовательной закачке разных по плотностям порций цементного раствора). При этом могут образовываться смеси с высокими структурно-механическими свойствами, которые могут оказывать существенное влияние на гидравлические характеристики процесса цементирования, либо может происходить значительное изменение технологических параметров используемых растворов, что в конечном итоге может не позволить им выполнить свое прямое назначение. Так, в настоящее время цементирование

большинства обсадных колонн на месторождениях с пониженными пластовыми давлениями выполняется с использованием двух составов цементных растворов: облегченного и раствора нормальной плотности – 1400 – 1600 кг/м^3 и 1800 – 2000 кг/м^3 соответственно. Одним из недостатков использования подобного рода технологии цементирования является большая вероятность образования протяженных зон смешивания цементных растворов из-за большой разницы плотностей, а это, в свою очередь, способствует изменению свойств цементных растворов, что может привести к образованию цементного камня с низкими прочностными характеристиками либо цементный камень не будет образован вовсе.

В работе [1] указывается, что размеры зон смешивания промывочного и тампонажного растворов за колонной могут достигать 150 м по длине ствола при глубине скважины 1300 м, соответственно можно предположить, что с увеличением глубины и продолжительности процесса цементирования скважины зона смешивания может многократно увеличиться.

Для предупреждения образования зон смешивания, согласно Инструкции по креплению нефтяных и газовых скважин, рекомендуется применять вязкоупругую смесь или структурированные буферные растворы. Также для предотвращения смешивания цементного и буферного раствора в обсадной колонне может применяться разделительная пробка.

В соответствии с нормативными документами в области цементирования скважин, в частности международного стандарта ISO 10426-2, или производственных стандартов, таких как СТО Газпром 7.3-039-2015 [2], определение совместимости (в данном случае понимается образование жидкостей, не способных оказывать существенного влияния на гидравлическую программу цементирования, не образовывать непрокачиваемые смеси) базируется на исследовании технологических параметров (например, плотности, реологических параметров, водоотдачи и т. п.) образованных смесей технологических при их различном процентном соотношении. Однако, ограничиваясь подобного рода подходом к определению характеристик образующихся зон смешивания технологических жидкостей при цементировании скважин, не удается получить однозначного ответа на вопрос о влиянии зон смешивания на качество проводимых работ по цементированию.

Из приведенного анализа литературных источников было установлено, что основополагающего и единого подхода к определению размера зон смешения технологических жидкостей, применяемых при цементировании скважин, а также степени их влияния на качество проводимых работ по цементированию, не существует.

В настоящее время цементирование большинства обсадных колонн на месторождениях выполняется с использованием двух составов цементных растворов, таких как: облегченного раствора и раствора нормальной плотности – 1400–1600 кг/м^3 и 1800–2000 кг/м^3 соответственно. Недостаток такой технологии – большая вероятность образования протяженных зон смешивания цементных растворов из-за большой разницы плотностей, а также ухудшение изоляции затрубного пространства в интервалах зон смешивании, что подтверждает анализ, проведенный в работе [3].

В настоящей статье приведены результаты предварительных исследований по оценке изменения параметров цементного раствора при смешивании цементного раствора с буферной жидкостью. Исследования выполнены для условий цементирования эксплуатационной колонны наклонно-направленных скважин Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), пробуренных на ачимовские отложения (пласты Ач$_{3\text{-}4}$ – 3600 – 3625 м и Ач$_5$ – 3640 – 3715 м) в пределах Уренгойского НГКМ.

Уренгойское НГКМ располагается в нефтегазоносном районе Надым-Пурской области Ямало-Ненецкого автономного округа. Цель бурения скважин – эксплуатация отложений ачимовской толщи. Кровля продуктивного пласта ачимовских отложений залегает на глубинах до 4000 м. Характеризуются ачимовские отложения неоднородностью литологических толщ, а также высокими значениями забойных температур (100÷120 °С).

Цементирование скважин осуществляется по единой проектной документации. Согласно проектным данным эксплуатационные колонны диаметром 177,8 мм цементируются до устья двумя порциями тампонажного раствора для низких положительных и отрицательных температур: тампонажным раствором нормальной плотности и облегченным.

Состав и назначение буферного и цементного растворов приведены в таблице 1. Стоит отметить, что фактические режимы бурения по анализируемым скважинам не соответствовали проектным данным.

Таблица 1 – Состав и назначение буферного и цементного растворов

Состав	Назначение
Буферная жидкость	
1) Техническая вода – 100 %	Жидкость приготовления
2) WellFix – 3 %	Буферная смесь
Цементный раствор	
1) Техническая вода – 45 %	Жидкость затворения
2) ПЦТ-I-G-CC-1 – 100 %	Вяжущее вещество
3) НТФ – 0,025 %	Замедлитель схватывания
4) Floss 500 – 0,1 %	Понизитель фильтрации, газоблокатор
5) Пеногаситель – 0,03 %	Предупреждение вспенивания
6) Cemmix – 0,1 %	Пластификатор

Согласно международному стандарту ISO 10426-2 для общего определения свойств жидкостей следует контролировать следующие показатели: реологические свойства, время загустевания и прочность на сжатие. В настоящей работе были проведены лабораторные исследования – определение реологических показателей с помощью ротационного вискозиметра. В таблице 2 приведены основные характеристики чистого цементного раствора, применяемого при условиях разработки Уренгойского НГКМ.

Таблица 2 – Параметры чистого цементного раствора

Номер параметра	Наименование параметра		Значение параметра
1	Плотность		1850 кг/м^3
2	Водоотдача (по ВМ-6)		5 мл/30 мин
3	Растекаемость		189 мм
4	Водо-смесевое соотношение		0,44
5	Водоотделение	вертикальный цилиндр	0 %
		наклонный цилиндр (45°)	0 %

По результатам математического моделирования построены графики зависимостей пластической вязкости и динамического напряжения сдвига (ДНС) от концентрации буферной смывающей жидкости в цементном растворе.

В результате смешения технических жидкостей цементный раствор не может выполнять своих функций, так как с увеличением концентрации смывающей буферной жидкости он теряет свои свойства, разжижаясь с буферным, что наглядно показано на рисунке 1.

Исходя из представленных на графиках данных, можно сделать вывод о том, что с увеличением концентрации буферного смывающего раствора в тампонажном, понижаются значения ДНС и пластической вязкости, что подтверждается на рисунках 2 и 3.

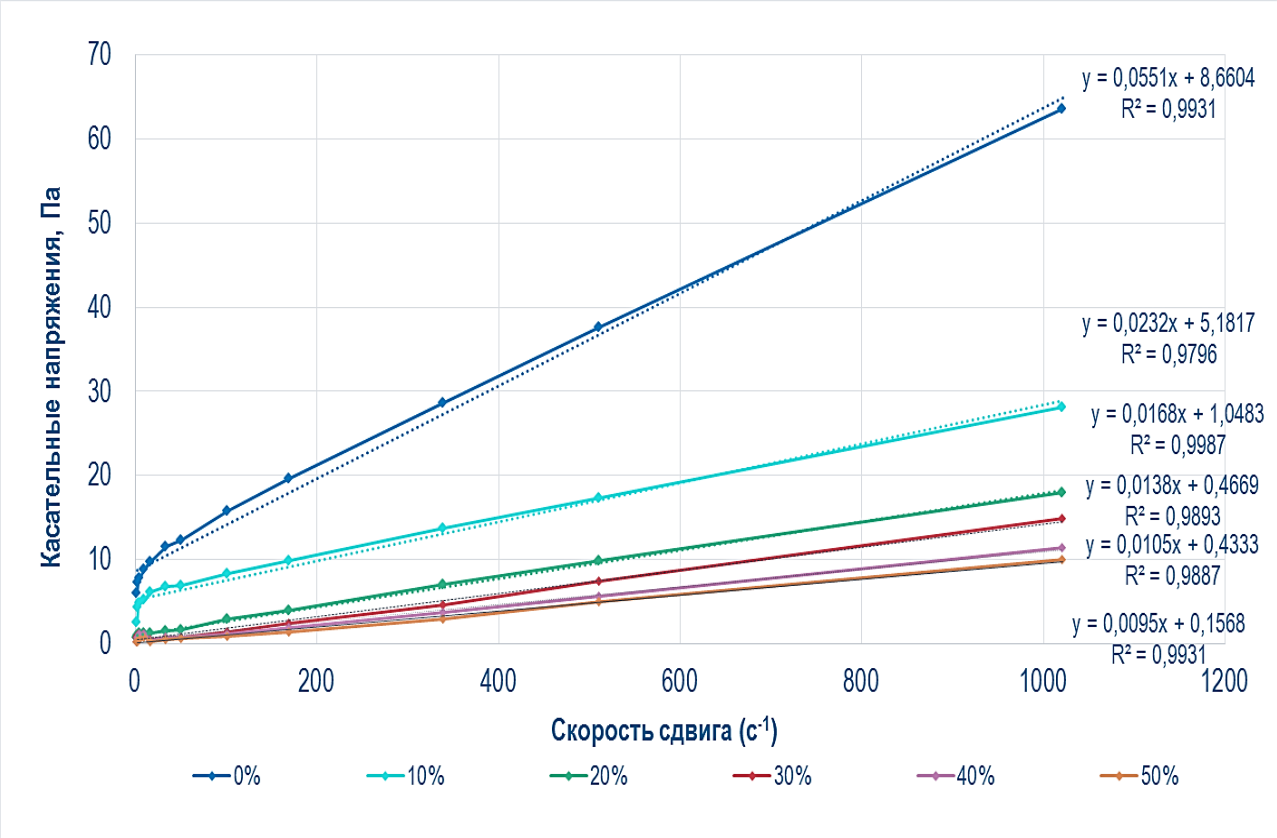


Рисунок 1 – График результатов определения реологических параметров цементного раствора от содержания буферной жидкости

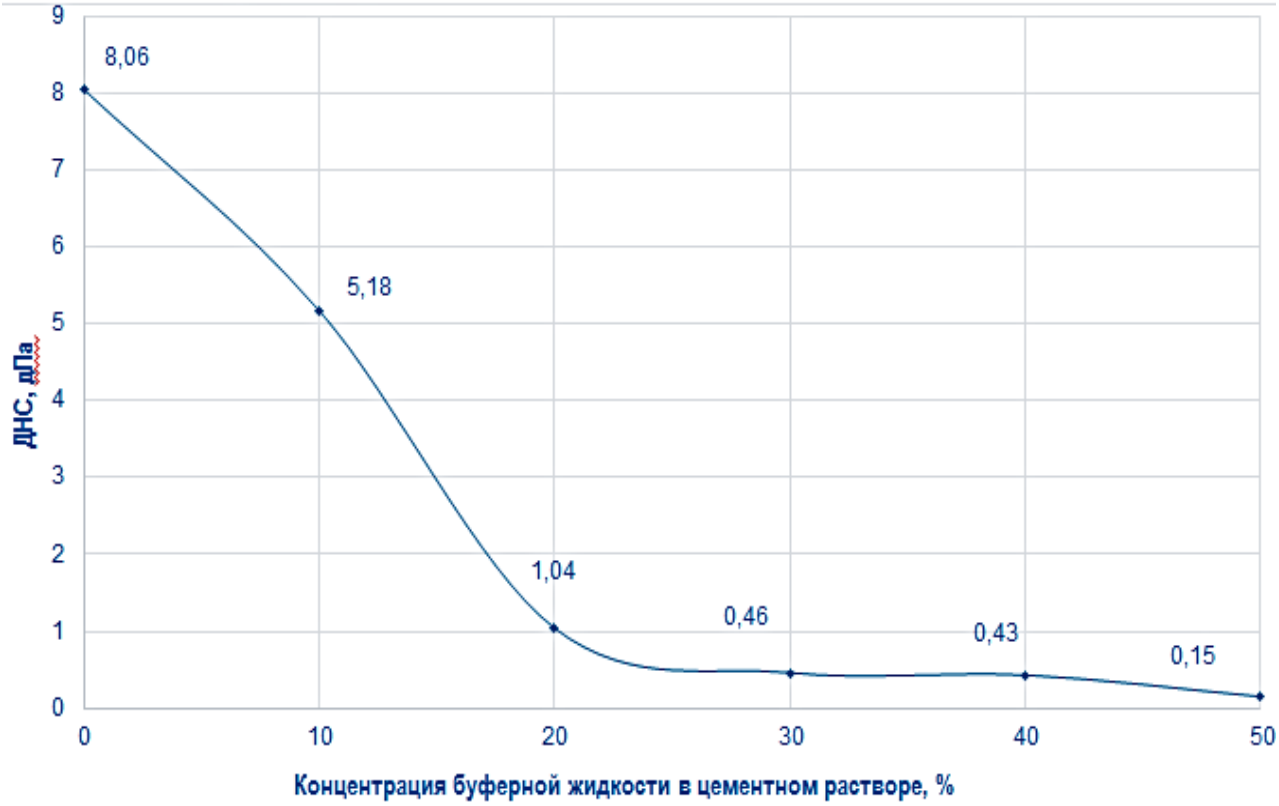


Рисунок 2 – График изменения ДНС цементного раствора от содержания буферной жидкости

Также можно отметить, что длина протяженности зоны смешивания будет определять проблемную часть обсадной колонны, следовательно, качество цементирования обсадной колонны по этой длине, предположительно, будет низким.

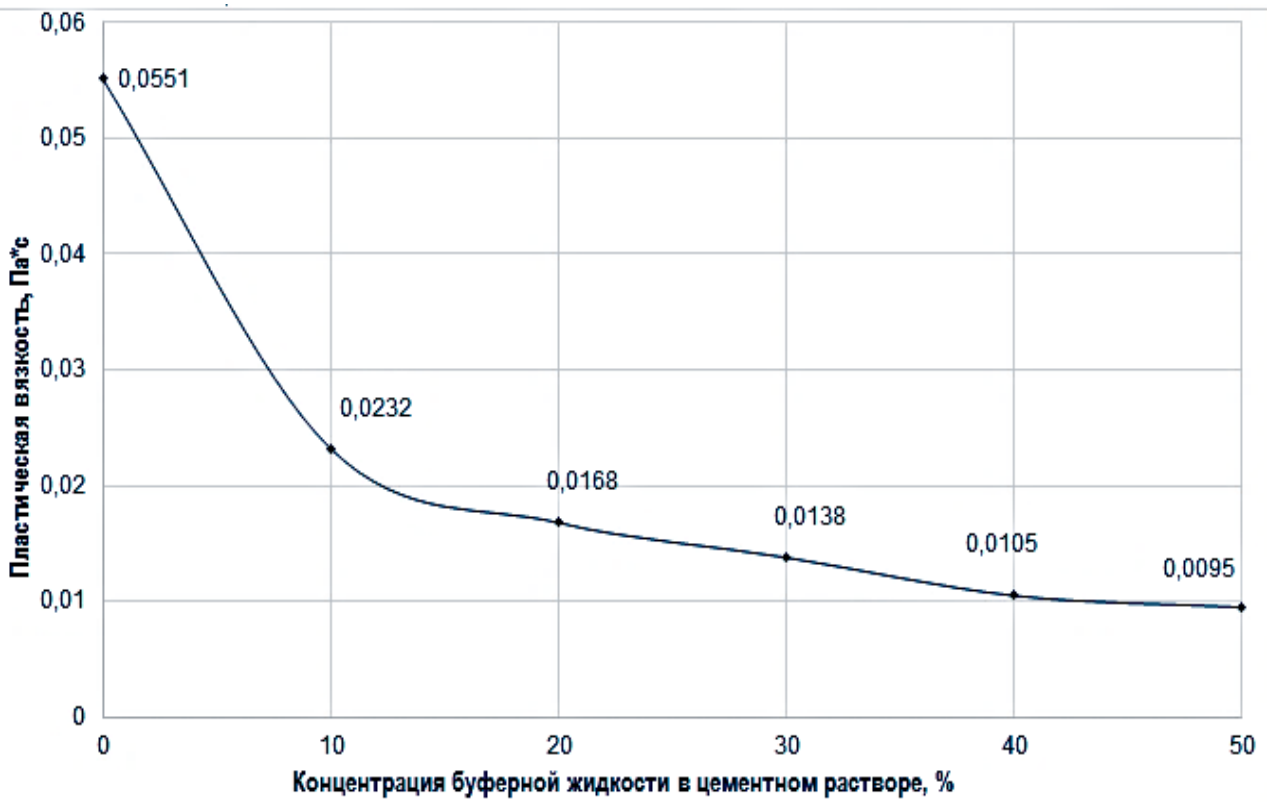


Рисунок 3 – График изменения пластической вязкости цементного раствора от содержания буферной жидкости

Библиографические ссылки:

1. Булатов А. И. Детективная биография герметичности крепи нефтяных и газовых скважин. 3-изд. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2009. – 934 с.
2. СТО Газпром 7.3-039-2015. Буровые растворы. Методика выполнения измерений реологических свойств буровых растворов при температуре от 85 °С до 150 °С. – Санкт-Петербург: ПАО «Газпром», 2017. – 22 с.
3. Анализ качества крепления скважин, пробуренных на ачимовские отложения в пределах Уренгойского НГКМ / А.С. Лысенко, В.В. Трохов, Ю.Л. Логачёв // Севергеоэкотех-2024: матер. XXV Международной молодёжной научной конференции. В 2 ч. Ч.1 – Ухта, 2024. – С. 176 – 182.

УДК 622.24.082

Повышение технико-экономических показателей путем оптимизации конструкции скважины на некотором месторождении

Политов Н. М., Хорошилов Р. А., Матюшин С. В., Носов С. В., Шелковников А. В.
Ухтинский Государственный Технический Университет, г. Ухта, Россия

Эффективность разработки нефтегазовых месторождений в значительной степени определяется совершенством проектных решений на стадии обустройства и бурения скважин. Конструкция скважины, являясь фундаментальным элементом всей системы добычи, напрямую влияет на ключевые технико-экономические показатели проекта: от начальных капитальных затрат на строительство до долгосрочных эксплуатационных характеристик,

включая дебит, управление пластовыми давлениями, ремонтопригодность и общий срок службы. В условиях истощения легкоизвлекаемых запасов и перехода к сложнопостроенным, низкопроницаемым или высокообводненным коллекторам задача оптимизации конструкции из сугубо технической трансформируется в критически важную экономическую и стратегическую.

Рассматриваемое месторождение расположено в северо-западном районе Республики Коми, на западном склоне Печорской гряды. Проектным горизонтом является Старооскольский горизонт, который относится к Девонской системе и представлен переслаиванием песчаников и песчанистых алевролитов (алевропесчаников). Песчаники светло-серые, кварцевые, тонко-мелкозернистые, хорошо сортированные, массивные, с ходами илоедов, заполненными кварцевым материалом, стилолитизированные. Алевропесчаники светло-серые, кварцевые, во влажном состоянии с четкой выраженной слоистостью. Слоистость подчеркивается разной окраской слоев.

Конструкция скважины должна обеспечивать:

1. Безопасность на всех этапах цикла строительства скважины (бурения, эксплуатации, ликвидации). Недопущение разгазирования, выбросов и фонтанирования пластовых флюидов; контроль пластовых флюидов (целостность обсадных колонн, качественное цементирование); герметичность устья и противовыбросового оборудования.

2. Целостность и долговечность ствола скважины. Прочность обсадных колонн на сжатие, растяжение, смятие и внутреннее давление; устойчивость ствола от обвалов и сужений; качественное цементирование обсадных колонн для разобщения пластов, защиты от коррозии и обеспечение несущей способности.

3. Достижение цели бурения и эффективную эксплуатацию. Свободный доступ к целевому продуктивному пласту; возможность проведения исследований, ремонта и воздействия на пласт; оптимальный гидравлический режим.

4. Экологическую защиту. Надежное разобщение пресноводных водоносных горизонтов от загрязнения; предотвращение перетоков флюидов между пластами; возможность безопасной ликвидации (консервации) скважины.

5. Технико-экономическую эффективность. Минимизация стоимости строительства скважины; использование оптимальных типов и диаметров обсадных колонн и долот; сокращение сроков строительства.

Профили ствола скважин на рассматриваемом месторождении 5-ти интервальные: вертикальный участок → участок набора зенитного угла → участок стабилизации → участок снижения зенитного угла → вертикальный участок. Первоначальная конструкция скважины (рис. 1, *а*) подразумевала под собой заканчивание скважины хвостовиком.

С целью сокращения затрат на строительство скважин на некотором месторождении предлагается оптимизация конструкции, а именно исключение заключительной обсадной колонны – хвостовика. Оптимизация конструкции позволит обеспечить повышение технико-экономических показателей скважин за счет сокращения строительства скважины и исключения обсадной колонны (хвостовика). На рисунке 1 (б) представлена предлагаемая конструкция скважины.

В связи с изменениями спуска обсадных колонн необходимо учесть следующие мероприятия:

- бурение интервала под промежуточную колонну производить на полимерглинистом недиспергирующем буровом растворе с плотностью 1240 кг/м^3. На глубине 1050 метров произвести шаблонирование открытого ствола скважины. В процессе шаблонирование ОСС произвести заготовку бурового раствора с целью снижения МВТ и увеличения pH перед прохождение интервала с ангидритами. При бурении в интервале залегания ангидритов поддерживать значение МВТ не более 35 кг/м^3 и величину pH 11-12 единиц. С целью усиления ингибирующей способности используемого бурового раствора необходимо предусмотреть в рецептуре промывочной жидкости комплекс ингибиторов: реагент на основе кремнийорганических соединений (в концентрации не менее 3 кг/м^3), реагент на основе асфальтена (в концентрации 5 кг/м^3) и органический ингибитор (в концентрации 12 кг/м^3);

- бурение интервала под эксплуатационную колонну начинать на хлоркалиевом буровом раствора с плотностью 1200 кг/м^3. Перед вскрытием Саргаевского горизонта (в подошве Доманикового горизонта) скважина переводится на раствор на углеводородной основе плотностью 1520 кг/м^3 для дальнейшего углубления.

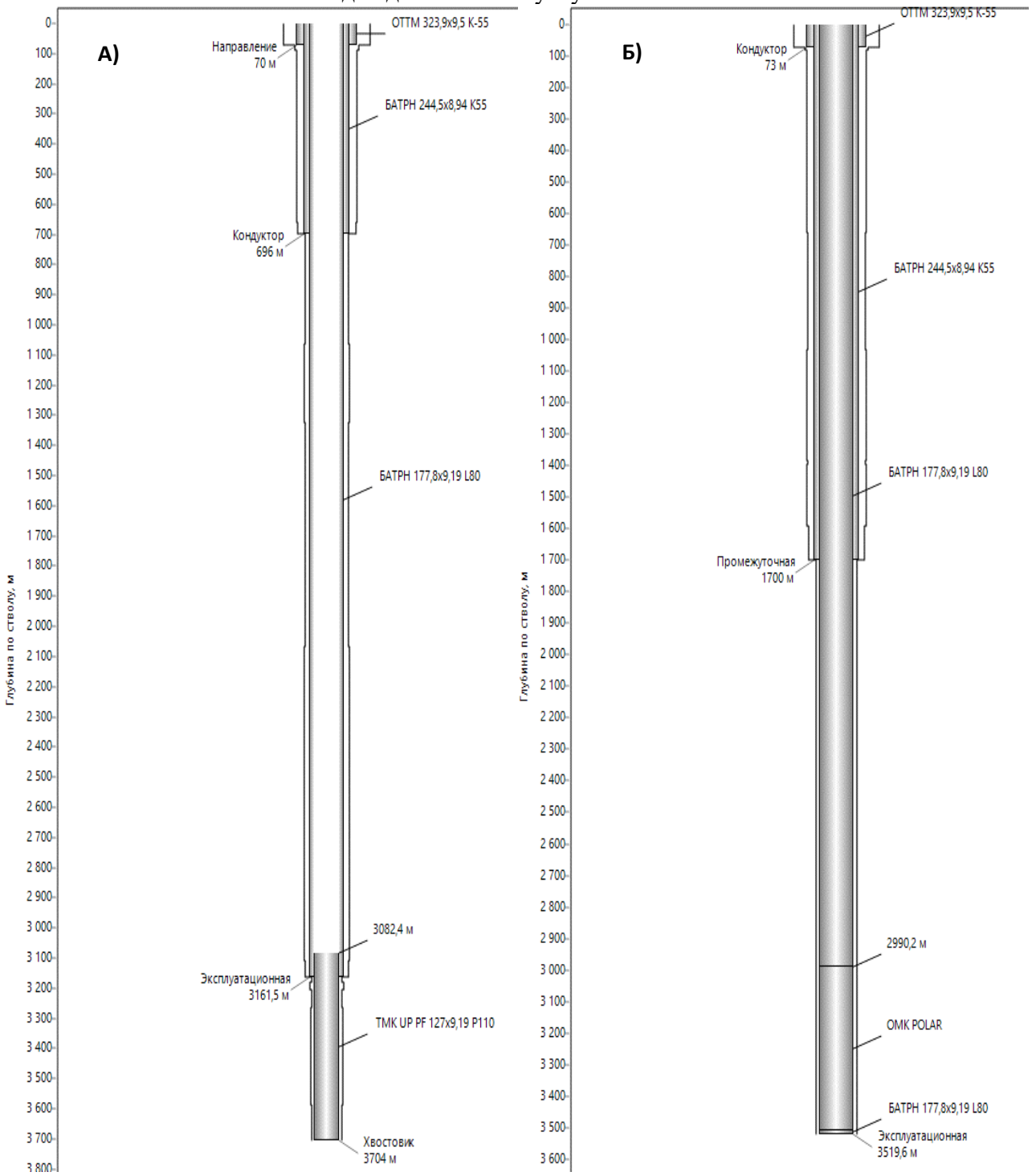
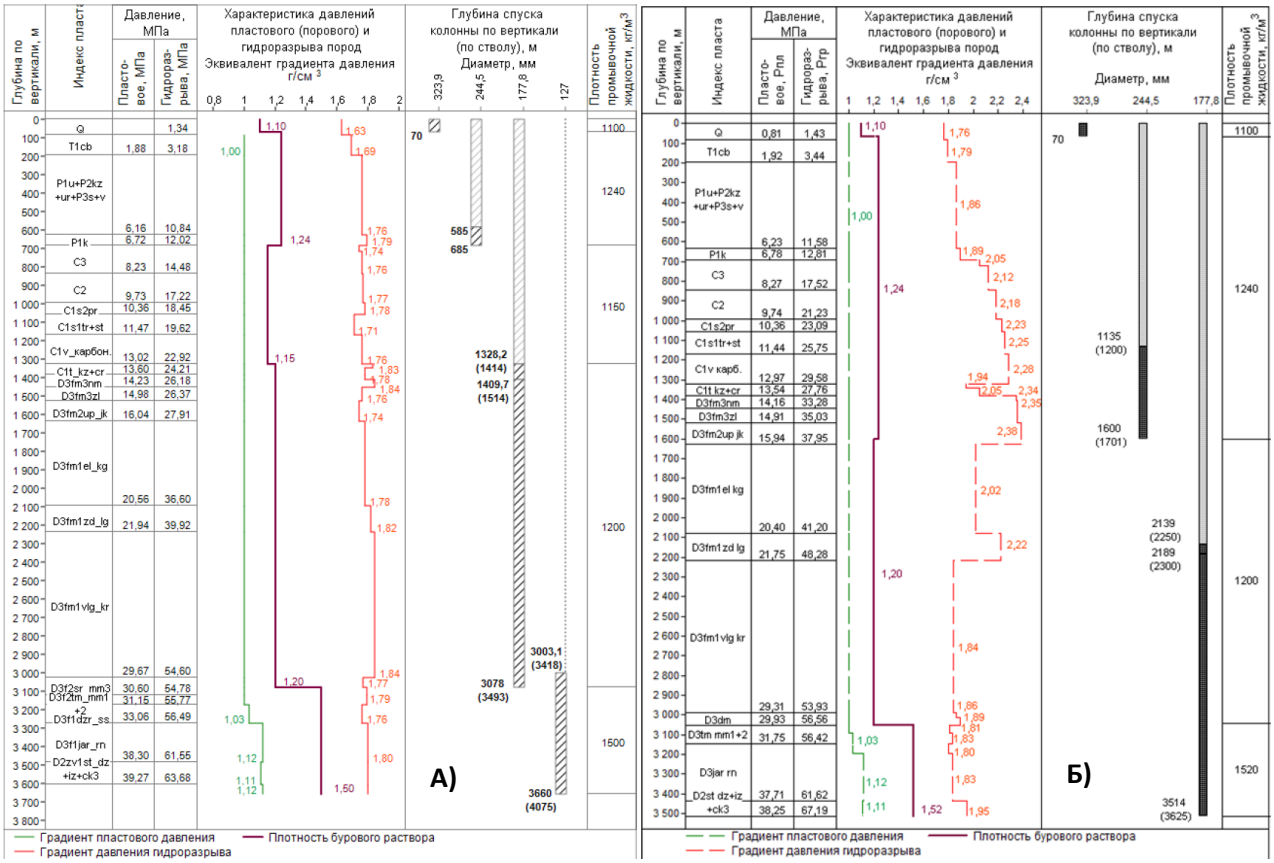


Рисунок 1 – А) первоначальная конструкция скважины; Б) предлагаемая конструкция скважины

На рисунке 2 представлен график совмещенных давлений для первоначальной (рис. 2, *а*) и предлагаемой (рис. 2, *б*) конструкций скважины.

Для проведения сравнения сроков строительства скважины были проанализированы 9 скважин, 6 из которых построены по первоначальной конструкции и 3 скважины по новой конструкции скважины. Из шести построенных скважин по первоначальной конструкции выбрана скважина с максимальной коммерческой скоростью. Сравнение показателей данной скважины будут производится с тремя скважинами, построенными по новой конструкции.

На рисунке 3 представлено сравнение сроков строительства рассматриваемых скважин.



А – Первоначальная конструкция скважины, Б – Предлагаемая конструкция скважины

Рисунок 2 – График совмещенных давления

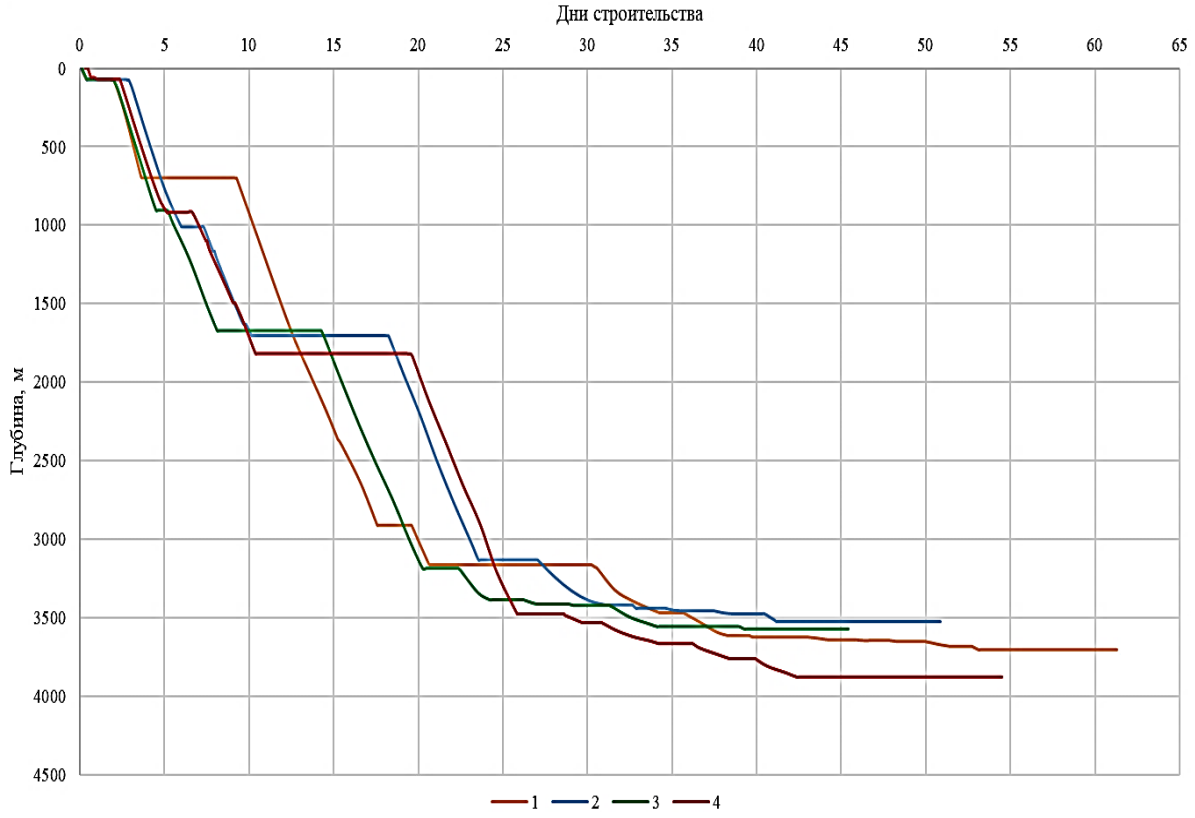


Рисунок 3 – Сроки строительства скважин

Для удобства сравнения под цифрой 1 представлена скважина, построенная по первоначальной конструкции. Как видно из рисунка 3 на все скважины, построенные по новой конструкции, затрачено меньшее количество времени, а именно:

– на 1 скважину затрачено 61,29 сут;

– на 2 скважину затрачено 50,88 сут (-10,41 сут);

– на 3 скважину затрачено 45,42 сут (-15,87 сут);

– на 4 скважину затрачено 54,52 сут (-6,77 сут).

Для более справедливого сравнения рассмотрено количество непроизводительного времени на каждой из анализируемых скважин. На рисунке 4 представлено сравнение количества непроизводительного времени.

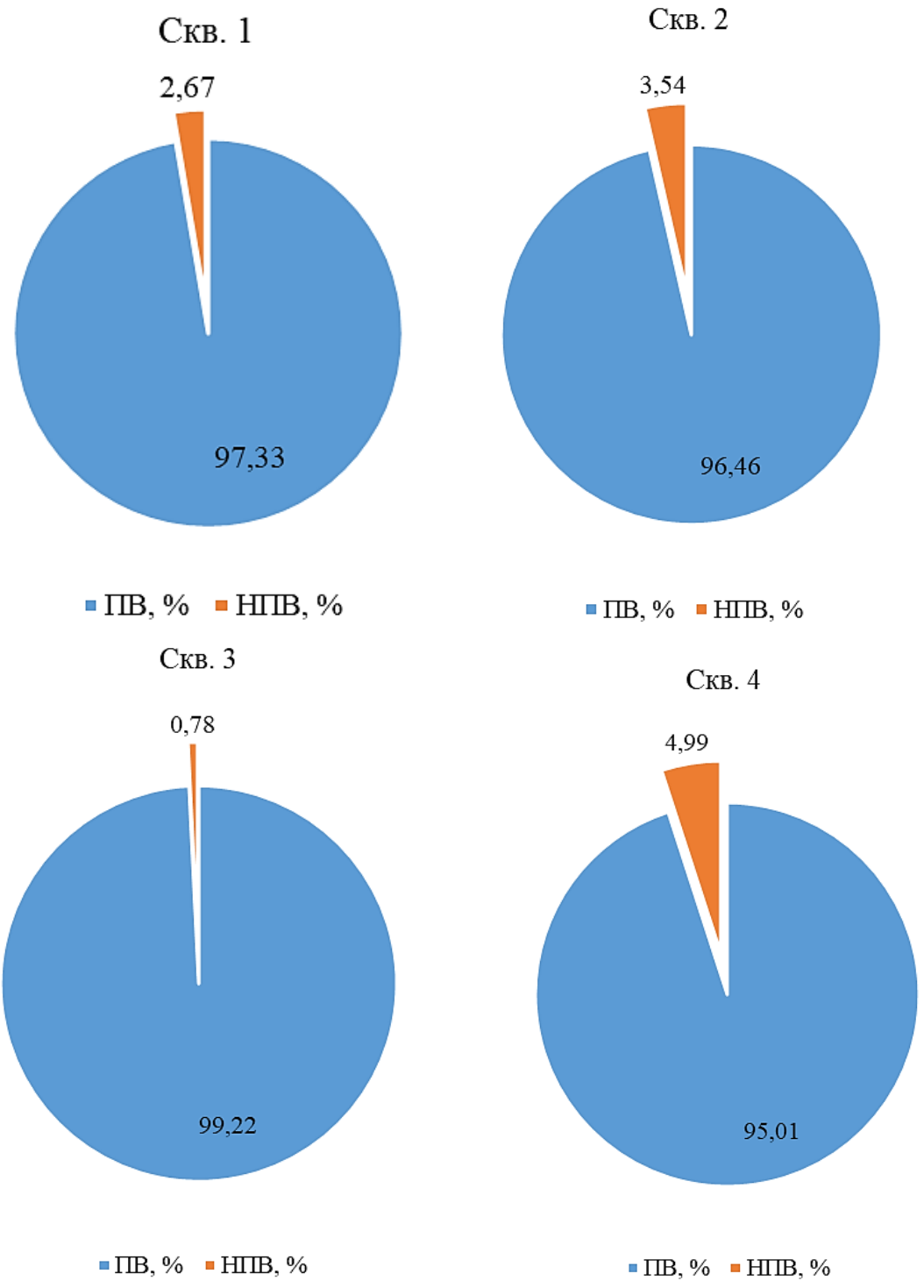


Рисунок 4 – Сравнение непроизводительного времени

Также критически важно сравнить коммерческую скорость бурения. Коммерческая скорость бурения это интегральный показатель, характеризующий совокупную скорость строительства скважины с учетом всех технологических и организационных факторов. На рисунке 5 представлено сравнение коммерческих скоростей на рассматриваемых скважинах. Расчет коммерческой скорости произведен по формуле:

$$V_к = \frac{720 * L}{24 * T_б} \quad (1)$$

где L – суммарное количество проходки за скважину, м; $T_б$ – время бурения, сут

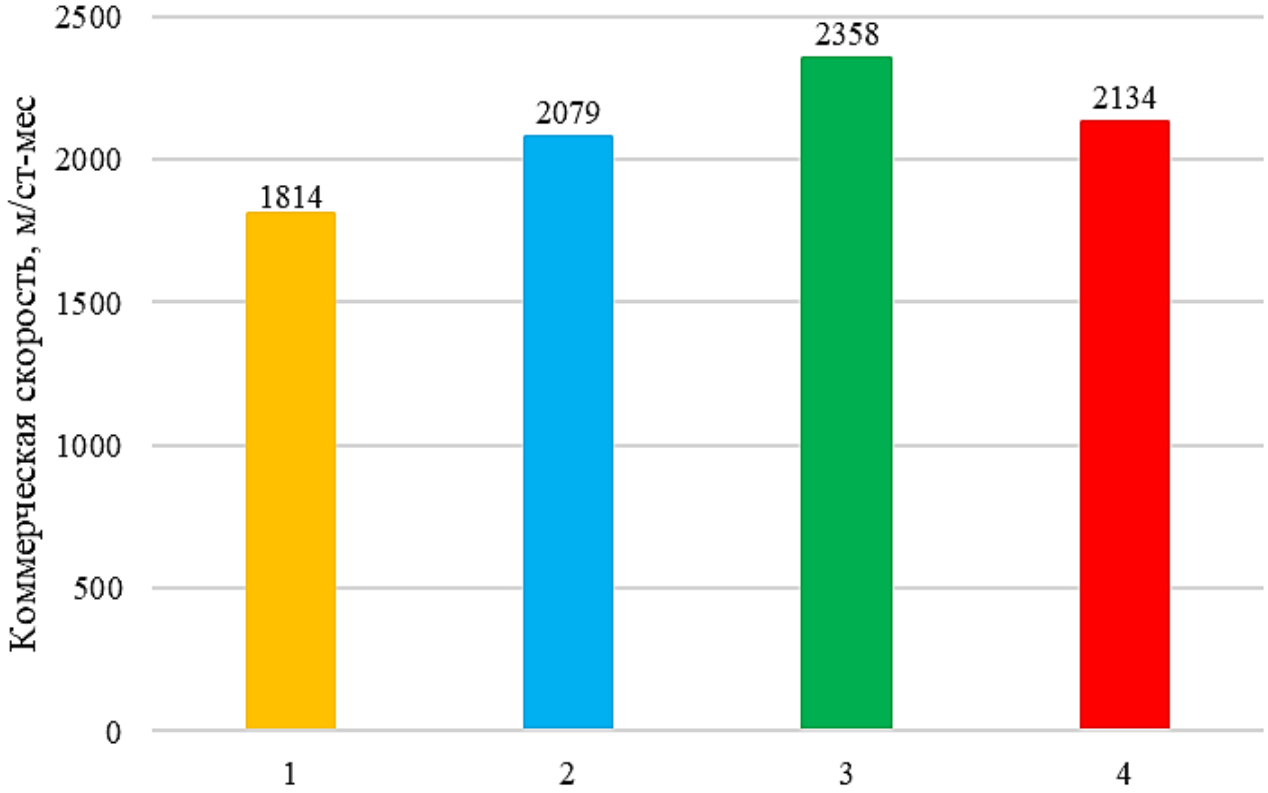


Рисунок 5 – Коммерческая скорость бурения

Как видно из выше приложенной диаграммы, максимальное увеличение коммерческой скорости удалось достичь на скважине №3 – увеличение составляет 544 м/ст.-мес, среднее увеличение составляет 376 м/ст.-мес.

Подводя итоги применения новой конструкции скважины отмечается значительное снижение сроков строительства скважин, увеличение коммерческой скорость бурения, и, как следствие, снижение стоимости строительства. По итогам трех построенных скважин среднее значение снижения инвестиционных расходов эксплуатационного бурения примерно составляет 26 млн. рублей на скважину.

УДК 622.24.053.2

О методах определения критической частоты вращения бурильной колонны

Каменских С. В., Савич В. Л.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Бурильная колонна представляет собой сложную механическую систему, работоспособность которой определяется многочисленными факторами, которые в зависимости от рассматриваемого участка создают свои напряженно-деформированные состояния.

В зависимости от способа реализации процесса бурения скважины (роторное или забойное) ключевые силовые факторы перераспределяются определенным образом.

Наиболее специфическим вариантом с точки зрения напряженного состояния является роторный способ освоения скважины.

Согласно рассмотренной литературе [1,2,3] можно выделить при роторном бурении два вида ключевых нагрузок в соответствии с которыми устанавливаются параметры процесса кручения бурильной колонны.

В первом случае рассматривается процесс кручения, исходя из которого обосновываются геометрические параметры труб, режим бурения скважины, требуемая мощность.

Во втором случае рассматривается процесс продольного изгиба, возникающий вследствие сил сопротивления при разрушении горной породы, сил трения, которые непосредственно оказывают влияние на ось бурильной колонны. В этом варианте оценивают допустимые длины участков бурильной колонны, устойчивость и режим бурения скважины.

В обоих случаях общим критерием является режим бурения скважины, который определяется частотой вращения бурильной колонны. Ее определяют несколькими методами.

В зависимости от особенностей физико-математической модели бурильной колонны эти методы можно условно разделить на две группы:

– к первой группе относятся методы теоретической и прикладной механики, на основании которых устанавливаются собственные частоты колебаний механической системы;

– ко второй группе относятся эксплуатационные методы, учитывающие дополнительные производственные факторы (например, параметры раствора), влияющих на процесс кручения; на основании этих методов устанавливается критическая частота вращения.

Для определения характеристик собственных характеристик крутильных колебаний по первой группе представлены расчетные схемы (рис.1, 2).

Для вывода дифференциального уравнения движения произвольного сечения бурильной колонны выделим элементарный участок длиной Δx (рис. 2). Применяя основной закон динамики к выделенному элементу при вращательном движении, имеем:

$$\Delta J \frac{\partial^2 \varphi}{\partial t^2} = M(x+\Delta x, t) - M(x, t). \tag{1}$$

Здесь ΔJ – момент инерции выделенного элемента относительно оси колонны; $M(x, t)$ и $M(x+\Delta x, t)$ – крутящие моменты, действующие в торцовых сечениях выделенного элемента; $\varphi = \varphi(x,t)$ – угол поворота текущего поперечного сечения элемента.

После небольших преобразований, получаем следующее уравнение:

$$\left.\begin{aligned} M(x+\Delta x, t) - M(x, t) = \frac{\partial M}{\partial x}\Delta x, \\ \Delta J = \rho J_p \Delta x, \end{aligned}\right\} \tag{2}$$

где ρ – плотность материала колонны, $J_p = \frac{\pi}{32}(D^4 - d^4)$ – полярный момент инерции поперечного сечения элемента; Dи d – внешний и внутренний диаметры сечения колонны.

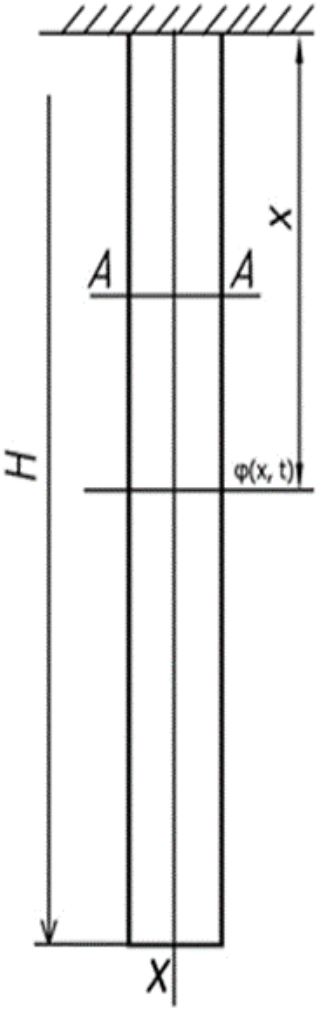
Решение дифференциального уравнения (2) с учетом граничных условий [Хегай] дает следующий результат по частоте собственных крутильных колебаний:

$$\omega_j = \frac{\lambda\pi}{2H}(1+2j), \quad Гц \tag{3}$$

Здесь $\lambda = \sqrt{\frac{G}{\rho}}, \quad j = 0, 1, 2 \ldots n.$

Собственная частота основного тона определяется при j=0.

В соответствии с полученным результатом рассматриваемый параметр зависит от параметров жесткости материала (G), глубины скважины (погружения бурильной колонны) – H, плотности материала ρ.



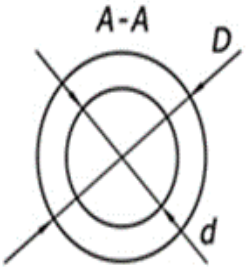


Рисунок 1 – Расчетная схема для определения частот свободных колебаний

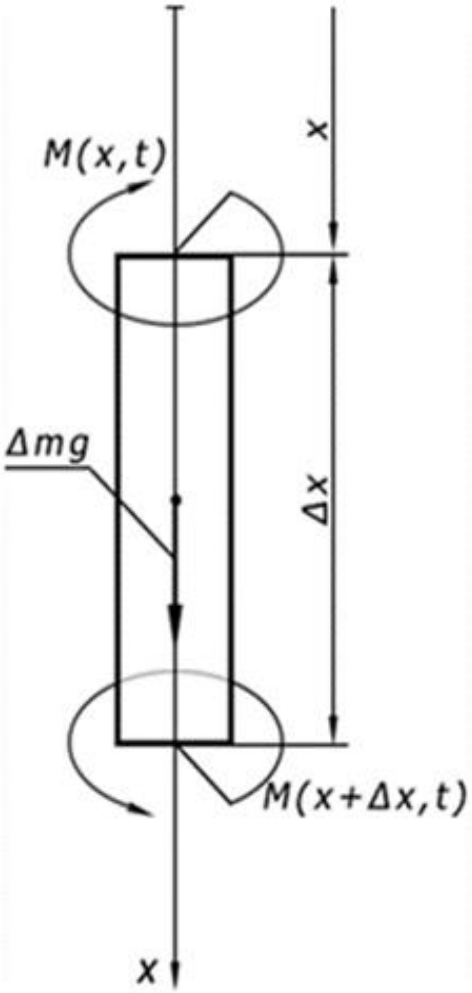


Рисунок 2 – Расчетная схема для вывода дифференциального уравнения

Для определения критических колебаний по второй группе представлены расчетные схемы (рис.3, 4).

Исследованием устойчивости бурильной колонны, определением критических скоростей вращения занимались многие ученые (Лейбензон Л. С., Шищенко С. И., Саркисов Г. М., Сароян А. Е.) и др.

В соответствии с принятым типом нагружения колонны (на растяжение или сжатие), принятием количества полуволн (m) были установлены критические частоты вращения с учетом физических характеристик систем.

В простейшем варианте предложены следующие формулы (об/мин):

$$n = \frac{30m}{l}\sqrt{\frac{1}{q}\left(\frac{EJ}{l^2}m^2\pi^2 \pm P \pm 0{,}5gql\right)}. \quad (4)$$

$$n = \frac{30m}{l_t}\sqrt{\frac{EJ}{q}}. \quad (5)$$

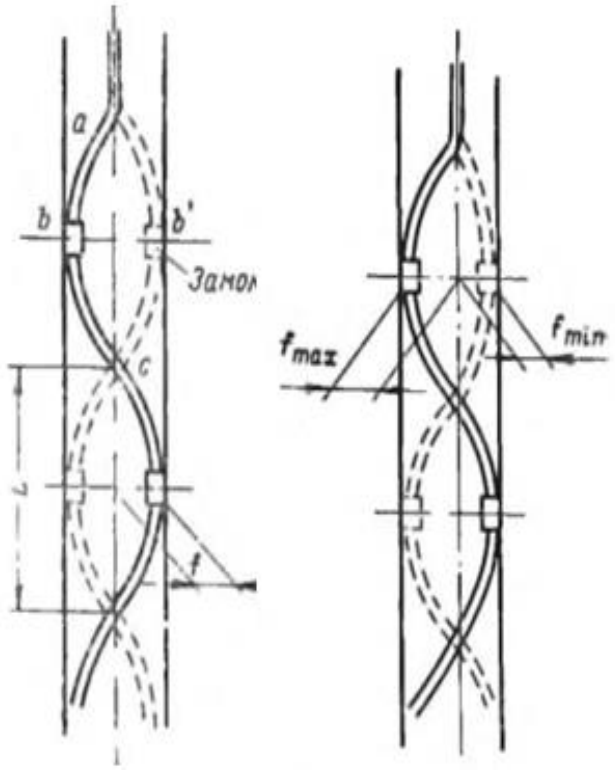


Рисунок 3 – Схема поведения бурильной колонны

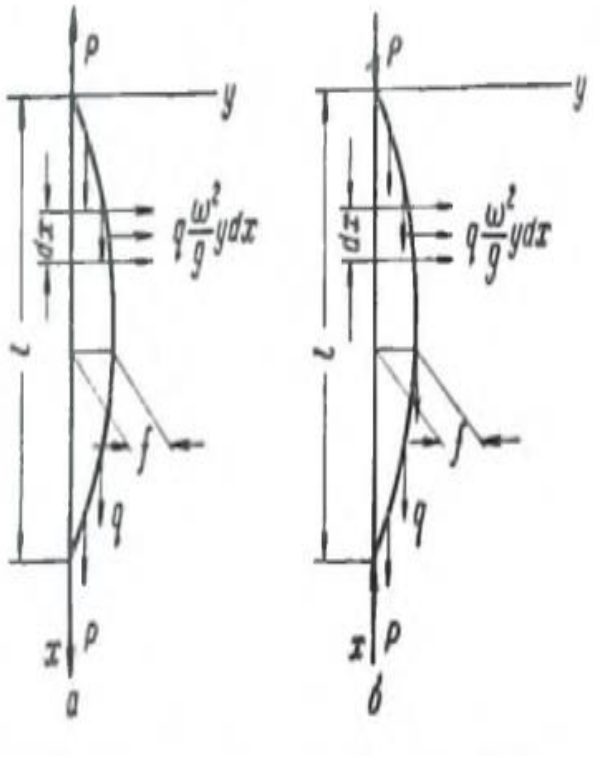


Рисунок 4 – Силовая нагрузка бурильной колонны

В формулах (4-5): P – концевая сила, Н; l – длина колонны, м, l_t – длина участка колонны между замками; q – масса 1 м колонны кг/м; J – момент инерции сечения трубы колонны, м^4; при этом формула (5) определяет критические частоты между замками.

Концевую силу для работоспособного состояния бурильной оцениваем по формуле:

$$P = 1{,}5 \cdot \sqrt[3]{EJq_t^2},$$

где q_t – вес 1 м труб Н/м.

Также следует отметить, что в формуле (4) учтено напряженное состояние бурильной колонны: знак плюс относится к растянутой части колонны, минус – к сжатой.

Следовательно, при последующем изучении формирования собственных частот необходимо учитывать последнее обстоятельство.

Тогда с учетом всех подстановок, формулы (3), (4) будут представлены следующем виде (Гц):

$$\omega = \frac{\pi}{2H}\sqrt{\frac{G}{\rho}}, \tag{6}$$

$$n = \frac{m}{2l}\sqrt{\frac{1}{q}\left(\frac{EJ}{l^2}m^2\pi^2 \pm 1{,}5 \cdot \sqrt[3]{EJq_t^2} \pm 0{,}5gql\right)}. \tag{7}$$

При m =3, l=H, g = 10 м/с^2 для участка бурильной колонны, находящейся в растянутом состоянии выражение (7) примет вид:

$$n \approx 4{,}5\sqrt{\left(\frac{10EJ}{qH^4} + \frac{0{,}2}{qH^2} \cdot \sqrt[3]{EJq_t^2}\right)} \tag{8}$$

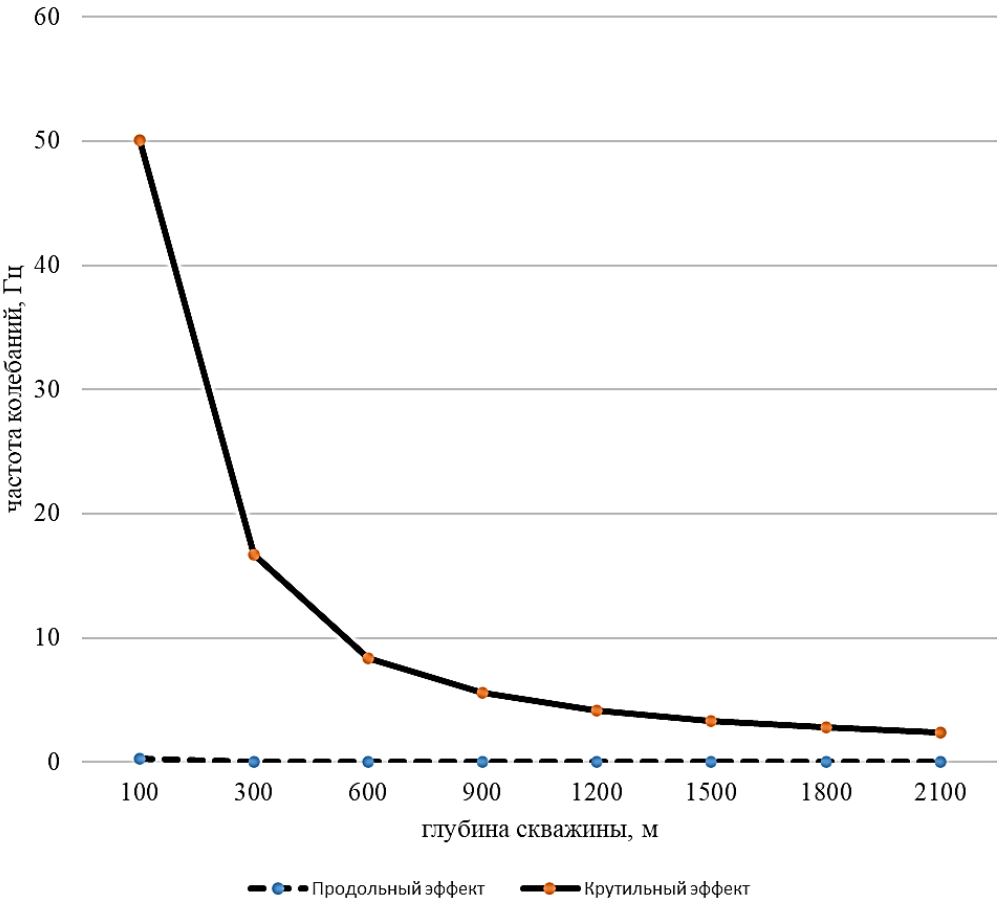


Рисунок 5 – Результаты определения частот в зависимости от рассматриваемого напряженного состояния

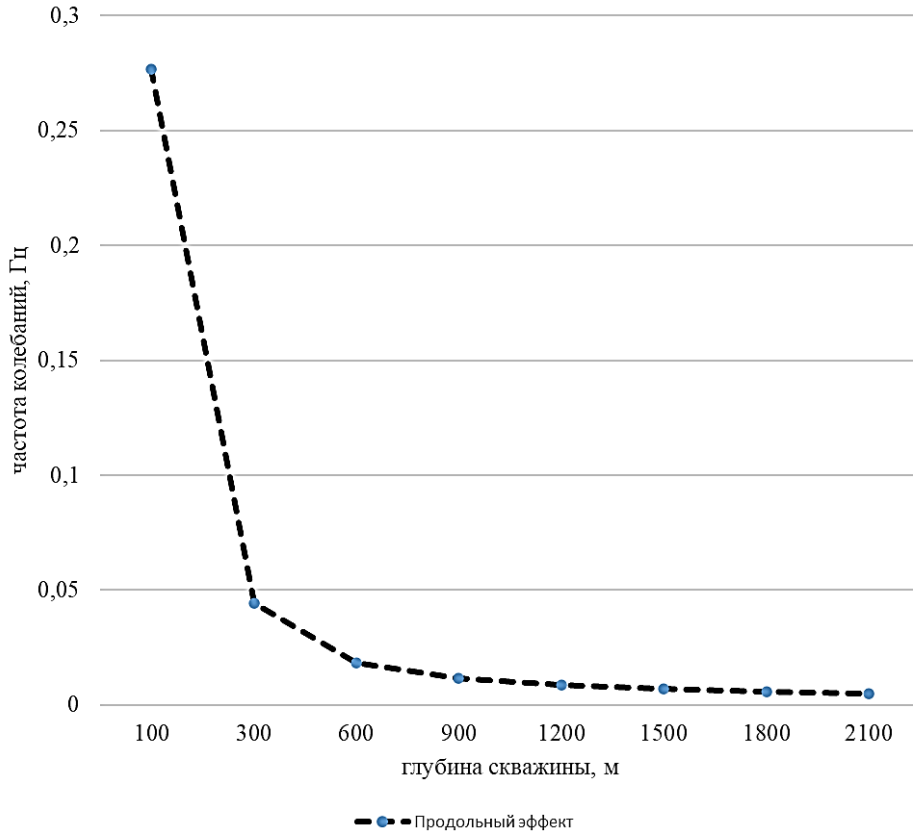


Рисунок 6 – Характер формирования критической частоты при продольном нагружении бурильной колонны

Для бурильной колонны глубиной скважины H = 1000 с техническими параметрами трубы № 102 (D = 101,6 мм, t = 8,4 мм, q = 19,27 кг/м, $l_{тр}$ = 5 м) результаты расчетов представлены на рисунок 5, 6.

По результатам расчетов, представленных на рисунок 5 и 6 можно сделать следующие выводы: во-первых, формирование критических частот в действительности имеют различную природу формирования; во-вторых, общий характер критического значения сильно зависит от глубины скважины; в-третьих, характер критических частот между собой носит приблизительно одинаковый характер в виде показательной функции.

Библиографический список:

1. Хегай, В. К. Основы теории колебаний механических систем / В. К. Хегай, Д. Н. Левитский, О. Н. Харин, А. С. Попов. – Ухта: УГТУ, 2002. – 108 с.
2. Хегай, В. К. Управление динамикой бурильной колонны в направленных скважинах: дисс. д-ра техн. наук / Ухта, 2005.
3. Сароян, А. Е. Проектирование бурильных колонн /А. Е. Сароян. – М: Недра, 1971. – 181 с.

УДК 622.24.051

Решение проблем бурения в мерзлых горных породах

Попова М. С., Старыгин Г. С.
Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия

Развитие нефтегазовой промышленности неразрывно связано с освоением новых территорий, отличающихся сложными геологическими и климатическими условиями проведения работ [1-2]. Так, например, изучение Арктических зон для создания надежной основы дальнейшей добычи углеводородов требует детального исследования недр, сложенных мерзлыми породами. Основной проблемой горных работ в районах, отличающихся долгосрочным воздействием отрицательных температур, является переменное состояние горного массива, крайне быстро реагирующего на изменение внешних факторов.

Мерзлая горная порода представляет собой неоднородную систему, физико-механические свойства которой определяются не только составом и строением, но и температурой, влажностью, наличием солей и другими факторами. В мерзлом сухом состоянии такая порода, обычно, является твердой, хрупкой и абразивной. С точки зрения классических законов механики разрушения горных пород, для эффективного бурения твердой породы требуется реализация процессов истирания, скалывания. Для этого инструмент должен армироваться мелкими резцами, а процесс характеризоваться высокой частотой вращения. Однако, в ходе бурения, из-за силового динамического воздействия бурового инструмента на мерзлую породу, возникает сила трения, неизбежно повышающая температуру на контакте резцов с горной породой. Порода начинает таять, становится обводненной, показатели ее твердости снижаются. В зависимости от состава, под действием повышающейся температуры, порода может проявлять свойства пластичности, вязкости и другие показатели, не свойственные ей в условиях низких температур. В таком случае для достижения выгодных показателей бурения и предупреждения аварийных ситуаций механизм разрушения должен быть изменен. Мягкую, пластичную породу рекомендуется разрушать резанием крупным резцом с обеспечением полноценной очистки забоя и инструмента от липкого шлама.

Помимо сложности выбора механизма и режима разрушения горных пород, еще одной проблемой бурения на территориях, отличающихся мерзлотой, выступают низкие показатели выхода керна и нарушение естественного состояния отбираемых проб. Как правило решением сохранения столбика керна является применение в качестве очистного агента сжатого, охлажденного воздуха, обеспечивающего оптимальный температурный режим и полную очистку забоя. При этом, в случае встречи мерзлых горных пород на больших глубина,

применение продувки является энергозатратным и в большинстве случаев – мало продуктивным. Использование бурового раствора снижает возможности сохранения необходимого теплового режима и повышает вероятность размыва мерзлых пород, нарушения их естественного состояния.

Как показывают результаты бурения глубоких скважин на территории Якутии [3], при встрече мерзлых горных пород, помимо перечисленных сложностей, наблюдается активное снижение ресурса бурового инструмента. Наличие льда и твердых частиц, движущихся под давлением с высокой скоростью, выступает в качестве абразива не только для режущей поверхности инструмента, но и для всей поверхности бурильной колонны.

Таким образом, развитие технологий и технического оснащения для бурения в мерзлых горных породах является темой актуальной, необходимой для нефтегазовой отрасли.

Проведенный детальный анализ известных производственных ситуаций при бурении в мерзлых горных породах, позволил выделить наиболее часто наблюдаемые острые проблемы и причины их возникновения. Некоторые основные показатели приведены в таблице 1.

Изучение полученных результатов позволило определить возможные направления научных исследований для улучшения технической и технологической производственной базы с целью устранения или снижения вероятности возникновения проблем, возникающих при бурении в мерзлых породах.

Таблица 1 – Ключевые проблемы бурения в мерзлых горных породах

Проблема	Причина	Негативное последствие
Изменение физико-механических свойств породы	Повышение температуры	Снижение скорости бурения
	Силы трения	Снижение выхода керна
		Аварии (прихват, затяжки)
	Контакт с очистным агентом	Нарушение профиля скважины
		Нарушение свойств пробы
Низкий выход керна	Повышение температуры	Погрешность геологических исследований
	Контакт с очистным агентом	
Нарушение профиля скважины	Повышение температуры	Нарушение технологии сооружения скважины
	Контакт с очистным агентом	Отклонение от проектных показателей
	Анизотропия	
	Нерациональный режим и механизм разрушения породы	Снижение экономических показателей бурения скважин
		Геологические и экологические риски
Износ инструмента	Абразивное воздействие шлама	Увеличение стоимости работ
	Нерациональный режим и механизм разрушения породы	Снижение скорости бурения
		Риски возникновения аварий

Разбор полученных результатов показал, что в большинстве случаев причинами проблем бурения в мерзлых горных породах являются: повышение температуры, контакт с очистным агентом, а также неверно выбранный режим бурения и механизм разрушения горных пород.

Учитывая широкий спектр проблем, возникающих при бурении в мерзлых горных породах, метод оптимизации производственной базы должен основываться на комплексном подходе, позволяющем повысить продуктивность буровых работ с сохранением физического состояния массива мерзлых горных пород.

Опыт конструирования бурового породоразрушающего инструмента показывает, что рациональное использование геометрии рабочей поверхности и промывочной системы позволяет решать ряд задач бурения, заранее предупреждая возникновение осложнений и аварий. Обзор и анализ существующих научных основ разработки буровых долот и коронок определяет, что базовыми параметрами бурового инструмента, способными влиять на условия и механизм разрушения горных пород, являются размеры и форма режущих элементов, схема расположения режущих элементов, конструкция промывочной системы, размеры и армирование боковой поверхности инструмента [1-10]. Обобщенные и укрупненные результаты исследования приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные параметры бурового инструмента, оказывающие влияние на условия бурения

<table>
<tr><th>Конструктивный элемент</th><th>Геометрический параметр</th><th>Решение проблемы</th><th>Положительный результат</th></tr>
<tr><td rowspan="3">Режущий элемент (резец, вставка)</td><td rowspan="2">Размер</td><td>Рациональный механизм разрушения горной породы</td><td rowspan="2">Увеличение скорости бурения</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Равномерное распределение нагрузки</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Форма</td><td rowspan="2">Сохранение траектории движения скважины</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Ориентация режущего элемента</td><td>Угол атаки</td><td>Рациональный механизм разрушения горной породы</td><td>Увеличение скорости бурения</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Фронтальный угол (относительно радиуса инструмента)</td><td rowspan="2">Зашламование режущей части</td><td>Снижение энергозатрат</td></tr>
<tr><td>Температурный режим</td><td rowspan="2">Повышение ресурса инструмента</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Схема расположения резцов</td><td>Расстояние между резцами</td><td>Материальные затраты</td><td>Снижение стоимости работ</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Местоположение резцов</td><td rowspan="2">Равномерное распределение нагрузки на забой и инструмент</td><td>Увеличение скорости бурения</td></tr>
<tr><td>Повышение износостойкости инструмента</td></tr>
<tr><td>Линейные размеры корпуса</td><td>Соотношение радиального размера к высоте боковой поверхности</td><td>Равномерное распределение нагрузки на стенки скважины</td><td>Сохранение траектории движения скважины</td></tr>
</table>

Помимо геометрических параметров большое значение имеет качество и вид бурового инструмента. Так, при разработки колонкового инструмента для бурения в мерзлых породах важным фактором является изоляция керна от очистного агента, что обеспечивается, например, за счет создания системы торцевой промывки, а для бескернового инструмента важным являются параметры линейных размеров, комбинации вооружения. Твердосплавный инструмент при бурении в мерзлых горных породах проявляет крайне низкие показатели износостойкости. Наилучшие показатели ресурса у алмазного инструмента. При этом рядом преимуществ для разрушения мерзлых пород обладает резец *PDC*. Состав такого резца из поликристаллического алмаза повышает его износостойкость, а цилиндрическая форма и разнообразие размеров позволяет достигать необходимого напряженно-деформационного состояния призабойной зоны.

К тому же, как показали результаты аналитического исследования, величина углов атаки резца оказывают влияние на прирост температуры на забое. Зависимость температурного показателя от геометрии демонстрируется выражением (1), учитывающим основные законы механики разрушения горных пород и влияние режима бурения на эффективность разрушения горных пород:

$$\Delta t_з = \frac{0{,}52 \cdot r \cdot \omega \cdot a \cdot \left(\frac{\frac{\pi \cdot \sigma_{ск} \cdot h\sqrt{dh}}{\sin\gamma_{ск}} \cos\alpha(1+\mathrm{tg}\varphi) + fP + R_c}{\cos\beta} \right)}{G}, \quad (1)$$

где r – радиус долота; ω – окружная скорость; a – количество резцов долота; β – угол между вертикалью и плоскостью режущей грани *PDC;* d – диаметр резца, м; h – глубина внедрения резца в породу, м; $\gamma_{ск}$ – угол скалывания породы на передней грани резца, град; α – фронтальный угол установки резца или угол разворота рабочей поверхности резца относительно радиуса долота; S – размер площадки скалывания породы на передней грани резца; $\sigma_{ск}$ – предел прочности породы на скалывание; φ – угол внутреннего трения породы; f – коэффициент внешнего трения резца с породой; P – осевое усилие на инструмент; R_c – сопротивление со стороны призабойной среды, состоящей из циркулирующего очистного агента, насыщенного шламом.

Исходя из проведенного исследования становится очевидным, что решение проблем бурения в мерзлых породах путем выбора и разработки оптимальных конструкций бурового инструмента – направление вполне оправданное и имеет перспективу для развития технологий бурения скважин в зонах, характеризующихся мерзлотой. При этом, методы конструирования бурового инструмента типа PDC должно основываться на законах механики разрушения горных пород, что имеет достаточно обоснованную научную базу. В тоже время, следует уделять должное внимание влиянию геометрических параметров конструкции инструмента на показатели температуры, напряженно-деформационного поля, ресурса.

Библиографический список:

1. Зайцев В. И. Анализ особенностей строительства эксплуатационных скважин в условиях многолетнемерзлых пород / В. И. Зайцев, А. В. Карпиков // Науки о Земле и недропользование, 2024. – Т. 47, № 3(88). – С. 302-315. – DOI 10.21285/2686-9993-2024-47-3-302–315.

2. New high-resolution estimates of the permafrost thermal state and hydrothermal conditions over the Northern Hemisphere / Y. Ran, G. Cheng, H. Jin [et al.] // Earth System Science Data. – 2022. – Vol. 14, No. 2. – P. 865-884. – DOI 10.5194/essd-14-865-2022.

3. Попова М. С. Влияние конструкции коронок, армированных резцами PDC, на отбор керна в мерзлых породах / М. С. Попова, Б. В. Григорьев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336, № 5. – С. 29-36. – DOI 10.18799/24131830/2025/5/4762.

4. Vtorushin E.V., Dorovsky V.N. Cutting forces estimation with non-Euclidean model of inelastic deformations applied to rock cutting. – San Francisco: ARMA, American Rock Mechanics Association, 2017. – V. 4. – 137 p.

5. Шевченко А. Н. Влияние температурного режима скважины на эффективность бурения мёрзлых массивов / А. Н. Шевченко // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2011. – № 11(58). – С. 117-120. – EDN OKBIXX.
6. Кучин В. Н. Крепление скважин и разобщение пластов в интервалах залегания многолетнемерзлых пород: научно-методические основы / В. Н. Кучин, В. А. Сидоров, А. И. Коптева // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2025. – № 7(163). – С. 37-41.
7. Зезюлин В.А. О физико-механических характеристиках разрушения мерзлых грунтов [Текст] / В.А. Зезюлин, С.А. Линьков // Омский научный вестник №8 (44). – Омск: Омский государственный технический университет, 2006 г. – С. 75-77.
8. Мальков С. Н. Термокондуктор в вакуумном исполнении для предотвращения растепления мерзлых горных пород / С. Н. Мальков, С. Н. Бастриков // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 4(364). – С. 5-10. – DOI 10.33285/0130-3872-2023-4 (364)-5-10.
9. Рочев В. Ф. Исследование механизма разрушения мерзлых глинистых пород в водной среде / В. Ф. Рочев, А. Е. Мельников // Успехи современного естествознания. – 2018. – № 12-2. – С. 380–384.
10. Резцы PDC с вогнутой поверхностью режущей грани / В. В. Нескоромных, М. С. Попова, И. А. Комаровский, Л. Баочанг // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333, № 4. – С. 181-192. – DOI 10.18799/24131830/2022/4/3488.

УДК 622.24.053

Анализ напряженного состояния бурильной колонны в зависимости от рассматриваемого участка

Хламов В. А., Савич В. Л.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Основу механических характеристик конструкционных материалов составляют пределы текучести и прочности. Даже если в процессе эксплуатации на первый план выходят иные свойства материала (электрические, тепловые, магнитные и т. д.), его способность выдерживать нагрузки без разрушения остаётся критически важной.

Главная сложность современной механики деформируемого твёрдого тела – достоверная оценка предельных напряжений при сложных комбинированных нагрузках. Решение этой задачи требует углублённого изучения механизмов деформации и разрушения материалов, а также совершенствования методов прогнозирования долговечности конструкций.

Целью работы является анализ напряженного состояния бурильной колонны в зависимости от рассматриваемого участка.

Для реализации поставленное цели требуется решить следующие задачи:

– провести анализ сложного напряженного состояния;

– рассмотреть участки бурильной колонны и алгоритм расчета;

– провести расчет напряженного состояния бурильной колонны.

Сложным напряженным состоянием называют такое состояние, когда в бесконечно малой окрестности точки напряжения возникают одновременно по нескольким направлениям (рис. 1). В декартовой системе координат выделяют девять компонент напряжений, шесть из которых в соответствии с условием равновесия попарно равны [3].

Поскольку опытное определение предельных напряжений для всех видов напряженного состояния является практически невыполнимой задачей, то для инженерных расчетов используют гипотезы, позволяющие заменить сложное напряженное состояние на эквивалентное одноосное напряженное состояние. А вычисленные значения эквивалентных напряжений $\sigma_{экв}$ сравнивают затем с предельными $\sigma_{пред}$, полученными опытами на одноосное растяжение или одноосное сжатие (рис. 2).

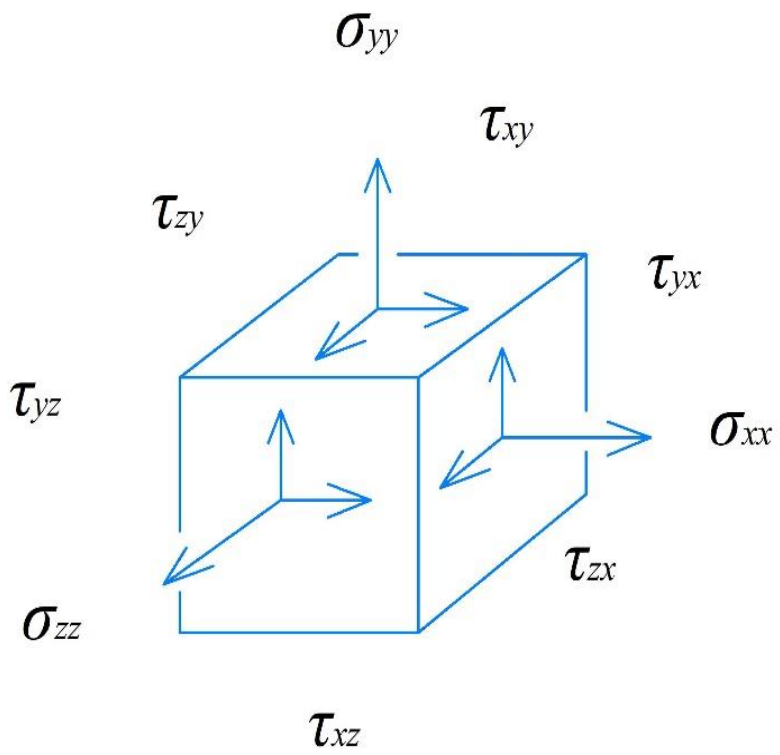


Рисунок 1 – Сложное напряженное состояние материала

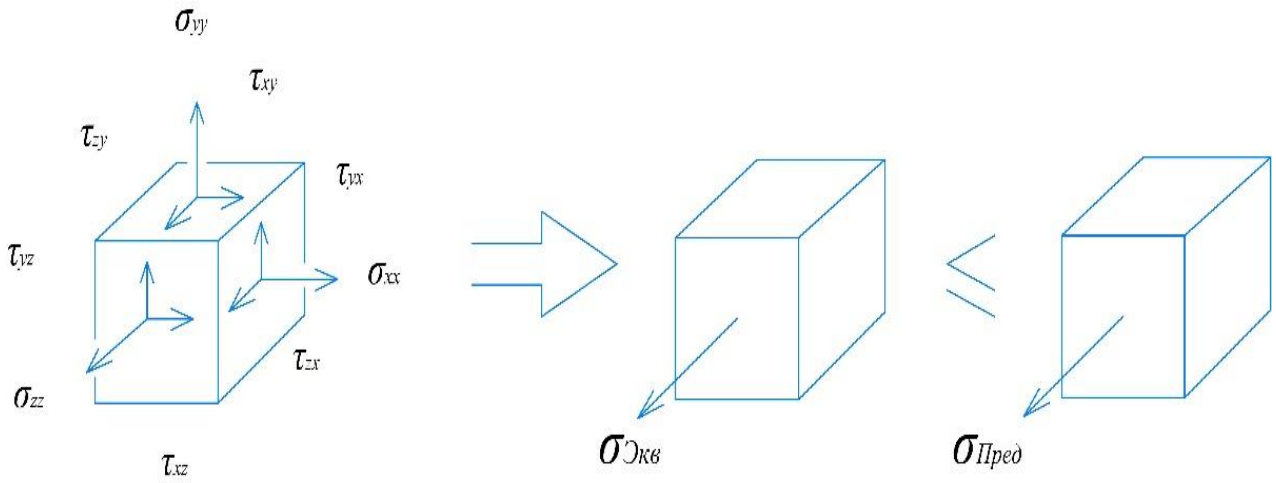


Рисунок 2 – Определение эквивалентных напряжений

В общем случае профиль нефтяной или газовой скважины может включать следующие участки (рис. 3):

– вертикальный;

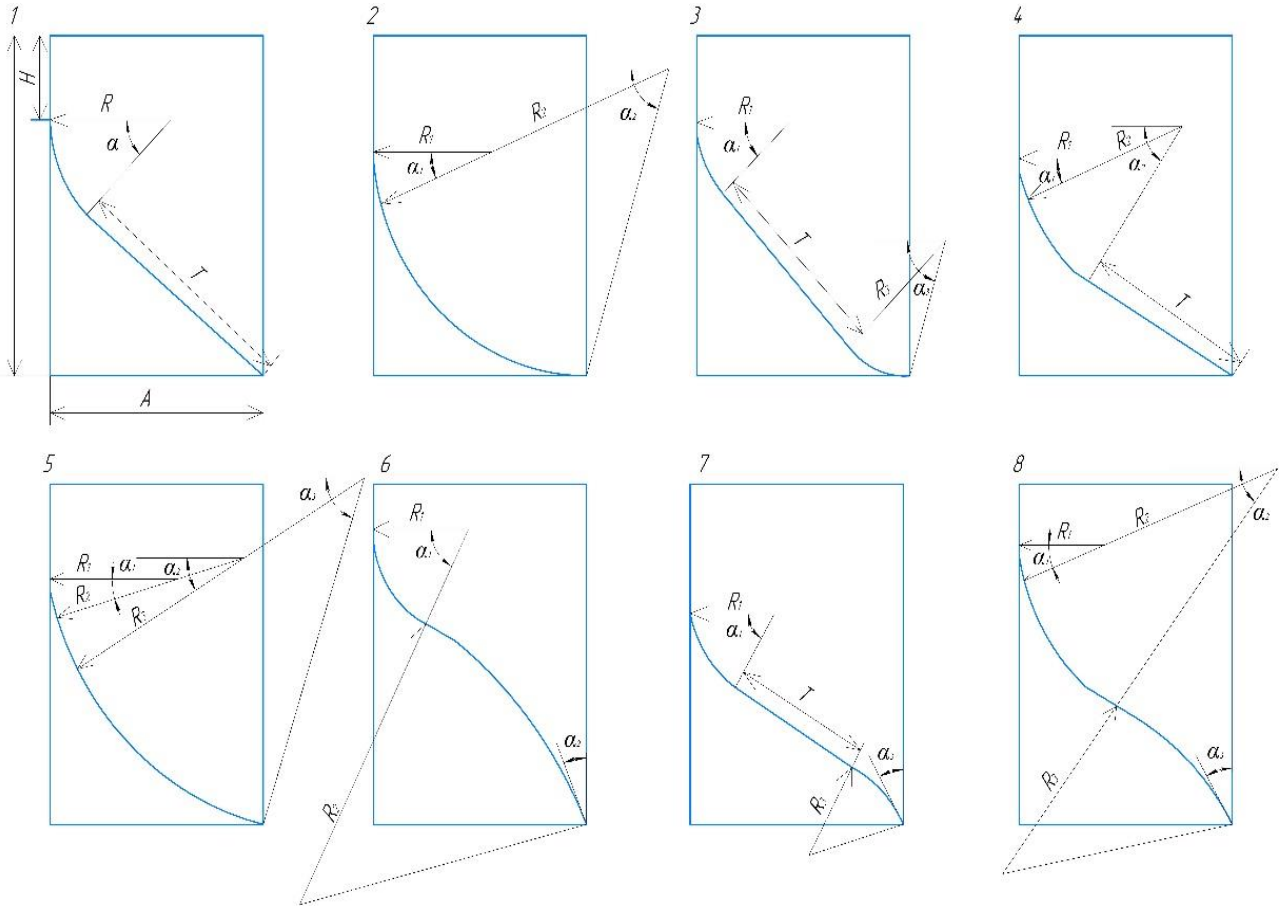
– начального искривления ствола (набора кривизны);

– тангенциальный (наклонный прямолинейный);

– малоинтенсивного увеличения и уменьшения зенитного угла.

При бурении с забойными двигателями (турбобуром, электро-буром) в верхней растянутой части колонны возникают напряжения растяжения $\sigma_{раст}$, а в нижней части, передающей нагрузку на долото - напряжения сжатия $\sigma_{сж}$.

Потерявшая в сжатой части устойчивость бурильная колонна от действия сжимающих сил испытывает также изгибающие напряжения $\sigma_{изг}$, которые, имея максимальное значение у долота, постепенно уменьшаются в направлении к нижнему участку растянутой части колонны (рис. 4).



L – глубина скважины; H – длина вертикального участка; T – длина тангенциального участка; A – отклонение ствола скважины; R – радиус искривления; α – зенитный угол

Рисунок 3 – Типовые профили наклонно-направленных скважин

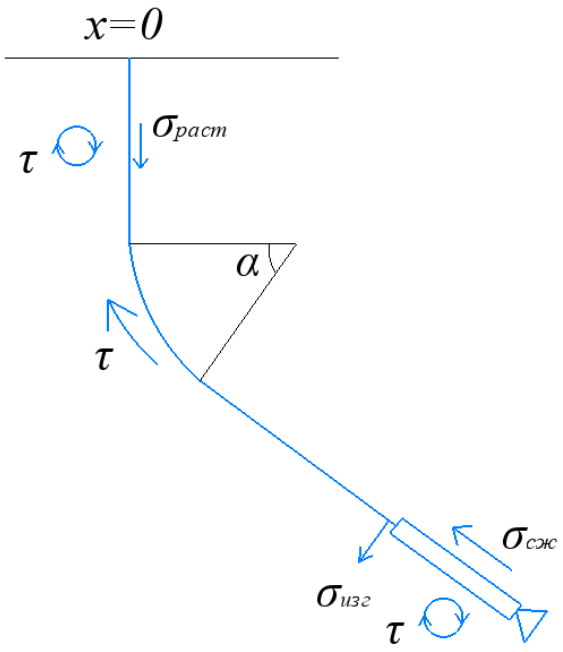


Рисунок 4 – Нагрузки, действующие на бурильную колонну

Бурильная колонна испытывает касательные напряжения τ от действия реактивного момента турбобура, постепенно уменьшающиеся в направлении к вертлюгу и достигающие его только при коротких бурильных колоннах.

При вращении ротором бурильная колонна испытывает касательные напряжения τ, уменьшающиеся к долоту.

Исходные данные (методические данные):

- Пр. глубина скважины H = 3476,8 м [2]
- УБТ Ø178 – 8 м, q – 145 кг/п.м.
- Плотность бурового раствора – 1300 кг/м .
- Бурильные трубы Ø127 мм, δ=9,2 мм; Приведённый вес 1п.м. q =26,7 кг.

Коэффициент запаса прочности на разрыв Кз = 1,4.

Радиус набора кривизны R = 420м

Из расчетов получились следующие данные [1]:

$$\sigma_{экв}(H) = \sqrt{\sigma^2(H) + 4\tau^2(H)} = 92,96 \text{ МПа} \quad (1)$$

$$\sigma_{экв}(0) = \sqrt{\sigma^2(0) + 4\tau^2(0)} = 89,39 \text{ МПа} \quad (2)$$

$$\sigma_T(H) = k_{ст} \cdot \sigma_{экв}(H) = 130 \text{ МПа} \quad (3)$$

$$\sigma_T(0) = k_{ст} \cdot \sigma_{экв}(0) = 125 \text{ МПа} \quad (4)$$

На основании которых был выбран материал сталь Ст 10 с пределами текучести 180-250 МПа. Однако стоит понимать, что теоретические расчеты могут также быть далеки от истины. Только с созданием грамотной механической модели скважины и точных производственных данных можно получить корректные данные.

Из-за криволинейного профиля скважины и сложного напряжения, в материале возникают неоднородные нагрузки на всей длине бурильной колонны. Вследствие этого, необходимо рассматривать различные модули упругости для различных участков бурильной колонны:

Для верхней части колонны, испытывающей растяжение, принимаем E = 0,18 МПа.

Для нижней части колонны, испытывающей сжатие, принимаем E = 0,22 МПа.

Тогда расчеты принимают следующий вид для разных участков бурильной колонны по закону Гука (упругая трактовка):

$$\Delta l = \frac{F \cdot l}{E \cdot A} \quad (5)$$

$$\varepsilon = \frac{\Delta l}{l} \quad (6)$$

$$\sigma_1 = \varepsilon \cdot E_1 = 46,6 \text{ МПа} \quad (7)$$

$$\sigma_2 = \varepsilon \cdot E_2 = 56,96 \text{ МПа} \quad (8)$$

Можно сказать, что вследствие сложного напряженного состояния бурильной колонны, разница между нагрузкой у устья и на забое может составлять примерно 22,2 %

Следовательно, материал должен выдерживать напряжение разного рода на протяжении всей длины колонны, что осложняет подбор материала и прогнозирование его долговечности и прочности.

Таким образом, рассматривая бурильную колонну в искривленной ее части, возникающие напряжения существенно возрастают по сравнению с инженерными прямолинейными участками.

Вследствие геометрических особенностей с точки зрения механики деформируемого твердого тела, криволинейный участок требует более продуманного подхода к его прочностной оценки, так как возникает свое специфическое напряженно-деформированное состояние, и в некотором критическом сечении возникают опасные нагрузки.

Это обстоятельство требует составление дополнительных механических моделей по учету неоднородности силового поля.

Библиографический список:
1. Балденко Ф. Д. Расчеты бурового оборудования / Москва.: РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2012. – 428 с.
2. Исмаков Р. А., Мулюков Р. А., Аглиуллин А. Х. РАСЧЕТ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ДЛЯ СКВАЖИН ПРОСТРАНСТВЕННОГО ПРОФИЛЯ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ / Уфа.: «Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – 78 с.
3. Потапова Л. Б. Механика материалов при сложном напряженном состоянии. Как прогнозируют предельные напряжения – М.: «Издательство Машиностроение – 1», 2005 – 244 с.

УДК 622.245.428

Сравнительный анализ реологических моделей для гидравлического расчёта цементирования скважин

Хорошилов Р. А., Политов Н. М., Логачёв Ю. Л.
Ухтинский Государственный Технический Университет, г. Ухта, Россия

Исторически, в советском и российском инженерном подходе для описания течения тампонажных растворов в скважине доминировала модель вязко-пластичной жидкости (Шведова-Бингама) [1, 2]. Данная практика обусловлена относительной простотой математического аппарата и явным присутствием тиксотропных свойств у цементных смесей. Однако современные программные комплексы позволяют оперативно аппроксимировать фактические реологические кривые не только по модели Бингама, но и более точной, описываемой более чем двумя параметрами, например, Гершеля-Балкли. Для валидации и определения области допустимого применения конкретной реологической теории (Бингама, Гершеля-Балкли или степенной) для проведения гидравлического расчета цементирования необходима процедура обратного анализа. Её суть заключается в прямом сравнении реограммы, рассчитанной на основе реологических параметров буферных жидкостей и цементных растворов, с фактическим давлением, зарегистрированным на станции контроля цементирования в ходе промывки на забое и закачки технологических жидкостей на всех этапах крепления секции. Только количественная оценка расхождения между расчетными и промысловыми значениями позволяет сделать обоснованный вывод о точности модели и пригодности её для прогноза гидравлических потерь в конкретных горно-геологических условиях.

Первым этапом анализа является определение реологических констант для классических моделей путём построения аппроксимационных кривых на основе экспериментальных точек. Возьмем за основу следующие реологические модели с соответствующими константами:

1) Модель Шведова-Бингама

$$\tau = \tau_0 + \eta \cdot \dot{\gamma} \tag{1}$$

2) Модель Оствальда-де-Ваале (степенная)

$$\tau = \kappa \cdot \dot{\gamma}^n \tag{2}$$

3) Модель Гершеля-Балкли

$$\tau = \tau_0 + \kappa \cdot \dot{\gamma}^n \tag{3}$$

где τ_0 - динамическое напряжение сдвига, Па; η – пластическая (структурная) вязкость, Па ·с; K – мера консистентности, Па ·с^n; n – показатель поведения (нелинейность).

Следует отметить, что все замеры реологических параметров для каждого раствора производятся в условиях динамической забойной температуры согласно корпоративных и межотраслевых регламентов.

Существует множество подходов по определению динамической забойной температуры, но основополагающими факторами являются температура раствора на входе, подача насосов/агрегатов и горно-геологические условия (градиент температуры) [3]. Для конкретных условий, представленных в данном примере лабораторные исследования буферных жидкостей и цементных растворов производились при динамической забойной температуре 36 градусов. Справедливость выбора условий тестирования будет отмечена далее по тексту. Конструкция скважины представлена на рисунке 1. Расчеты выполнены для условий цементирования ОК-178мм.

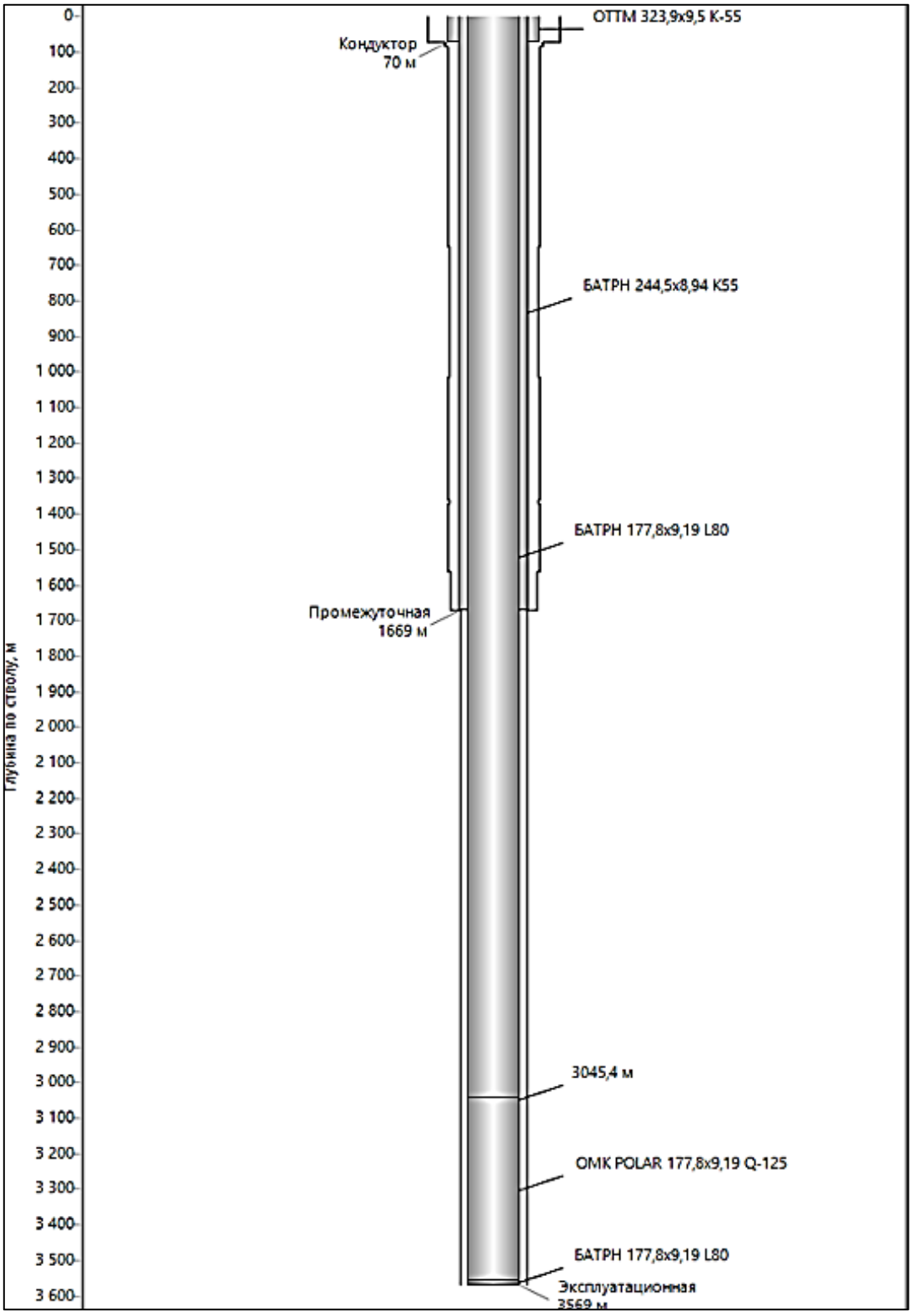
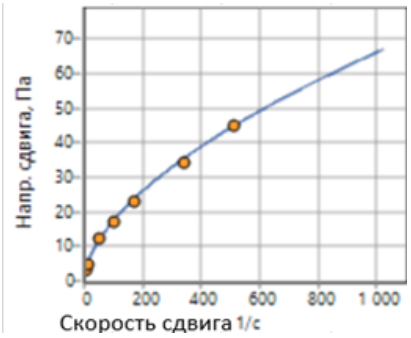
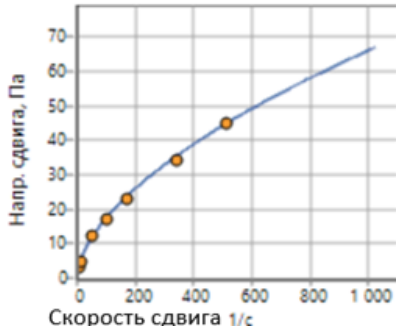
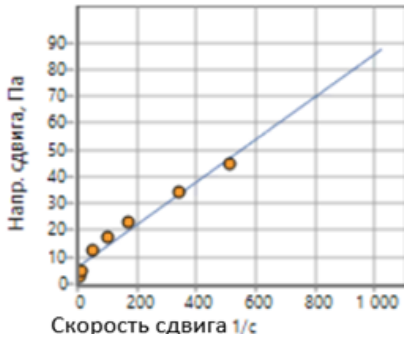
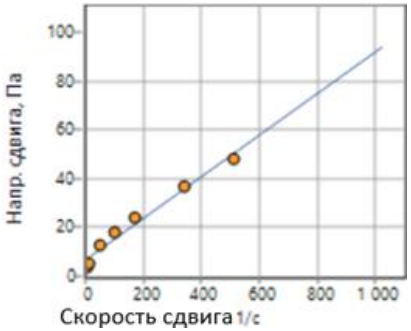
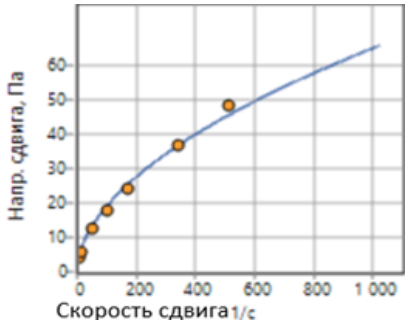
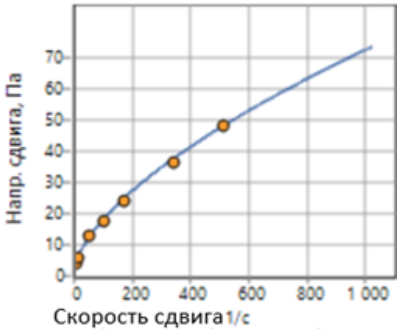
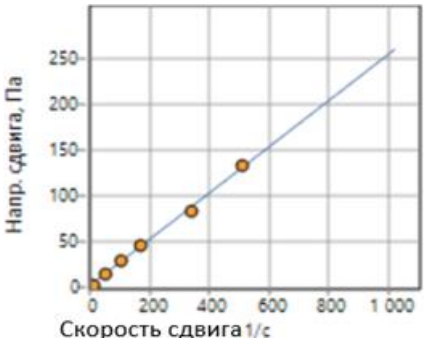
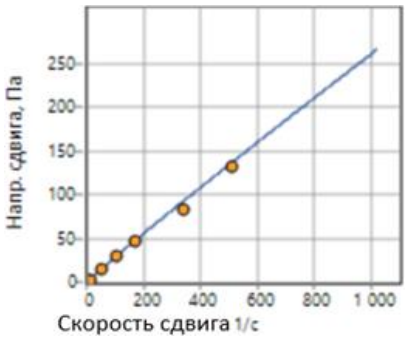
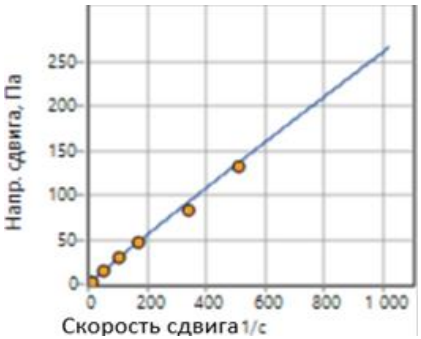


Рисунок 1 – Конструкция скважины

Таблица 1 – Реограммы буровых жидкостей

Тип раствора	Кривая соответствующая реологической модели		
	Шведова-Бингама	Оствальда-де-Ваале	Гершеля-Балкли
Отмывающий буфер			
Облегченный цементный раствор			
Цементный раствор нормальной плотности			

По результатам реометрических замеров на вискозиметре Chandler 3500 построим реологические кривые для применяемых для цементирования технологических жидкостей. В примере взят отмывающий буфер на цементной основе, облегченный цементный раствор плотностью 1,55 г/см^3 и цементный раствор нормальной плотности 1,96 г/см^3.

Исходя из графиков, можно предположить, что с увеличением плотности раствора базовые реологические кривые (зависимость касательного напряжения от скорости сдвига) для исследуемых моделей демонстрируют высокую степень сходства. В связи с чем, можно выдвинуть тезис, что выбор определенной модели для цементных растворов нормальной плотности не критичен при прогнозировании давления в циркуляционной системе, так как их расхождения будут в пределах допустимой инженерной погрешности.

По результатам реометрии получены следующие реологические константы для соответствующих уравнений (1, 2, 3).

Таблица 2 – Значения реологических констант

Тип раствора	Реологические константы для моделей		
	Шведова-Бингама	Оствальда-де-Ваале	Гершеля-Балкли
Отмывающий буфер	$t_0 = 6$ Па $\eta = 79{,}5$ мПа $*$ с	$k = 1{,}23$ Па $\cdot$ с^n $n = 0{,}577$	$t_0 = 0$ Па $k = 1{,}225$ Па $\cdot$ с^n $n = 0{,}578$
Облегченный цементный раствор	$t_0 = 6{,}4$ Па $\eta = 85{,}3$ мПа $*$ с	$k = 1{,}66$ Па $\cdot$ с^n $n = 0{,}531$	$t_0 = 1{,}58$ Па $k = 0{,}935$ Па $\cdot$ с^n $n = 0{,}627$
Цементный раствор нормальной плотности	$t_0 = 1{,}4$ Па $\eta = 252{,}5$ мПа $*$ с	$k = 0{,}345$ Па $\cdot$ с^n $n = 0{,}960$	$t_0 = 0$ Па $k = 0{,}343$ Па $\cdot$ с^n $n = 0{,}961$

В рамках подготовки к спуску обсадной колонны для точного гидравлического моделирования был выполнен отбор пробы бурового раствора и замер его реологических свойств в диапазоне температур от 20 до 40 °С с шагом 5 градусов. Значения оборотов вискозиметра и касательные напряжения, а также расчетные давления для модели Гершеля-Балкли при промывке на финальном забое представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Прогнозируемое давление на манифольде для соответствующих циркуляционных температур

Обороты Chandler, об/мин	Касательные напряжения, Па при температуре, ˚С				
	20	25	30	35	40
600	252	232	196	168	140
300	145	132	114	98	83
200	105	97	83	73	62
100	63	58	53	47	41
60	46	43	38	35	30
30	31	29	27	25	23
6	16	15	15	14	13
3	14	13	13	13	12
Прогнозируемое давление для соответствующей температуры, атм					
	129	122	110	98	87

Сравнение фактического давления, установившегося после выхода циркуляционной системы на рабочий режим (101 атм), с результатами моделирования показало наилучшее соответствие с прогнозируемым значением параметров при 35 °С. Ввиду наличия данных по кавернометрии, и как следствие уточненную информацию о кольцевых зазорах в затрубном пространстве скважины, данное совпадение позволяет сделать вывод, что динамическая забойная температура, определяемая Подрядчиком по цементированию в программном комплексе, довольно точно соответствует фактическим условиям.

Последовательность операций при проведении цементирования ОК-178мм на месторождении Республики Коми представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Последовательность операций при цементировании

Вид операции	Плотность, г/см^3	Объем, м^3	Производительность насосов, м^3/мин	Давление, атм
Закачка химического буфера	1,03	10	0,6	102
Закачка вязкого буфера	1,53	10	0,6	102
Закачка отмывающего буфера	1,55	10	0,6	102
Сброс разделительной пробки	-	-	-	-
Закачка облегченного цемента	1,55	58	0,6	102
Закачка цемента нормальной плотности	1,96	7,2	0,6	95
Сброс продавочной пробки	-	-	-	-
Продавка цементных растворов	1,02	72	1-0,3	8-90-255

График станции контроля цементирования представлен на рисунке 2

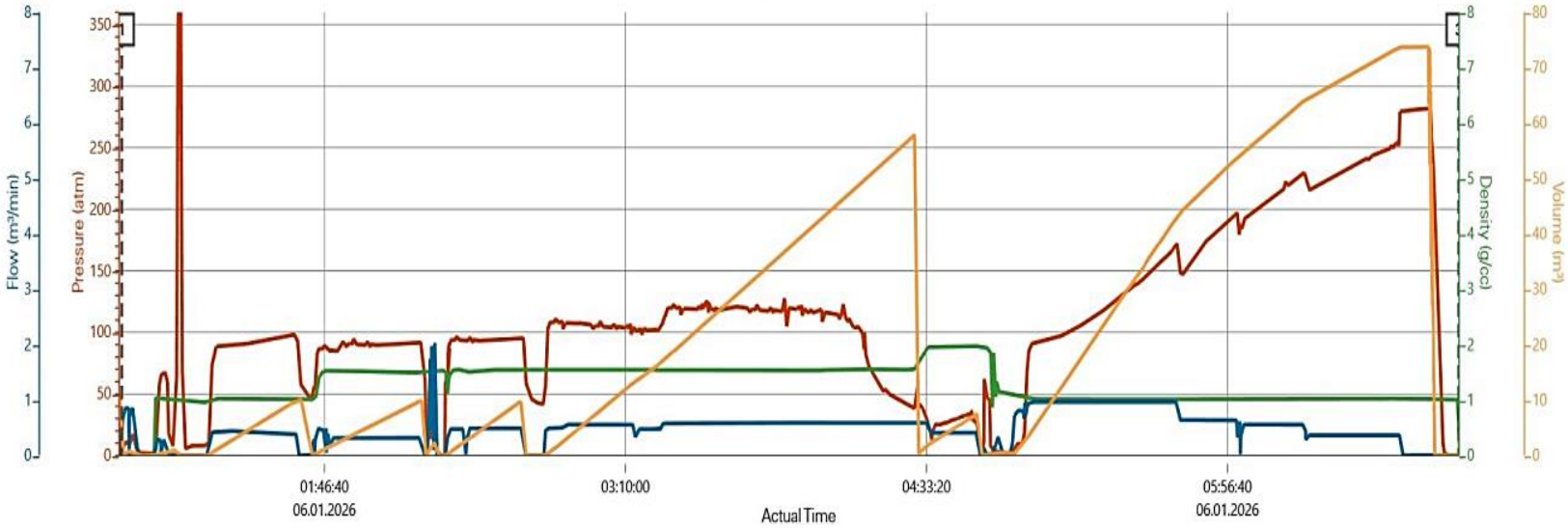


Рисунок 2 – Запись станции контроля цементирования

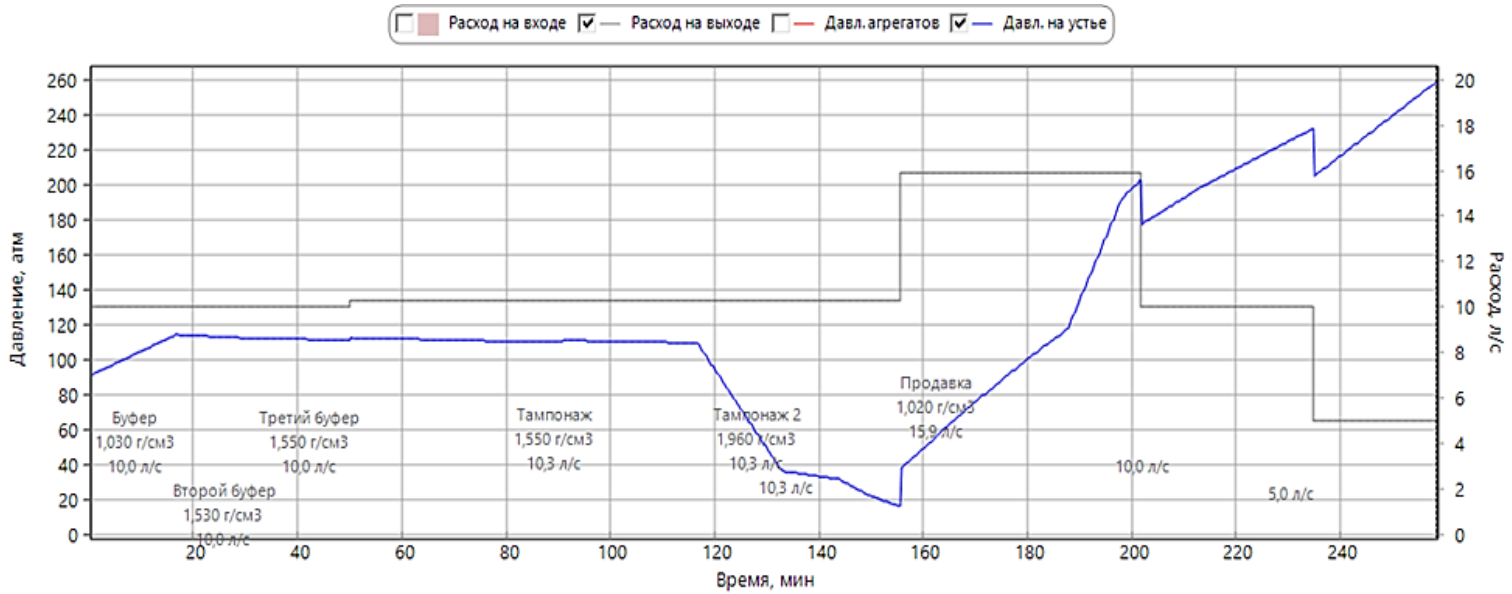


Рисунок 3 – Давление на устье при закачке жидкостей с реологическим профилем по модели Гершеля-Балкли

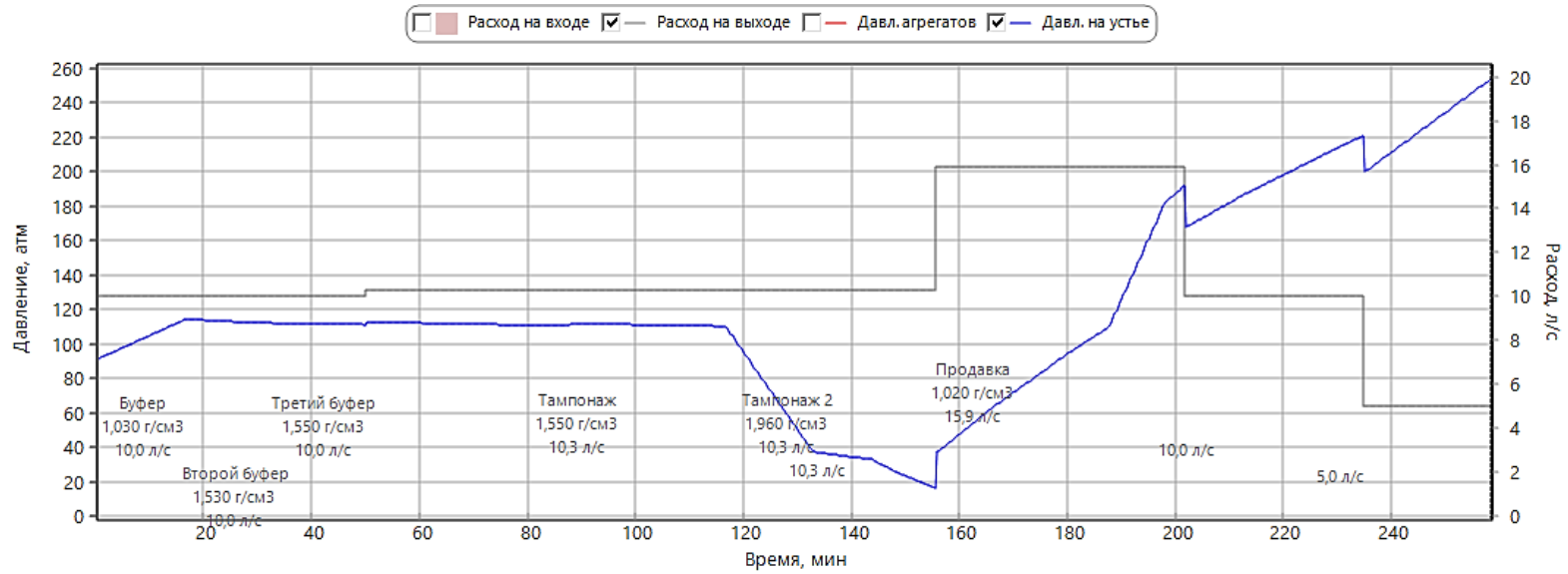


Рисунок 4 – Давление на устье при закачке жидкостей с реологическим профилем по модели Шведова-Бингама

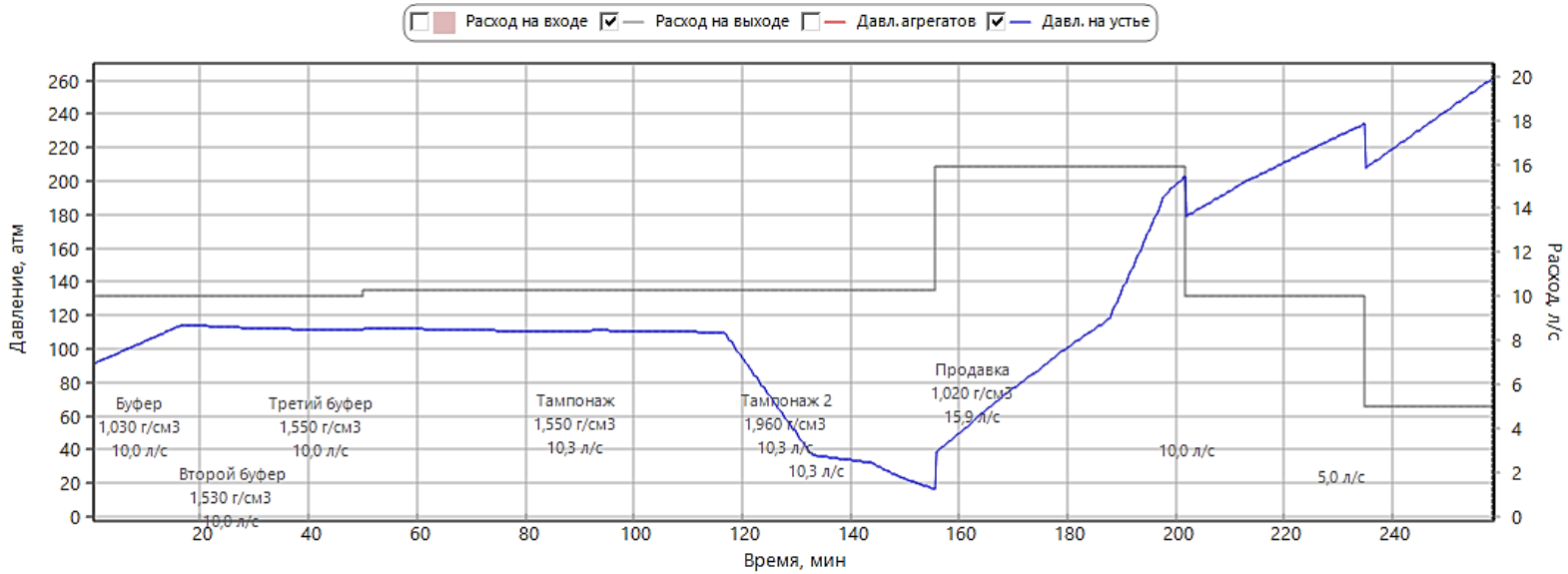


Рисунок 5 - Давление на устье при закачке жидкостей с реологическим профилем по степенной модели

Чтобы наглядно оценить различия между моделями, построим расчётные графики распределения давления в циркуляционной системе для каждой из рассматриваемых реологических моделей. Такая визуализация позволит определить модель, наиболее точно описывает гидравлический процесс цементирования секции.

Как видно из графиков, графики давления обладают схожей динамикой и близкими значениями при краевых условиях. Для более детальной оценки сведём расчётные значения давления для каждой модели в таблицу с фиксированным шагом прокаченного объема (5м^3) после начала продавки и проведём их сравнение с фактическими промысловыми данными.

Таблица 5 – Сравнение расчетного давления с фактичеким

Общий объем продавки, м^3	Расчетное давление на устье по модели Шведова-Бингама	Расчетное давление на устье по модели Оствальда-де-Ваале	Расчетное давление на устье по модели Гершель-Балкли	Фактическое давление, регистрируемое СКЦ
5	49	52	52	90
10	62	66	66	92
15	74	79	78	102
20	86	91	91	110
25	97	104	104	118
30	108	116	115	130
35	138	148	145	145
40	178	187	187	170
45	169	181	180	170
50	184	196	195	185
55	198	210	208	190
60	211	224	221	211
65	207	213	210	215
71	254	261	258	255

Проведённое сравнение позволяет сделать следующие выводы:

1) Наиболее существенное расхождение между прогнозируемым и фактическим давлением зафиксировано на первом этапе продавки. Вероятной причиной является переходный гидродинамический процесс в системе: неподготовленность циркуляционной системы к мгновенному выходу на заданный расход, что вызывает дополнительные пусковые сопротивления. Возможно, также вначале закачки, температура цементного раствора меньше, в связи с чем расчет реологических констант для 35 градусов на данном этапе является более грубым. Этот эффект носит нестационарный характер, однако требует дальнейшего изучения для предотвращения авто-ГРП.

2) На второй стадии продавки, предшествующей полному выходу облегчённого цементного раствора в затрубное пространство, наиболее близкое к фактическим значениям давления обеспечивает модель Шведова-Бингама. Этот результат подтверждает, что для данного типа раствора в условиях установившегося течения вязко-пластичная реологическая модель является оптимальной.

3) При продавке раствора нормальной плотности в затрубное пространство наименьшее расхождение с фактом наблюдается для модели Гершеля-Балкли. Это свидетельствует о том, что реология тяжёлого цементного раствора отличается от реологии облегчённого и требует для своего описания более сложной модели.

На основе вышеизложенных данных можно заключить, что современная практика определения реологических параметров на основе динамической забойной температуры демонстрирует хорошую корреляцию с фактическими данными на финальной стадии продавки. Однако на промежуточных этапах циркуляции, особенно при работе с облегчёнными системами цементных растворов в условиях пониженных температур, зафиксированные расхождения указывают на необходимость учёта дополнительных факторов. К ним, прежде всего, относятся процессы тиксотропного структурообразования в цементных растворах и существенное изменение их реологии при температурах, отличных от расчетной динамической забойной. **Также, применение растворов на углеводородной основе вносит дополнительную неопределённость, связанную с их сжимаемостью и нелинейной реакцией на динамические изменения режима продавки**. Игнорирование этих явлений может приводить к значительным погрешностям в гидравлическом моделировании.

Таким образом, проведение сравнительного анализа прогнозируемых и фактических давлений на разных этапах гидравлического процесса цементирования является необходимым практическим этапом для выбора более точного инженерного подхода. Он позволяет оптимизировать расчёт распределения давления в циркуляционной системе скважины и, как следствие, минимизировать риски осложнений при цементировании, такие как гидроразрыв пласта или неполное вытеснение бурового раствора, что в свою очередь повышает надёжность изоляции продуктивных горизонтов и обеспечивает долговечность конструкции скважины.

Библиографический список:

1. Булатов А. И. Детективная биография герметичности крепи нефтяных и газовых скважин. 3-е изд. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2009 – 934 с.
2. Осипов П. Ф. Гидроаэромеханика бурения и крепления скважин: Учебное пособие / - Ухта: Изд-во Ухтинского государственного технического университета, 2004. – 204 с.
3. Разработка гидравлической программы промывки скважин с учетом влияния температуры на реологическое поведение буровых растворов: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук: 25.00.15 / Лахтионов Сергей Владимирович, 2008 – 24 с.

УДК 622.24

Структурные основы функциональности и уязвимости полимерных реагентов для буровых растворов

Цуканова А. Н.
Ухтинский государственный технический университет г. Ухта, Россия

Органические полимеры составляют основу современных высокофункциональных буровых растворов, выполняя роли загустителей, понизителей фильтрации, стабилизаторов, флокулянтов и ингибиторов. Их эффективность и стабильность в экстремальных условиях (высокие температуры и давления, агрессивные минерализованные среды, механические нагрузки) в первую очередь обусловлены химическим строением макромолекул [1]. Целью данной работы является системный анализ того, как молекулярные особенности полимеров (от природных полисахаридов до синтетических полиакрилатов) определяют их полезные функции и одновременно предопределяют основные механизмы уязвимости и деструкции. Понимание этих взаимосвязей критически важно для прогнозирования поведения реагентов и разработки новых, более стабильных материалов.

Для установления чёткой корреляции между строением полимера и его поведением в технологическом цикле бурения необходимо выделить и рассмотреть несколько взаимосвязанных уровней организации макромолекулы. Ключевыми факторами, определяющими функциональность, выступают:

- общая архитектура полимерной цепи;
- химическая природа и пространственное распределение функциональных групп;
- молекулярно-массовые характеристики.

Именно на этих структурных «китах» базируются все реологические, стабилизирующие и барьерные свойства реагентов, и именно здесь кроются корни их потенциальной нестабильности. Рассмотрим более детально каждый из представленных уровней.

Архитектура макромолекулы: от линейной цепи к трёхмерной сети

Первичным и наиболее наглядным структурным параметром является пространственная организация полимерной цепи, которая определяет способность раствора к структурообразованию и его устойчивость к внешним воздействиям. Ключевые архитектурные типы и их влияние на свойства раствора проиллюстрированы на примере конкретных, широко применяемых реагентов.

Линейные цепи характеризуются последовательным соединением мономерных звеньев.

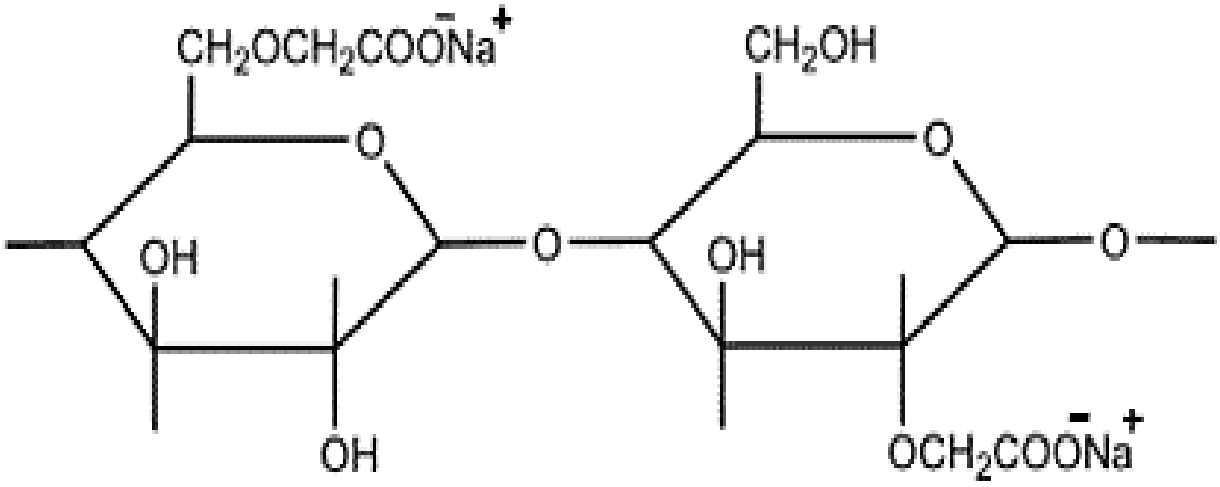


Рисунок 1 – Фрагмент структуры Na-КМЦ

Классический пример – карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), производное природной целлюлозы (рис. 1), где часть гидроксильных групп (-OH) замещена на карбоксиметильные (-O-CH_2-COO^-). Повторяющееся звено имеет вид: [–$C_6H_7O_2(OH)_{2-x}(OCH_2COO^-)_x$–]n, где x – степень замещения.

Подобная линейная архитектура обеспечивает высокую вязкость в разбавленных растворах за счет запутывания длинных гибких цепей и электростатического отталкивания заряженных карбоксильных групп. Однако линейные структуры наиболее склонны к необратимой механической деградации (разрыву цепи под сдвигом в узлах насосов и долот) и термической деструкции при температурах выше 100-120 °C, особенно в присутствии кислорода.

Разветвленные структуры содержат боковые ответвления от основной цепи, что резко меняет их поведение в растворе. Характерный представитель – ксантан, биополимер, звено которого построено на основе целлюлозного остова с регулярными трисахаридными боковыми цепями, содержащими глюкуроновую кислоту и маннозу (рис. 2).

Строение ([...-Glc-β(1→4)-Glc-...] с боковыми цепями препятствует плотной упаковке цепей, способствует формированию устойчивых трехмерных сеток за счет физических зацеплений и водородных связей, что придаёт раствору высокую псевдопластичность и тиксотропность. Разветвлённые полимеры более устойчивы к сдвигу, но уязвимы к ферментативному расщеплению в узлах ветвления.

Сшитые (сетчатые) структуры возникают при образованием ковалентных связей между отдельными полимерными цепями. Типичный пример – гели на основе полиакрилатов (рис. 3), сшитых ионами алюминия или органическими сшивателями.

Полученная архитектура создаёт жесткий упругий каркас, резко ограничивающий фильтрацию. Однако при нагреве или в сильнозасолённой среде сетка может подвергаться синерезису (коагуляционному сжатию) с выделением жидкой фазы, что ведёт к катастрофической потере реологических свойств.

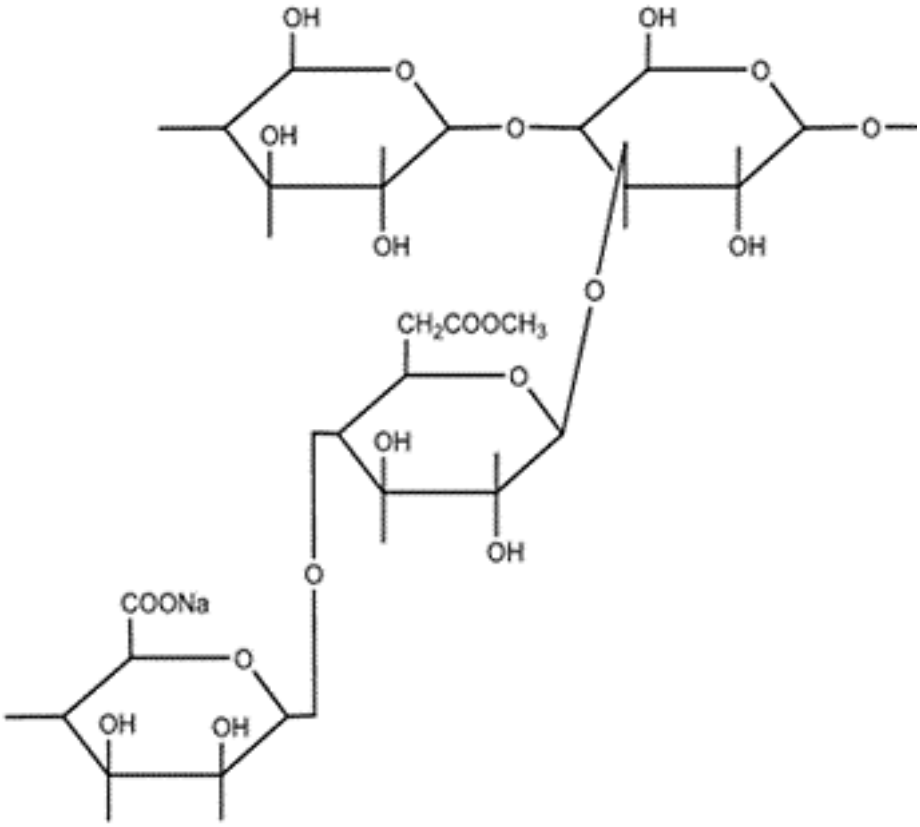


Рисунок 2 – Фрагмент структуры ксантана

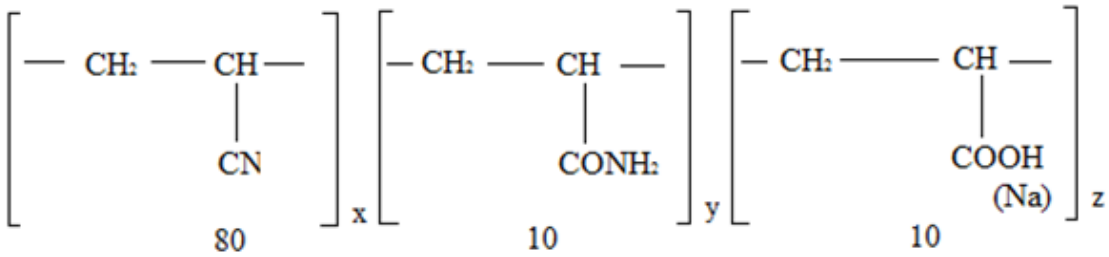


Рисунок 3 – Электронное звено Гипана

Таким образом, уже на уровне макроархитектуры закладывается фундамент функциональности и определяется спектр наиболее вероятных путей деградации полимерного реагента. Следующим критическим уровнем, напрямую влияющим на взаимодействие полимера с дисперсионной средой и твердой фазой, является химическая природа функциональных групп.

Природа, плотность и реакционная способность функциональных групп

Химическая природа и пространственное распределение функциональных групп на полимерной цепи являются решающим фактором, определяющим взаимодействие макромолекулы с дисперсионной средой, твердой фазой (частицами породы, глины) и другими компонентами раствора. Каждая группа вносит специфический вклад в функциональность и одновременно представляет собой потенциальную точку атаки для деструктивных процессов.

1) Гидроксильные группы (-OH). Являясь основой полисахаридов (целлюлоза, ксантан, крахмал), эти группы обеспечивают высокую гидрофильность за счет способности к образованию обширной сети водородных связей с молекулами воды. Это создает плотную гидратную оболочку вокруг полимерной цепи, обеспечивая её растворимость и стабилизируя вязкость. Адсорбция на поверхностях глинистых минералов также происходит

преимущественно через мостики водородных связей между -ОН группами полимера и кислородом силикатной решетки. Однако эта же высокая реакционная способность делает гидроксильные группы ключевыми центрами деградации. При повышенных температурах происходит дегидратация, ведущая к потере гидратной оболочки и выпадению полимера в осадок. Кроме того, -ОН группы служат основным субстратом для окислительной деструкции под действием растворенного кислорода или добавленных окислителей (персульфатов), что приводит к разрыву гликозидных связей в полисахаридном остове и резкому падению молекулярной массы.

2) Карбоксилатные группы ($-COO^-$). Эта анионная группа, характерная для полиакрилатов и карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ), придает полимеру полиэлектролитные свойства. В водной среде диссоциированные $-COO^-$ группы создают значительный отрицательный заряд вдоль цепи, вызывая электростатическое отталкивание между сегментами макромолекул. Это распрямляет цепь, увеличивая её гидродинамический объем и вязкостную эффективность, а также обеспечивает пептизирующий (диспергирующий) эффект на глинистые частицы. Однако эта функциональность напрямую зависит от ионного состава среды. Присутствие двух- и трехвалентных катионов (Ca^{2+}, Mg^{2+}, Al^{3+}) приводит к ионному сшиванию: катионы выступают как мостики между отрицательно заряженными группами разных цепей. Результатом является коагуляция (образование хлопьев), высаливание (потеря растворимости) и резкое снижение вязкости – явление, известное как «солевой шок».

3) Амидные группы ($-CONH_2$). Будучи нейтральной, но высокополярной группой (как в полиакриламиде – ПАА), она обеспечивает хорошую водорастворимость и прочную адсорбцию на минеральных поверхностях посредством водородных связей. Это делает полимеры с амидными группами эффективными флокулянтами и стабилизаторами. Главная уязвимость амидной связи – её склонность к гидролизу, особенно в щелочной среде (pH > 9) при температуре выше 120°C. Гидролиз протекает по схеме: $-CONH_2 + OH^- \rightarrow -COO^- + NH_3$. Это необратимое химическое превращение кардинально меняет свойства полимера: нейтральная цепь превращается в полианион, что, с одной стороны, может усилить диспергирующие свойства, но с другой – резко повышает чувствительность к ионам жесткости и снижает адсорбционную способность, ведя к неконтролируемому изменению реологии.

4) Сульфогруппы ($-SO_3^-$). Введение сульфогрупп (например, в сополимеры с 2-акриламидо-2-метилпропансульфоновой кислотой – АМПС) – целенаправленный прием для придания полимеру сверхвысокой термо- и солестойкости. Сульфогруппа обладает значительно более высокой энергией гидратации по сравнению с карбоксилатной, что обеспечивает сохранение гидратной оболочки даже при температурах выше 200°C. Кроме того, она демонстрирует исключительную устойчивость к гидролизу и низкое сродство к многовалентным катионам, предотвращая сшивание в соленых средах. Благодаря этому сульфогруппы стабилизируют макромолекулу, обеспечивая стабильность её функциональных характеристик в наиболее экстремальных геолого-технических условиях [2].

В итоге, функциональные группы выступают в роли ключевого посредника (медиатора) взаимодействия полимера с окружающей средой. Их выбор – это всегда компромисс между высокой реакционной способностью, обеспечивающей нужную функцию (адсорбция, загущение), и химической инертностью, гарантирующей стабильность. Понимание этого баланса является ключом к осознанному подбору или целенаправленному синтезу полимерного реагента.

Молекулярная масса (М) и её распределение:

Кроме химической природы функциональных групп, ключевым фактором, через который их влияние материализуется в макроскопических свойствах раствора, являются молекулярно-массовые характеристики полимера. Молекулярная масса (М) и её распределение определяют, как степень проявления функциональности, так и масштаб уязвимости полимерной системы.

Высокая М (>1 млн Да) критична для эффективного загущения и флокуляции, так как обеспечивает большое гидродинамическое объём и количество активных центров на одну макромолекулу. Однако с ростом М пропорционально возрастают чувствительность к механическому сдвигу (деполимеризации) и скорость термической деградации, поскольку длинная цепь содержит больше потенциальных точек разрыва. Кроме того, полимеры с узким молекулярно-массовым распределением обеспечивают более воспроизводимые и предсказуемые реологические свойства раствора, в то время как широкое распределение часто приводит к недостаточной стабильности: низкомолекулярные фракции не вносят существенного вклада в вязкость, а высокомолекулярные могут становиться центрами неконтролируемой коагуляции.

Следовательно, рассмотренные структурные элементы: архитектура цепи, химия функциональных групп и молекулярно-массовые параметры - формируют комплексный «портрет» полимера, предопределяющий его технологическую эффективность. Однако эта самая структура, отвечающая за целевые функции, одновременно закладывает и фундамент потенциальной нестабильности. Неразрывная связь между строением и уязвимостью означает, что ключевые функциональные преимущества полимера зачастую являются прямой предпосылкой его специфической деградации. Систематизация этих взаимосвязей позволяет не только прогнозировать поведение реагента в экстремальных условиях, но и формирует методологическую базу для направленного конструирования композиций, в которых уязвимости одного компонента целенаправленно компенсируются свойствами другого.

Для наглядного сопоставления и обобщения сформулированных принципов в таблице 1 представлена матрица взаимозависимостей. Её структура отражает триаду «Структурный элемент → Функциональное преимущество → Уязвимость/Механизм деградации», позволяя в концентрированном виде оценить компромиссы, заложенные в архитектуре каждого класса полимерных реагентов. Таблица служит ключом для диагностики потенциальных проблем и осознанного выбора или модификации полимера под конкретные геолого-технические условия.

Как следует из данных таблицы 1, каждый структурный элемент предопределяет не только функцию, но и конкретный, наиболее вероятный путь нарушения целостности полимера. Однако в реальных условиях скважины на реагент одновременно воздействует комплекс агрессивных факторов. Поэтому, несмотря на специфичность уязвимостей, сами механизмы деструкции можно классифицировать на несколько фундаментальных типов, которые часто протекают синергетически, усиливая друг друга:

1) Термическая деструкция: Разрыв слабых связей (например, у головки цепи), деполимеризация, гидролиз амидных групп. Сульфогруппы и циклические структуры (винилпирролидон) повышают устойчивость.

2) Механическая (сдвиговая) деструкция: Разрыв ковалентных связей в основной цепи под действием высоких градиентов скорости. Более устойчивы разветвленные и ригидные цепи.

3) Химическая деструкция: Включает окисление, гидролиз, ионное сшивание. Зависит от pH, редокс-потенциала и ионного состава среды.

4) Биологическая деструкция: Ферментативный распад полисахаридов (ксантана, крахмала, КМЦ) гетеротрофными микроорганизмами. Синтетические полиакрилаты устойчивы.

Понимание фундаментальных механизмов деградации, обусловленных внутренним строением полимера, открывает путь не к пассивному наблюдению, а к активному конструированию новых, более стабильных реагентов [3]. Если уязвимость заложена в структуре, то, целенаправленно изменяя эту структуру, можно минимизировать риски деструкции или сместить порог её наступления за пределы рабочих условий. Таким образом, анализ уязвимостей формирует четкое техническое задание для химического синтеза и модификации.

Таблица 1 – Взаимосвязь структуры, функции и уязвимости полимеров

Структурный элемент / Свойство	Функциональное преимущество	Уязвимость и механизм деградации
Длинная линейная цепь (высокая ММ)	Эффективное загущение, флокуляция	Сдвиговая деградация: разрыв цепи в центробежных насосах, долотах. Термоокисление: ускоренный распад при T > 80-100°C.
Амидная группа (-$CONH_2$)	Стабильность, адсорбция на глинах	Гидролиз: При T > 120°C в щелочной среде превращается в -COO^-, меняя заряд и свойства полимера.
Карбоксилатная группа (-COO^-)	Диспергирование, электростатическая стабилизация	Ионная чувствительность: Высаливание и сшивание ионами Ca^{2+}/Mg^{2+}, коагуляция.
Гидроксильная группа (-OH)	Гидрофильность, водорастворимость	Окислительная деградация: под действием кислорода или окислителей (персульфатов). Дегидратация при нагреве.
Разветвленная структура (ксантан)	Псевдопластичность, тиксотропность	Ферментативная (биологическая) деградация: атака целлюлазами/ксиланазами микроорганизмов.
Жесткая сшитая сетка (гели)	Барьер для фильтрата	Синерезис: коллапс сети при нагреве или в солевой среде с выделением воды.

Этот принцип лежит в основе структурной эволюции современных полимерных реагентов, направленной на преодоление традиционных компромиссов между функциональностью и стабильностью. Современное конструирование реагентов направлено на минимизацию уязвимостей через модификацию структуры:

– введение защитных групп: сульфирование, аминирование для блокировки реакционных центров;

– создание жесткого остова: включение ароматических или циклических звеньев (N-винилпирролидон, стирол) для повышения термостойкости;

– формирование разветвленной/звездообразной архитектуры: повышение сдвигоустойчивости;

– синтез амфотерных сополимеров: наличие одновременно катионных и анионных групп (-COO^-, -$N^+(CH_3)_3$) для сохранения стабильности в широком диапазоне pH и минерализации;

– привитая сополимеризация: «прививка» синтетических цепей (полиакрилатов) на природный полисахаридный остов для сочетания биоразлагаемости и устойчивости.

Проведенный анализ демонстрирует эволюцию подхода к созданию полимерных реагентов: от эмпирического подбора к целенаправленному конструированию, основанному на понимании взаимосвязи «строение – свойство – стабильность». Стратегии структурной модификации – введение защитных групп, синтез амфотерных сополимеров, создание гибридных архитектур – представляют собой прямой инженерный ответ на выявленные уязвимости. Это позволяет проектировать реагенты с прогнозируемым поведением в заданном диапазоне геолого-технических условий.

Накопленные знания формируют основу для нового этапа в технологии буровых растворов, характеризующегося переходом от вынужденных компромиссов к управляемому синтезу материалов. В таких материалах целевые технологические функции обеспечиваются с максимальной стабильностью и минимальным экологическим следом.

Химическое строение органического полимера является единой основой, определяющей как его целевую функциональность в буровом растворе, так и спектр присущих ему уязвимостей. Не существует абсолютно стабильного реагента – существует оптимальный баланс свойств, достигаемый за счёт направленного молекулярного конструирования под конкретные условия. Как показано в работе, линейные полимеры (например, КМЦ) эффективны, но уязвимы к сдвигу и термоокислению; разветвлённые экзополисахариды обладают уникальной реологией, но биодеградируемы; сульфированные сополимеры термостойки, но имеют высокую стоимость.

Таким образом, выбор и разработка полимерного реагента должны базироваться на глубоком понимании триады «СТРУКТУРА → ФУНКЦИЯ → УЯЗВИМОСТЬ». Перспективы лежат в области создания гибридных и амфотерных структур, способных длительно сохранять функциональность в целевых интервалах температуры, минерализации и механических нагрузок, а также предсказуемо деградировать вне этих интервалов для снижения экологического воздействия.

Библиографический список:

1. Технология и техника бурения нефтяных и газовых скважин : учебник / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, А. А. Шаманов. – Москва : Недра, 2020. – 680 с.
2. Буровые растворы : учебное пособие / Э. В. Бабаян, Н. Ю. Мойса. – Москва : Инфра-Инженерия, 2019. – 332 с.
3. Цуканова, А. Н. Деструкция органических полимерных соединений и ее роль в увеличении показателя водоотдачи / А. Н. Цуканова, Н. М. Уляшева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 9 (357). – С. 20–25.

УДК 622.24

Применение теории подобия для повышения эффективности бурения нефтяных и газовых скважин

Шмелев В. А.

Волгоградского государственного технического университета, г. Волгоград, Россия

Наращивание потенциальных промышленных запасов и добычи углеводородного сырья требует применения новых технологий разработки месторождений, основным направлением развития которых является обеспечение эффективности бурения нефтяных и газовых скважин, рационального природопользования, снижения рисков осложнений, аварий бурения и др.

Известно, что горные породы представляют собой механические смеси минералов, а их зерна или кристаллы обладают анизотропными свойствами. Наличие в породах различных дислокаций (вода, газы, инородные включения) и многочисленных дефектов (микро- и макротрещины, а также развитие направлений их роста), определяет неоднородность горных пород с позиций их разрушаемости.

В условиях структурной неоднородности горных массивов разработка методов математического моделирования определяет эффективность принятия обоснованных технологических решений при прогнозировании поведения процесса бурения скважин.

Из анализа современного состояния теории в области описания процесса разрушения горных пород аналитическими методами [1-4] следует, что создание математической модели, адекватно описывающей нестационарные буровые процессы в условиях отсутствия в настоящее время единой работоспособной теории прочности, сопряжено со значительными затруднениями. Большинство зависимостей, носит эмпирический характер, что позволяет получить уравнения, описывающие процесс разрушения массива горных пород, однако при этом результаты будут справедливы для тех условий, в которых они получены и не могут быть достоверными при прогнозировании поведения процесса и разработке управляющих воздействий в других условиях.

Таким образом, в условиях неоднородности прочностных свойств горного массива и противоречивого характера бурового процесса, математическое содержание задачи о единственности модели комплексного исследования сложной системы, позволяющей вычислять параметры состояния объекта при возмущающих воздействиях, ставит задачу разработки новых математических методов моделирования, что позволит прогнозировать и выбирать наилучшие решения для реализации выбранной технологии бурения скважин.

Согласно Л.А. Шрейнера [1], «Экспериментальные зависимости параметров разрушения и прочности показывают, что эффективное разрушение породы возможно при условии, когда время контакта индентора с породой будет соответствовать времени, в течение которого напряжения в ней достигнут критической величины, сформируются и прорастут трещины и наступит ее окончательное разрушение. Для каждой конкретной горной породы оптимальным может быть определенное соотношение скорости и усилия нагружения» (рис. 1).

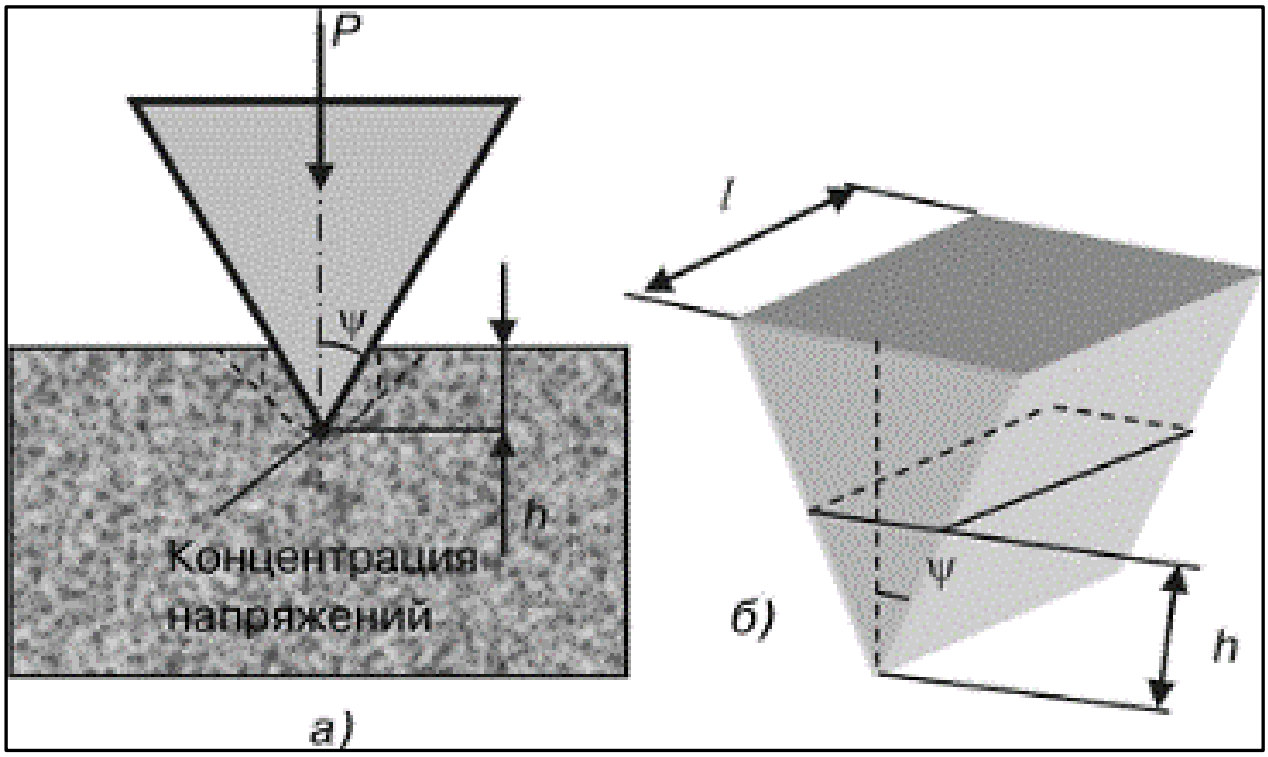


Рисунок 1 – Разрушение горной породы при вдавливании индентора

Если деформация породы δ и глубина лунки разрушения h достигают максимума при определенных значениях скорости нагружения бурового долота, то эффективное бурение скважины возможно при идентичности условий разрушения породы, т. е. соответствия скорости нагружения долота физико-механическим свойствам всех буримых горных пород.

Данные рассуждения приводят к необходимости исследования подобия физических величин, описывающих процесс с качественными изменениями условиями бурения.

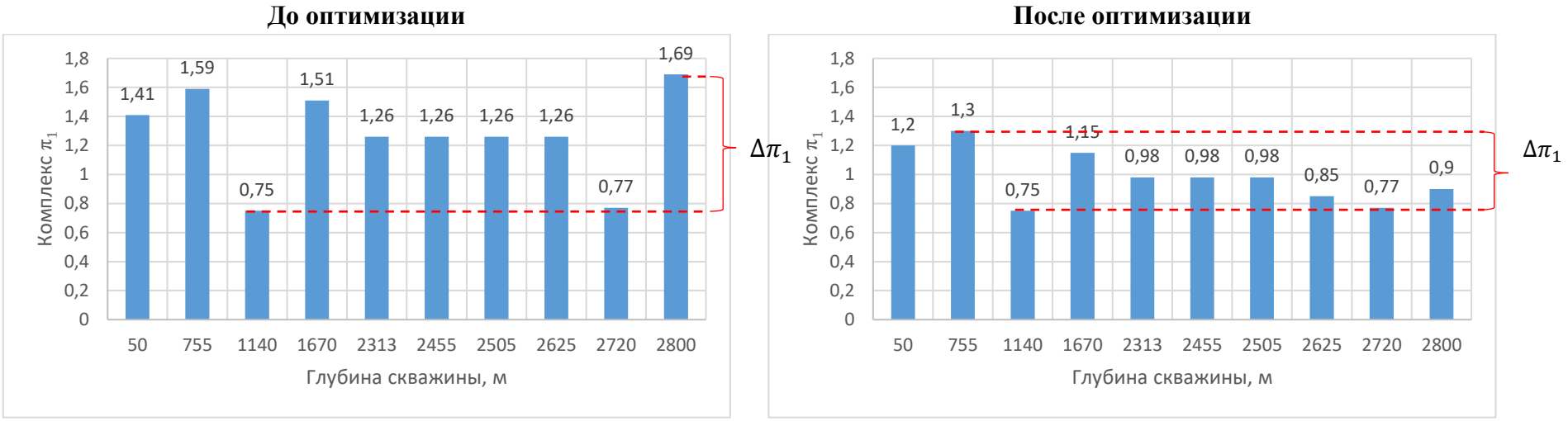


Рисунок 2 – Изменение численного значения комплекса π_1 характеризующего режим разрушения горной породы в процессе бурения

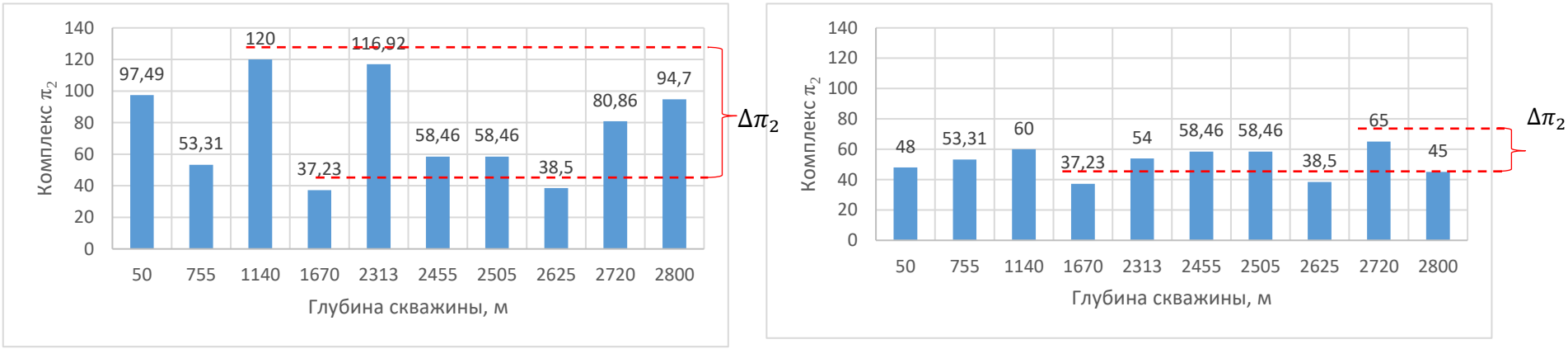


Рисунок 3 – Изменение численного значения комплекса π_2 характеризующего энергоэффективность разрушения горной породы

Идея исследования, подробно изложенная в [5, 6] заключается в том, чтобы разработать и численно сравнить критерии подобия (безразмерные комплексы) на качественно разнородных режимах бурения скважины, и дать заключение об оптимальном значении управляющих параметров бурения, соответствующих физико-механическим свойствам разбуриваемых горных пород.

Различающиеся критерии подобия на участках бурения скважины могут свидельствовать, что: скорость нагружения долота не соответствует времени, достаточного для контакта бурового инструмента с породой; деформация породы не достигает максимума, эффективность разрушения горной породы в этом случае низкая.

Корректировка режимных параметров бурения (линейной скорости перемещения резцов породоразрушающего инструмента ПРИ и осевой нагрузки) с целью сократить диапазон изменения критериев подобия π_1 и π_2.

$$\pi_{1,i} = \frac{V_{мех,i}}{\nu_{ПИ,i}} = \frac{V_{мех,i} \cdot 60 \cdot 1000}{\pi \cdot D_i \cdot n_i}, \quad (1)$$

где $\pi_{1,i}$ - критерий подобия, характеризующий режим разрушения горной породы (безразмерный показатель); $V_{мех,i}$ – механическая скорость бурения на i интервале бурения скважины, м/час; $\nu_{ПИ}, i$ – линейная скорость перемещения резцов породоразрушающего инструмента, м/с; n - скорость вращения инструмента, об/мин; D – диаметр бурового долота, мм;

$$\pi_{2,j} = \frac{G_0}{F \cdot \sigma} = \frac{G_0}{F \cdot} \cdot \frac{1}{\sigma} = \frac{\sigma_{разр.}}{\sigma}, \quad (2)$$

где $\pi_{2,j}$ - критерий подобия, характеризующий энергоэффективность разрушения горной породы; G_0 – осевая нагрузка на ПРИ, *кН*; F – площадь контакта бурового инструмента с горной породой, *м*^{2}; σ.- предел прочности горной породы, $\left[\frac{Н}{м^2}\right]$; $\sigma_{разр.}$ – напряжения, создаваемые в породе буровым инструментом $\left[\frac{Н}{м^2}\right]$;

позволяет добиться подобия процесса на интервалах с качественно разнородными изменениями условиями бурения, и тем самым повысить технико-экономические показатели бурения скважин в виде сокращения производственных затрат и повышения ресурса работы буровых долот.

Выводы:

1) Результаты комплексной оценки параметров эксплуатации бурового инструмента на месторождениях Волгоградской области до оптимизации (рис. 2) свидетельствуют о нестабильности процесса с резкими переходами от ударного внедрения инструмента до вращения без разрушения породы (диапазон изменения комплексного показателя π_1 от 0,75 до 1,69), наличии вибрационных колебаний, приводящих к преждевременному износу буровых долот, сокращая их срок эксплуатации.

2) Напряжения $\sigma_{разр.}$, создаваемые в породе буровым инструментом (диапазон изменения комплексного показателя π_2 от 37,23 до 120) до оптимизации (рис. 3) на несколько порядков превышают предел прочности породы σ, что свидетельствует о чрезмерном (неэффективном) затрате энергии при бурении скважин и является причиной снижения технико-экономических показателей бурения, увеличенного расхода ГСМ, износа оборудования, инструмента и т. д.

3) Управление процессом с использованием целевых функции оптимизации процесса бурения (путем корректировки режимных параметров) на основе выявленных закономерностей разрушения горных пород позволило:

– уменьшить вибрации бурового инструмента, что подтверждается данными диаграммы индикатора веса бурильной колонны;

– уменьшить износ поликристаллических резцов PDC долот. Износ бурового инструмента на **скв. № 5 Левчуновская**, в интервале 3377 – 4201 м (824 м) не превысил допустимых значений, что позволило пробурить данный интервал одним долотом. Сокращение времени СПО составило 25,45 час.

– уменьшить интегральный коэффициент загрузки приводных механизмов в 2,36 раза (с 0,26 до 0,11).

Суммарный технико-экономический эффект на предприятиях топливно-энергетического комплекса ООО «РИТЭК» ПАО «ЛУКОЙЛ» от внедрения результатов научных исследований при бурении нефтяных скважин №11 Степная, №1 Юж.-Сергеевская, № 5 Левчуновская, № 6 Таловская, № 1 Восточно-Жемчужная, №№ 80, 81, 82 Бешкульские в Волгоградской и Астраханской областях составил свыше 30 млн. руб.

Библиографический список:

1. Шрейнер, Л. А. Физические основы механики горных пород. - М. : Гостоптехиздат, 1950. – 211 с. – URL: https://studopedia.net/13_27339_osobennosti-razrusheniya-gornih-porod-na-zaboe-skvazhini.html (дата обращения: 12.04.2020).
2. Ситников, Н. Б. Математические модели процесса бурения глубоких геологоразведочных скважин / Н. Б. Ситников, Л. В. Макаров // Изв. вузов. Горный журнал. – 1992. - №1. – С. 62-68.
3. Близнюков, В. Ю. Научные основы управления разработкой рациональных конструкций глубоких и сверхглубоких скважин в сложных горно-геологических условиях : дис. … д-ра техн. наук : 25.00.15 / Близнюков Владимир Юрьевич ; Ухтинский государственный технический университет. - Ухта, 2007. - 527 с.
4. Нескоромных, В. В. Разрушение горных пород при бурении скважин / В. В. Нескоромных. - М. : ИНФРА-М ; Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2015. - 336 с.
5. Шмелев В.А. Содержание и методы решения проблемы комплексного моделирования технологической системы «Горная порода-буровой инструмент-буровая установка» // Журнал Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности – 2022. - №11 (592). - С. 23-33.
6. Шмелев, В. А. Управление процессом бурения нефтяных и газовых скважин с целью повышения его эффективности / В. А. Шмелев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. - №6(354). – С. 5-12.

УДК 622.24

Сравнительный анализ эффективности экзополисахаридов и акриловых реагентов в качестве компонентов буровых растворов

Цуканова А. Н.

Ухтинский государственный технический университет г. Ухта, Россия

Разработка эффективных и экологически безопасных буровых растворов является критически важной задачей для нефтегазовой отрасли. Два основных класса реагентов, используемых для модификации реологических и фильтрационных свойств растворов, – это синтетические полимеры (преимущественно на основе акриламида и его сополимеров) и биополимеры (в частности, экзополисахариды, продуцируемые микроорганизмами). Выбор между данными классами представляет собой сложную технико-экономическую и экологическую задачу, решение которой возможно путем сравнительного анализа эффективности экзополисахаридов (ЭПС) и акриловых реагентов (АР) по комплексу ключевых параметров.

Методология сравнительного анализа включает следующие критерии оценки: происхождение и экологический профиль, основная функциональная роль в буровом растворе, термостойкость, устойчивость к действию электролитов, стоимость, совместимость с другими компонентами раствора, стабильность при механическом сдвиге и соответствие экологическим нормативным требованиям. Анализ проводился на основе обобщения данных научной литературы, патентных исследований и отчетов о промышленных испытаниях.

Акриловые реагенты – это продукты нефтехимического синтеза. Их существенными недостатками являются низкая биоразлагаемость и потенциальная токсичность, связанная с возможным содержанием остаточного мономера – акриламида [1]. В отличие от них,

экзополисахариды (например, ксантан, склеран, декстран) продуцируются в процессе ферментации микроорганизмов. Они обладают полной биоразлагаемостью и низкой токсичностью, что соответствует принципам «зеленой» химии и ESG-повестке, особенно при бурении на шельфе и в природоохранных зонах [2].

С точки зрения функциональных и реологических характеристик, оба класса являются эффективными реологическими модификаторами. Однако они существенно различаются. Акриловые полимеры, благодаря возможности тонкой настройки молекулярной массы и химической структуры, обладают широким функционалом: от загустителей до высокоэффективных флокулянтов и редукторов фильтрации. В свою очередь, биополимеры, в частности ксантан, являются выдающимися структурообразователями, обеспечивающими высокую тиксотропность и псевдопластичность раствора, что способствует эффективной очистке ствола скважины и транспорту шлама [3]. Стабильность вязкости ЭПС при высоких скоростях сдвига превосходит аналогичный показатель для многих линейных полимеров.

Однако ключевым ограничивающим фактором для применения экзополисахаридов является их термостойкость. Большинство коммерческих штаммов продуцируют полисахариды, стабильные в диапазоне до 80–120 °C. Специальные высокотемпературные штаммы могут повысить этот предел до 140 °C. В то же время специализированные сульфированные или термостабилизированные акриловые реагенты (сополимеры акриламида) сохраняют рабочие характеристики при температурах свыше 200 °C, что делает их незаменимыми для бурения глубоких и сверхглубоких скважин.

Помимо термостойкости, важным критерием является солестойкость. Традиционно считается, что экзополисахариды демонстрируют исключительную устойчивость в средах с высокой концентрацией катионов (Na^+, K^+, Ca^{2+}, Mg^{2+}), и их вязкостные свойства в насыщенных рассолах остаются высокими. Однако ряд исследований опровергает этот тезис, выявляя закономерность в деструкции экзополисахаридов ксантанового ряда в присутствии хлорида натрия [4]. В противоположность этому, акриловые реагенты высокочувствительны к многовалентным катионам, что приводит к коагуляции полимерных цепей и резкому падению вязкости. Поэтому их применение в соленосных формациях требует предварительного умягчения пластового флюида или применения дорогостоящих ингибиторов, что увеличивает стоимость раствора.

Таблица 1 – Сравнительная характеристика экзополисахаридов и акриловых реагентов

Критерий	Экзополисахариды (ЭПС)	Акриловые реагенты (АР)
Происхождение	Биогенное (бактерии, дрожжи)	Синтетическое (нефтехимия)
Биоразлагаемость	Полная	Низкая/отсутствует
Термостойкость	Средняя (до 120-140°C)	Высокая (>200°C для спец. составов)
Солестойкость	Исключительно высокая	Низкая (чувствительны к Ca^{2+}, Mg^{2+})
Основная функция	Структурообразователь, загуститель	Регулятор реологии и фильтрации, флокулянт
Стоимость	Высокая	Низкая
Механическая стабильность	Высокая (псевдопластичность)	Средняя (возможен сдвиговый распад)
Нормативное регулирование	Соответствует жестким эконормам	Риск ограничений по токсичности

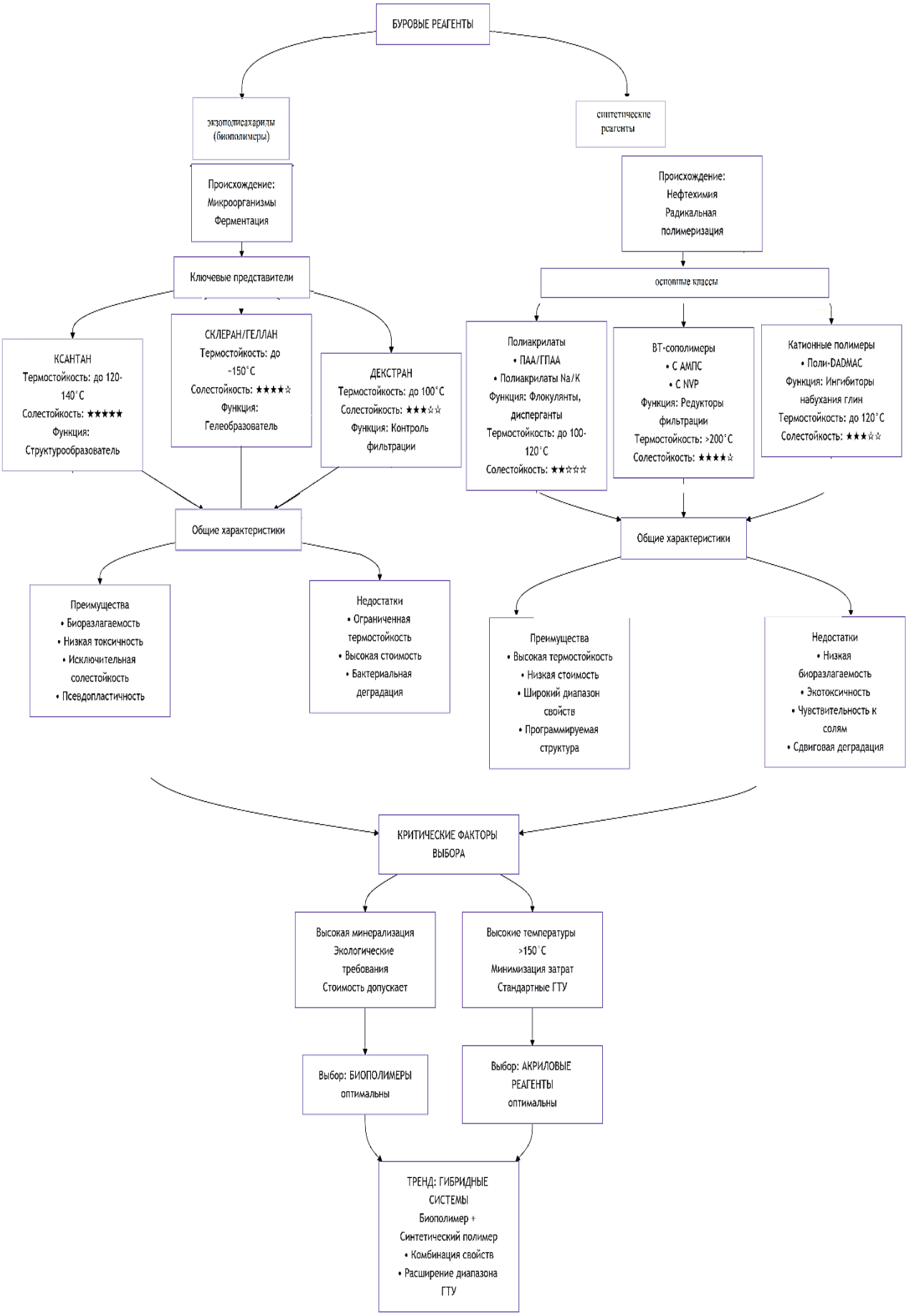


Рисунок 1 – Виды, назначение и функциональные особенности представителей классов экзополисахаридов и синтетических полимеров

С экономической точки зрения, производство акриловых реагентов как крупнотоннажного продукта нефтехимии отличается низкой удельной стоимостью и отработанной логистикой. В то время как производство биополимеров методом ферментации, жёстко зависящее от стоимости субстрата (сахара), остается более капиталоемким, что напрямую влияет на конечную цену реагента [5]. Как показано в таблице 1, результаты сравнительного анализа наглядно демонстрируют комплементарность двух классов.

Для наглядного обобщения разнообразия реагентов на рисунке 1 представлена классификационная схема. Она разделяет основные применяемые биополимеры и синтетические реагенты по происхождению, химической структуре, ключевым свойствам (термо- и солестойкость) и функциональному назначению. Как видно на схеме, полимеры микробного синтеза формируют отдельную ветвь с уникальными свойствами, в то время как синтетические полимеры предлагают широкие возможности для тонкой настройки свойств под высокотемпературные условия. Данная визуализация подтверждает вывод о том, что классы не являются взаимозаменяемыми, а дополняют друг друга.

Проведенный анализ позволяет определить условия, при которых использование каждого из реагентов будет наиболее эффективным. Для акриловых реагентов экономически целесообразно применение при высоких пластовых температурах, а также в проектах, где доминирующим фактором является минимизация капитальных затрат. Однако для них критично применение в условиях высокоминерализованных зон.

Биополимеры, как показывает промысловая практика, эффективны при бурении в соленосных формациях и рассолах. Кроме того, такие реагенты рекомендованы для работ в районах с особыми экологическими требованиями (шельф, Арктика), а также в проектах, где требуется высокая структурная вязкость и стабильность раствора при переменных нагрузках.

Перспективы развития (рис. 2) связаны с созданием гибридных систем, сочетающих достоинства обоих классов. Например, комбинация ксантана (солеустойчивого загустителя) и акрилатного сополимера (высокотемпературного редуктора фильтрации) позволяет нивелировать недостатки каждого компонента [5].

Другими перспективными направлениями являются:

– генетическая инженерия микроорганизмов-продуцентов для повышения термостойкости биополисахаридов до 160–180 °C;

– химическая модификация природных полисахаридов для целенаправленного создания реагентов с заданными свойствами;

– использование возобновляемого сырья (гидролизаты лигноцеллюлозы, отходы АПК) для ферментации с целью снижения себестоимости;

– разработка интеллектуальных (smart) систем на основе ЭПС, чьи свойства обратимо меняются в ответ на внешние стимулы (pH, температура, ионы).

Для акриловых реагентов актуальны экологизация синтеза, разработка полимеров с контролируемой биоразлагаемостью и создание сложных архитектур (блок-сополимеры, дендримеры) для совмещения термостабильности (>220 °C) с устойчивостью к деградации.

Наиболее амбициозным направлением является разработка рецептур с управляемым временем функциональной «жизни», где биополимер обеспечивает базовую реологию, а акрилатный сополимер активируется при превышении температурного порога. Спроектированные для последующего контролируемого разложения, такие системы позволят решить проблему утилизации бурового шлама.

Акриловые (синтетические) реагенты сохранят статус незаменимой основы для бурения в высокотемпературных (>150–180 °C) условиях, а также в проектах, где доминирующим фактором является минимизация прямых материальных затрат. Их развитие будет идти по пути функционализации и экологизации.

Биополимеры (экзополисахариды) являются стратегическим выбором для работ в экологически чувствительных регионах, в условиях высокой минерализации пластовых флюидов, их внедрение сдерживается относительно высокой стоимостью и ограниченной термостойкостью, однако прогресс в биотехнологиях последовательно нивелирует эти недостатки.

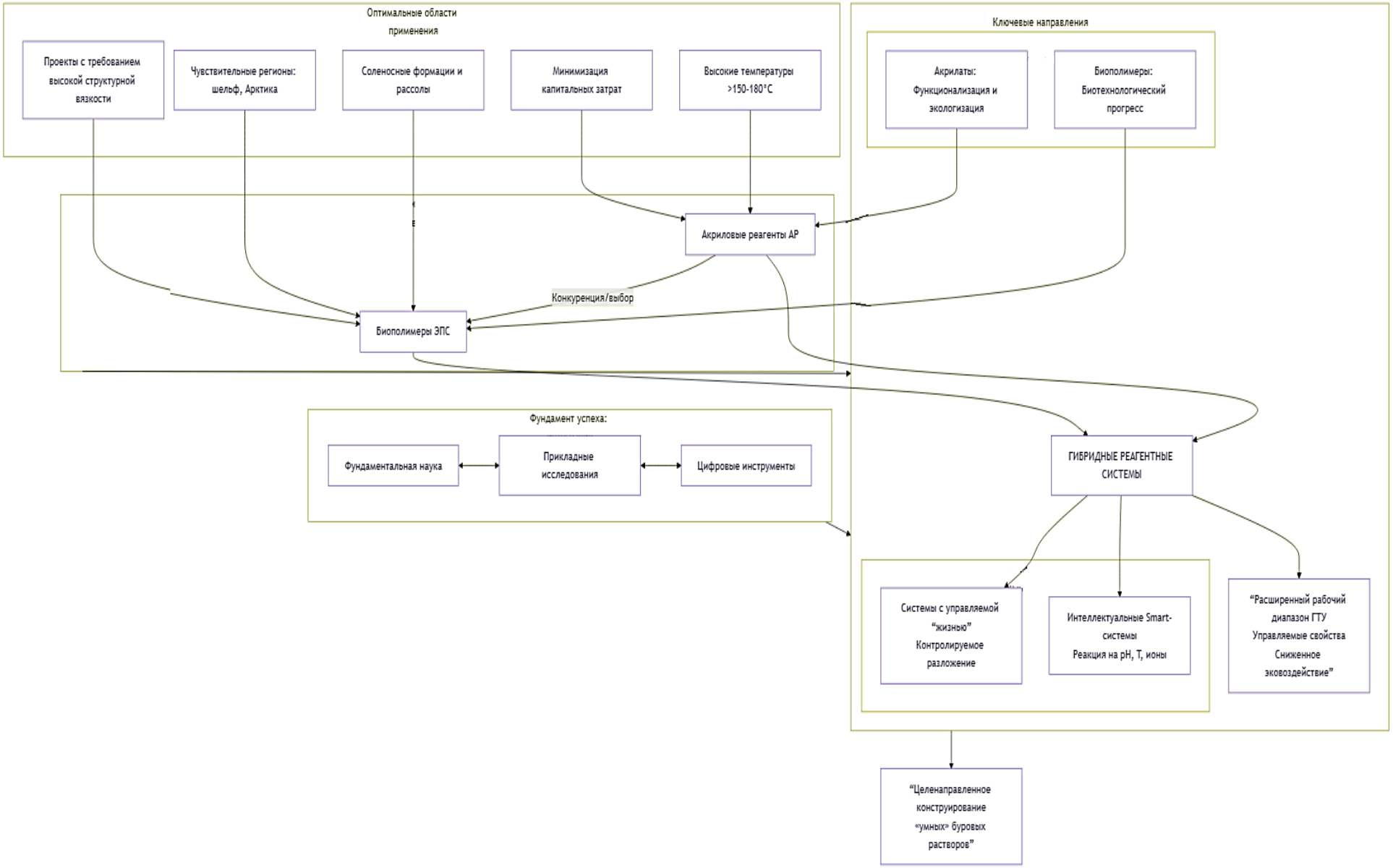


Рисунок 2 – Перспективы развития в области буровой химии на основе экзополисахаридов и акриловых полимеров

Конкурентное преимущество в среднесрочной перспективе будет принадлежать не «чистым» растворам на основе одного класса, а гибридным реагентным системам. Именно такие системы позволяют гибко комбинировать преимущества биогенных и синтетических компонентов, создавая растворы с расширенным диапазоном рабочих параметров, управляемыми свойствами и сниженным совокупным экологическим воздействием.

Ключевым фактором успешного внедрения перспективных разработок станет тесная интеграция между фундаментальной наукой (микробиология, химия полимеров), прикладными исследованиями и цифровыми инструментами прогнозирования. Это позволит перейти от практики подбора реагентов по аналогии к целенаправленному конструированию «умных» буровых растворов под конкретные задачи и вызовы современного и будущего бурения.

Таким образом, эволюция буровых реагентов движется в направлении управляемой сложности, экологической ответственности и технологической адресности, где и биополимеры, и акрилаты найдут свои оптимальные ниши применения в рамках единой технологической парадигмы.

Библиографический список:

1. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids / R. Caenn, H. C. H. Darley, G. R. Gray. – 7th ed. – Houston : Gulf Professional Publishing, 2016. – 702 p.
2. Biodegradable Polymers as Green Agents for Fluid Loss Control in Water-Based Drilling Fluids / M.-C. Li, Q. Wu, K. Song [et al.] // ACS Sustainable Chemistry & Engineering. – 2016. – Vol. 4, iss. 6. – P. 2778–2786.
3. Цуканова, А. Н. Исследование процессов деструкции полимерных реагентов, применяемых в буровых растворах : тезисы доклада / А. Н. Цуканова, Н. М. Уляшева // XVII Всероссийская научно-практическая конференция «Нефтепромысловая химия». – Москва, 2022.
4. Максимов, В. А. Исследование влияния различных солей на стабильность полимерных систем буровых растворов / В. А. Максимов, С. В. Бутов // Вестник ВНИИБТ. – 2017. – № 3 (19). – С. 45–51.
5. Цуканова, А. Н. Отрицательная динамика реологических и фильтрационных характеристик как фактор деструктивных изменений в полимерных буровых растворах / А. Н. Цуканова, Ю. Л. Логачев, В. Ю. Близнюков // Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. Проблемы устойчивого развития территорий : материалы IV Международной научно-практической конференции (Ставрополь, 2023 г.). – Ставрополь : [б. и.], 2023. – С. 368–374.

УДК 622.276.05

Применение приустьевых сепараторов песчано-жидкостных смесей в системах промыслового сбора продукции газодобывающих скважин

Зыбарева Н. А., Юшин Е. С.

Российский университет дружбы народов, г. Москва, Россия

Как известно, большое количество месторождений Сибири находятся на завершающей стадии разработки, что влечет за собой ряд осложняющих факторов. К примеру, разрушение призабойной зоны пласта с выносом механических примесей совместно с добываемой продукцией, провоцирующее абразивный износ скважинного оборудования и образование песчаных пробок. Параллельно наблюдается активное водопроявление, приводящее к накоплению жидкости в призабойной зоне, вследствие чего дебит скважины снижается. Рост уровня жидкости на забое приводит к увеличению противодавления на пласт, при достижении определенных значений давления скважина переходит в режим «самозадавливания» – процесс, при котором гидростатическое давление накопленной жидкости становится равным величине депрессии на пласт или превышает ее.

В настоящее время проблема высокой обводненности и самозадавливания скважин характерна для северных месторождений ПАО «Газпром»:

1) Уренгойское НГКМ – частичное или полное обводнение продуктивных пластов, приводящее к «самозадавливанию»;

2) Медвежье ГМ – обводнение из-за подтягивания подошвенной воды, что связано с подъёмом газоводяного контакта;

3) Ямбургское НГКМ – снижение пластового давления и дебитов скважин на фоне роста обводнённости.

В связи с этим разрабатываются и используются технологии, направленные на повышение эффективности разработки таких месторождений: продувка скважин, использование штанговых глубинных насосов, внедрение системы плунжерного лифта, подача на забой поверхностно-активных веществ (ПАВ), использование концентрических лифтовых колонн (КЛК) [2]. Из всех вышеперечисленных методов наиболее эффективным является применение КЛК, который был испытан на нескольких скважинах Уренгойского, Ямбургского и Медвежьего месторождений.

Для скважин, находящихся на поздней стадии эксплуатации, проблема очистки газового потока становится наиболее актуальной. Одним из технических решений можно считать скважинный приустьевой отбойник, представленный на рисунке 1 [1].

Скважинный приустьевой отбойник необходим для очистки добываемого природного газа от жидкости и примесей в виде песка или глины. Устройство включает корпус с днищем, в верхней части находится аппарат для разделения газожидкостной смеси на фазы и патрубок для входа влажного газа. В нижней части находится накопительная емкость для примесей и жидкости и патрубок для выхода осушенного газа. Особенность конструкции заключается в двухкорпусном исполнении, где газовый поток после разделения в насадке 3 омывает накопительную емкость 4. Такое техническое решение позволяет не использовать компенсационный подогрев накопительной части, но должно выполняться условие: температура газового потока должна быть не менее +1 °С.

Принцип работы отбойника реализуется следующим образом.

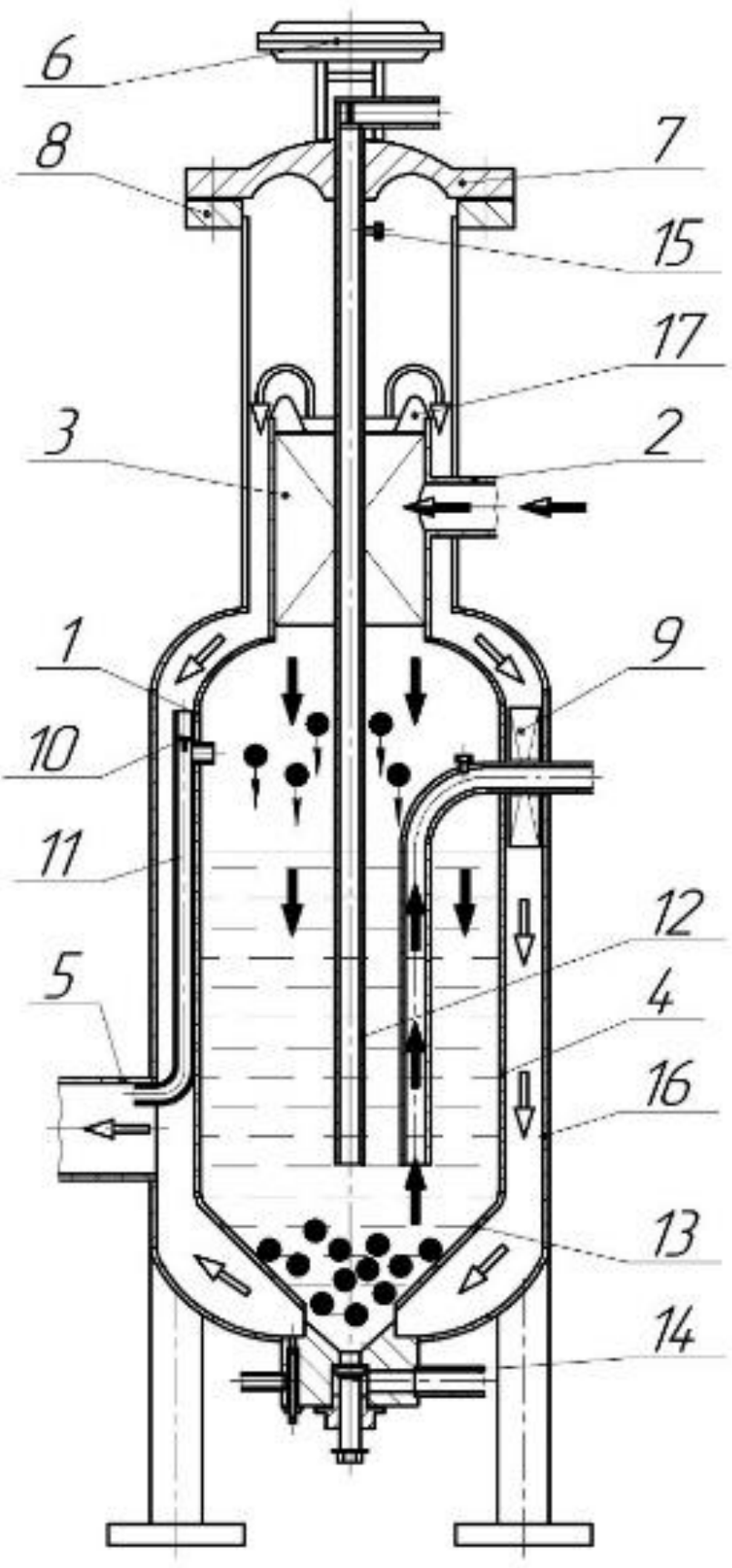
Газожидкостный поток поступает через патрубок для входа смеси 2 и проходит через насадку 3 для разделения на газовую, жидкую и твердую фазы, насадка выполнена съемной, что дает возможность визуально оценивать степень износа и при необходимости заменять на насадку с иной геометрией. Для сбора, хранения и выдачи примесей и жидкости предназначена накопительная емкость 4. В случае возникновения нештатной ситуации – отказа системы сбора жидкости (или ее ручного отключения при необходимости) предусмотрен перелив. Он состоит из штуцера 10 и трубы 11, которые обеспечивают возврат жидкости в газовый поток. В этом режиме накопительная емкость функционирует как отстойник, где происходит осаждение механических примесей, последующий сброс которых осуществляется через дренажный штуцер 15. После очищения газовый поток направляется через выходной патрубок 5 для дальнейшей транспортировки.

В диссертации Рагимова Т. Т. [5] описан опыт применения устьевого пескоотделителя в скважине, оборудованной КЛК. В рамках исследования в ООО «Газпром добыча Уренгой» в реальных производственных условиях были проведены испытания пескоотделителя скважинного устьевого (ПСУ), разработанного ЗАО «Безопасные технологии» [2], в составе газовой обвязки скважины № 514 Уренгойского месторождения. Основные задачи испытаний заключались в проверке возможности использования ПСУ в процессе газодинамических исследований (ГДИ) и оценке его работоспособности в составе обвязки скважины.

Система отслеживания параметров работы скважины была реализована с использованием оборудования производства ООО «НПФ Вымпел». Измерительный комплекс включал следующие элементы (рис. 2) [5]:

– двухфазный расходомер (ДФР-01) – установлен на линии центральной лифтовой колонны (ЦЛК) для измерения расхода газа и жидкости;

– расходомер «Гиперфлоу» – смонтирован на объединенном потоке (ЦЛК+МКП).



1 – корпус; 2 – патрубок входа смеси; 3 – аппарат деления фаз; 4 – накопительная емкость; 5 – патрубок выхода газа; 6 – привод; 7 – обтекатель; 8 – крышка; 9 – завихритель; 10 – переливной штуцер; 11 – переливная труба; 12 – вертикальная труба; 13 – днище; 14 – сливная труба; 15 – дренажный штуцер; 16 – обечайка; 17 – конический обтекатель

Рисунок 1 – Скважинный приустьевой отбойник

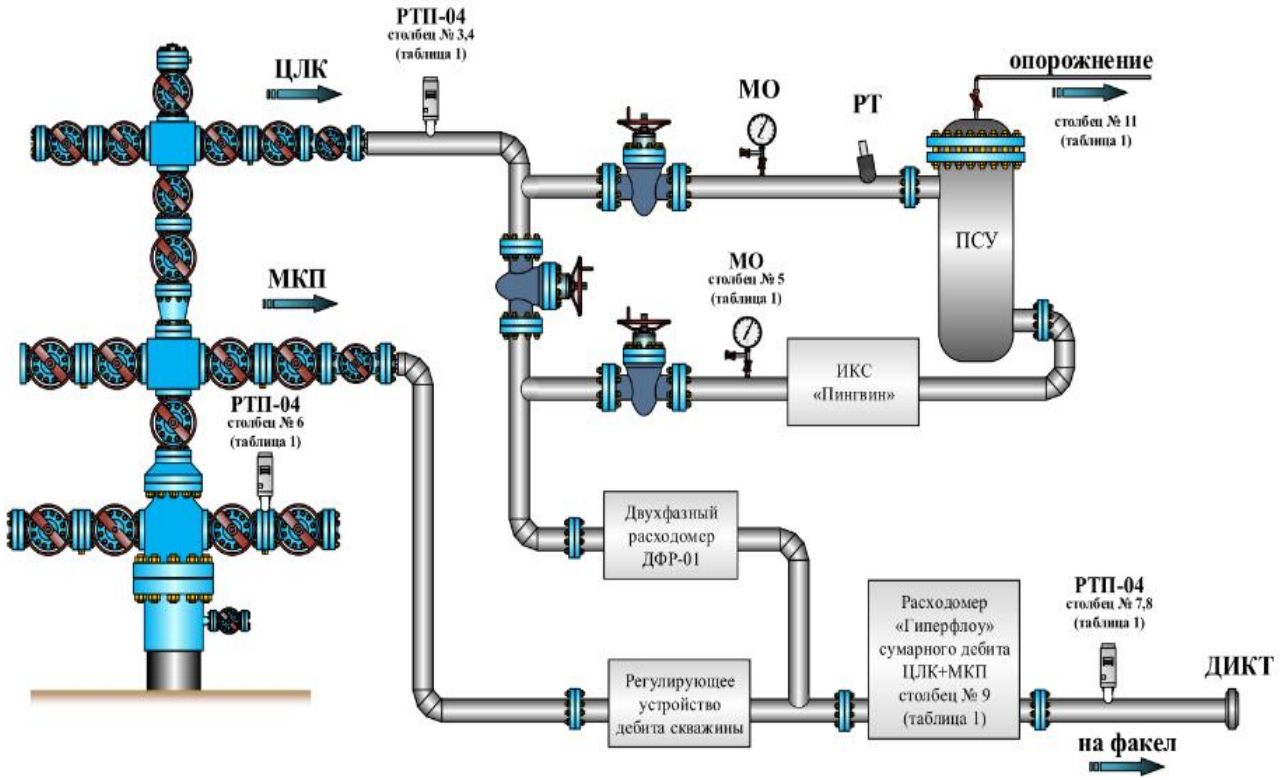


Рисунок 2 – Технологический комплекс устройств в составе обвязки газовой скважины № 514 Уренгойского НГКМ

Контроль термобарических параметров на линиях ЦЛК, затрубье и ДИКТ осуществлялся с помощью:

– регистратора параметров (РТП-04);

– ртутных термометров (РТ);

– образцовых манометров (МО).

В ходе газодинамических исследований (ГДИ) осуществлялся контроль количества жидкости и механических примесей, где перед началом каждого режима ПСУ полностью опорожнялся до газовой фазы, по окончании режима производился замер накопившейся жидкости и механических примесей с использованием тарированной емкости (табл. 1).

Исследование показало отсутствие механических примесей в процессе ГДИ и несоответствие динамики расхода жидкости и газа: при увеличении газового расхода (таблица 1, столбец 9) объем выносимой жидкости (таблица 1, столбец 11) снижался.

В результате анализа причин снижения эффективности сепарационного блока выявлены два предполагаемых фактора: первый – ускорение потока, что привело к снижению температуры на центробежных элементах и последующей сублимации водяных паров на поверхности элементов сепарационного блока, второй – отсутствие теплоизоляции корпуса при нулевой температуре, в результате чего капли воды при столкновении с элементами конструкции быстро кристаллизуются и превращаются в лед, наслоение этих замерзших капель привело к обледенению на центробежных элементах, что снижает эффективность работы сепарационного блока.

Важное уточнение: метанол в ходе испытаний не подавался.

Выводы по испытанию ПСУ следующие:

– подтверждена высокая эффективность процесса сепарации;

– при отрицательных значениях температуры жидкость в ПСУ не замерзает;

– при запуске скважины зафиксировано повышение температуры в ЦЛК до положительных значений.

Рекомендовано провести испытания ПСУ на скважине, где наблюдается существенное ограничение рабочего дебита вследствие разрушения продуктивного пласта, образования песчано-глинистых пробок и износа скважинного оборудования.

Проведенные испытания показывают, что устьевая сепарация – перспективное решение для эксплуатации скважин с повышенной обводненностью, что позволит отделять жидкость от газа, обеспечит подготовку продукции перед подачей в газосборный коллектор. Важным преимуществом является возможность автоматического регулирования расхода газа по ЦЛК, что повысит эффективность работы скважины.

Применение в обвязке скважин ПСУ обеспечит транспортировку газа со скважины без скважинной жидкости на установку комплексной подготовки газа (УКПГ), что приведет к снижению гидравлических потерь в газосборном трубопроводе и предотвратит возможные гидрато- и льдообразования. В результате увеличится пропускная способность газосборного трубопровода и его производительность, что позволит снизить устьевое давление и увеличить дебит скважины [2].

Для развития исследований в области повышения надежности и эффективности работы сепарирующего приустьевого устройства можно отметить направления по поиску оптимальных теплоизоляционных материалов сосуда и оценке типа и геометрии внутренней насадки ПСУ, определяющей основные показатели оборудования по пропускной способности и степени отделения фаз.

Таблица 1 – Результаты газодинамических исследований скважины № 514 [5]

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
Режим	$D_{шб}$, мм	$P_{цикло\ ПСУ}$, МПа	$T_{цикло\ ПСУ}$, °С	$P_{цикпосле\ ПСУ}$, МПа	$P_{затр}$, МПа	$P_{диаг}$, МПа	$T_{диаг}$, °С	$Q_{газа}$, т. м³/сут	$Q_{вод}$, т.м³/сут	$Q_{конд}$, л/час	$V_{факт}$, м/с	$V_{нач}$, м/с	$P_{заб}$, МПа	ΔP, МПа	$P_{шг}^2 - P_{заб}^2$, МПа²	$(P_{шг}^2 - P_{заб}^2)/Q$, (МПа²/т.м³)/сут	C_o	$P_{шг}^2 - P_{заб}^2 - C_o$	$(P_{шг}^2 - P_{заб}^2 - C_o) / Q_г$	К-ты фильтр-х сопротивлений	
																				a	b
Работа скважины на газо-факельную установку по ЦЛК																					
1	9	1,12	1,99	1,12	1,23	1,12	-8,9	14,31	11,65	1,00	7,39	6,02	1,21	0,27	0,72	5,05	0,42	0,3000	0,0210		
2	10	1,07	2,38	1,07	1,24	1,07	-7,4	16,87	11,38	3,66	9,13	6,16	1,16	0,32	0,85	5,04	0,42	0,4273	0,0253		
3	12	1,01	1,84	1,01	1,23	1,00	-5,4	22,75	11,05	1,30	13,06	6,34	1,09	0,39	1,00	4,38	0,42	0,5741	0,0252		
4	15	0,88	0,69	0,87	1,23	0,86	-4,7	30,60	10,30	0,93	20,22	6,80	0,95	0,53	1,28	4,19	0,42	0,8611	0,0281	0,0163	0,0004
5	17	0,76	0,26	0,76	1,23	0,74	-4,3	34,02	9,55	0,07	26,10	7,33	0,82	0,66	1,51	4,45	0,42	1,0921	0,0321		
6	18	0,74	0,00	0,73	1,22	0,72	-4,0	36,54	9,43	0,04	28,80	7,43	0,80	0,68	1,55	4,24	0,42	1,1274	0,0309		
ст	-	1,37	-		1,37	-	-	0	-			-	1,48		-	-	-	-	-		

Примечание:
1. Значения $P_{пл}$ и $P_{заб}$ расчетные.
2. Приведенные в таблице значения давлений даны в абсолютной величине.

Библиографический список:

1. Пат. 2569427 Рос. Федерация, МПК B01D 45/00. Скважинный приустьевой отбойник и способ удаления примесей из газожидкостного потока / В. И. Шулятиков, И. В. Шулятиков, Д. В. Дикамов, В. З. Минликаев; патентообладатель ОАО «Генерация Финанс», В. И. Шулятиков. – № 2014139155/05; заявл. 29.09.2014; опубл. 27.11.2015, Бюл. № 33.
2. Дикамов, Д. В. Технология устьевой сепарации песчано-жидкостных смесей на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении с применением пескоотделителя в составе обвязки газовой скважины / Д. В. Дикамов, В. И. Шулятиков, А. Д. Приходченко, Т. Т. Рагимов, Е. С. Юшин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2020. – № 5 (119). – С. 35–41.
3. Шулятиков, В. И. Скважинный приустьевой отбойник для сепарации песчано-жидкостных смесей при добыче газа из скважин на поздней стадии эксплуатации / В. И. Шулятиков, Т. Т. Рагимов, Е. С. Юшин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2020. – № 6 (120). – С. 77–81.
4. Березовский, Д. А. Состояние изученности проблемы эксплуатации газовых скважин с высокой вероятностью самозадавливания и методы её решения / Д. А. Березовский // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 3. – С. 97–118.
5. Рагимов Т. Т. Управление технологическими режимами работы обводняющихся скважин по концентрическим лифтовым колоннам на поздней стадии разработки газовых залежей: дисс. … канд. техн. наук: 5.8.4 / Рагимов Т. Т. – Уфа: УГНТУ, 2022. – 202 с.

УДК 622.24.063

Группа факторов риска, недостаточно учитываемая при проектировании и строительстве скважин

Уляшева Н. М., Михеев М. А.

ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет», г. Ухта, Россия

В настоящее время в отечественной практике ведения буровых работ накоплен большой опыт предотвращения и ликвидации осложнений всех видов. Связано это с целым рядом факторов, к которым относятся, в первую очередь:

1. Географические особенности расположения страны, которые требуют реализации работ в широком спектре как горно-геологических, так и климатических условий. При этом бурение ведется в диапазоне от арктического до субтропического климата и от пустынных до горных условий;

2. Большой объем работ, включая опыт, оставшийся со времен СССР, когда разнообразие условий их проведения было еще выше;

3. Активное восприятие зарубежного опыта и технологий, особенно в период 1992-2014 г.г.

Тем не менее, сложившийся в настоящее время подход при ведении работ по строительству скважин, на разных этапах страдает упрощением задач и недостаточно учитывает многие риски, возникающие в рассматриваемый период. Особенно это проявляется на этапах проектирования, а также составления программ по бурению. Последнее связано, в том числе, с разделением сервиса, которое приводит к распылению ответственности за возникающие проблемы, исчезновению общей картины происходящего для исполнителей и общему снижению кругозора инженеров. Последнее, в свою очередь, приводит к тому, что специалисты разных направлений совершенно не учитывают и не понимают особенности работы других служб. Опыт работы времен СССР, подразумевающий использование специалистов широкой квалификации, на данный момент практически утерян.

Рисунок 1 – Вид на скважину № 1-Воргамусюрская. Хорошо видны амбар и две карстовых воронки, использовавшиеся для сброса пластовых флюидов

На этапе проектирования скважины учитываются, как правило, только формальные особенности геологического строения и, в меньшей степени, опыт строительства скважин на рассматриваемой площади. В случае бурения разведочных скважин часто используется информация по близлежащим площадям, которая не всегда соответствует актуальным условиям. Последнее может привести к проблемам, в некоторых случаях достаточно серьезным.

Классическими примерами неудачной привязки могут служить такие скважины, как 1 Восточно-Перевозная (около 300 м неучтенных на стадии проектирования ангидритов, что вызвало серьезные проблемы с буровым раствором), 1 Воргамусюрская (неучтенные на стадии проектирования солевые отложения и находящаяся под ними залежь углеводородов с коэффициентом аномальности 1,7, что привело к управляемому фонтану, большим затратам времени на ликвидацию, серьезному загрязнению местности углеводородами и солями и признанию нецелесообразности дальнейшего строительства скважины, рис. 1, 2), первые скважины Южно-Хыльчуюского месторождения (отсутствие анализа состава глин, что создало проблемы при использовании некоторых типов буровых растворов) и многие другие. В то же время, необходимо отметить, что в практике ведения работ данный недостаток учитывается и в значительной мере купируется за счет присутствия на буровых, где возможна недостаточно качественная проработка потенциальных осложнений, наиболее опытных специалистов.

Рисунок 2 – Скважина № 1-Воргамусюрская. Выжигание нефти в карстовой воронке

Значительно хуже выглядит ситуация, когда осложнения провоцируются самой технологией ведения работ. Примером такого может служить строительство наклонно-направленных скважин на Харьягинском месторождении, где неоднократно наблюдались прихваты бурильного инструмента вследствие обрушения стенок скважины. При этом проблемы наблюдались в одном интервале. Типичное геологическое строение интервала прихвата (рис. 3) и тип обвального шлама (рис. 4) указывают на то, что проходить его необходимо под углами, исключающими риски. Тем не менее, при бурении в данном интервале проводился интенсивный набор угла, к концу интервала достигающий, как правило, 60^{o}, то есть наиболее опасной величины с точки зрения нарушения устойчивости ствола. Связано это было с тем, что именно такая технология позволяла организациям, отвечающим

за наклонно-направленное бурение, оптимизировать траекторию. Возможные осложнения при этом ими не учитывались вследствие того, что за сохранение устойчивости ствола скважины ответственности они не несли. Более того, информация. Заложенная в программы по управлению траекторией, долотную программу и программу по буровым растворам значительно отличалась, и никаких попыток свести их к общему результату не предпринималось. Весьма характерно, что это не вызывало удивления, никого не волновало и вообще является распространенным явлением.

Похожая ситуация, но обусловленная иными причинами, сложилась на одной из скважин Ошского месторождения. Перед спуском промежуточной колонны было решено провести комплекс геофизических исследований, но из-за несвоевременной подачи заявки специалисты прибыли с задержкой. Вследствие этого ствол скважины находился в открытом состоянии лишнюю неделю, что вызвало обваливание стенок скважины при шаблонировке из-за усталостного разупрочнения горных пород. Данное обстоятельство вызвало дополнительные затраты времени на проработку и шаблонировку.

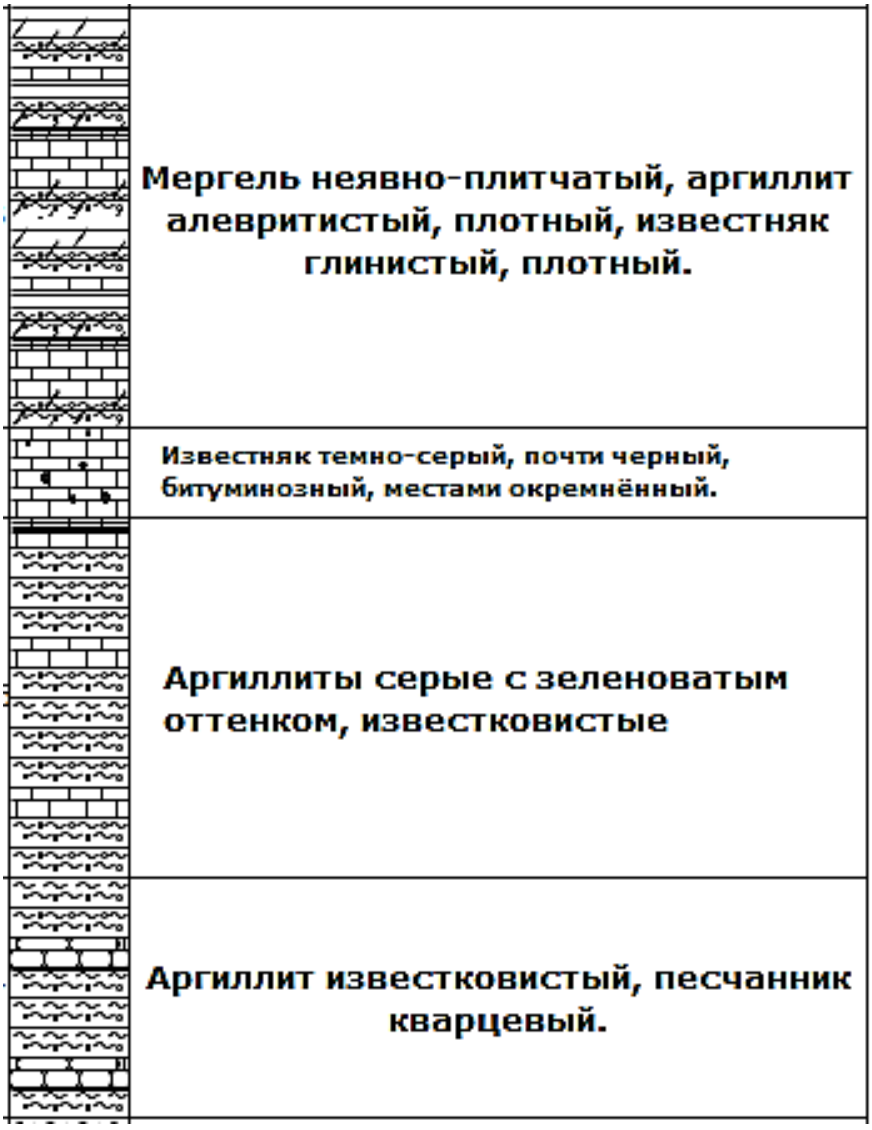


Рисунок 3 – Описание разреза в интервале нарушения устойчивости стенок скважины

Помимо нарушения устойчивости стенок скважины, возможны и другие проблемы. Так, на одной из скважин Суборского месторождения вследствие ошибки специалиста долотного сервиса было применено долото, хорошо зарекомендовавшее себя для бурения аналогичных интервалов в другом регионе (Башкирия). При этом не была учтена разница в геологическом строении, в частности, абразивность пород. Следствием этого проходка на долото составила 20 м вместо 800 расчетных. Потеря диаметра около 100 мм.

Рисунок 4 – Обвальный шлам Харьягинского месторождения с интервала прихватов

Также очень неприятным фактором часто становится общая нехватка кадров. Последнее обстоятельство часто приводит к тому, что фирмы, отвечающие за отдельные виды работ вынуждены:

1. Заставлять своих сотрудников находиться на объектах более положенного времени, часто со снижением межвахтового периода. Даже при наличии финансовой компенсации (которую часто пытаются тем или иным способом уменьшить) это приводит к переутомлению работников, снижению их эффективности, росту числа ошибок и, в конечном итоге, повышает текучку кадров, что усугубляет ситуацию. Особенно данная тенденция проявилась в период пандемии.

2. Распределять специалистов таким образом, чтобы они могли вести одновременно несколько объектов. Результаты аналогичны.

3. Использовать специалистов, чья квалификация не соответствует требованиям. Следствием этого являются значительные проблемы в работе, вплоть до аварийных ситуаций.

Аналогичные или подобные ситуации в настоящее время стали устойчивой тенденцией, приводящей к увеличению времени и стоимости проводки скважин, повышающие вероятность аварий и в целом снижающие эффективность ведения работ. Исходя из вышесказанного, можно сделать следующие выводы:

1. Главным фактором риска при проводке скважин является человеческий фактор;

2. Риски при строительстве скважин значительно повышаются вследствие несогласованности работы различных служб и заинтересованности их исключительно в выполнении собственных узких задач;

3. Вероятность возникновения проблем значительно увеличивается вследствие утраты опыта взаимодействия, обмена информацией и культуры ее централизованной обработки;

4. Недостаточный уровень подготовки специалистов и отсутствие у них кругозора не позволяет проводить оперативный учет возможных проблем на местах и своевременно предпринимать меры по их предотвращению или снижению ущерба.

УДК 622.654.45

Циклическая стойкость элементов грузоподьемных машин в коррозионных средах

Намазова Г. И., Рзаева Х. Дж.

Научно-исследовательский институт

«Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия» AZ1010 , г.Баку, Азербайджан

Аннотация. В процессе эксплуатации большое количество конструкций, машин, механизмов, их компонентов и деталей одновременно подвергаются воздействию коррозионной среды и циклических напряжений, что приводит к их разрушению, значительно превышающему разрушения в случаях, когда факторы действуют по отдельности. Главным проявлением разрушения в рассматриваемых условиях является снижение циклической прочности металлов.

Разрушение носит хрупкий характер и называется коррозионной усталостью. Точнее, коррозионную усталость можно охарактеризовать как процесс разрушения металлов, происходящий под одновременным воздействием коррозионной среды и циклических напряжений и приводящий к значительному снижению циклической прочности по сравнению с испытаниями в инертных коррозионных средах.

Ключевые слова. разрушение, циклическое напряжение, коррозионная усталость, коррозионное разрушение.

В статье обобщены данные о коррозионно-усталостном разрушении и влиянии коррозионной среды на прочность металлов. Рассмотренные закономерности сравниваются с аналогичными закономерностями, возникающими при коррозионном разрушении металлов, поскольку, во-первых, между этими типами разрушения существует много общих черт, а во-вторых, коррозионное разрушение металлов изучено более подробно.

Коррозионная усталость, как и коррозионное разрушение, является наиболее распространенным типом коррозии металлов под напряжением. Между этими типами разрушения много общих черт, но есть и существенные различия, прежде всего, в том, что при статической нагрузке металлов в коррозионно-инертной среде, когда прочность на разрыв ниже предела, разрушения не происходит; в аналогичных условиях, при циклической нагрузке металлов, происходит разрушение, которое называется усталостью на воздухе. Таким образом, влияние чисто механических факторов играет большую роль в коррозионной усталости. Исследователи высказали мнение, что процесс коррозионной усталости протекает в три этапа.

Первый этап характеризует период до образования коррозионных трещин и представляет собой инкубационный период, в течение которого на металле может происходить избирательная коррозия и появляются зародыши коррозионных трещин. На этом этапе не наблюдается заметных изменений циклической прочности.

Второй этап характеризуется значительной потерей циклической прочности. Это также связано с развитием коррозионно-усталостных трещин.

Третий этап представляет собой чисто механическое разрушение образца или оставшейся исправной части изделия из-за напряжений, превышающих предел прочности металла.

Существует полная аналогия с тем же процессом при коррозионном разрушении. Однако, в отличие от трещин при коррозионном разрушении, трещины при коррозионной усталости имеют более внутрикристаллическую природу. Это можно частично объяснить тем, что под воздействием циклических напряжений накопление дислокаций и других дефектов кристаллической решетки более вероятно в зернах (вдоль плоскостей скольжения), тогда как под воздействием статических напряжений условия более благоприятны для накопления субмикродефектов вдоль границ зерен.

В таких случаях, когда при коррозионном разрушении образуются межкристаллитные трещины, характер разрушения по сути не отличается от того, что происходит в обычных условиях. В первом случае напряжение локализуется в одной или нескольких плоскостях,

развитие которых приводит к межкристаллитному разрушению, во втором случае оно равномерно распространяется от поверхности по всему объему металла. Коррозионная усталость металлов проявляется при одновременном воздействии на них периодически изменяющихся или постоянных нагрузок и коррозионно-агрессивных сред. Коррозионно-усталостное разрушение – это очень опасный вид разрушения, который встречается практически во всех областях техники и приводит к резкому, иногда катастрофическому, снижению несущей способности деталей.

Бурильные трубы, подъемные канаты в горнодобывающей промышленности, лопатки компрессоров и турбины реактивных двигателей, паро- и водопроводные трубы, корабельные пружины и валы, детали автомобилей, летательные аппараты, различные пружины, торсионные балки и т. д. подвержены коррозионно-усталостному разрушению. Коррозионно-усталостное разрушение особенно широко распространено в химической, нефтяной и металлургической промышленности. Коррозионная стойкость деталей в условиях одновременного воздействия циклических нагрузок очень низка.

Таким образом, условный предел коррозионной усталости многих образцов стали в синтетической морской воде при 5×10%-ных циклах нагрузки с частотой около 50 Гц снижается в десятки раз по сравнению с воздухом и усталостной прочностью и имеет абсолютное значение 2-10 кг/мл при циклическом изгибе. Нижнее значение условного предела коррозионной усталости, как правило, относится к высокопрочным углеродистым и низколегированным сталям, особенно тем, которые подвергаются упрочнению. Все конструкционные металлы и сплавы, особенно сплавы на основе железа, хрома, никеля, титана, алюминия, меди, при определенных условиях подвержены рассматриваемому разрушению.

Легирование сталей хромом, никелем и другими элементами перед их переработкой в нержавеющую сталь увеличивает их присущую коррозионную стойкость в сотни и тысячи раз в нерегулируемом состоянии и в гипоталамусных электролитах.

Коррозионная усталость может возникать в результате циклической деформации металлов. Впервые коррозионная усталость была отмечена при возникновении низконапряженного разрушения подземных кабелей подводных тралов в условиях воздействия соли, щелочи, кислоты, воды и даже влажного воздуха.

Вторым признаком коррозионной усталости является практически полное отсутствие корреляции между механическими свойствами при статических и циклических нагрузках на воздухе и условным пределом коррозионной усталости.

Третий симптом коррозионной усталости – многочисленные разрушения, возникающие в результате образования множественных усталостных трещин в начальный период разрушения для всех углеродистых и низколегированных сталей.

При воздействии агрессивной среды частота приложения напряжения оказывает значительно более сильное влияние на прочность стали, чем на воздухе, то есть частотный фактор проявляется более резко, что является четвертой отличительной особенностью коррозионной усталости. При коррозионной усталости чувствительность и концентрация напряжений в сталях значительно снижаются из-за острых трещин, щелей, неметаллических включений и т. д. Отличительной особенностью является то, что воздействие агрессивной среды приводит к инверсии массового фактора при усталости, то есть детали больших размеров с большими испытательными площадками обладают более высокой коррозионно-усталостной стойкостью, чем детали меньших размеров. С увеличением поперечного сечения деталей их прочность на воздухе снижается.

Были предложены модели для определения глубины атмосферной коррозии с учетом специфической конструкции подъемных кранов.

В процессе эксплуатации подъемных кранов необходимо оценивать фактическое коррозионное состояние металлических конструкций и своевременно принимать меры по предотвращению отказов, изменяющих это состояние.

а

б

Рисунок 1 – а) Коррозия металлов, б) Защита от коррозии

Для диагностики коррозионного состояния металлических конструкций используется метод математического моделирования, в котором изучаемый процесс и его модели различны. С учетом опыта эксплуатации подъемных кранов и проведенных исследований необходимо отметить существенное влияние ряда факторов на развитие атмосферной коррозии. Эти факторы отображают пассивность металлов, конструктивные особенности металлических конструкций.

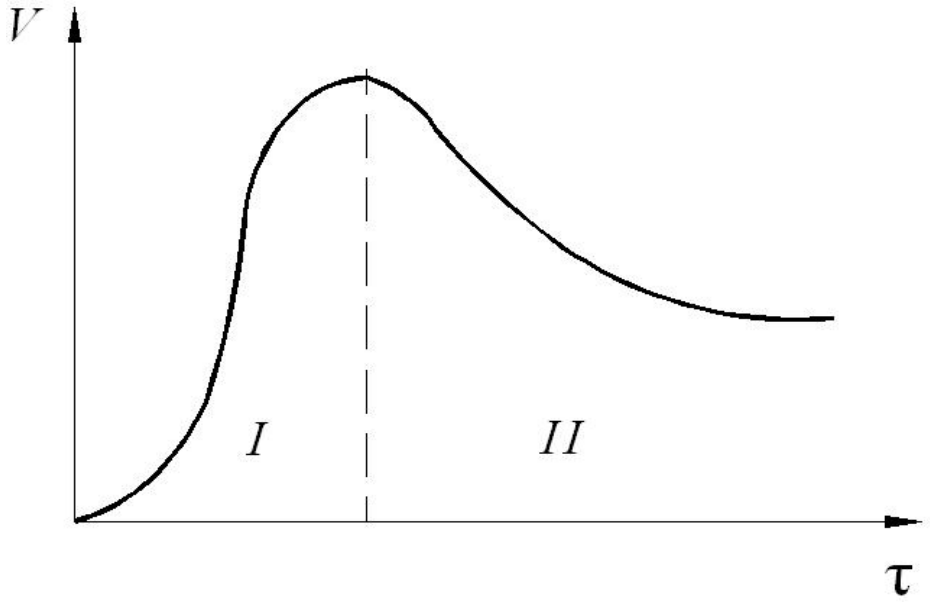


Рисунок 2 – Динамика процесса коррозии

В первой части зоны скорость коррозии V увеличивается, а во второй части процесс замедляется. Ослабление объясняется следующим образом: продукты коррозии покрывают поверхность материала, уменьшая его контакт с агрессивной средой, тем самым снижая скорость распространения коррозии.

Согласно проведенным исследованиям, процесс пассивации низкоуглеродистых сталей известен. В результате пассивации процесс коррозии замедляется за счет образования защитной пленки на поверхности конструкции.

Имеющиеся данные о влиянии атмосферы на коррозионную усталость показывают, что циклическая прочность металлов может значительно варьироваться в зависимости от степени коррозии воздуха. Наиболее существенное влияние оказывает присутствие кислорода, влажности и смесей коррозионных газов. Влияние кислорода может быть двояким. С одной стороны, он участвует в работе специальных пар как деполяризатор, а с другой стороны, в случаях, когда на металлах легко образуются кислородсодержащие защитные слои, избыток кислорода препятствует их рассеиванию за счет упрочнения этих слоев. По-видимому, в случаях, когда кислород эффективно упрочняет защитный слой, он значительно снижает циклическую прочность и тем самым локализует коррозию как деполяризатор, что согласуется с концепцией активно-пассивного состояния металлов.

Библиографический список:

1. Коррозия и защита металлов от коррозии: учеб. пособие для студентов технических специальностей / Ю. П. Перелыгин, И. С. Лось, С. Ю. Киреев. – 2-е изд., доп. – Пенза: Изд-во ПГУ, 2015. – 88 с;

2. Янин Е. П. Коррозия как источник загрязнения окружающей среды. – М.: НП «АРСО», 2020. – 112 с.

3. Азаренков Н. А., Литовченко С. В., Неклюдов И. М., Стоев П. И.. Коррозия и защита металлов. Часть 1. Химическая коррозия металлов. Учебное пособие. – Харьков: ХНУ, 2007, 187 с.

4. Семенова И. В., Хорошилова А. Н., Флорианович Г. М. Коррозия и защита от коррозии. М. : Физматлит, 2010. 416 с.

УДК 622.24:004.896

Перспективы технологии внутрискважинных дронов

Андрианов Н. И.
ООО «Газпром ВНИИГАЗ» Ставропольский филиал,
Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, Россия

Развитие цифровых технологий, миниатюризация сенсорных систем, создание новых композитных материалов и совершенствование методов беспроводной передачи данных привели к качественному скачку в области робототехники. Беспилотные летательные аппараты (БПЛА) находят все большее применение как в горном деле [1], так и в нефтегазовой промышленности [2] и магистральном трубопроводном транспорте [3]; подводные дроны используются при строительстве и эксплуатации морских нефтегазовых сооружений [4].

Очевидно, что для задач строительства скважин БПЛА способны выполнять, как классические задачи, решаемые этим типом техники (точное GPS-позиционирование, мониторинг экологической обстановки и промышленной безопасности, доставка грузов и др.) [5], так и специальные задачи, возникающие в процессе геолого-разведочного и промышленно-строительного бурения (бурение шурфов в туднодоступных местах [6-8], бурение горизонтальных скважин - «проколов» под водными преградами [9, 10]).

Анализ отечественной и зарубежной научно-технической и патентной литературы показывает, что в последние годы сформировался вектор развития технологии внутрискважинных дронов (wellbore drones) - робототехнических устройств, предназначенных для автономного или полуавтономного перемещения по стволу скважины и выполнения технологических операций без постоянной механической связи с поверхностью [11-16]. Отличие этих систем от БПЛА и подводных дронов заключается в необходимости работы и перемещения по сложной траектории ствола скважины в среде бурового раствора и пластовой жидкости, в условиях высоких пластовых давлений и температур.

Классификация внутрискважинных дронов может осуществляться по нескольким признакам.

- Функциональное назначение:

– Инспекционные дроны - оснащены комплексом датчиков для измерения параметров пласта, крепи скважины и скважинных условий (температура, давление, акустические характеристики, состав флюидов). Такие дроны должны осуществлять непрерывный мониторинг технического состояния крепи скважины и параметров околоскважинного пространства в течение длительного времени.

– Технологические дроны – для осуществления операций по строительству скважины непосредственно в стволе. В том числе, дроны – перфораторы из композитных материалов, способных полностью дезинтегрироваться после детонации, не оставляя в скважине посторонних предметов, способных нарушить гидродинамику потока или затруднить последующие операции, и заглушающие дроны — предназначенные для установки различных типов пробок в заданных интервалах ствола скважины (особенность таких устройств заключается в автономной активации после расположения в целевой точке).

– Универсальные (инструментальные) дроны - модульные платформы, способные нести различные сменные функциональные модули для выполнения специализированных операций: резки труб, очистки внутренней поверхности колонны от отложений, отбора проб пластовых флюидов, установки ремонтных вставок.

- Способ перемещения по стволу скважины:

– Гидродинамические системы - перемещаются за счет энергии потока закачиваемого в скважину технологического флюида (буровой промывочной жидкости или газа), имеют обтекаемую гидродинамическую форму и пассивно транспортируются потоком к целевой точке.

– Механические системы - оснащенные активными приводами (колесными, гусеничными или перистальтическими-имитация движения дождевого червя) для самостоятельного перемещения по внутренней поверхности обсадной колонны за счет силы трения, преимущество таких систем заключается в высокой точности позиционирования и возможности движения в обоих направлениях.

– Гибридные системы - сочетающие несколько принципов перемещения в зависимости от условий эксплуатации и геометрии ствола скважины (например, колесный привод для вертикальных участков и гидродинамическое перемещение для горизонтальных стволов).

- Степень автономности:

– Дистанционно управляемые системы (ROV - Remotely Operated Vehicles) - оператор в реальном времени управляет движением и работой сенсоров через кабельную или беспроводную связь, преимущество - гибкость в принятии решений, недостаток - зависимость от качества канала связи, особенно на больших глубинах.

– Автономные системы (AUV - Autonomous Underwater Vehicles) - выполняют заранее запрограммированную миссию без постоянного контроля оператора, оснащаются системами искусственного интеллекта для распознавания дефектов и принятия решений о дополнительном сканировании проблемных участков.

– Системы с частичной автономией - базовый маршрут выполняется автономно, но при обнаружении аномалий робот запрашивает подтверждение оператора для принятия решения о дальнейших действиях.

- Технология беспроводной передачи данных между дроном и поверхностью:

– Индуктивная связь обеспечивает передачу данных через металлические стенки обсадной колонны и устьевого оборудования без необходимости в электрическом контакте, система может быть интегрирована в стыковочные станции, расположенные в устье скважины или на перезаряжающих инструментах, спускаемых в скважину отдельно.

– Акустическая связь использует ультразвуковые или звуковые волны для передачи данных через жидкую среду в скважине и стенки обсадной колонны, метод особенно эффективен для передачи данных на короткие расстояния.

– Электромагнитная связь через породу основана на использовании низкочастотных электромагнитных сигналов, способных проникать через горные породы, что позволяет осуществлять связь с дроном, находящимся на значительной глубине.

- Энергоснабжение:

– Литиевые батареи - обеспечивают высокую энергоемкость что позволяет увеличить продолжительность автономной работы дрона.

– Суперконденсаторы - обладают преимуществом в виде чрезвычайно высокой скорости зарядки и высокой мощности разряда, это делает их идеальными для питания пиротехнических систем инициации (детонаторов); важным преимуществом суперконденсаторов является возможность безопасной транспортировки в разряженном состоянии, что критично для устройств, содержащих взрывчатые материалы.

– Гибридная система - батареи обеспечивают питание электроники и систем управления, а суперконденсаторы - питание исполнительных механизмов высокой мощности (детонаторов, приводов активации).

– Системы автономной подзарядки непосредственно в скважине:

o Гидротурбинные генераторы включаются в конструкцию дрона, при создании потока флюида через скважину лопасти турбины вращаются, приводя в действие генератор, который преобразует механическую энергию в электрическую для подзарядки.

o Термоэлектрические генераторы используют разницу температур между горячими пластовыми флюидами и более холодными элементами конструкции дрона для генерации электрического тока.

Современные технологии внутрискважинных дронов сталкиваются с рядом ограничений, требующих дальнейших исследований и разработок:

- Ограниченная автономность - большинство систем имеют ограниченный запас энергии, что сужает диапазон возможных операций и глубину применения.
- Сложность навигации в горизонтальных стволах - преодоление участков с углом наклона более 60° остается технически сложной задачей для механических систем перемещения.

- Влияние среды на качество данных – оптическая непрозрачность бурового раствора, наличие газовых притоков и высокая температура могут снижать эффективность оптических и акустических систем.
- Высокая стоимость оборудования - цена современного дронового комплекса составляет значительную сумму, что ограничивает массовое внедрение, особенно для небольших компаний.
- Необходимость квалифицированного персонала - управление сложными роботизированными системами требует специальной подготовки операторов.

Анализ современного состояния технологий и тенденций развития нефтегазовой отрасли позволяет выделить следующие перспективные направления эволюции внутрискважинных дронов:

Интеграция искусственного интеллекта и машинного обучения позволит дронам принимать решения в реальном времени на основе анализа текущих условий скважины, адаптируя параметры операции для достижения оптимального результата. Современные системы уже используют базовые алгоритмы компьютерного зрения для автоматического распознавания типовых дефектов (трещин, коррозии, отложений). В перспективе ожидается переход к системам с элементами искусственного интеллекта, способным автономно классифицировать дефекты по степени критичности и прогнозировать скорость их развития на основе анализа исторических данных.

Создание модульных самоорганизующихся систем представляет собой переход от монолитных роботов к модульным системам, состоящим из множества простых автономных агентов (микророботов). Такие агенты могут самостоятельно перемещаться по стволу скважины, объединяться в «рой» для решения сложных задач (например, совместное преодоление препятствий), распределять функции между собой и самовосстанавливаться за счет замены вышедшего из строя модуля резервным.

Развитие технологических функций станет следующим этапом эволюции - переходом от чисто инспекционных систем к роботам с активными ремонтно-строительными функциями. В разработке находятся прототипы устройств, способных наносить герметизирующие составы в зоны микротрещин с точностью позиционирования до 1 мм, устанавливать локальные пластыри для изоляции поврежденных участков колонны без подъема всего оборудования, проводить точечную очистку внутренней поверхности колонны от отложений.

Интеграция с технологиями цифрового двойника в рамках концепции цифровой трансформации нефтегазовой отрасли. Внутрискважинные дроны станут ключевым элементом системы обратной связи, обеспечивая регулярное обновление геометрической модели ствола скважины, мониторинг изменения свойств материалов крепи во времени, валидацию прогнозных моделей развития дефектов и оптимизацию ремонтных мероприятий на основе симуляции в цифровой среде.

Применение аддитивных технологий для создания специализированных инструментов под конкретные задачи и условия скважины. Развитие 3D-печати высокотемпературными композитами и металлами открывает возможности для оперативного изготовления специализированных модулей внутрискважинных дронов, что позволит сократить сроки подготовки оборудования для нестандартных операций и снизить стоимость за счет отказа от универсальных решений в пользу оптимизированных под задачу конструкций.

Применение альтернативных источников энергообеспечения внутрискважинных дронов, том числе водородного [17, 18].

В условиях роста требований к промышленной безопасности, экологической ответственности и экономической эффективности добычи углеводородов внутрискважинные дроны способны приобрести статус критически важной технологии, способной обеспечить надежность и долговечность скважинного фонда нефтегазовых месторождений и подземных хранилищ газа на десятилетия вперед.

Библиографический список:

1. Реализация возможностей использования беспилотных летательных аппаратов в горном деле / И. А. Гришин, А. Е. Козлова, Н. В. Дерина [и др.] // Уголь. 2022. № 5. С. 36-41. DOI: 10.18796/0041-5790-2022-5-36-41.
2. Шихмагомедова С.М. Использование беспилотных летательных аппаратов в нефтегазовой отрасли // Международный научно-исследовательский журнал. 2017. № 06 (60). Часть 2. С. 48-50. DOI: 10.23670/IRJ.2017.60.078.
3. Применение беспилотных летательных аппаратов для экологического мониторинга магистральных систем нефтепроводов / В. В. Жаркова, О. С. Сизов, Н. Е. Лобжанидзе // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2023. № 5 (314). С. 59-65. DOI: 10.33285/2411-7013-2023-5(314)-59-65.
4. Подводные дроны для обследования нефтегазовой инфраструктуры: преимущества и перспективы на примере объектов нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей отрасли / Н.Д. Шестерин, А.Н. Кочергин, В.Ю. Пивсаев [и др.] // Морские интеллектуальные технологии. 2025. № 2. Ч. 1. С. 201-211. DOI: 10.37220/MIT.2025.68.2.025.
5. Магадеева Е.С. Анализ применения дронов для повышения безопасности при строительстве скважин // Вестник магистратуры. 2023. № 1-2 (136). С. 44-45.
6. Drones, Drills & Data [Электронный ресурс] // Word Wide Drilling Resourced Magazine: [сайт]. [2026]. URL: https://blog.strayos.com/drones-drills-data (дата обращения 27.01.2026).
7. Американцы изобрели дрона, способного бурить землю [Электронный ресурс]. URL: https://www.techinsider.ru/technologies/457532-amerikancy-izobreli-drona-sposobnogo-burit-zemlyu/?yslid=mjsj3vwvxe897158698 (дата обращения 27.01.2026).
8. Дрон с дроном использовали для бурения грунта и установки датчиков [Электронный ресурс]. URL: https://nplus1.ru/news/2019/01/09/drone?yslid=mjsjbgy9hh119190816 (дата обращения 27.01.2026).
9. Drone assists horizontal directional drilling [Электронный ресурс]. URL: https://www.uavpatents.com/drone-assists-horizontal-directional-drilling (дата обращения 27.01.2026).
10. Device and method for tracking a downhole tool. № 2016/0018551: Publication date 21.01.2016 / Scott B. Cole, Brian K. Bailey, Larry G. Morse.
11. Патент RU 2576419. Беспроводной скважинный модуль. № 2013127862/03: Дата публикации 10.03.2016. Бюл. № 7 / Халлунбек Йерген, Ларсен Еспер Олуф.
12. Патент RU 2586358. Скважинная система, содержащая беспроводной модуль. № 2013127860/03: Дата публикации 10.06.2016. Бюл. № 16 / Халлунбек Йерген.
13. Патент RU 2770211. Система тампонирования и ликвидации скважины. № 2019131554/03: Дата публикации 14.04.2022. Бюл. № 11 / Хейзел Пол.
14. Противовыбросовое устройство и система запуска. № 2013104757: Дата публикации 20.08.2014. Бюл. № 23 / Халлунбек Йерген, Мангал Ларс.
15. Patent US 11408279. System and method for navigating a wellbore and determining location in a wellbore. № 2020/0063553: Publication date 09.08.2022 / Andreas Robert Zemla, Thilo Scharf, Liam McNelis [etc.].
16. Patent US 10605037. Drone conveyance system and method. № 2019/0368301: Publication date 31.03.2020 / Christian Eitschberger, Thilo Scharf, Liam McNelis [etc.].
17. Рудич К. Дроны на водороде: почему они не опасны и как стартап BM Power использует их в нефтянке и доставке грузов [Электронный ресурс]. URL: https://hightech.fm/2019/10/22/bm-power (дата обращения 27.01.2026).
18. Дрон для исследования скважин [Электронный ресурс]. URL: https://pt.2035.university/project/dron-dla-issledovania-skvazin?ysclid=mjshtb73kl827926232 (дата обращения 27.01.2026).

СЕКЦИЯ 6. SPECIAL FEATURES OF OIL AND GAS MINING REGIONS (GEOLOGICAL, ECOLOGICAL, CULTURAL ECT.) / ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕ- И ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ РЕГИОНОВ (ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ, ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ, КУЛЬТУРНЫЕ И ДР.)

УДК 338.45:553.98:502.131.1:327

Geopolitical risks and sustainable development in transboundary petroleum regions

Зиатдинова И. И.

Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», г. Альметьевск, Россия

Transboundary oil and gas basins play a disproportionately large role in global energy security. For example, the Caspian Sea region – shared by Azerbaijan, Kazakhstan, Turkmenistan, Russia and Iran – has drawn intense attention as Europe seeks to diversify away from Russian fuel supplies. In fact, immediately after the Ukraine crisis the EU struck deals to double Caspian gas imports from Azerbaijan and ramp up Kazakh oil shipments. Yet this wealth of resources also carries an innate paradox: cross-border reserves offer immense economic potential, but they are notoriously vulnerable to geopolitical conflicts [1, 2]. As one observer notes, transboundary deposits "are often a source of geopolitical rivalry" and disputes can even spark armed conflict [1].

In short: rich petroleum fields in border regions are a two-edged sword. On one hand they promise revenue, jobs, and geopolitical leverage. On the other, they ignite power contests that can disrupt entire regional development. This paper asks: how do acute geopolitical shocks tilt the balance between short-term interests and long-term sustainability in such regions? Existing studies tend to focus on political or economic dimensions in isolation, but few address this trilemma – the clash of national versus collective, and immediate profit versus enduring sustainability – in a systematic way [1, 2]. The looming question is whether the pursuit of geopolitical advantage today undermines the environmental, social and economic foundations needed for tomorrow's stability.

Transboundary hydrocarbon hotspots (like the Arctic Barents, Eastern Mediterranean, Caspian Sea, etc.) have risen in geopolitical prominence. Their fuels mean energy security, but that security is fragile. Competition among major powers – and contested borders – make these regions tinderboxes. For instance, disputes over who owns gas fields off Cyprus or oil in Arctic shelf areas can spiral into diplomatic standoffs. In short, bigger reserves often mean bigger fights. Studies show unresolved territorial claims strongly discourage investment and collaboration [2, 3]. In effect, geopolitical tensions re-shuffle priorities: military planners and diplomats dominate at the expense of environmental agencies and community welfare.

A structural conflict exists between short-term economic and geopolitical incentives and long-term sustainability objectives. Countries want quick returns (export revenue, jobs) from transboundary oil/gas projects, yet they also face global calls for sustainable development. There is a sharp tension: actions that maximize today's production (drilling in disputed waters, for instance) often threaten tomorrow's ecosystem health and social well-being. This paper posits that the conventional logic of "resource competition" clashes head-on with the principles of sustainable development in these regions. Crucially, the literature lacks a holistic analysis of this clash: how do sanction regimes, military brinkmanship, or even cyber-attacks in border regions feed back into environmental degradation, social unrest and economic resilience? Without a systematic understanding of the geopolitical–sustainability nexus, policy and corporate decisions tend to reproduce patterns that ultimately undermine long-term regional stability.

The primary goal is to analyze the mechanisms by which specific geopolitical risks (sanctions, boundary disputes, armed competition, etc.) impact all three pillars of sustainability – environmental, social, and economic – in cross-border oil/gas regions. Specifically, the following research questions are addressed:

1. How do different types of geopolitical risks (from sanctions and export restrictions to open conflict) re-shape governance priorities in a region? For example, does a sanctions regime push states to prioritize short-term drilling gains over ecological protections?

2. To what degree can existing frameworks of international cooperation (treaties, energy forums, joint commissions) mitigate these risks? Are there examples where cross-border trust has endured despite politics, and what factors enabled that?

3. What new frameworks or approaches (a "sustainable geopolitics") might better balance national interests with regional sustainability? Could creative finance, legal trust funds, or science diplomacy offer solutions?

This study uses a comparative qualitative case-study approach. The analysis focuses on two to three prominent cases of politically contested transboundary petroleum regions, each illustrating distinct configurations of geopolitical risk:

1. The Arctic Barents Sea (Russia–Norway) – a zone of historical cooperation now at risk as geopolitical tension grows.

2. Eastern Mediterranean (Turkey–Greece/Cyprus) – a hotbed of unresolved maritime boundaries and nationalist disputes over gas fields.

3. The Caspian Region (Central Asia/Caucasus) – recently governed by multilateral treaty, but now under strain from sanctions and shifting alliances.

Each case is analyzed through primary literature, official reports and up-to-date analyses. Specific 'shock events' (such as sanctions, military maneuvers, and diplomatic ruptures) and their immediate effects on institutional arrangements and investment patterns are systematically examined. This sets the stage for assessing broader sustainability impacts.

Transboundary Oil/Gas Region as a Socio-Ecological System. A cross-border petroleum basin is conceptualized as an integrated socio-ecological system. This means it comprises natural stocks (oil, gas, water, ecosystems) and the human institutions, infrastructures and communities that interact with them. Such regions often span national jurisdictions but function ecologically as one unit (e.g. a seabed or watershed). Thus, impacts on one side inevitably affect the other.

Geopolitical risks. These include any external shocks related to international politics that can alter the region's management. Examples are sanctions regimes, military confrontations, boundary disputes, great power rivalry, and influence of non-state actors (like terrorist or pirate groups). These risks often flow from the region's resource dependence: states and external powers jockey for control over oil/gas in ways that raise the possibility of conflict or fragmentation of cooperation [1, 2].

Sustainable development in extractive regions. Here "sustainable" means meeting present needs without compromising future generations, across ecological, social and economic dimensions. In petroleum regions, it specifically involves: minimizing environmental damage (e. g. spill prevention, biodiversity conservation); ensuring social equity (e. g. fair benefit-sharing with local communities, including indigenous peoples); and maintaining economic resilience (e. g. avoiding a mono-resource trap, investing in diversification and green transitions). Concepts like the just transition (supporting workers and communities as economies shift) are integral. A holistic SDG-oriented perspective is adopted, according to which sustainability pillars are structurally interconnected, and degradation in one dimension (for example, the environmental sphere) ultimately undermines social and economic outcomes.

The analytical approach is based on a three-stage impact model: Geopolitical Shock → Institutional and Investment Changes → Sustainability Outcomes. In other words, an acute risk event (sanction, conflict flare-up) first disturbs the institutional and financial landscape, which then cascades into ecological, social and economic effects. For instance:

Institutions and Governance. A geopolitical crisis might weaken environmental institutions or agreements. For example, following recent conflict escalations, Russia and European partners suspended joint Arctic research and resource management programs. International environmental forums (like the Arctic Council) can be paused, and scientific exchanges halted [4]. This institutional vacuum means less monitoring of spills or biodiversity, and slower emergency response planning. It also often means sidelining NGOs or local stakeholder voices.

Investments and Economy. Shock events typically trigger a re-orientation of capital. Under threat of sanctions or war, long-horizon, responsible (ESG) investors may withdraw or halt projects. Companies may favor quick-payback ventures and scale back costly environmental or social programs. For example, banks facing sanction risk might demand accelerated extraction despite ecological concerns. Conversely, states might restrict foreign investment (bar Western oil majors, seek new partners). The result can be a freeze in infrastructure projects (pipelines, LNG terminals) and a shift to stopgap measures (like minimal localized operations).

An examination of these channels – namely governance degradation and shifts in investment patterns – reveals how specific policies or conflict dynamics translate into tangible sustainability losses, including reduced environmental remediation, weakened community benefits, and constrained technology transfer. The rest of this paper populates this schema with concrete examples and implications.

Transboundary petroleum hotspots are subject to multiple overlapping risk vectors. These risks can be classified as follows:

Sovereignty and Delimitation Disputes. Unresolved borders (maritime or territorial) create legal uncertainty. Nations stake overlapping claims on fields and waters. Example: in the Eastern Mediterranean, Turkey contests the Greek-Cypriot government's claimed EEZs, leading to repeated maritime stand-offs [3, 5]. Such disputes hinder planning and investment: companies may fear expropriation or cancellation. This uncertainty also channels funds into military patrols and court battles, diverting resources from joint safety protocols.

Great Power Competition and Sanctions Regimes. When major powers (e. g. the US, Russia, China, EU) clash over influence, transboundary regions become strategic prizes. Sanctions can sever technology and finance flows: for instance, U.S./EU sanctions on Russia limit Western involvement in Arctic projects, forcing projects to use domestic partners. Sanctions on one country (say Iran or Russia) can indirectly involve neighbors, chilling multi-party projects. Similarly, trade blocs or alliances can enforce export bans or tariffs on hydrocarbons from certain states. In short, geopolitically-induced market fragmentation (split technology pools, alternative payment channels) raises costs and delays development.

Regional Rivalries and Security Dilemmas. Besides global powers, regional neighbors may also be locked in competition. Militarization of an area (naval patrols, new bases) raises the insurance and operational costs of oil/gas work. For example, Greek-Turkish tensions have seen warships shadowing each other near energy exploration zones in the Aegean and Eastern Med [2, 3]. This insecurity alone deters long-term projects. The classic security dilemma kicks in: each side boosts its presence to deter the other, but as a result both face higher costs and lower transparency in resource management.

Non-State Actors and Asymmetric Threats. Beyond state-on-state conflict, non-state actors pose a growing risk in fragile transboundary contexts. Cyber-attacks on pipelines or drilling control systems (originating from hacktivists or state proxies) can disrupt operations or cause spills. Sea piracy or militant insurgents (think of attacks on tankers or pipeline sabotage) threaten both the environment and personnel. For example, a well-timed attack on an offshore platform or a pipeline rupture (whether accidental or malicious) could spill oil across borders. Such asymmetric risks force operators to spend more on security (guards, cyber defenses) rather than sustainable upgrades. In sum, the frontier nature of many of these regions means traditional peace is no guarantee.

Collectively, these risk types act like a corrosive environment around the petroleum system. Each spike (a sanction, a skirmish, a hacker strike) worsens institutional trust and freezes progress on cross-border agreements.

Against this conceptual background, empirical cases illustrate how geopolitical turbulence translates into systematic pressures on environmental, social, and economic sustainability in transboundary oil and gas regions.

Geopolitical strife often translates into degraded environmental standards and cooperation. For instance, the Barents Sea case starkly illustrates this. Until early 2022, Norway and Russia collaborated on Arctic environmental protection – joint monitoring of spills, biodiversity research on shared fish stocks, and pollutant reduction initiatives under a bilateral program. This cooperation was

abruptly suspended in Feb 2022 due to Russia's invasion of Ukraine [5]. As a result, bilateral projects on marine ecosystem monitoring were paused, and plans for joint oil-spill response exercises were shelved. Officially, "environmental cooperation with Russia was suspended" by Norway's Environment Agency. Practically, this means fewer data on transboundary pollution (ship or pipeline leaks), and weaker enforcement of safety standards. Environmental "hotspot" remediation programs (cleaning industrial pollution in the Russian Arctic) also lost momentum [4].

In other words, geopolitical conflict removed the institutional layer of protection. Prior to 2022, experts had noted that Norway and Russia shared interests in "preserving the marine ecosystems of the Barents Sea" via ecosystem-based management. After sanctions, neither side could easily discuss joint plans. The outcome is predictable: standards drop. With no shared oversight, accidents or routine drilling discharges on one side can go unchecked by the other. Joint scientific studies on Arctic biodiversity were canceled, and environmental dialogue decoupled from security politics.

More generally, unresolved disputes encourage exploitation at the expense of nature. In the Eastern Mediterranean, even absent war, tension led to a sort of "marine anarchy". Turkish vessels repeatedly disrupted Greek-Cypriot exploration zones, while Cypriot companies proceeded with drilling anyway [5]. With safety investments politically contentious, the risk of oil spills and damage to fisheries rises. Analysts warn that unchecked hydrocarbon development in this biodiversity-rich sea could permanently damage marine life (whales, coral reefs, etc.) – yet geopolitics has sidelined joint marine protection measures. As one observer puts it, over-exploitation without coordination often "leads to environmental degradation, such as oil spills that can contaminate water bodies, destroy agriculture and health of local populations" [1].

In sum, the environmental fabric of transboundary regions suffers when geopolitics heats up. Environmental treaties get paused, research goes dark, and regional standards weaken. This is not an externality – environmental harm is internal to the resource competition. (For example, wartime tactics like burning oil fields, while extreme, have historical precedent in war-bound zones.) The net effect: in conflict or sanction conditions, the environmental pillar of sustainable development is actively eroded [1, 4].

The social pillar – community welfare and equity – also takes hits during geopolitical clashes. Consider local communities around contested East Mediterranean gas fields. In theory, newly found gas could lift livelihoods on Cyprus, Turkey and Greece. In practice, the conflict over who taps that gas has exacerbated nationalist narratives and sidelined the concerns of ordinary people. For example, the decades-old "Cyprus problem" rift has been deepened by the discovery of offshore gas.

Turkish and Greek Cypriot leaders have used the gas claims to fortify their political positions rather than negotiate community development. Studies note that energy conflict fuels an "exclusionary national narrative" in Greece and Cyprus, painting any compromise as betrayal of national pride [3].

What does this mean for social equity? For one, community voices get drowned out. In the scramble to drill, both sides have neglected fisherfolk, environmentalists and indigenous groups who fear damage to fisheries or sacred sites. Funds that might have gone to local infrastructure or job training instead flow to military budgets or legal battles. The island of Cyprus illustrates this: Greek Cypriot authorities focused on licensing blocks in contested waters without consulting Turkish Cypriot communities, even as Turkish Cypriots insist on a share of potential revenues. This has created an "us-versus-them" dynamic that ignores the two-thirds of the island's population who live in the north. Similarly, coastal communities in Turkey's Mediterranean south watch Eastern Med drilling with anxiety but little say, as their concerns (about tourism impact or fishing zones) are eclipsed by national energy strategy.

Additionally, geopolitical strife has torn apart traditional ties between peoples. Historically, Greek and Turkish Cypriot communities interacted economically and socially despite political division. But as hydrocarbons became a nationalist rallying point, any notion of cooperation was sidelined. For instance, agreements to share revenue or jointly develop pipelines have been repeatedly rejected for political reasons [3]. In effect, local entrepreneurs and professionals who once might have benefitted from cross-border energy projects remain cut off. Even NGOs or cultural groups face polarization, as each side accuses the other of sabotage.

The broader effect is a spiraling social cost. Nationalist rhetoric on all sides rises, which can marginalize moderate voices and elevate suspicion. Migrant laborers or minorities in these regions can be scapegoated if an oil spill occurs under "the other" side's watch. Thus, geopolitical feuds in petroleum zones reduce community resilience and cohesion, making it much harder to implement long-term social programs. (By contrast, cases where communities have managed to cooperate – such as certain Alaska–Russia indigenous dialogues – remain rare exceptions.)

Finally, the economic pillar (resilience and diversification) is directly imperiled by geopolitical volatility. Short-term shocks skew energy investment towards narrow aims and make broader economic strategy impossible. The Caspian Region offers a telling example. Before the Ukraine war, Azerbaijan and Kazakhstan were planning huge joint infrastructure projects (new pipelines, green hydrogen hubs, etc.) under a framework set by the 2018 Caspian convention. Then global conflict and sanctions disrupted this vision. Western sanctions on Russia (a key transit country for Caspian pipelines) suddenly made some projects (like expansions of the Caspian Pipeline Consortium to the Russian Black Sea port) uncertain. As a result, countries shifted tactics: rather than completing an integrated transport network via Russia, Kazakhstan started sending some oil westward across the Caspian by ship to connect to pipelines via Azerbaijan. This is an example of a stopgap project – it allowed exports but avoided the risk of pipelines through sanctioned territory.

Such tactical projects come at a cost. Kazakhstan's tanker shipments to Baku (Kashagan field to BTC pipeline) bypassed long-term planning in favor of quick fixes. Similarly, energy companies have delayed or frozen multi-decade investments in Caspian gas fields and transshipment hubs because the market outlook became unpredictable. Investments that might have gone into diversification – for example, upgrading refinery and petrochemical complexes or building wind farms around oil hubs – were shelved. Instead, the region doubled down on upstream extraction. Analysts observe that sanctions and price swings have reinforced a "mono-resource syndrome", making economies more, not less, dependent on oil revenue.

Moreover, this geopolitical uncertainty has deterred "green" ventures. The same sanctions that isolated Russia also squeezed financial flows to adjacent states. Banks and investors became skittish about lending long-term in the region. Even global climate-focused funds wary of reputational risk have avoided projects in littoral states close to Russian influence. Thus, the local private sector lost momentum on renewable experiments or energy efficiency (a phenomenon noted even outside fossil sectors). Without broad, stable investment, the Caspian economies face stagnation once oil dries up, endangering the very notion of sustainable economic resilience.

In sum, sanctions and conflict in transboundary basins tend to freeze creativity. Rather than integrated transport corridors and coordinated technology transfer, development increasingly takes the form of fragmented and politically expedient projects. As one analysis notes, Europe's urgent need to replace Russian gas has "highlighted a dire need for Europe to diversify away," yet current project development is far from an ideal multilateral plan. The war-forced trans-Caspian shipping route is temporary by design. Long-term economic health – which would ideally be supported by regional cooperation and renewables – takes a back seat to crisis management.

Recognizing the damage is easy; charting a new path is harder. Nevertheless, transboundary petroleum regions are not hopeless. Policymakers and stakeholders can adopt strategies to fortify sustainability even under geopolitical duress. Below are some promising directions:

Resilience through "Non-Political" Cooperation. One practical step is to safeguard purely technical channels of cooperation that can survive politics. For example, even when formal diplomatic ties fray, governments and companies can keep communicating on pollution control and emergency response. The idea is to create "firebreaks" around environment and science. In practice, this could mean continuing joint oil-spill drills, shared seismic data, or coordinated wildlife monitoring – handled by neutral bodies or local authorities rather than top politicians. For instance, after facing sanctions, Barents regional officials could establish a de-politicized scientific forum (including indigenous observers) to track Arctic changes and respond to accidents regardless of state relations. Similarly, NGOs and universities can act as back-channels for research on cross-border ecosystems. By decoupling environmental management from high politics, these efforts build a foundation of trust that can later be leveraged when political temps cool. As noted by experts, even

under conditions of armed conflict, channels of Arctic scientific cooperation should not be irreversibly closed. The Role of International and Non-State Actors. Multilateral institutions and industry associations can help as neutral "islands" of stability. Bodies like the United Nations Environment Programme (UNEP) or the International Energy Agency (IEA) can facilitate dialogue and standard-setting regardless of bilateral tensions. For example, UNEP's role in environmental assessments could be expanded to the Arctic or Caspian, ensuring that a broad coalition of states funds research. The Equator Principles (a global finance standard) and the IFC Performance Standards could be adapted to require that any cross-border oil/gas project maintain transboundary environmental agreements. Likewise, industry groups like the International Association of Oil & Gas Producers could push for shared safety protocols across disputed fields.

In effect, international NGOs, hybrid organizations and even private standard-setters become alternate governance channels. They create a constituency for sustainability that transcends national rivalries. For instance, a supranational trust fund managed by UNEP could finance biodiversity projects in contested waters, insulating these efforts from one government vetoing another. These "third-party guardians" have proved invaluable in other contexts (e. g., UNCLOS frameworks for ocean dumps or IFIs financing river cleanup) and could do the same in petroleum frontiers.

Innovative Financial and Legal Instruments. Creative economic tools can also mitigate risk. One idea is an international stabilization fund: a pooled finance mechanism contributed to by consuming countries and IFIs, aimed specifically at funding sustainable development in transboundary regions. Such a fund could subsidize joint environmental projects or community programs, making them less sensitive to political squabbles. Another concept is an independent trust or joint venture company jointly owned by disputing states for shared fields. If properly structured, this vehicle would operate under neutral governance rules, channeling profits into both states and communities. This is similar to the 1981 U.S.-Mexico Transboundary Hydrocarbon Agreement, which created a unitized authority for Gulf wells.

In legal terms, binding arbitration and conflict-resolution clauses can be tightened. Oil and gas contracts should include rapid arbitration panels that address cross-border claims. Precedent: the Caspian Convention's special commission has resolved some disputes, but could be strengthened. Even cultural tools like "soft law" agreements – for example, an Arctic Environmental Charter with broad signatories – can provide norms that states may be shamed into following. Finally, insurers and banks could factor in geopolitical risk into project financing, effectively pricing in sustainability (ESG) performance even under conflict. The net result: if a company knows it can appeal to international law or access a global fund, it may resist the temptation to cut corners under local pressure.

Reframing the Narrative. Perhaps the broadest shift needed is ideological: moving from a zero-sum view of hydrocarbon riches to a shared stewardship mentality. Instead of thinking "my neighbor's oil is my loss," policymakers could adopt the concept of a "regional public good." As long as the energy transition is inevitable, a cooperative development narrative can emerge: for example, Eastern Med states might rebrand their gas strategy as funding a Mediterranean Green Deal (with EU support) rather than as a weapon against each other [2, 5]. Similarly, Caspian countries might view clean energy corridors (like wind-powered cables) as a joint leverage over Russia and China, not a source of conflict.

This is easier said than done – narratives are hard to change. However, examples exist: the 2022 US-mediated Israel-Lebanon maritime agreement showed that with leadership, even long-frozen disputes can be addressed in return for energy cooperation. International diplomacy can help sell this narrative shift, highlighting mutual benefits (jobs, climate goals) rather than only red lines. Contemporary policy discourse increasingly emphasizes that energy interdependence may function not only as a trigger of conflict, but also as a potential hedge against escalation. Re-framing requires cross-disciplinary forums: bring together geologists, economists, peacebuilders and civil society to articulate a vision. From a strategic perspective, this implies reframing transboundary petroleum resources from objects of zero-sum competition into potential catalysts for regional cooperation.

The analysis shows that geopolitics in oil and gas frontier regions is not merely contextual but a decisive driver of sustainable development outcomes. In contested basins, political tensions rapidly undermine environmental cooperation, intensify social fragmentation, and lock economies into

unsustainable paths. Resources that could foster regional development often become points of division. Across cases, diverse geopolitical risks-territorial disputes, sanctions, militarization, and cyber threats-converge on two core mechanisms: the breakdown of cross-border governance and the redirection of investment flows, both of which weaken environmental protection, social equity, and economic diversification.

Empirical cases illustrate this pattern clearly. In the Barents region, sanctions halted long-standing environmental cooperation; in the Eastern Mediterranean, hydrocarbon discoveries amplified unresolved social and political cleavages; and in the Caspian, geopolitical shocks disrupted established transit routes, forcing less resilient and less sustainable alternatives. In all cases, security imperatives consistently outweighed sustainability goals.

Theoretically, the study bridges political ecology and energy geopolitics by conceptualizing transboundary petroleum regions as socio-ecological systems exposed to political shocks. The proposed concept of a geopolitical–sustainability nexus, together with the typology of risks and impact pathways, provides a framework for comparative analysis across regions.

From a policy perspective, companies should integrate geopolitical spillovers into risk assessments, develop sanctions and conflict contingencies, and support flexible cross-border partnerships. Policymakers, in turn, should recognize sustainability as a strategic asset: maintaining environmental and social cooperation mechanisms-even through third parties-and preserving dialogue platforms is essential for long-term regional stability.

Despite data limitations and rapidly changing geopolitical conditions, the findings underline a central conclusion: transboundary petroleum regions sit at the intersection of energy, environment, and geopolitics. Reframing sustainability as a core element of security can help shift these regions from arenas of rivalry toward shared stewardship in the global energy transition.

Библиографический список:

1. Каркасон Д. Сложности трансграничных нефтегазовых ресурсов [Электронный ресурс] // Transnational Matters PLLC. – 2023. – 17 сент. – URL: https://www.transnationalmatters.com/the-complexities-of-transboundary-oil-and-gas-resources/ – Текст: электронный.
2. Крейн Дж., Ульриксен К.К., Мариано Дж., Мартин Гил А. Соперничество, конфликт и возможности: природный газ в Восточном Средиземноморье [Электронный ресурс] : исследование / Дж. Крейн, К.К. Ульриксен, Дж. Мариано, А. Мартин Гил // Baker Institute for Public Policy, Университет Райса. – 2025. – 29 апр. – URL: https://www.bakerinstitute.org/research/rivalry-conflict-and-opportunity-eastern-mediterranean-natural-gas – Текст: электронный.
3. Лессер И. Блеф в Восточном Средиземноморье – явная и насущная опасность [Электронный ресурс] / И. Лессер // The German Marshall Fund of the United States (GMF). – Б.д. – (Раздел: Transatlantic Take). – URL: https://www.gmfus.org/news/eastern-mediterranean-brinkmanship-clear-and-present-danger – Текст: электронный.
4. Norwegian Environment Agency. Environmental cooperation in the Arctic. Norwegian Environment Agency, 2025. URL: https://www.environmentagency.no/areas-of-activity/international-cooperation/environmental-cooperation-in-the-arctic/.
5. Газ и геополитика в Восточном Средиземноморье [Электронный ресурс] // Arab Center Washington DC. – 2025. – 7 окт. – URL: https://arabcenterdc.org/resource/gas-and-geopolitics-in-the-eastern-mediterranean/ – Текст: электронный.

УДК 316.334.56:338.45(479.24)

Oil Wealth and Social Transformation in Baku: Urbanization, Migration, and Lifestyle Changes

Khan K.
Pakneftegaz, city Islamabad, Pakistan

Abstract: Oil wealth has profoundly reshaped Baku, driving rapid urbanization, large-scale migration, and significant lifestyle changes. Drawing on immersive long-term fieldwork, this study examines how oil-driven development influences everyday life, social relations, and spatial organization in Azerbaijan's capital. It highlights the interplay between modern infrastructure, historical heritage, and cultural continuity, revealing the complex social adaptations and transformations produced by petroleum-driven urban growth.

Keywords: Oil economy, urban transformation, Bibi-Heybat oil field.

Introduction

Baku, the capital city of Azerbaijan, occupies a distinctive and historically unparalleled position in the global political economy of energy. Home to approximately 23.0 % of the total population of Azerbaijan [1], Baku functions as the country's primary demographic, economic, and administrative center. Unlike many contemporary oil cities that emerged in the twentieth century, Baku's urban trajectory has been intertwined with petroleum extraction since the mid nineteenth century, making oil not merely an economic sector but a foundational determinant of social organization, spatial planning, and cultural identity. The city's early industrialization around the Caspian Sea established patterns of labor migration, class formation, and urban inequality that continue to shape its development in the post-Soviet era.

Oil wealth has functioned as a catalyst for accelerated urbanization, enabling the Azerbaijani state to invest heavily in infrastructure, housing, and symbolic architecture aimed at positioning Baku as a modern, global city. These investments have transformed the urban skyline through high rise residential developments, transport corridors, and carefully curated public spaces. At the same time, such transformations have altered social relations by redefining access to housing, employment, and urban services. The coexistence of historic neighbourhoods with newly constructed districts reveals a layered urban fabric in which past and present modes of life intersect and, at times, conflict.

Migration represents a central mechanism through which oil wealth translates into social change. Internal migration from rural regions has intensified as Baku consolidates its role as the primary economic and administrative center of the country [2]. This influx has reshaped demographic structures, expanded informal economies, and produced new forms of urban marginality alongside prosperity. In parallel, international migration in the form of tourists, expatriate professionals, and short term visitors has introduced global cultural influences that affect language use, consumption practices, and urban aesthetics.

Lifestyle transformation in Baku must be understood not only as rising material consumption but also as a reconfiguration of social aspirations and everyday practices. Oil financed urban development has expanded leisure opportunities, reoriented social life toward public spaces, and encouraged new forms of visibility and performance in the city. Yet these changes coexist with enduring cultural values centred on family, hospitality, and food, suggesting a negotiated rather than linear transition to modernity.

This study aims to provide a grounded, empirically rich analysis of how oil wealth has reshaped Baku through the interconnected processes of urbanization, migration, and lifestyle change. By relying exclusively on long term primary fieldwork, the paper contributes an experiential and sociological perspective that complements macro-economic analyses of resource driven development. The focus is on how oil is lived, perceived, and negotiated in everyday urban life, offering insights into the broader implications of resource wealth for social transformation in post-Soviet contexts.

Methodology

This research is based entirely on primary qualitative methodology conducted during the author's extended stay in Baku, Azerbaijan, from November, 2019 to March 02, 2020. The prolonged duration of residence enabled sustained observation of social life across public events, and economic conditions, allowing for a deeper understanding of gradual and everyday transformations linked to oil wealth.

During this period, the author lived as a paying guest with a highly welcoming Azerbaijani family known for hosting tourists and local residents. This living arrangement provided direct exposure to household routines, social norms, hospitality practices, and intergenerational perspectives on change. Daily interactions within the family environment offered informal yet valuable insights into how oil driven development has influenced domestic lifestyles, consumption habits, and social expectations.

Face to face interviews constituted a central component of the methodology. The author conducted in-person interviews with Azerbaijani government officials to understand state perspectives on urban development, oil policy, tourism promotion, and infrastructure planning. In addition, extensive conversations were held with local Azerbaijani residents, shopkeepers, service workers, and market vendors operating in different parts of Baku. These discussions focused on perceptions of migration, cost of living, employment opportunities, and changing urban culture. Interviews were also conducted with international tourists visiting Baku to capture external perceptions of the city's transformation and global image.

Participant observation was carried out through regular visits to cultural and tourist sites, public parks, waterfront areas, residential districts, and oil related locations within the city. The author actively engaged in everyday urban practices, including using public transport, shopping in local markets, and participating in leisure activities. Consuming local Azerbaijani cuisine in family settings and public eateries further contributed to understanding lifestyle changes and cultural continuity.

A significant component of field observation involved visiting the Bibi Heybat settlement near Baku, an area of profound historical importance in global oil history. This visit supported contextual understanding of how historical oil heritage continues to shape national identity and urban symbolism. Throughout the research period, detailed field notes were maintained, and observations were systematically reflected upon to identify recurring themes related to urbanization, migration, and lifestyle transformation. No figures or visual materials were produced or analyzed within the methodological framework.

Results

The findings of this study demonstrate that oil wealth operates as a multidimensional force reshaping Baku's spatial organization, population dynamics, and everyday social practices. Urbanization driven by oil revenues has produced a visible reordering of space, characterized by rapid vertical expansion, infrastructural modernization, and the aestheticization of public environments. Multi storied residential complexes dominate newly developed districts, reflecting both state planning priorities and market driven real estate dynamics. These developments have altered traditional patterns of neighborly interaction, replacing courtyard based sociality with more privatized and regulated forms of urban living.

Migration emerged as a structural outcome of oil centered growth rather than a temporary phenomenon. Internal migrants from rural regions of Azerbaijan perceive Baku as a space of opportunity, yet their integration into urban life is uneven. While some migrants achieve upward mobility through employment in construction, services, or state linked sectors, others remain concentrated in peripheral areas with limited access to quality housing and services. These patterns contribute to socio spatial differentiation within the city, reinforcing distinctions between central, oil financed zones and marginal districts.

International mobility further reinforces Baku's transformation. Tourists and foreign professionals introduce transnational practices and expectations that influence urban consumption, language use, and service provision. The city's cafes, waterfront promenades, and cultural venues

increasingly cater to a global audience, reshaping how local residents experience and interpret their own city. Interactions between locals and visitors in public spaces reveal a growing performative dimension of urban life, where hospitality becomes both a cultural value and an economic resource.

Lifestyle change was most evident in shifting leisure practices and consumption patterns. Public parks, fountains, and illuminated urban landmarks function as key social arenas, particularly during evenings and weekends. These spaces encourage collective visibility and sociability, signaling a move away from exclusively home centered social life. At the same time, traditional Azerbaijani cuisine and family based dining practices remain central, suggesting that modernization has been selectively integrated rather than fully assimilated.

The author visited the Bibi Heybat settlement near Baku, Azerbaijan, where the world's first mechanically drilled oil well is located, as shown in Figure 1.

The first mechanically drilled oil well was established at the Bibi-Heybat field in 1846 by Russian Major Nikolai Matveevich Alekseyev, director of the Baku oil fields using a percussion drilling method [3]. In 1847, oil gushed from a depth of 21 meters, marking the beginning of industrial oil extraction and establishing Baku as the world's first oil town. This site illustrates the deep historical roots of Azerbaijan's oil economy and its enduring symbolic importance.

The author also visited the grave and statue of the great national leader of Azerbaijan and the third President of Azerbaijan Heydar Aliyev. This statue represents the political centrality of leadership in directing oil revenues toward state led modernization, as shown in Figure 2.

Figure 1– World's first oil well in Baku

Figure 2 – Statue of national leader of Azerbaijan

Observations of multi storied residential views of Azerbaijan are presented in Figure 3, illustrating contemporary housing density and urban form.

A touristic and visually attractive fountain is shown in Figure 4, reflecting oil financed urban beautification strategies.

The author interacted with local Azerbaijani people in this setting, highlighting everyday social engagement within newly constructed public spaces.

Figure 3 – Residential area in Baku

Figure 4 – Fountain in Baku

Discussion

The findings underscore that oil wealth in Baku functions as a structuring force that reshapes social relations through space, mobility, and everyday practice. Urbanization driven by petroleum revenues has enabled rapid modernization, yet it has also produced new forms of inequality embedded within the urban landscape. High rise developments and revitalized central districts symbolize national progress, while peripheral zones reveal the uneven distribution of oil derived benefits. This duality reflects a broader resource urbanism model in which visibility and symbolism often accompany exclusion.

Migration patterns observed in Baku align with classical theories of resource based urban concentration, where capital intensive industries generate service sector growth that attracts labor beyond the capacity of urban systems to fully absorb it. Internal migrants contribute significantly to the city's economic vitality, yet their partial integration highlights tensions between national development narratives and lived social realities. The presence of international tourists and expatriates further complicates this landscape by introducing global norms that influence urban governance and cultural representation.

Lifestyle transformation in Baku illustrates a negotiated modernity rather than a wholesale cultural shift. Oil financed leisure spaces promote new forms of public sociability and visibility, particularly among youth, while family centered values and culinary traditions continue to structure social life. This coexistence suggests that oil wealth does not erase cultural continuity but reframes it within new spatial and economic contexts.

The symbolic significance of sites such as Bibi-Heybat reinforces the role of historical memory in legitimizing contemporary oil based development. By linking modern prosperity to early industrial achievement, the Azerbaijani state embeds oil within a national narrative of innovation and sovereignty. Such symbolism plays a critical role in shaping public acceptance of rapid urban change and centralized control over resource revenues.

Overall, the case of Baku demonstrates that oil wealth produces complex social transformations that cannot be reduced to economic growth alone. It reorganizes space, redefines mobility, and reshapes everyday life in ways that are simultaneously enabling and constraining. Understanding these dynamics requires sustained, ground level engagement with urban experience, which this study provides through long term primary fieldwork.

Conclusion

1. Oil wealth has acted as a foundational driver of Baku's urban transformation, reshaping the city's physical form, infrastructure, and symbolic identity as a modern oil based metropolis.

2. Accelerated urbanization, particularly through high rise residential development and large scale public projects, has altered traditional neighborhood structures and redefined everyday social interaction.

3. Migration, especially internal rural-to-urban movement, has been structurally linked to oil-centered economic growth, contributing to demographic change, labor diversification, and socio-spatial inequality within the city.

4. International tourism and short term foreign presence have reinforced Baku's global orientation, influencing consumption patterns, urban aesthetics, and the performative presentation of culture and hospitality.

5. Lifestyle changes reflect a negotiated form of modernity in which oil financed leisure spaces and public sociability coexist with enduring cultural values centered on family, food, and social cohesion.

6. Historical oil sites such as Bibi-Heybat continue to play a critical symbolic role by linking contemporary prosperity to Azerbaijan's pioneering position in global oil history and national identity formation.

7. Overall, Baku's experience demonstrates that oil wealth produces complex and uneven social transformations, requiring policy approaches that balance modernization, cultural continuity, and inclusive urban development.

References:

1. Abdul N. Azerbaijan's population reaches over 10.2 Million // AZERNEWS. – 2026 [electronic resource]. – https://www.azernews.az/business/241839.html (retrieval date of webpage: 5.01.2026).
2. Valiyev A., Namazova F. Long Way Ahead: Applying the Sustainable Cities Implementation Framework in Azerbaijan // Baku Dialogues. – 2024. – [electronic resource]. – https://bakudialogues.idd.az/articles/long-way-ahead-applying-the-sustainable-cities-implementation-framework-in-azerbaijan-11-10-2024 (retrieval date of webpage: 8.01.2026).
3. Mir-Babayev M.-Y. A Brief History of Oil and Gas Well Drilling // Visions.az. – 2012. – [electronic resource]. – http://www.visions.az/en/news/366/4ca556e3/ (retrieval date of webpage: 16.01.2026).

УДК [378.016+622]:81.111

On the question of studying the definitions of professional concepts in the oil and gas industry

Miklina O. A.
Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia

Introduction. When studying oil and gas disciplines at the initial stage of university education, students must study theoretical (academic) material, which is filled with various definitions of professional concepts. For students at the initial stage of study, this material is very complex. This may be due to various reasons. Here, two groups of reasons can be distinguished. The first can be attributed to school preparation (poor knowledge of natural science subjects, undeveloped actions in working with definitions of school texts, poor self-organization, etc.). The second group can be defined as professional reasons (lack of knowledge of professional terminology, undeveloped actions in working with definitions of professional concepts, complex illustrations, lack of experience in oil and gas production, lack of experience in oil and gas enterprise).

Concepts have their own structure and content. A key element of a concept is the professional term. Knowledge of these terms will enable students to study professional disciplines in their first and senior years. The initial stage of study is special, as it is designed to develop a basic understanding of professional terminology. Since professional terms are part of the definitions of professional

concepts, it is necessary to teach students how to work with them. Students must develop skills for identifying professional terms, identifying essential and non-essential features, and sufficient features for their identification. Working with definitions of professional concepts in the oil and gas field is essential in learning, and students must be taught how to work with them.

Theoretical framework. The following are indicators of student mastery of the theoretical (academic) material in the introductory oil and gas course [3, 9-11]:

- students' confident command of professional terminology;
- active use of professional terminology in discussing their work results;
- use of professional terminology in answering instructor questions;
- use of professional terminology in various discussions or conferences.

Furthermore, mastery of professional terminology facilitates mutual understanding among all participants in the educational process (students and instructors).

Logical-mathematical analysis is used to study mathematical concepts. It is actively used by teachers in lesson preparation and by educators in studying higher education mathematics subjects to develop methodological knowledge [5, 10].

Educators claim that logical-mathematical analysis is a tool that allows for the study of subject matter on a specific topic. This tool enables independent identification of learning goals, analysis of educational material, and constructive learning. When working with students in the classroom, this tool helps motivate them in their choice of teaching aids, analyze their own learning activities, and the learning process.

Logical-technological analysis (LTA) can be used to study the definitions of professional concepts [10]. It is based on the principles of LMA.

The introductory course for studying the future professional activities of students is the discipline "Fundamentals of Oil and Gas Production", the purpose of which is to form an initial knowledge base in the field of future professional activities of graduates at enterprises engaged in oil and gas production, as well as the collection and preparation of products for transportation [7, 10].

Upon completion of this course, students must develop the ability to define and implement their own activities, the ability to independently identify and find ways to improve themselves throughout their lives and, especially, in their professional activities. At the same time, students must learn to find and process information when analyzing theoretical (academic) material.

In our work, we will consider the technique of didactic cinquain in the study of definitions of professional concepts in the oil and gas field to help form actions in performing Logical-technological analysis.

Pedagogical practice in studying school curriculum subjects demonstrates the success of using the cinquain method (from the French word "cinq"). The essence of this method consists of composing a five-line poem to summarize the material being studied (Berendyaeva, L. A., Koneva, I. V., Konev, A. V., Varlakova, M. L., Kuular, L. L., Kulikova, M. P., Sergeeva, A. I., and others). The Figure 1 shows the structure of a classic cinquain.

Line 1 – Title, which includes a keyword, concept, or theme of the cinquain, expressed as a noun.

Line 2 – Two adjectives.

Line 3 – Three verbs.

Line 4 – A phrase conveying a specific meaning.

Line 5 – Summary, conclusion, one word, or noun.

Figure 1 – The structure of a classic cinquain

The didactic cinquain has found application in the study of technical school subjects. Its completion varies by varying the number of words in one or more lines and replacing the assigned parts of speech with others [1, 4]. The textual content of each line is based on its intended content (Figure 2).

The first line of a poem is its theme. It is presented with just one word, and it must be a noun.

The second line consists of two words that reveal and describe the main theme. These must be adjectives. Participles are allowed.

The third line, using verbs or adverbial participles, describes actions related to the word that is the theme of the cinquain. The third line contains three words.

The fourth line is no longer a set of words, but a whole phrase through which the author expresses their attitude toward the theme. In this case, this could be a sentence composed by the student independently, a catchphrase, a proverb, a saying, a quotation, or an aphorism, all of which must be in the context of the topic being explored.

The fifth line is just one word, which represents a summary. Most often, it is simply a synonym for the poem's theme.

Figure 2 – The structure of a didactic cinquain

Work on the research topic. The LTA of definitions of professional concepts in the oil and gas field is a system of actions aimed at:

1) establishing the term (object of the concept);

2) identifying the attributes (specific features of the concept) by which the concept (object) can be recognized.

These actions include:

- actions to identify the object of the concept;
- actions to identify the structure;
- actions to identify the common attributes of the object;
- actions to determine its distinctive features;
- actions to identify the necessary and sufficient attributes by which the object can be recognized.

Teachers claim that the use of a didactic cinquain helps to analyze the educational material (define the object being studied; highlight the structure in its description; highlight the main material that characterizes the object; highlight the features that characterize it; designate sufficient and redundant features) and generalize it (reformulate the description; reconstruct the definition).

The use of a didactic cinquain to understand the definition of a professional concept in oil and gas can be justified by its line. Completing each line allows the student to analyze and summarize the material being studied.

Work on defining a professional concept begins with identifying its full description in the theoretical (educational) material. Next, we perform actions to study it. Let's consider an example of studying the definition of a professional concept in the description of technological equipment or its component parts:

• identifying the professional term (the cinquain topic) is what is written in the first line.

• identifying the main features (description of the topic) (second line). Based on the context of the educational material, words to describe the topic (two or three adjectives) are identified.

• identifying the main features (functionality, purpose) (third line). Words to describe the action (three or four verbs or adverbial participles) must be written.

• summarizing the material (fourth line). This can be a key phrase, but with all the necessary features indicated.

• summarizing the material (fifth line) – this can be a word, phrase, or symbolic representation of a node adopted in GOST.

An example of filling out a didactic cinquain when performing a Logical-technological analysis of the definition of the professional concept " Throttle (non-adjustable)" is shown in Figure 3.

1. **Throttle (non-adjustable)**
2. **Metal, disc (*description*)**
3. **Restricts, increases, decreases (flow) (*functionality*)**
4. **Made in the form of a disc with a hole in the center (3-35 mm) (*describes appearance*)**
5. **Choke (*synonym, for oil wells*)**

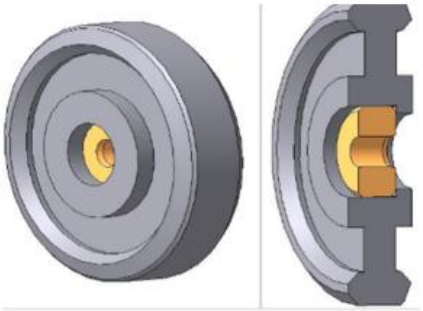


Figure 2 – An example of filling out a didactic cinquain

The main conclusions. Using a didactic cinquain allows us to assess how well students understand the definition of a professional concept being studied, for example, the name of technological equipment or its parts. This assessment also verifies the accuracy of the definition of the professional concept in the theoretical (educational) material, the identification of its structure, the definition of the object as a term, and the determination of its essential, secondary, and sufficient attributes. An analysis of students' work on composing a didactic cinquain during the study of the material led to the following conclusions:

• When composing a cinquain, students study the structure of the definition of a professional concept, its content, and formulation;

• When composing a cinquain, students perform actions to identify the professional term, defining its essential and secondary attributes;

• When composing a cinquain, students perform actions to isolate the term within the component being studied and determine the sufficient attributes that distinguish it from others.

References:

1. Бахман, Е. В. Синквейны на уроках химии. [Электронный ресурс]: nfourok.ru/ispolzovaniesinkveyna-na-urokah-himii-504315.html. (дата обращения: 07.02.2025)
2. Горлова, Е. А. Активизация исследовательской деятельности студентов нефилологического вуза: возможности предмета «Русский язык и культура речи» / Е. А. Горлова, О. В. Журавлёва. [Электронный ресурс] URL: http://cyberleninka.ru/article/n/aktivizatsiya-issledovatelskoy (режим доступа 31.01.2026)
3. Дейнега С. А., Сотникова О. А. Особенности формирования математико-графической компетенции при изучении начертательной геометрии // Вестник Сыктывкарск ого университета. Сер. 1: Математика. Механика. Информатика. URL:https://doi.org/10.34130/1992-2752_2022_4_46, (дата обращения 01.02.2026)/
4. Кендиван, О. Д-С. Дидактические синквейны как средство активизации познавательной деятельности учащихся / О. Д.-С. Кендиван, Л. Л. Куулар // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 3 (часть 4). С. 827 – 829
5. Лернер И. Я. Качества знаний учащихся. Какими они должны быть? - М.: Знание, 1978. – 48 с.
6. Миклина, О. А. Использование дидактического синквейна при изучении классификации нефти в курсе основы нефтегазопромыслового дела /О. А. Миклина. Международная научно-практическая конференция "Новые идеи в геологии нефти и газа. Новая реальность-2021", МГУ 27-28 мая 2021, г. Москва. URL:https://oilgasideas.ru/wp-content/uploads/2021/05/MiklinaOA.pdf.

7. Сергеева, А. И. Возможности синквейна в развитии рефлексивных способностей будущих бакалавров дефектологического образования / А. И. Сергеева, И. Г. Купершлаг // Вестник ТГПУ (TSPU Bulletin). 2015. – № 6 (159). С. 9-16. [Электронный ресурс] URL: https://cyberleninka.ru/article/n/ vozmozhnosti-sinkveyna (режим доступа 31.08.2020)
8. Сотникова О. А. Семантические аспекты в методике обучения математике // Вестник Сыктывкарского университета. Сер. 1: Математика. Механика. Информатика. – 2023. – Вып. 4 (49). – С.59–69.
9. Сотникова О. А., Миклина О. А. Оптимизация учебной деятельности студентов при изучении профессиональных дисциплин нефтегазового вуза // Человек и образование. – 2015. – № 4 (45). – С. 86–91.
10. Сотникова О. А. Приоритет в выборе педагогических технологий нефтегазового образования при изучении теоретического материала // Современное образование. 2016. № 1. С. 45-67. DOI: 10.7256/2409-8736.2016.1.17046 URL: https://nbpublish.com/library_read_article.php?id=17046 .

УДК [81’373.211:622]:81.111

How the industrial development shaped urban toponymy of Ukhta

Lukyanov S. A., Lozhkina T. V.
Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia

Ukhta rightfully bears the title of the “Pearl of the North” and the birthplace of the first Russian oil. However, walking along the streets of our hometown, we rarely think about why they have certain names. Toponymy is the language in which history speaks to us through the names of geographical objects. For industrial cities such as Ukhta, this language is inevitably linked with their city-forming enterprises.

The purpose of this study is to analyze the impact of the oil and gas industry on the place naming practices of urban objects in Ukhta.

Our objectives include:

1) to consider how the history of oil and gas production is reflected in the names of individual streets and districts of Ukhta;

2) to identify whether toponymy serves as a tool for preserving the historical memory of the industrial feat of the development of the Russian North.

This topic is relevant, since Russia is one of the countries which economy depends on the production of hydrocarbons and the development of industry. It is very important to remember the history of the development of our country, and especially the history of one of the most important parts – the Oil and Gas Province of the Komi Republic, its brightest “Pearl of the North”.

The history of Ukhta began with the extraction of “black gold”. Naturally, the new identity of the region is reflected in the names of the streets. Unlike ancient cities, where names are often associated with churches or trade, the toponymy of Ukhta is industrial and heroic.

The city of Ukhta’s coat of arms has a great and interesting history. There are several symbols on it. Each symbol has its meaning and it helps tell the story of the city. A white spruce represents the development of the timber industry, which is the most ancient and exists to this day. A drilling rig is often thought to represent the development of the oil and gas industry. An open book is a symbol of education. And the trowel in the book is related to the construction industry, the development of a young city. The ornament at the bottom of the coat of arms which is a fragment of the Komi national ornament means that the traditional national culture of the Komi people is preserved and developed in the city.

Having analyzed the map of the city, we identified two main groups of street names.

The first group is professional and production names. The most vivid examples are Neftyanikov Embankment and Gazovikov Embankment. These toponyms commemorate not particular people but professional activities of geologists, oil and gas workers that have become the foundation of the city’s economy. Geologov Street can also be mentioned here as a tribute to those who were the first to come to this land.

The second group is memorial names in honor of notable people. Ukhta glorifies the memory of the pioneers of the North such as Gubkin, Senyukov, Zeryunov, Krems, Pryadunov, Kosolapkin and the others.

Gubkin Street is named in honor of Academician Ivan Mikhailovich Gubkin, who predicted the potential of the Timan-Pechora basin.

Senyukov Street is named after Vasily Mikhailovich Senyukov, an outstanding geologist and oil worker.

Zeryunov Street is in memory of the head of the industrial sector of the Komi Autonomous Soviet Socialist Republic.

Geologov Street is a historic street located in the old part of the city, which was built up from the late 1930s to the 1940s. It arose in the course of the development of the oil-bearing region, being the place of residence of professionals who arrived for the exploration and production of natural resources.

Zavodskaya Street the street, at the beginning of which the mechanical plant was built in 1946, was simply named Zavodskaya. Today not only Ukhta Mechanical Plant is located here, but also such major industrial enterprises as Ukhta oil refinery and a thermal power plant are on this street.

Pryadunov Lane is named after the first explorer, the founder of the first oil field in Russia, on the Ukhta River.

There's also *Pryadunov Square,* it is a modern recreation area in the center of Ukhta, opened in August 2019 for the 90th anniversary of the city and the Komi oil industry. It is located at the intersection of Lenin Avenue and 30 Let Oktyabrya Street.

Krems Street is named after the outstanding Soviet geologist, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Hero of Socialist Labor. The street used to be called "Studencheskaya"; later in 1975 it was renamed.

Semyashkina Street is named after Gavriil Prokopyevich Semyashkin, a revolutionary, drilling foreman and Hero of Labor, who was engaged in the restoration of wells and the development of oil production in the Pechora district in the 1920s. In 1968, the former Pervomaisky Lane was renamed in his honor, which immortalized the memory of the pioneer of the oil business.

Kosolapkina Street received its name in honor of the noble oilman, drilling foreman Ivan Ilyich Kosolapkin in 1949, who drilled well №5, from which the "First Industrial Oil of the North" was extracted.

Tikhonovich Street was named in honor of Nikolai Nikolaevich Tikhonovich, a pioneer of the industrial development of the Komi region, professor, Honored Scientist of the country. He headed the geological service of the Ukhta expedition.

Since commemorative street names are embedded in physical spaces of the city, they shape our sense of the past. To understand how history is represented and remembered in urban landscapes, a survey was conducted among the university students and the residents of the city. We focus on the following questions:

1. Do you know how Senyukov Street, Pryadunov Lane, and Krems Street got their names?
2. Which street names serve as a monument to the era of the development of the Russian North?
3. Do you associate the names of streets and objects of the city with the gas and oil industry?

As illustrated by the chart below, we identified that 77% of the respondents know that the embankments are named after professions, as this is obvious from their names. However, only 4% were able to say for sure who Vasily Senyukov was, and what his contribution to the development of the industry was. Most of the respondents assumed that he was "some kind of a writer" or probably "a military".

They could tell a little more about Pryadunov, 5 % said that he was the first to find oil in Ukhta and began to develop it. The great recognition of Pryadunov is most likely due to the installation of a new monument in his honor.

A few respondents (2 %) answered correctly that Krems Andrey Yakovlevich was an outstanding geologist, who was exiled here to Ukhta.

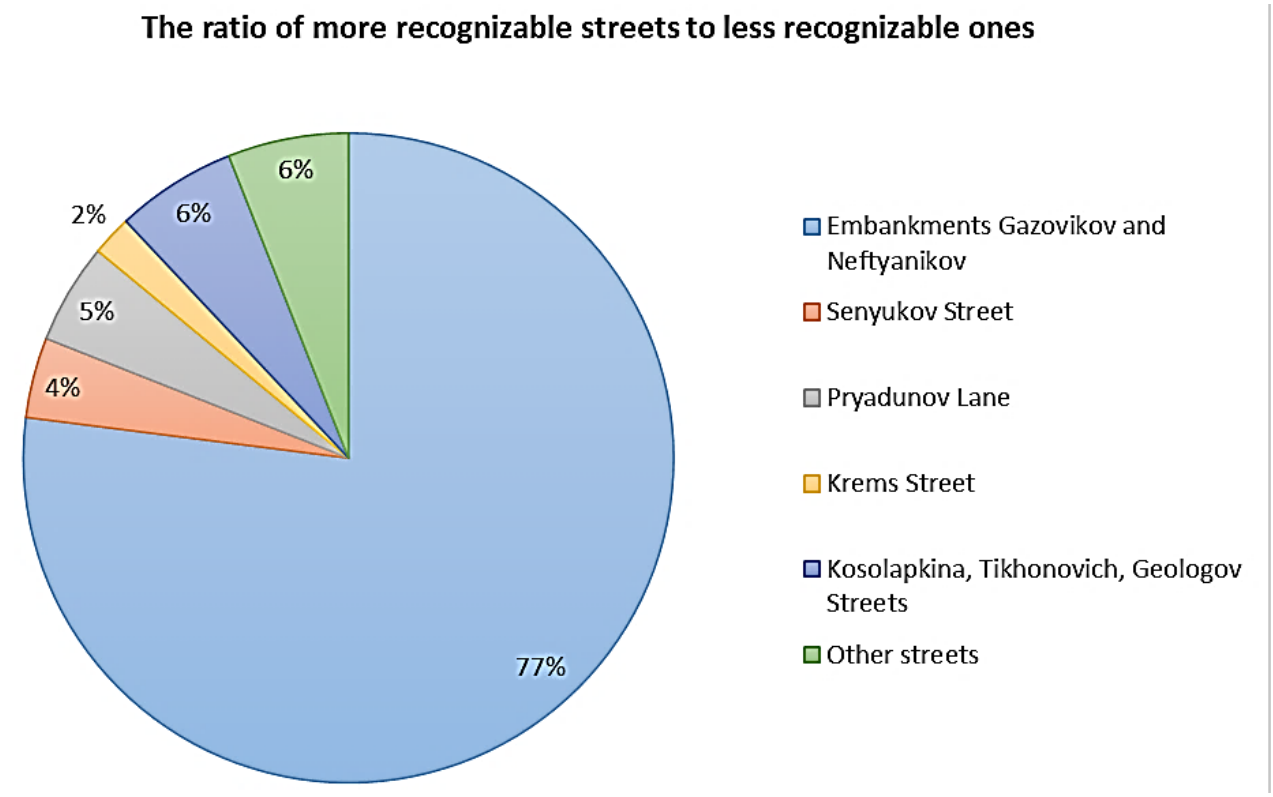


Figure 1 – The findings of the survey

Less than 6 % of people identified the following streets: “Geologov”, “Tikhonovich”, and “Kosolapkina” with the history of the development of the north.

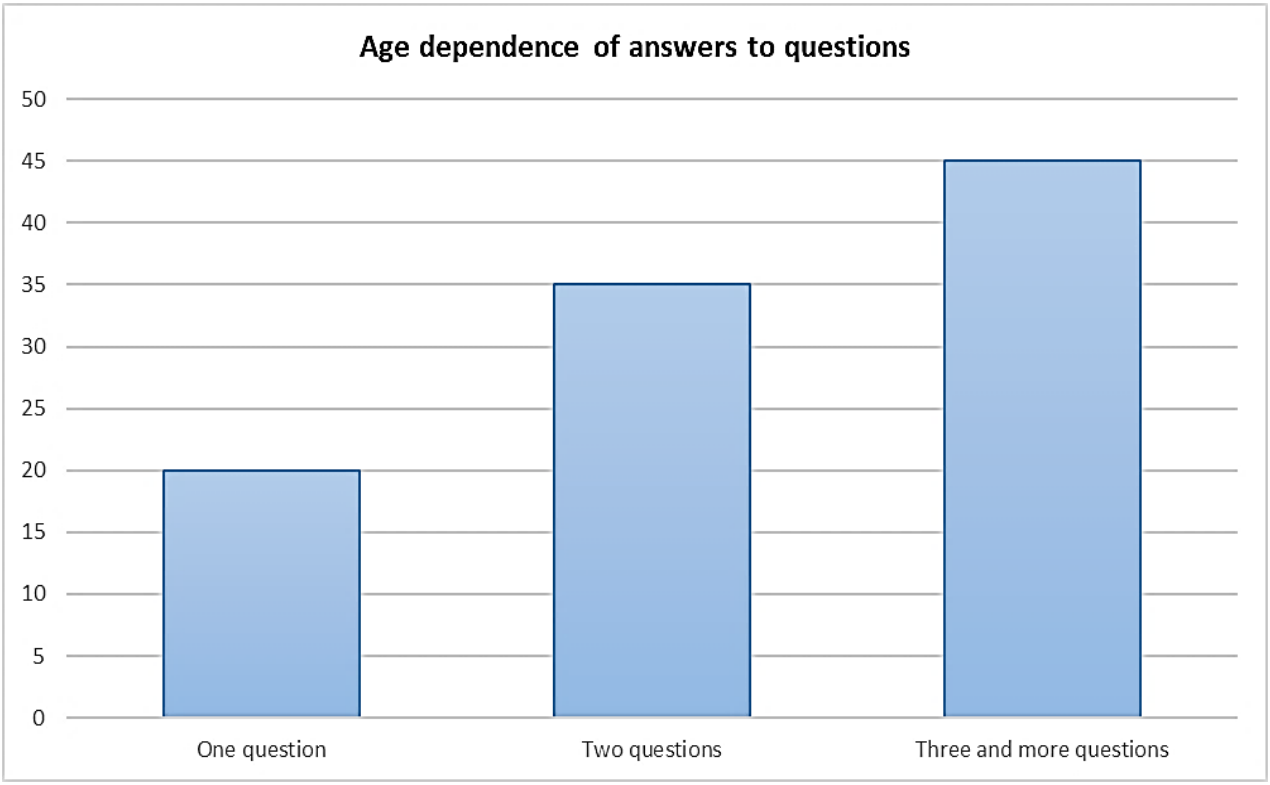


Figure 2 – Residents’ awareness of the origins of street names

Most of the respondents who answered at least one question were a group of people from 20 to 45 years old. Respondents under the age of 20 mostly did not answer even one question (Fig. 2). This raises the problem of the lack of knowledge among the residents, particularly young people, related to the history of our city and important personalities who have made a great contribution to it.

Thus, we can conclude that the oil and gas industry is the main factor that forms the toponymy of Ukhta. The city is literally “written” with the names of geologists and oil workers. The names of the streets really serve as a monument to the era of the development of the European North. However, most of the respondents, especially young people, know a little who and what has been commemorated in street names. Therefore, we must promote public commemoration dedicated to the history of our city and the industrial development of the North among young people, so that street names do not turn into mere addresses, but remain a living history.

We have inherited a unique commemorative landscape of the city. So long as we remember the people, though meaningful at local level, we preserve history.

References:

1. История города. – Текст : электронный // Совет муниципального округа «Ухта» : [сайт]. – URL: https://sovet.mouhta.ru/city/history/ (accessed 05.02.2026).
2. Первый буровик. О трудовом подвиге Ивана Ильича Косолапкина. — Текст : электронный // Наш Урал и весь мир : [сайт]. – URL: https://nashural.ru/russia/pervyj-burovik-o-trudovom-podvige-ivana-ilicha-kosolapkina/ (accessed 05.02.2026).
3. Улицы Ухты: знать и помнить. – Текст : электронный // Наш Урал и весь мир : [сайт]. – URL: https://nashural.ru/interesnoe/ulitsy-uhty-znat-i-pomnit/#ftoc-heading-11 (accessed 09.02.2026).
4. Ухта – город, построенный заключенными. – Текст : электронный // Livejournal : [сайт]. – URL: https://ru-sovarch.livejournal.com/192572.html (accessed 09.02.2026).

УДК 556.3+811.111

Genesis of methane in groundwater of the ayachyaginskaya subformation within the aquifer complex of Permian sediments: case study of the Zmeykinskoe drinking water deposit at Compressor Station № 44 Vorkuta, Gazprom transgaz Ukhta LLC

Medvedev A. V.
Gazprom transgaz Ukhta LLC, Ukhta, Russia

1. Location Area.

The water intake of Compressor Station № 44 (CS-44) Vorkuta is situated in the northern part of European Russia, within the Pechora Lowland, between the Zmeyka stream and the Vorkuta River, approximately 200 m from the Zmeyka stream bed.

2. Hydrogeological Description.

According to hydrogeological zoning, the CS-44 water intake lies within the Usino-Korotokhainsky artesian basin of the second order (Figure 1). Hydrogeological characteristics were determined using geological surveys (scale 1:200,000, sheet Q-41-X), drilling data from exploration and production wells (Pesets station, KC-4-1, KC-4-2, KC-4-3), and data from adjacent areas.

Two main hydrogeological units are distinguished (Figure 2):

1. Neogene–Quaternary aquifer complex (N2–Q);
2. Permian aquifer complex (Ayachyaginskaya subformation, P_1lv_1; Tallatinskaya formation).

Neogene–Quaternary Complex

This complex consists of sand, gravel-pebble, and boulder-pebble deposits with sandy, sandy loam, and loamy fillings, interbedded with loam and sandy loam. Thickness ranges from 19.8–26.4 m (KC-4-1, 2, 3; UK-83, 84) to 46.4–69.0 m (UK-82, 85, 86), with an average of 35.7 m. Hydrogeologically, it can be classified as supra-permafrost, inter-permafrost, sub-permafrost, and through taliks. Due to low yield and poor protection from pollution, this complex has no industrial significance for CS-44.

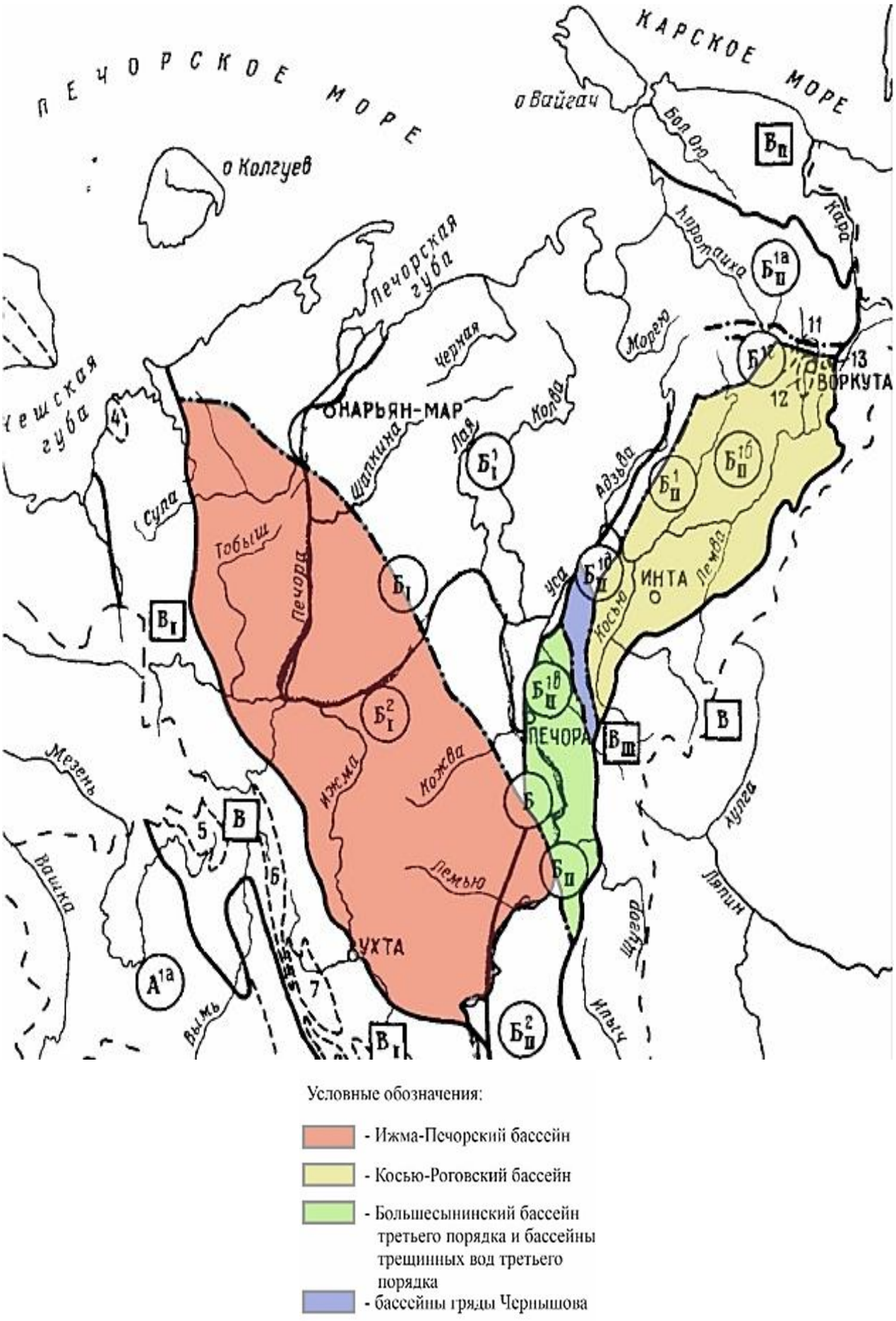


Figure 1 – Pechora System of Artesian basins

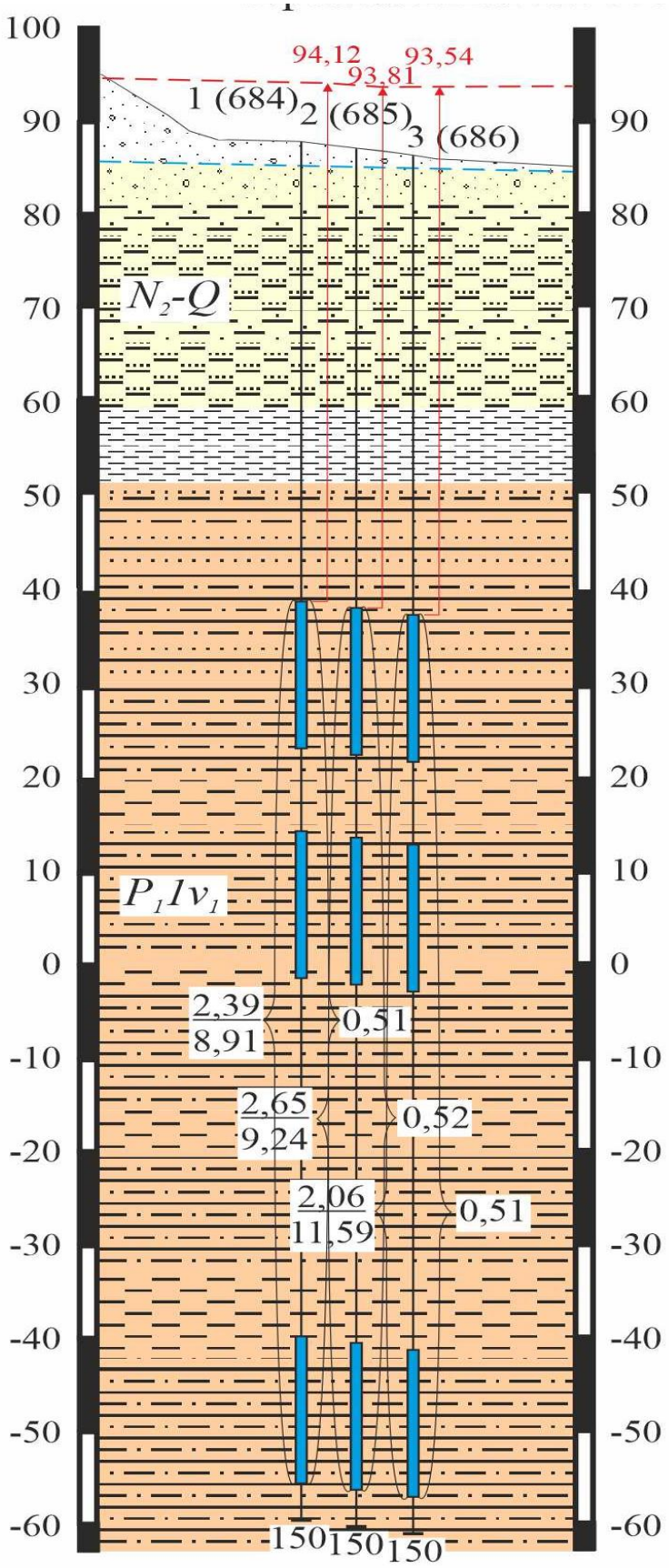


Figure 2 – Hydrogeological section of the Zmeykinskoe drinking groundwater deposit

Permian Complex

The Permian aquifer complex is widespread, composed of sandstones, siltstones, and mudstones. Sandstones are the most aquiferous, while mudstones are least. Groundwater is fissure-stratal.

Talatinskaya Formation (Yunyaginsky series): the thickness of aquiferous sandstones varies from 5 to 80 m. Water absorption rates are insignificant, from 0,03 to 0,2 l/s.

Ayachyaginskaya Subformation: Developed throughout the study area, widely used for water supply in Vorkuta. Maximum water content occurs in the upper 100–150 m. Aquifer thickness ranges from 9–50+ m. Well yields vary from 0.1–5 l/s; specific yields 0.02–0.83 l/s/m. Hydraulic conductivity ranges from 0.4–272 m^2/day.

Groundwater is confined to sandstones at depths of 52–64 m and 98–138 m. Overlying sandy-clayey deposits (~20 m thick) act as a protective screen against surface pollution.

Water chemistry varies with depth:

- At 60–70 m: fresh hydrocarbonate-sodium waters.
- At 150–200 m: sodium chloride waters, mineralization 2–6 g/l.
- At 680–710 m: brines, mineralization 35–40 g/l.

At CS-44, groundwater is fresh sodium bicarbonate type, with dry residue 0.245–0.628 g/dm^3, very soft (hardness 0.1–0.82 mg-eq/dm^3), and alkaline (pH 6.9–9.3).

3. Manifestations of methane gas during the exploitation of groundwater in the Zmeykinskoye field

Since commissioning of the Zmeykinskoe field, methane has been observed in groundwater (Figure 4). The methane zone coincides with the upper limit of hydrocarbonate-sodium waters.

Figure 3 – self-exposure from the search engineappreisal well KC-4-3

In August 2016, specialists from PJSC “All-Russian Scientific Research Design Institute for Gas Supply” conducted research on methane concentration. During work at the water treatment plant site, methane was detected in the gas-air mixture within the tanks containing drinking water and fire reserves.

Testing was performed to measure methane content in water samples from the following locations: well № 1, the inlet to the water treatment plant (WTP-50), the outlet of WTP-50, tank № 1, tank № 2, room 304 of the Rotational Housing Complex (RHC), and the air near the water intake. Additional measurements were taken in tank № 2 before and after emptying, as well as in the fire reserve tank.

Figure 4 – manifestation of methane

The recorded methane concentrations were as follows:

- Well № 1: 48.3 mg/dm³;
- Inlet to WTP-50: 26.4 mg/dm³;
- Outlet from WTP-50: 22.7 mg/dm³;
- Tank № 1: 0.2 mg/dm³;
- Tank № 2: 1.3 mg/dm³;
- RHC room 304: 1.0 mg/dm³;

According to guidance document 52.24.512-2012, the approximate permissible level (APL) of methane in drinking water is 2 mg/dm³. Therefore, the methane concentration in well № 1 exceeds the standard by a factor of 24. During transportation to WTP-50, the concentration decreases by nearly half, and in the water stored in reservoirs and distributed through the network, the levels fall below the APL.

On September 14, 2016, water from wells № 2 and № 3 was tested for methane content (both before and after pumping). According to the results, the methane concentration in well № 2 was 7.1 mg/dm³ before pumping and 4.2 mg/dm³ after pumping. In well № 3, the values were 8.6 mg/dm³ and 7.1 mg/dm³, respectively. Thus, the methane content in the water from wells № 2 and № 3 exceeded the standard by a factor of 2 to 4, with idle wells showing higher gas concentrations.

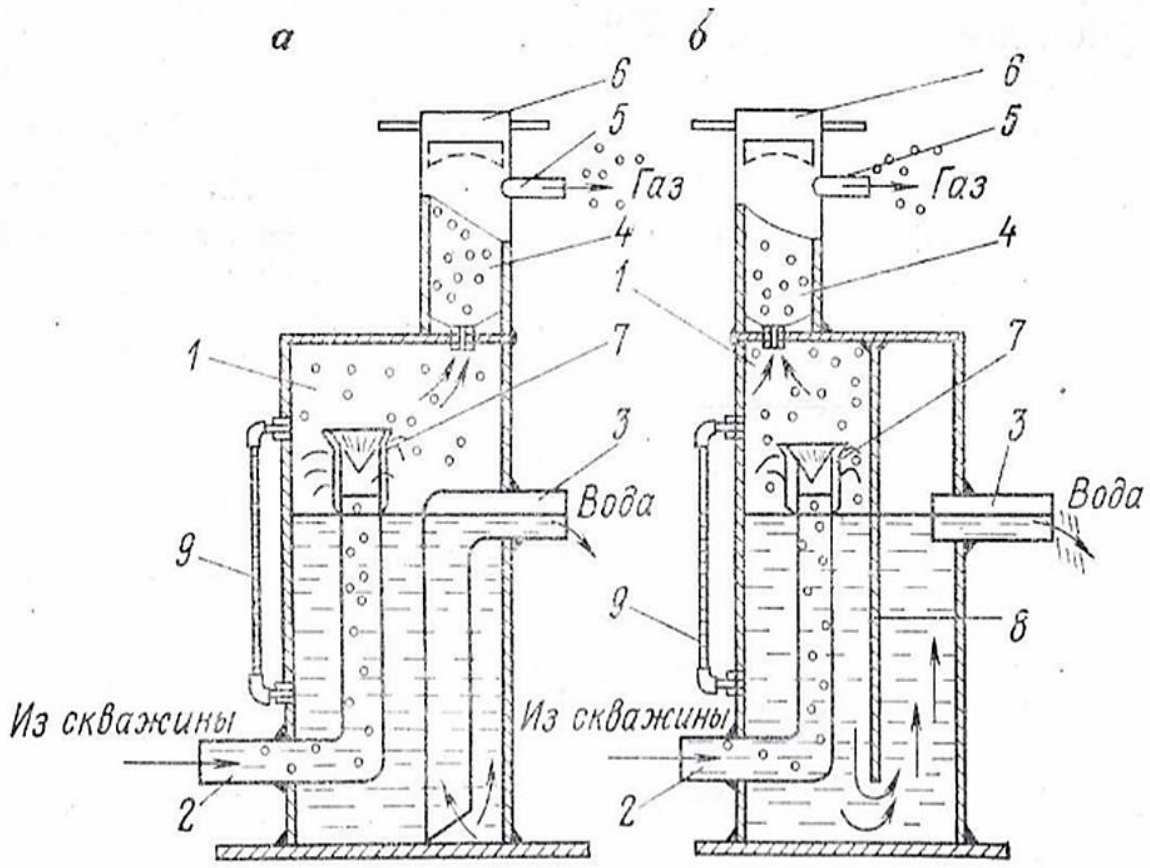
Specialists from PJSC “All-Russian Scientific Research Design Institute for Gas Supply” concluded that a degassing system is not required.

4. Investigation and Solutions

Methane accumulation in storage tanks may cause:

- Personnel poisoning during maintenance
- Corrosion of metal components
- Explosion hazards in storage containers

Given the reduction of methane from 48.3 mg/dm³ to 1.3 mg/dm³ in tanks, degassing is necessary only for fire-fighting reserves. The simplest method is chamber-type separators (Figure 5), which are effective under CS-44 conditions.



а – type without partitions; б – type with partition; 1 – camera; 2 – underwater pipe; 3 – liquid discharge pipe; 4 – drip separator; 5 – gas discharge pipe; 6 – roof; 7 – sprinkler; 8 – partition; 9 – level indicator.

Figure 5 – types of chamber separators

References:

1. Rogovskaya N. V., Tolstikhin N. I., Fomin V. M. Hydrogeology of the USSR: Vol. XLII Komi ASSR and Nenets National District of Arkhangelsk Region. Moscow: Nedra, 1970. 288 p.
2. Kraicha Ya.R. Gases in Groundwater. Moscow: Nedra, 1980. 343 p.
3. Krainov S. R., Ryzhenko B. N., Shvets V. M. Geochemistry of Groundwater: Theoretical, Applied, and Environmental Aspects. Moscow: TsentrLitNefteGaz, 2012. 671 p.
4. Project of Water Intake CS-44 Vorkuta for Drinking and Technical Groundwater Extraction at Zmeykinskoe Deposit. Saratov: Gazprom Design, Saratov Branch, 2025. 188 p.

УДК 550.8:553.98

Geological Exploration of Global Oil Resources in the Context of the Energy Transition

Sokhodon G.V.
Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia

The global energy system is currently experiencing a profound structural transformation driven by decarbonization goals, climate-related policy frameworks, and the accelerated deployment of low-carbon technologies. These processes collectively shape what is commonly referred to as the energy transition. While the long-term objective of this transition is to reduce the carbon intensity of the energy sector, its short- and medium-term implications for the oil industry remain complex and неоднозначны. Oil continues to play a significant role in the global energy balance, particularly in transport, petrochemicals, and a wide range of industrial value chains [1, 2].

At the same time, a fundamental challenge faced by the oil sector is the natural decline of production at mature fields. Empirical evidence from different producing regions indicates that without continuous investment in reserve replacement, production levels tend to decrease over time. This creates a persistent structural demand for geological exploration as a mechanism for sustaining supply. However, exploration activity in recent years has been constrained by a combination of financial discipline, investor pressure, and uncertainty regarding long-term demand trajectories under climate policy scenarios [3, 4].

In this context, the role of geological exploration is undergoing a qualitative transformation. It is no longer perceived exclusively as a tool for expanding the global resource base, but increasingly as a strategic instrument for managing long-term supply risks and ensuring the resilience of oil production systems during the energy transition. The purpose of this article is to examine current trends in global oil resources, analyze changes in exploration strategies, and assess the implications of these developments for long-term reserve replacement.

Transformation of the Role of Geological Exploration

During earlier stages of industry development, geological exploration was closely associated with frontier expansion and the discovery of large conventional oil fields. Exploration success was often measured in terms of the size and number of new discoveries, which supported rapid growth in production capacity. Under contemporary conditions, this growth-oriented paradigm is giving way to a more selective and risk-conscious approach.

The energy transition introduces additional layers of uncertainty related to regulatory constraints, future demand prospects, and the availability of long-term financing. As a result, oil companies increasingly emphasize portfolio optimization and capital discipline. Exploration projects are selected not only on the basis of geological potential, but also with regard to development readiness, cost structures, and compatibility with corporate decarbonization strategies [3].

This shift does not imply a diminishing importance of exploration. On the contrary, exploration is becoming more closely integrated with broader corporate planning processes. Its function is increasingly aligned with maintaining production stability and mitigating long-term supply risks, rather than supporting aggressive volumetric expansion. In an environment characterized by declining production from mature assets, even relatively modest exploration success can have a stabilizing effect on supply dynamics.

Global Oil Resource Base and Structural Constraints

Recent global assessments indicate that the technically and economically recoverable oil resource base is facing growing structural constraints. Although technological progress has expanded the range of resources that can be developed, headline estimates of recoverable oil resources have been revised downward in recent years, reflecting both geological realities and changing economic assumptions [3, 4]. This downward revision is not merely a statistical consideration, but an indicator of the increasing maturity of global petroleum systems and the declining availability of large, easily accessible conventional discoveries.

A key factor shaping these constraints is economic viability. At moderate oil price levels, a considerable share of technically recoverable resources cannot be developed in a commercially sustainable manner over the long term, which narrows the economically relevant portion of the global oil resource base [1, 3]. In parallel, estimates of undiscovered oil resources have been adjusted downward, reflecting reduced exploration activity as well as growing geological and economic uncertainty [3, 4]. These dynamics indicate that the potential for large-scale additions to the global resource base is becoming more limited and increasingly sensitive to market conditions.

In addition to quantitative constraints, qualitative changes in the structure of remaining resources should be emphasized. A growing share of future production potential is associated with mature basins and technically complex reservoirs, including tight formations and fields characterized by declining reservoir quality. The development of such resources requires higher capital intensity, more sophisticated geological modeling, and greater operational precision. Under these conditions, the margin for geological error narrows, and unsuccessful exploration decisions can have more pronounced economic consequences.

From a geological perspective, these trends increase the importance of high-resolution subsurface data, integrated interpretation of seismic and well information, and the application of advanced digital tools for prospect evaluation. As easily accessible conventional resources become less prevalent, the efficiency of exploration activities is determined not only by the scale of drilling programs, but also by the quality of geological decision-making and uncertainty management. Consequently, the strategic value of geological expertise and data-driven exploration approaches is rising in parallel with the growing structural constraints on the global oil resource base.

Reserve Replacement Strategies and Their Structural Limitations

An important characteristic of the current phase of industry development is the changing structure of reserve replacement. In several major producing regions, reported reserve growth has been achieved despite relatively subdued exploration activity. A considerable share of this growth is attributable to reserve revisions, reflecting improved geological understanding and changes in economic assumptions, as well as to asset transactions such as mergers and acquisitions.

While these mechanisms can support reserve metrics in the short term, they do not generate new geological potential. Reserve revisions reclassify existing resources, and asset transactions redistribute reserves among companies without increasing the aggregate resource base. As a result, reliance on such non-organic mechanisms may mask underlying depletion trends and create a false sense of long-term security.

From a strategic perspective, this underscores the continued relevance of systematic geological exploration. Without a sufficient flow of new discoveries, reserve replacement strategies based primarily on revisions and portfolio transactions will face structural limits. Sustainable long-term production requires a balanced combination of efficient resource management and continuous replenishment of the underlying geological base.

Economic Drivers and the Selectivity of Future Exploration

Economic conditions remain a central determinant of exploration activity in the contemporary oil industry. Industry assessments indicate that a significant share of exploration projects remains economically viable at breakeven oil prices in the range of approximately 50–60 USD per barrel, which is below many long-term price assumptions [1, 3]. This suggests that exploration economics retain a certain degree of resilience under moderate price scenarios, provided that capital intensity and development risks are carefully managed.

At the same time, exploration portfolios are becoming more selective. Companies are progressively shifting away from volume-driven expansion strategies toward targeted screening of projects with higher geological confidence and clearer development pathways. This selectivity reflects a growing emphasis on so-called “advantaged barrels,” defined as resources characterized by relatively low production costs and an acceptable carbon footprint, in line with evolving investment priorities under the energy transition [1, 3].

The tightening of capital allocation in the upstream sector also leads to notable organizational and institutional changes. Oil companies are restructuring internal exploration units and integrating them more closely with development planning and project economics teams. This organizational convergence reflects the need to shorten decision-making cycles and improve the alignment between geological assessments and investment criteria. In parallel, cooperation between national oil companies, international majors, and service providers is becoming more selective and project-oriented, allowing companies to access geological expertise and technological capabilities while limiting financial exposure [3].

In this organizational and economic context, the criteria for evaluating exploration success are also evolving. Instead of focusing exclusively on the volume of discovered reserves, greater emphasis is placed on capital efficiency, development readiness, and the capacity of projects to generate stable value under conditions of price volatility and regulatory uncertainty. This redefinition of performance metrics reflects the broader transformation of the oil industry under the energy transition [1, 2].

Implications for Long-Term Sustainability of the Oil Sector

Despite the rapid growth of low-carbon energy sources, most energy outlooks do not anticipate a sharp decline in global oil demand in the near to medium term [1, 2]. This implies that oil will continue to play a critical role in ensuring energy security, particularly in sectors where substitution options remain limited. Under these conditions, geological exploration and production activity remain essential mechanisms for offsetting natural decline and maintaining supply stability.

The future of exploration will be shaped by the interaction of economic efficiency, climate-related constraints, and technological progress. Rather than disappearing, geological exploration is evolving and becoming integrated into a broader framework of subsurface technologies, including carbon capture and storage and other forms of underground resource management [1, 3].

From a systemic perspective, exploration should therefore be viewed not as a contradiction to the energy transition, but as one of the key instruments for ensuring a gradual, balanced, and resilient transformation of the global energy system. The challenge lies in aligning exploration strategies with long-term decarbonization objectives while preserving the capacity to meet ongoing energy demand.

Conclusions

The conducted analysis demonstrates that the energy transition is fundamentally reshaping the role of geological exploration in the global oil sector. Traditional expansion-oriented exploration models are being replaced by more selective, risk-aware, and economically disciplined approaches.

The global oil resource base is increasingly constrained by geological and economic factors, and non-organic reserve replacement mechanisms cannot fully compensate for the long-term effects of depletion. Under these conditions, systematic geological exploration remains indispensable for sustaining production capacity and mitigating future supply risks.

Ultimately, the strategic importance of geological exploration lies in its contribution to the long-term stability, resilience, and adaptability of the oil sector in the context of the energy transition.

References:

1. International Energy Agency. World Energy Outlook 2023 [Electronic resource]. – Access mode : https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023, free, – Language: English. – (Accessed: 30.01.2026).
2. BP. The 2025 edition of the Energy Outlook [Electronic resource]. – Access mode : https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2025.pdf, free, – Language: English. – (Accessed: 28.01.2026).
3. Wood Mackenzie. Energy Transition [Electronic resource]. – Access mode : https://www.woodmac.com/products/energy-transition/, free, – Language: English. – (Accessed: 30.01.2026).
4. Rystad Energy. Global oil and gas exploration shrinks as companies shift focus to lower-risk core assets and regions [Electronic resource]. – Access mode : https://www.rystadenergy.com/news/global-oil-and-gas-exploration-shrinks-as-companies-shift-focus-to-lower-risk-cor, free, – Language: English. – (Accessed 28.01.2026).

УДК 622.323

The Venezuelan oil region: geology, economics, and management of the world's largest oil reserves

Matveev V. I.

Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia

Venezuela is a unique geopolitical and economic phenomenon, with the world's largest proven oil reserves, estimated at 303-303.6 billion barrels at the beginning of 2026, accounting for approximately 17-20 % of global reserves. This volume is 1.5–2 times higher than the reserves of Saudi Arabia, the traditional leader of the Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC). However, the country's enormous resource potential is in stark contrast to the actual state of its oil industry: by the end of 2024-2025, production averaged about 900,000 – 1.1 million barrels per day, which barely exceeds 1 % of global production. Production has fallen by more than 70 % since a historic peak of 3.5 million barrels per day reached in the 1970s. Such a deep divergence between the availability of resources and their implementation turns Venezuela into a reference example for studying the complex interaction of geological features, economic miscalculations, politicized governance and the impact of external sanctions.

The geological structure of Venezuela is characterized by exceptional diversity and complexity, being the result of a long-term tectonic evolution of the northern part of South America. The main oil reserves are concentrated in two major basins. Historically, the first and most developed is the Maracaibo basin, where mining has been conducted since the beginning of the 20th century and where about 20 % of proven reserves are concentrated. However, the vast majority of the resources – more than 80 % – are located in the Orinoco Belt. Faja Petrolífera del Orinoco), which stretches for more than 600 kilometers from west to east and about 70 kilometers from north to south, covering an area of over 55 thousand square kilometers. Geologically, the Orinoco Belt is a terrigenous reservoir composed of productive Miocene-age sandstones trapped in structural and stratigraphic traps. The oil here lies at relatively shallow depths (about 1000-1500 meters), which facilitates exploration, but creates serious technological problems. The main geological feature that determines all aspects of production and economics is the physico–chemical properties of the oil itself. As a result of bacterial degradation and water-pressure leaching of light fractions at shallow depths, the oil of the Orinoco Belt is superheavy and bituminous, with a density of 8-13° API, which is comparable to the characteristics of Canadian oil sands. In reservoir conditions at a temperature of about 50 °C, such oil has an extremely high viscosity, is practically incapable of filtration and resembles thick molasses or asphalt. For comparison, the oil of the Maracaibo basin has a density of 22-30° API, which allows it to be classified as medium and light grades, however, these deposits are in the depletion stage, and their share in total production is steadily decreasing. At the same time, the total geological resources of the Orinoco Belt, according to various estimates, reach 1-2 trillion barrels, which indicates a huge undiscovered potential, but the recoverable reserves directly depend on the technologies used and the economic profitability of their development.

Technological challenges caused by geology are a key factor determining the economics of the project. For the extraction of superheavy oil on an industrial scale, it is necessary to use methods of thermal or chemical effects on the reservoir, as well as mandatory reduction in the viscosity of the extracted liquid. The main method of transportation is mixing superheavy oil with light condensate or naphtha in a ratio of about 60-70 % heavy oil and 30-40 % diluent, resulting in a commercial export mixture known as Merey, Hamaca or Zuata, with a density of about 16-21° API. Before the imposition of harsh US sanctions, the main supplier of light oil and condensate for dilution was the American company Chevron and other multinational corporations, but from 2024-2025 there was a reorientation to imports from Russia, amounting to more than 7 million barrels from March to October 2025. In addition to dilution, the extracted mixture requires deep processing on special complexes – the so-called upgrades, which carry out the processes of visbreaking, coking and hydrocracking, converting bituminous raw materials into synthetic oil (syncrude). The four main upgrade complexes in the Orinoco Belt – Petrocedeño, Petropiar, Petromonagas and Petroanzoategui – were built in the 1990s and 2000s in partnership with foreign companies (Total, Statoil, Chevron, BP), but currently, due to underfunding, lack of spare parts and the outflow of qualified personnel, their utilization is less than 40 % of the design capacity. Restoring these facilities to working condition requires investments estimated by experts at tens of billions of dollars.

Throughout the 20th and early 21st centuries, the Venezuelan economy remained a classic example of a single-resource model, where the oil sector forms the bulk of export revenue and budget revenues. As of 2023-2025, despite the catastrophic drop in production, the share of oil in the country's commodity exports ranged from 53 % to 88 %, depending on the year and the method of calculating shadow supplies. It is noteworthy that the drop in the share of oil in exports to 53 % in 2023 ($4.05 billion) is not due to diversification, but to the physical collapse of production. The oil sector accounts for about 15-20 % of the gross domestic product (GDP), but its contribution to the formation of budget revenues through taxes and dividends from the state-owned company PDVSA (Petróleos de Venezuela, S. A.) has historically exceeded 50 %, and reached 80-90 % during periods of high prices. The reduction in oil revenues led to a profound macroeconomic crisis, resulting in hyperinflation. If in 2024 inflation was estimated at about 45-50 %, then by the end of 2025, against the background of renewed sanctions pressure and export problems, annual inflation exceeded 500 %, and separate calculations by Bloomberg Economics indicated a jump to 556 %. In the absence of free access to international capital markets, the government is forced to finance the budget deficit through emissions, which spins an inflationary spiral.

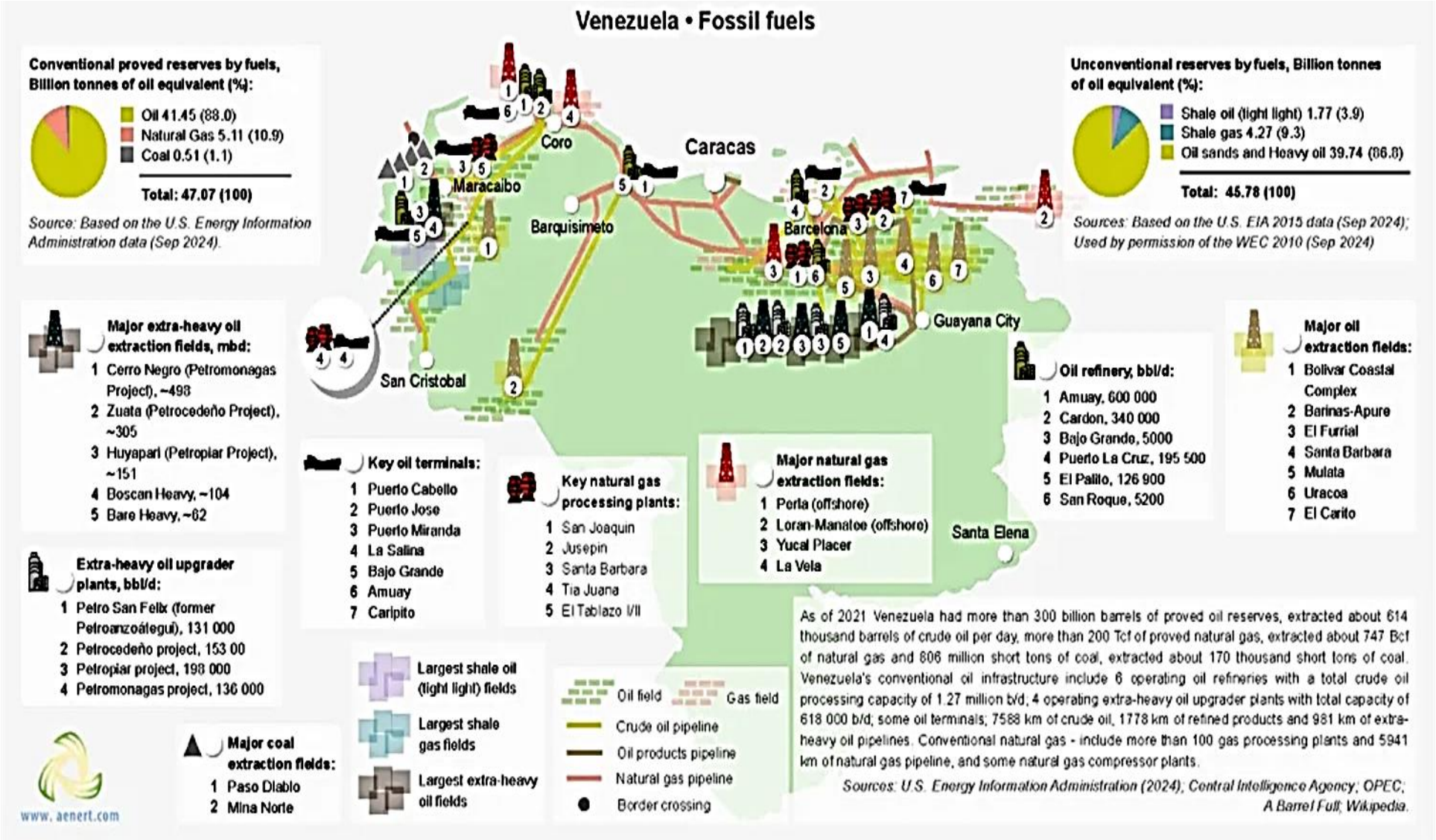


Figure 1 – Iran's oil infrastructure

The current dynamics of production and exports in 2024-2026 demonstrate high volatility and direct dependence on geopolitical factors. According to the International Energy Agency (IEA) and S&P Global, the average production in 2025 was about 950 thousand barrels per day, and exports were about 780 thousand barrels per day. It is noteworthy that about a quarter of this volume (up to 195,000 barrels per day) at the end of 2025 went to the United States under an individual license issued to Chevron, which continues to operate in its joint projects. However, the situation changed dramatically in January 2026. After the introduction of a naval blockade by the United States and the detention of tankers carrying Venezuelan oil, exports almost tripled from 880,000 to 300,000 barrels per day in the first week of January. This led to the forced shutdown of production at a number of fields due to overfilling of onshore storage facilities and lack of shipping opportunities. In response to the blockade, the Venezuelan Government has introduced a number of emergency measures, including the deployment of warships to escort tankers in the exclusive economic zone. The cost of restoring the industry to historically significant levels is estimated by experts from the Atlantic Council and S&P Global in astronomical figures: to return to production of 3 million barrels per day, investments of $60-100 billion over 5-7 years are required, and these funds should be directed both to drilling new wells and to complete infrastructure reconstruction – from pipelines to export terminals. For short-term growth of 100-400 thousand barrels in the next six months, it is enough to lift financial sanctions and inject $ 10-15 billion of operating capital.

The export structure has undergone fundamental changes since 2019. The main supply route has become China, which, through its state-owned companies and complex intermediary schemes, absorbs up to 80 % of Venezuelan oil. However, a significant part of these supplies is not for real money, but to repay multibillion-dollar debts to Beijing, issued for future oil supplies in the 2000s and 2010s. The remaining volumes are sent to India, Cuba under political agreements and to Europe through intermediaries. Due to the ban on using the dollar financial system and disconnection from SWIFT, PDVSA is forced to sell oil at a discount of 15-25 % of market prices and use complex barter schemes or settlements in cryptocurrencies, although the latter are not widespread due to secondary sanctions. To circumvent sanctions and deliver oil to customers, Venezuela has created a so-called "shadow fleet" of old, often uninsured tankers, many of which are operated by third parties and do not disclose their routes, which creates additional environmental risks.

The oil sector is managed by the state monopoly PDVSA, founded in 1976 after the nationalization of the oil industry. According to the legislation, the state is required to control at least 50 % plus one share in any hydrocarbon production projects. However, the key problem of management is an extremely high degree of politicization and lack of operational independence. Since the 2000s, PDVSA has been used by the government as a social policy tool: the company has funded housing programs, food aid programs, and subsidized domestic fuel prices, which remain among the lowest in the world (less than $0.02 per liter of gasoline). This led to the fact that instead of reinvesting profits in the development of mining, funds were directed to social needs, which undermined the production base. At the same time, professional personnel were replaced by managers loyal to the political regime, which led to a sharp drop in competencies and an increase in corruption. In 2018-2022, PDVSA and its subsidiaries became involved in numerous corruption scandals related to embezzlement, oil smuggling and money laundering. In 2025, the government attempted to reformat management by appointing new managers with industry experience and tightening control over financial flows, but systemic problems, including staff shortages and equipment deterioration, persist.

The environmental aspects of mining in the Venezuelan oil region deserve special attention. Over the more than a century-long history of the exploitation of deposits, enormous environmental damage has been accumulated. The most problematic area is Lake Maracaibo, the largest body of water in South America, which has actually turned into an environmental disaster. For decades, reservoir waters containing oil and chemical residues have been dumped into the lake, numerous oil spills have occurred due to corrosion of thousands of kilometers of underwater and onshore pipelines, as well as atmospheric emissions from the combustion of associated gas. As a result, the lake is covered with an oil film over a significant area, many species of flora and fauna have been destroyed,

and the population living on its shores (including the Vayuu Indian communities) suffers from pollution of drinking water and air. In the Orinoco Belt, the main environmental problem is related to spills during the extraction and transportation of superheavy oil, which decomposes extremely slowly in the natural environment due to its high viscosity, as well as large-scale combustion of associated petroleum gas. According to the World Bank, Venezuela is one of the world leaders in flaring gas, which not only leads to the loss of valuable chemical raw materials, but also generates huge emissions of carbon dioxide and soot, affecting the climate and public health. The lack of investment in gas utilization systems and sewage treatment plants has led to the situation continuing to deteriorate.

The cultural and social features of the oil region have formed a unique identity. The oil boom of the mid-20th century led to large-scale migration from rural areas to oil-rich cities such as Maracaibo, Barcelona, Puerto la Cruz and Ciudad Bolivar. There was a special social stratum here – the working aristocracy, engaged in highly paid jobs at that time, with a high level of trade union organization. The decline in mining led to deindustrialization and mass unemployment, causing a new wave of emigration – not internal, but external. According to various estimates, from 5 to 7 million people have left the country since 2015, a significant part of whom are former oil industry workers and their family members. Extensive depression zones have emerged in the region's cities, with abandoned industrial facilities that are becoming sources of further pollution and social tension. Local populations, including indigenous peoples, often find themselves in a double vulnerable position: on the one hand, they are deprived of access to clean water and land due to pollution, on the other, they do not receive adequate compensation or participation in the distribution of oil rents. Conflicts between oil companies and local communities demanding land reclamation and social programs are a constant background to the region's life.

The prospects for the development of the Venezuelan oil region remain uncertain and depend entirely on political dynamics. Technically, the reserves of the Orinoco Belt can provide production at the level of 3-4 million barrels per day for 100–150 years, turning Venezuela into a global energy leader. However, this requires solving three groups of problems. First, political stabilization and a return to the rule of law, which guarantees the protection of foreign investments. Secondly, the lifting or significant easing of international sanctions that block access to technology and finance. Thirdly, the implementation of internal reforms at PDVSA, including personnel renewal, the fight against corruption and a return to market-based business principles. Some analysts point to the possibility of a phased recovery if Venezuela can negotiate with international oil companies to return to the country on new terms, possibly with more preferential treatment than was the case in previous contracts. However, at the beginning of 2026, in the face of a severe naval blockade and escalating conflict with the United States, such prospects look remote, and Venezuelan oil continues to be not so much an economic boon as an instrument of geopolitical confrontation and hostage to internal political processes.

References:

1. Значение запасов тяжёлых нефтей Венесуэлы [Электронный ресурс]. - https://www.vietnam.vn/ru/tru-luong-dau-mo-venezuela-chu-yeu-la-dau-nang-vi-sao-no-quan-trong (12.02.2026).
2. Почему весь мир следит за нефтью Венесуэлы [Электронный ресурс]. - https://www.aapg.org/news-and-media/details/explorer/articleid/69465/why-world-watching-venezuelas-oil?srsltid=AfmBOooxpEiwwo8rIHucuEzmRXLN6HY_LFnXEv24adS28fk2fMi136aX (13.02.2026).
3. Общие проблемы в добыче у Казахстана и Венесуэлы [Электронный ресурс]. - https://ulysmedia.kz/news/65425-resursnoe-prokliatie-chto-obshchego-u-kazakhstana-i-venesuely/amp (13.02.2026).

УДК 622.276

Features of the development of the Iranian oil industry in modern times

Matveev V. I.
Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia

Iran occupies a unique position in the global oil industry, possessing enormous reserves of hydrocarbons, but at the same time facing severe political and economic restrictions. As of 2025, the country has approximately 208.6 billion barrels of proven crude oil reserves, which accounts for about 12 % of global reserves and provides Iran with the fourth place in the world in this indicator. The current level of oil production is estimated at 3.1-3.3 million barrels per day, while exports, despite increased sanctions pressure from the United States, reach approximately 1.5-1.8 million barrels per day. According to forecasts by the International Energy Agency, if sanctions are eased, Iran could become the leader in production growth in the Middle East in the coming decade, with the potential to increase by 900,000 to 1.2 million barrels per day by 2030.

The geological basis of Iran's petroleum abundance is the Zagros sedimentary basin, which is one of the most productive and complex oil and gas provinces in the world, which was formed under unique tectonic conditions at the junction of two lithospheric plates – the Arabian and Eurasian. This region is characterized by an exceptionally favorable combination of all the necessary elements for the formation of giant accumulations of hydrocarbons: there are powerful oil-bearing strata capable of generating enormous volumes of oil and gas, high-capacity reservoir rocks capable of accommodating these hydrocarbons, and reliable fluid seals (tire rocks) that prevent their leakage to the surface over millions of years of geological history. Within the limits of the most hydrocarbon-rich province of Dehful, located in the south-west of Iran in the foothills of Zagros, the thickness of the sedimentary cover reaches an impressive 10-12 kilometers, and in this gigantic stratigraphic section, geologists identify dozens of formations of various ages – from Cambrian to Pliocene, each of which contributes to the overall picture of the region's oil and gas potential. For comparison, the average thickness of the sedimentary cover in other oil-producing regions of the world rarely exceeds 5-7 kilometers, which underlines the uniqueness of the geological structure of the Iranian part of the Zagros basin and explains such a high concentration of hydrocarbons in this area.

The presence of powerful carbonate reservoirs, represented mainly by limestones and dolomites of various origins, combined with rich oil-bearing formations, as well as reliable clay and evaporite rocks, including the powerful thickness of the Hormuz formation, composed mainly of salts and anhydrites, created truly unique conditions for the generation, migration and preservation of giant accumulations of hydrocarbons for many millions of years. years of the geological evolution of the region. The Hormuz formation deserves special attention, which plays a dual role in the geology of Iranian deposits: on the one hand, its salt domes and diapirs, breaking through the overlying sediments, create ideal structural traps for oil and gas, forming numerous anticlinal folds, and on the other hand, the plasticity of salt and its ability to flow under pressure create serious problems. when drilling wells, as salt strata can deform, jam drilling tools and create zones of abnormally high reservoir pressure., requiring the use of special technologies for drilling and fixing wells. The geological history of the region includes several stages of rifting and subsequent compression associated with the opening and closing of the Tethys Ocean, which led to the formation of a complex system of folding and faulting faults, which, on the one hand, create additional routes for the migration of hydrocarbons, and on the other, can fragment deposits into separate tectonically shielded blocks, which significantly complicates the calculation. inventory and development design.

Cretaceous carbonate deposits, such as the Ilam formation, play a special role in the productive section of Iranian deposits. A detailed study of which at one of the large deposits in the Persian Gulf revealed exceptionally high heterogeneity of filtration and storage properties, which is a characteristic feature of carbonate reservoirs around the world, but reaches its maximum degree of severity in Iranian conditions. As detailed petrophysical studies based on a comprehensive analysis of about 200 petrographic grinds and 180 measurements of porosity and permeability performed in laboratory conditions on core material show, the void space in these rocks is formed under the

influence of complex diagenetic processes, including calcification, dolomitization, leaching and compaction, which took place in various geochemical environments – marine, meteoric and buried, at different stages of lithogenesis. These processes occurred unevenly both in the section and in the area of the formation, which determines the extremely uneven distribution of reservoir properties: areas with high porosity (up to 25-30 %) and permeability can be adjacent at a distance of several meters with almost impermeable dense limestones, which requires the use of detailed three-dimensional geological modeling using geostatistics methods when calculating reserves. and development design. Understanding these processes is critical for choosing the right development system, determining the optimal density of the well grid, and choosing methods of impacting the reservoir to increase oil recovery, since traditional approaches developed for terrigenous reservoirs with a more homogeneous structure often prove ineffective in the conditions of Iran's complex carbonate reservoirs.

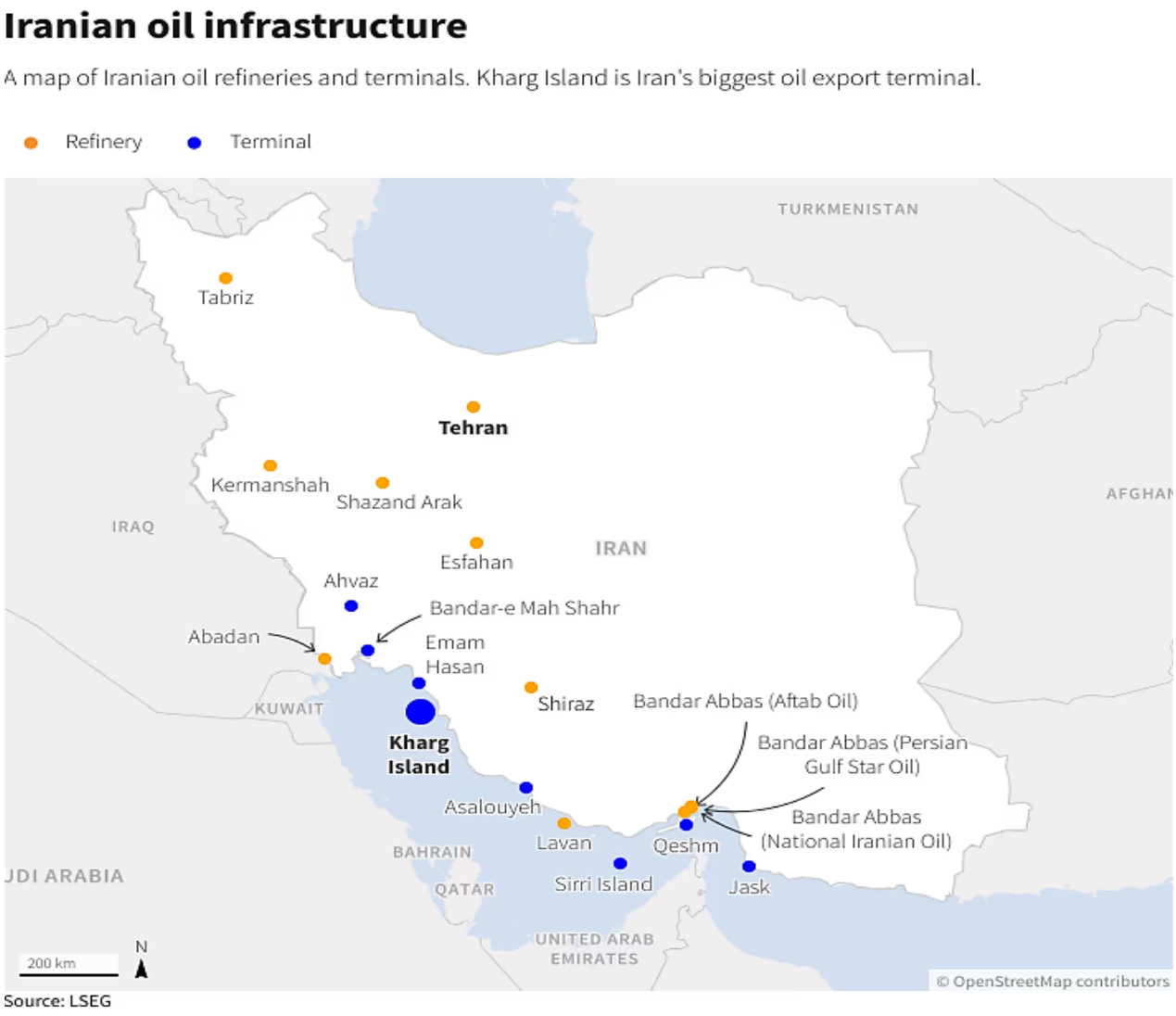


Figure 1 – Iran's oil infrastructure

The additional complexity of the geological structure is given by the fact that many Iranian deposits are multi-layered, that is, they contain several productive horizons separated by relatively impermeable interlayers, but they are often hydrodynamically interconnected through a system of tectonic disturbances or zones of increased fracturing, which creates a complex picture of fluid flows between the layers and requires the use of special research methods. wells and formations. The geological structure of the deposits is further complicated by the presence of zones of abnormally high reservoir pressure, which can reach pressure gradients of 0.7-0.8 atmospheres per meter of depth or more, which significantly exceeds the hydrostatic pressure and creates serious risks during drilling, requiring the use of weighted drilling fluids and special blowout devices. In some areas of the Persian

Gulf, the geothermal gradient reaches 3-4 degrees Celsius per 100 meters of depth, which leads to high reservoir temperatures (up to 140-150 degrees Celsius at depths of 3500-4000 meters), which, in turn, creates additional difficulties when using standard downhole equipment and requires the use of special heat-resistant materials and devices. The infrastructure of the Iranian oil industry, including pipelines, pumping stations, shipping terminals, and refineries, is shown in figure 1, which schematically shows the location of the main oil and gas provinces, transportation arteries, and export facilities, allowing a visual assessment of the scale and geography of the industry's production facilities across the country.

In recent years, Iran has demonstrated paradoxical dynamics: despite sanctions, oil production has not only persisted, but is also growing, reaching record levels in recent decades by the end of 2025. According to OPEC data, the average annual production in 2025 was 3.261 million barrels per day, which represents a sharp jump from 2.257 million barrels per day in 2024. However, this growth is tactical, not structural, and is achieved by maximizing the use of existing capacities, adapting export strategies, and deepening cooperation with Eastern partners, primarily China. Iranian official sources report a constant updating of records: in some months of 2025, crude oil exports reached 1.8 million barrels per day, the highest figure in the country's history, and crude oil production broke a seven–year high. A key role in this was played by an increase in production at the giant South Pars gas field, shared with Qatar, where daily gas production reached 727 million cubic meters.

However, the price of this success is very high, and the growth achieved faces serious structural constraints. China remains the main buyer of Iranian oil, accounting for about 90 % of all exports, with small independent private refineries serving as the main consumers. Working through a "shadow fleet" of outdated tankers, complex cargo transshipment schemes from ship to ship, and the use of shell companies to circumvent sanctions lead to a sharp increase in transaction costs. As a result, Iran is forced to offer customers significant discounts to world prices: if at the beginning of 2025 the discount was about $ 1 per barrel relative to the Brent benchmark, by the end of the year it increased to $ 8, and in early 2026 it reached $ 11–12. This means that as the physical volume of exports increases, the country's real foreign exchange earnings increase disproportionately or even decrease. According to analysts, due to all the intermediary and logistical surcharges, Iran eventually receives only about two-thirds of the nominal price of a barrel. In January 2026, Iranian oil exports declined sharply, falling by 26 % compared to the same period last year, and the volume of unsold oil accumulated on tankers reached more than 170 million barrels.

The technological backwardness of the industry, caused by years of isolation, remains a serious problem. The key indicator here is the oil recovery rate, which in Iran does not exceed 25 %, while the global average is more than 40%. This means that a significant part of the reserves remains in the depths, without generating income. The huge gap in production efficiency is especially evident when compared with Saudi Arabia, whose reserves exceed Iran's by only 28 %, and oil revenues are five times higher. To overcome this trend, Iran is making efforts to introduce methods to increase oil recovery, such as pumping water and gas into reservoirs. So, in 2025-2026, projects are being implemented to inject water into the Bangestan formation at the Ahvaz field and gas injection at the Heftkel field, and it is also planned to expand these methods to other large fields in the province of Khuzestan. At the same time, work is underway to reduce the volume of associated gas flaring, which causes enormous environmental damage: by March 2026, gas flaring at the South Pars complex is expected to decrease to 3 million cubic meters per day.

Along with production, the most important area of development for the industry is the expansion of capacity and the achievement of technological independence in the field of oil refining, which has become a matter of economic security and survival for Iran in the face of years of sanctions. Faced with the departure of Western and South Korean contractors, as well as the ban on the supply of critical equipment and catalysts, Tehran has been forced to accelerate the development of domestic technologies and launch a large-scale program to modernize existing and build new refining facilities. By 2025, the combined capacity of Iran's refineries had increased to 2.4 million barrels per day, compared to 1.9 million in 2020, representing a growth of approximately 25 %, primarily driven by domestic innovation and engineering. Additionally, two new refineries, Adish-e Jonoubi with a capacity of 60,000 barrels, are scheduled to be operational by the end of the Iranian year (March 2026).

Thus, the Iranian oil industry is currently a complex system operating in a mode of survival and adaptation. Using its enormous geological resources and finding ways to circumvent sanctions, the country is demonstrating amazing resilience by increasing production. At the same time, the accumulation of "shadow" costs, technological lag leading to a low oil recovery rate, and a drop in real export revenue pose long-term risks to the sustainability of the industry. The further development of the situation will be determined not so much by geological factors as by Iran's ability to modernize technologically in isolation and the dynamics of the geopolitical situation, primarily around its nuclear program and relations with the West.

A critical factor determining the current state and trajectory of the Iranian oil industry is the unprecedented intensity of the sanctions pressure from the United States, which has entered a qualitatively new phase in recent months. The US administration has consistently implemented a "maximum pressure" strategy aimed at completely stopping the flow of oil revenues to Iran in order to force Tehran to review its nuclear program and regional policy. A key element of this strategy was the attack on the so–called "shadow fleet" – a collection of outdated tankers with a complicated ownership and registration structure that Iran uses to transport its oil, bypassing sanctions. Only in early February 2026, immediately after the next round of indirect negotiations in Oman, the US Treasury Department imposed sanctions on 14 vessels of the "shadow fleet", as well as against 15 companies and two individuals from Turkey, the United Arab Emirates and China involved in logistics chains. Moreover, according to The Wall Street Journal, the Trump administration seriously discussed the possibility of physically seizing tankers with Iranian oil on the high seas as a tool of pressure, but this idea was abandoned due to the high risk of retaliation from Iran, including mining the Strait of Hormuz, through which up to 25 % of global oil supplies pass. this would inevitably lead to a sharp spike in prices and a political crisis .

The practical implementation of this strategy is already yielding tangible results, creating new obstacles for Iranian exports and forcing key buyers, primarily in China, to be cautious. In mid-February 2026, the US military detained the Veronica III tanker in the Indian Ocean, which was included in the sanctions lists for transporting Iranian oil, which became a clear demonstration of Washington's readiness to use force methods outside its jurisdiction. At the same time, pressure on major importers is growing: according to Reuters reports, China's largest state-owned oil refiners Sinopec and CNPC, which account for a significant share of Iranian oil purchases, began to abandon May shipments, fearing secondary sanctions that could cut them off from the global financial system. Although China's private independent refineries continue to purchase at significant discounts, the general trend points to growing difficulties. Washington expects that the cumulative effect of blocking tankers, expanding sanctions lists and putting pressure on buyers will force Tehran to make concessions, however, as events show, this only leads to even greater sophistication of logistics schemes and the accumulation of unsold volumes of oil in tankers, increasing instability in the global market.

References:

4. Увеличение ежемесячного экспорта нефти Ирана [Электронный ресурс]. – https://en.shana.ir/news/663715/Iran-boosts-monthly-oil-exports-by-630-000-barrels (12.02.2026).
5. Расширение производственных мощностей Национальной нефтехимической компании [Электронный ресурс]. – https://en.shana.ir/news/657834/Petchem-production-capacity-to-hit-105m-tons-by-year-end (13.02.2026).
6. США усиливают давление на экспорт нефти Ираном [Электронный ресурс]. – https://iz.ru/2043095/smi-soobshchili-o-namerenii-ssha-usilit-davlenie-na-iran-cherez-neftianye-postavki-v-kitai-izi?main_click (13.02.2026).

UDC 662.276.1

Features of the productivity of the gallery and wells operating viscous-plastic oil fields

Novruzova S. G., Abdullayev M. M., Mammadov R. M.
Azerbaijan State Oil and Industry University, Baku, Azerbaijan

In the most types of flow, the movement of viscous-plastic oil in the reservoir is subject to the generalized Darcy filtration law; therefore, the second rectilinear indicator diagrams do not pass through the origin, but cut off a certain segment ΔP_0 from the axis of depressions, called the initial pressure drop.

It is known that the productivity of galleries and wells is characterized by their productivity coefficient (PI), which is their production rate at the applied single depression.

Below are the results of the study and analysis of the productivity coefficients of galleries and wells for each simple filtration flow, taking separately.

1. For a plane-parallel stationary filtration flow of viscous-plastic oil to a rectilinear gallery, from the flow rate formula of this gallery, one can have the following reduced reservoir productivity coefficient calculated from the useful part of the general depression:

$$k_1 = \frac{Q}{P_c - P_{gal} - \Delta P_0} = \frac{Q}{\Delta P - \Delta P_0} = \frac{Q}{\Delta P'} = \frac{kF}{\eta L}, \quad (1)$$

Where Q is the gallery production rate;

P_c – formation pressure;

P_{gal} – pressure in the gallery;

ΔP – general depression;

$\Delta P'$ – useful part of general depression;

ΔP_0 – non-useful part of the total depression, i.e. the initial pressure drop that goes to overcome the ultimate shear stress of viscous-plastic oil in the formation;

k – reduced formation permeability coefficient;

η – structural viscosity of viscous-ductile oil under reservoir conditions;

L is the length of the filtration path (formation length) [1, 4].

For all points of the same rectilinear indicator diagram, the reduced productivity index receives the same value, i.e. $k_1 = const$.

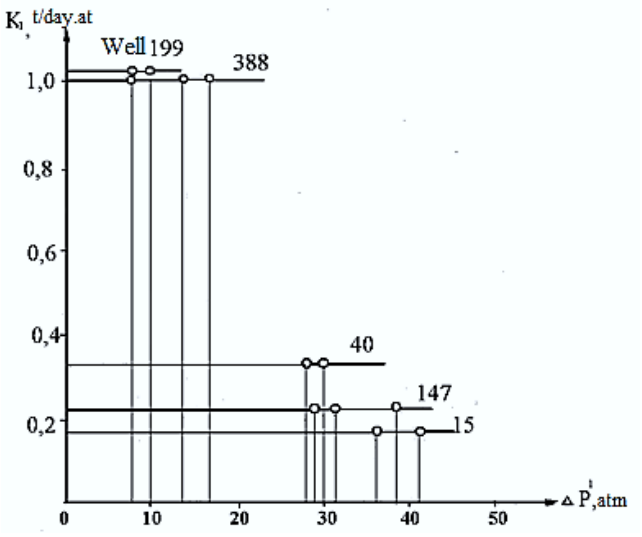


Figure 1 – Graphs of the relationships between the reduced productivity factors and the useful part of the drawdown of the production wells of the «Darwin Bankasy» field producing viscous-plastic oils

Figure 1 shows straight-line plot of these relationships – the given productivity ratios versus the useful part of the total drawdown for different wells.

As can be seen from this figure, all these rectilinear graphs are parallel to the axis of useful parts of general depressions.

The actual gallery productivity ratio, calculated from total (total) depression, would be:

$$k_2 = \frac{Q}{P_c - P_{gal}} = \frac{Q}{\Delta P' + \Delta P_0} = \frac{Q}{\Delta P} = \frac{\bar{k}F}{\eta L}, \tag{2}$$

From formula (1) find:

$$\frac{F}{\eta L} = \frac{k_1}{k} \tag{3}$$

Substituting this value into (2), obtain the following relationship between the two gallery productivity ratios:

$$k_2 = \frac{\bar{k}k_1}{k} \tag{4}$$

In this formula, that is, $\bar{k}$ the permeability coefficient of the formation is a variable value, and k_1 is the given coefficient of productivity of the gallery and k is the given coefficient of permeability of the formation, which are constant values, therefore the actual productivity coefficient k_2 is a variable value, varies depending on the change in the total depression applied to the gallery (Fig. 2).

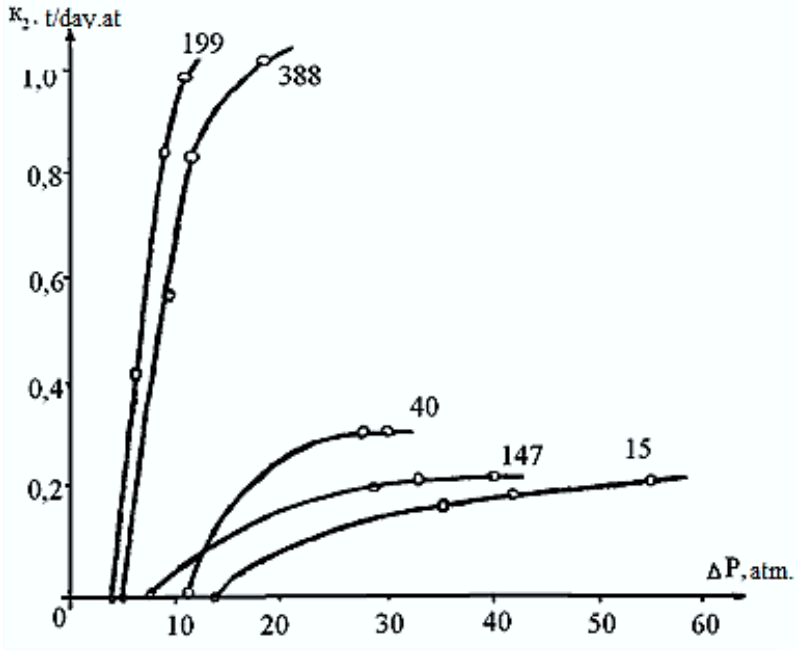


Figure 2 – Graphs of True Productivity Ratios vs. Total Drawdown of Production Wells of the «Darwin Bankasy» Field Producing Viscous-Plastic Oils

From expression (4) have:

$$\frac{k_2}{k_1} = \frac{\bar{k}}{k} \tag{5}$$

This suggests that the true productivity and permeability coefficients of the same pay zone are directly proportional.

It is known that the true permeability coefficient of a reservoir exploited by a straight-line gallery is expressed by the following formula:

$$\bar{k} = \frac{k\Delta P'}{\Delta P' + \Delta P_0} = \frac{k\Delta P'}{\Delta \mathrm{P}} = \frac{k\left(\Delta P - \Delta P_0\right)}{\Delta P} \tag{6}$$

Substituting the value $\bar{k}$ from (6) into formula (4), it is able to find the following relationship between two different gallery productivity ratios:

$$k_2 = \frac{k_1\Delta P'}{\Delta P' + \Delta P_0} = \frac{k_1\Delta P'}{\Delta \mathrm{P}} = \frac{k_1\left(\Delta P - \Delta P_0\right)}{\Delta P} \tag{7}$$

As can be seen from the latter expressions, the true productivity ratio of the gallery varies non-linearly depending on the applied depression. The interval of change of its values according to the same indicator diagram is as follows (Fig.2) [1– 4]:

$$0 \le k_2 \le k_1 \tag{8}$$

2. For a plane-radial simple stationary filtration flow of viscous-plastic oil to the well, from the well flow rate formula we have:

$$k_1 = \frac{Q}{\mathrm{P}_c - \mathrm{P}_w - \Delta P_0} = \frac{Q}{\Delta \mathrm{P} - \Delta P_0} = \frac{Q}{\Delta P'} = \frac{2\pi kh}{\eta \ln \frac{\mathrm{R}_c}{\mathrm{r}_w}} \tag{9}$$

where $k_1 = const$.

And from another well flow rate formula we have:

$$k_2 = \frac{Q}{\mathrm{P}_c - \mathrm{P}_w} = \frac{Q}{\Delta \mathrm{P}' + \Delta P_0} = \frac{Q}{\Delta P} = \frac{2\pi \bar{k} h}{\eta \ln \frac{\mathrm{R}_c}{\mathrm{r}_w}} \tag{10}$$

where $k_2 \neq const$ and $k_2 = k_2\left(\bar{k}\right)$.

3. For a simple spherical-radial filtration flow of viscous-plastic oil from a hemispherical field to a well, we have the following formulas for calculating productivity coefficients:

$$k_1 = \frac{Q}{\mathrm{P}_c - \mathrm{P}_w - \Delta P_0} = \frac{Q}{\Delta \mathrm{P} - \Delta P_0} = \frac{Q}{\Delta P'} = \frac{2\pi k}{\eta\left(\frac{1}{\mathrm{r}_w} - \frac{1}{\mathrm{R}_c}\right)} \tag{11}$$

$$k_2 = \frac{Q}{\mathrm{P}_c - \mathrm{P}_w} = \frac{Q}{\Delta \mathrm{P}' + \Delta P_0} = \frac{Q}{\Delta P} = \frac{2\pi \bar{k}}{\eta\left(\frac{1}{\mathrm{r}_w} - \frac{1}{\mathrm{R}_c}\right)} \tag{12}$$

As can be seen from the above, in the second and third cases, similar dependencies and relationships are also obtained.

On the other hand, it should be noted that the injectivity (or absorbency) factors are also determined by similar methods; however, here it should be borne in mind that in these cases, the direction of filtration flows of viscous-plastic oil changes in the opposite direction and instead of depressions, repression is applied to the deposit, that is $\Delta P = P_w - P_c$, since here $P_w > P_c$ [1-3].

The results of special analyses using the derived formulas are presented below, and characteristic features of changes in the reduced and true productivity ratios depending on the useful part of the general depression and on the general depression are revealed.

Conclusion.

✓ with an increase in the useful part of the total applied depression, the flow rate of the gallery increases in proportion to it, and therefore the coefficient of reduced productivity remains constant;

✓ for the same viscous-plastic oil pool, all values included in formula (1), i.e. k, η, F and L are constant values; to increase the gallery productivity, it is necessary to increase the reduced permeability coefficient of the deposit and reduce the structural viscosity of viscous-plastic oil under reservoir conditions.

✓ with an increase in the total depression, the coefficient of true permeability of the formation increases, therefore, and the coefficient of true productivity of the gallery increases, therefore, such a gallery should be operated whenever possible with high total depressions;

✓ in order to increase the productivity of such a gallery, taking appropriate measures, it is necessary to reduce the value of the structural viscosity of viscous-plastic oil in reservoir conditions.

References:

1. Mirzadzhanzade A. Kh., Kovalev A. G., Zaitsev Yu.V. "Features of the operation of anomalous oil fields," M., Nedra, 1972.
2. Mirzadzhanzade A. Kh., Mustafayev S. D., Gurbanov R. S., Khasaev A. M. "Some features of the development of fields containing viscous-plastic oils," "Ways of development of the oil and gas industry of western Kazakhstan," VNIIIONG, Moscow, 1967 (Materials of the 2nd scientific and technical conference on oil and gas of the South Mangus shlak).
3. Mustafayev S. D. "Questions of the study of wells producing non-Newtonian oils," Dissertation submitted for the PhD of technical sciences, Baku, 1968.
4. Novruzova S. G., Samedov T. A., Mustafayev S. D. "On measures to reduce the volume of water leaks injected into the formation during peripheral and peripheral flooding," ECOENERGETICS, No. 1, 2016, pp. 7-12.

UDC 662.276.1

Evaluation of the polymer injection effectiveness

Mammadov R. M. [1,2], Sultanova A. V.[2]

1 – Scientific Research Institute «Geotechnological problems of Oil, Gas and Chemistry», Baku, Azerbaijan;

2 - Azerbaijan State Oil and Industry University, Baku, Azerbaijan

Abstract: Most hydrocarbon fields are in the mature stage of development, with a substantial proportion of remaining resources occurring in low-permeability formations. In addition, the contribution of heavy oil to total production has been steadily increasing, thereby necessitating a comprehensive analysis of enhanced oil recovery techniques. Among these tertiary recovery methods, polymer injection represents a promising approach.

Keywords: *Displacement, oil, polymer, viscosity, concentration, waterflooding*

The effectiveness of a recovery process is determined by the extent to which oil within a reservoir is contacted and displaced. Overall recovery efficiency (E) is commonly expressed as the product of two components: (1) macroscopic sweep efficiency, which describes fluid mobilization at the reservoir scale (E_v), and (2) microscopic sweep efficiency, which reflects mobilization at the pore scale (E_D), also referred to as displacement efficiency. Macroscopic sweep efficiency represents the proportion of the reservoir volume reached by the displacing fluid and is generally divided into areal and vertical components. This efficiency is influenced by reservoir properties, including geological features, heterogeneity, and the presence of fractures, as well as by fluid characteristics such as viscosity and density. For instance, macroscopic sweep efficiency can be enhanced by maintaining a favorable mobility ratio between the injected and resident fluids, which may be achieved through polymer addition to increase the viscosity of the injected water.

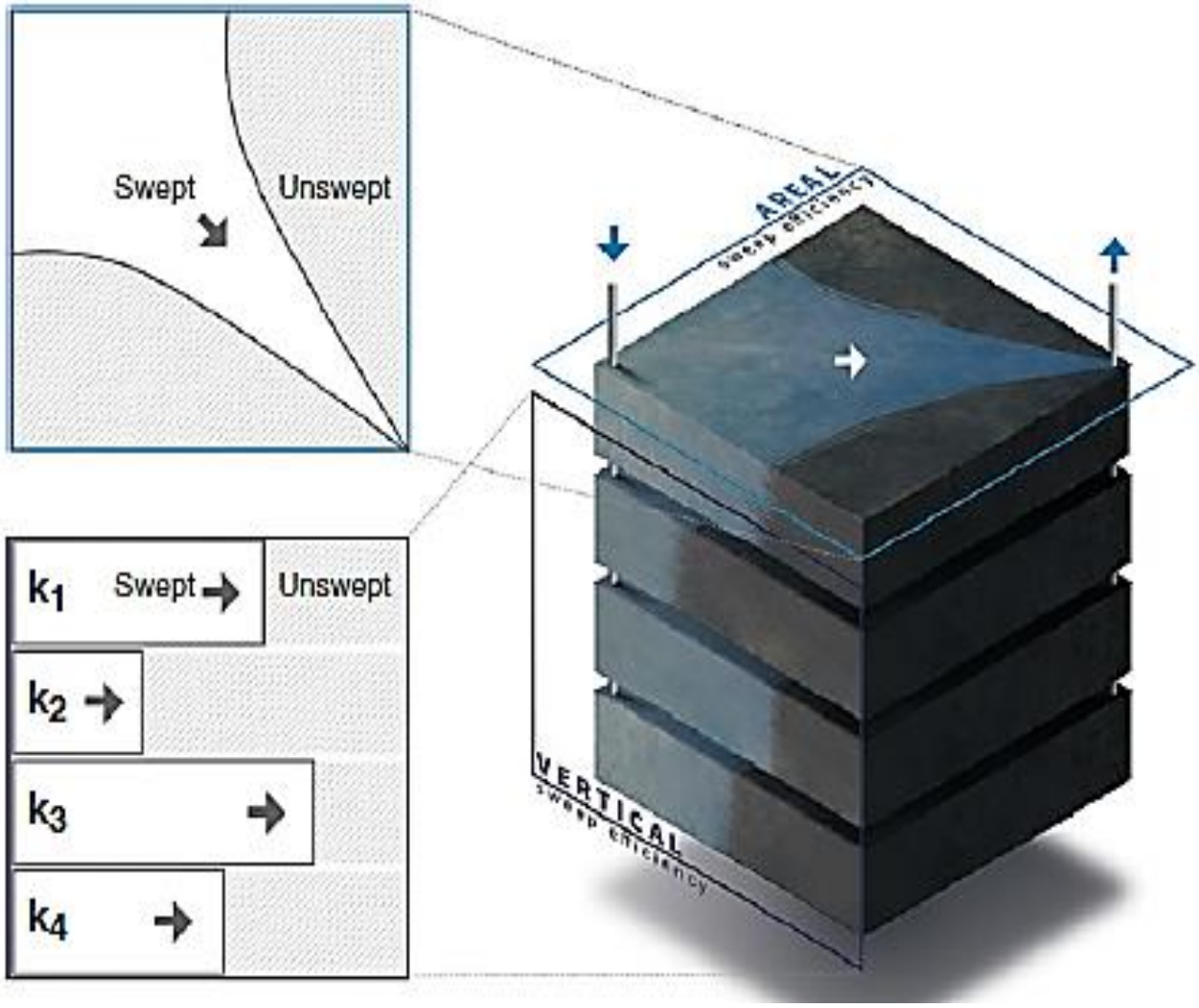


Figure 1 – Areal and vertical sweep efficiency are parameters controlling oil recovery

Microscopic displacement efficiency is governed by the physical and chemical interactions between the displacing fluid and the oil, including miscibility, wettability, and interfacial tension. These parameters can be modified through the introduction of specific chemical additives into the injected fluid, facilitating the detachment and mobilization of oil from the pore space.

The majority of hydrocarbon fields are currently in advanced stages of development, with a substantial proportion of remaining reserves located in waterflooded, low-permeability formations. Furthermore, the share of heavy oil in total production has been increasing annually, highlighting the need for in-depth investigation and application of tertiary enhanced oil recovery methods. Polymer flooding is one such method.

Polymer flooding involves the physical and chemical displacement of oil by injecting a fluid slug with controlled and increased viscosity. On average, this technology yields an incremental recovery of approximately 65–80 tons of oil per ton of injected polymer. Polymer flooding has demonstrated high effectiveness across reservoirs with diverse characteristics worldwide, ranging from conventional oil fields to those containing high-viscosity oils. The method is most extensively applied in North America [1]. It typically involves the injection of an aqueous solution of synthetic polymer at an average concentration of about 0.3 %, with the injected slug occupying at least 30 % of the reservoir pore volume.

Based on experience gained from the implementation of polymer flooding projects at more than 175 fields worldwide, a set of key technological considerations has been established for inclusion in the preparation of a pilot program.

Figure 2 – Five-point and inverted five-point model

Preparation, dissolution, and injection of the polymer solution

1. **Water quality.** Inadequate evaluation or neglect of the mineral composition of the water used for polymer preparation can result in polymer degradation, viscosity loss, and inaccuracies in concentration control during the flooding process. Therefore, at the design stage, it is essential to assess the existing pressure maintenance system to determine the need for water treatment facilities, the drilling of artesian wells, and the installation of hydrocyclone filtration units.

2. **Mechanical and thermal degradation of polyacrylamide.** Laboratory testing must account for the reservoir temperature to prevent thermal degradation of the polymer within the formation. The selected polymer should tolerate formation temperatures with a safety margin of 10–15 %. In addition, appropriate injection and pumping equipment must be chosen to minimize mechanical shear and prevent rupture of polymer chains during injection.

Determining the target viscosity (one might even say resistivity coefficient) is usually a prerequisite before starting any laboratory test. If the formation is heterogeneous, with cross-flow between the layers, calculation according to Darcy's law shows that the ideal viscosity is equal to:

$$\mu_{polymer} = Mobility\,Ratio \times Permeability\,Contrast$$

Permeability contrast is commonly defined as the ratio of higher to lower permeability between adjacent layers that allow crossflow. In the absence of crossflow, this parameter may be omitted from the analysis, and the mobility ratio alone can be considered. For instance, if the endpoint mobility ratio is 10 and the permeability contrast equals 4, the optimal polymer viscosity is calculated to be 0.04 Pa·s. In heavy oil reservoirs, however, achieving such viscosities may be impractical due to economic constraints and injectivity limitations. Nevertheless, where feasible, the target mobility ratio should be maintained below unity to account for reservoir heterogeneities [2].

The injected polymer volume is another critical factor. As a general guideline, polymer flooding should involve at least 30 % of the reservoir pore volume, increasing to approximately 50 % in heavy oil reservoirs. From a field development perspective, higher injected volumes generally result in improved performance. Polymer injection should be terminated when the cost of injection exceeds the incremental oil recovery [3,4], or alternatively, a tapered (cone-shaped) slug may be employed to protect the trailing edge of the polymer bank. If only 30 % of the pore volume has been injected but oil production remains economically viable, polymer injection should be continued.

From a technical standpoint, a small polymer slug is typically ineffective, as subsequent water injection tends to bypass the polymer through high-permeability zones where the residual resistance factor is minimal. In contrast, a larger polymer slug can compensate for flow delays and sustain the desired viscosity throughout the reservoir. Polymer selection is also crucial; in principle, the polymer must remain stable and effective within the portion of the formation contacted by the injected fluid.

In practice, the development of fluids capable of simultaneously improving microscopic and macroscopic sweep efficiencies presents significant challenges. These include a detailed understanding of reservoir heterogeneity, geological structure, and fracture networks. Processes that perform well under laboratory conditions may fail in the field due to geological complexity and insufficient reservoir characterization. Additional challenges arise from flow behavior in porous media and fluid–fluid and fluid–rock interactions, such as mixing, shear degradation, and chemical adsorption.

Chemical availability and logistics further constrain large-scale polymer flooding projects. For extensive reservoirs, the required volumes of chemicals can be substantial, making manufacturing capacity, supply chains, transportation, and on-site handling critical factors in feasibility assessments. These considerations ultimately determine the practical delivery of chemicals to often remote field locations [5].

The selection of an appropriate enhanced oil recovery method therefore requires a clear definition of objectives at the outset. Given the inherent uncertainties associated with EOR implementation, the expectation of an ideal fluid formulation is unrealistic. Risk reduction is best achieved through a phased approach, incorporating pilot testing and pragmatic solutions that address challenges incrementally. A pilot project is thus an essential step prior to full-field deployment.

References:

1. Chang, H. L., (1978). Polymer Flooding Technology: Yesterday, Today and Tomorrow. Paper SPE7043 presented cat the Fifth Symposium on Improved Methods for oil recovery, Tulsa, OK, April 16 – 19.
2. Pich, R. and Joeronimo, P. (2008). Device for preparing a dispersion of water-soluble.
polymers and method implementing the device. Patent WO/2008/107492, filed 25 March 2008 and issued 12 September 2008.
3. Joeronimo, P. and Pich, E. (2011). Improved device for dispersing a water-soluble polymer. Patent WO/2011/107683, filed 8 February 2011 and issued 9 September 2011.
4. Bonnier, J. and Pich, E. (2016). Improved device for dispersing a water-soluble polymer. Patent WO/2016/156320, filed 29 March 2016 and issued 6 October 2016.
5. Antoine Thomas (2019). Essentials of Polymer Flooding Technique. 315 p.

АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

A

Abdullayev M. M. 578

K

Khan K. 550

L

Lozhkina T. V. 558
Lukyanov S.A. 558

M

Mammadov R. M. 578, 581
Matveev V. I. 569, 574
Medvedev A. V. 561
Miklina O. A. 554

N

Novruzova S. G. 578

S

Sokhodon G.V. 566
Sultanova A. V. 581

А

Абдулазизов И. А. 170
Абдуллаев М. Г. 253
Агиней Р. В. 311, 373, 380, 410
Алефиров И. А. 369, 380
Алиева О. А. 215
Андрианов Н. И. 539
Аскарова А. А. 274
Ахмедов К. С. 267

Б

Багнюк Д. Г. 350
Байков И. Р. 364
Байрамов С. Б. 160
Белая И. В. 88
Белкина В. А. 460
Беляев С. Н. 293
Бембель С.Р. 12
Берг Н. В. 63
Бердник М. М. 340
Бесов А. С. 316
Бирилло И. Н. 353
Близнюков В. Ю. 136, 163, 170, 267
Богаткина Ю. Г. 153
Богданов Б. П. 91, 97
Богданов Н. П. 293
Бойчук З. В. 369
Бондаренко Т. М. 131
Бруслов А. Ю. 226, 231
Бужгулашвили М. Д. 60
Быков Е. А. 311

В

Вавилов А. Ф. 322
Вельтистова О. М. 60, 131
Верзун А. Д. 406
Верисокин А. Е. 267
Вишератина Н. П. 42
Волков А. Н. 212
Вороник А. М. 481
Выдренков А. Д. 401

Г

Габова С. Н. 33
Гайдамака О. В. 115
Галкин С. С. 316
Ганчишен К. Д. 183
Герберт Д. В. 448
Горбачев Н. Г. 237
Горелкина Е. И. 289
Горелов И. В. 473
Горобец С. А. 97
Григорьевых А. В. 452
Грунской Т. В. 423, 438
Губина Д. Ю. 360
Гусева М. С. 457

Д

Двойников М. В. 476
Декабрёв И. К. 25
Демченко Н. П. 109
Довгаль А. Е. 460
Дуркин В. В. 170

Е

Ершов А. В. 70

Ж

Жарикова Н. Х. 136, 163
Жданов К. Ю. 212
Желудова М. С. 85

З

Заборовская В. В. 97
Звездин А. Ю. 249
Земенков Ю. Д. 401
Земенкова М. Ю. 401
Землянский Е. О. 328
Зиатдинова И. И. 543
Зорин А .Е. 390
Зыбарева Н. А. 340, 526

И

Игнатик А. А. 393
Игнатская Л. Я. 145

К

Каганяк Д. С. 427
Каменских С. В. 490
Касперович А. М. 420
Кашигин В. А. 183
Керимова И. М. 202
Керимова А. Г. 204
Кириллов М. Д. 240
Ковалев С. А. 170
Козаченко В. И. 42
Козлова Е. В. 67
Кокорин А. А. 373
Колоколова И. В. 109
Кореньков Б. Д. 415
Коркин С. Ю. 467
Коровкин С. Э. 328
Коснырев Е. А. 63
Котик И. С. 67
Котик О. С. 67
Кохан Д. А. 345
Кочкина Ю. В. 42
Кривов В. Е. 357
Кривчикова Е. В. 16
Кувакина А. О. 148
Кудров С. И. 325
Кузьбожев П. А. 308
Кузьмина Р. И. 415
Кунцев В. Е. 448
Куранов А. В. 73, 79, 85, 118
Куранова Т. И. 73, 118
Курилова М. А. 335
Кусова Л. Г. 136, 163
Кязимов Ш. П. 160

Л

Латышев А. А. 212
Лембак В. Д. 452
Лиманов М. Н. 136, 163
Логачев Ю. Л. 481
Логачёв Ю. Л. 503
Лосев М. В. 442
Лысенко А. С. 481

М

Мамедова Г. Г. 207
Мамедова Е. В. 262
Мансурова С. И. 253
Маракова И. А. 60
Маринина А. А. 430
Марчук Р. В. 390
Маслов А. А. 148
Матвеева С. Ю. 115
Матюшин С. В. 485
Медведев Д. Ю. 393
Мелькова Л. В. 47
Миронов А. И. 283
Митькина Н. Н. 442
Михеев М. А. 531
Михеевский Е. В. 423, 438
Мойлав С. Р. 188
Мордвинцев Д. Е. 434
Моренов В. А. 178
Морозов Д. О. 476

Н

Намазова Г. И. 219, 535
Нджана А. С. 384
Низамов А. М. 296
Никитин С. А. 322
Носов С. В. 485

О

Овчарова Т. А. 88
Орехов И. А. 303

П

Петренко Е. Л. 54, 73, 118
Петроченко И. О. 457
Политов Н. М. 485, 503
Половников С. С. 47
Попова А. М. 388
Попова Е. В. 73, 118
Попова М. С. 495
Потапова А. С. 369
Пушин П. П. 178

Р

Работинская Т. И. 353
Рагимова М. С. 219
Раджабли Т. Х. 253
Ракито О. Н. 345, 410
Рерих А. В. 335
Рзаева Х. Дж. 535
Рзаева Х. Дж^2 219
Ростовщиков В. Б. 88, 109
Рочев К. В. 430
Рочева А. В. 115

С

Савич В. Л. 490, 499
Салтанова Т. А. 16
Сарданашвили О. Н. 153
Сбитнева Я. С. 109
Семяшкина М. Ф. 410
Симоненко И. П. 63
Сотникова А. Г. 109
Старикова П. В. 401
Староселец Д. А. 460
Старыгин Г. С. 495
Стасенко А. А. 267
Страхов А. А. 335
Стрюков П. В. 448
Субочев Р. Б. 183
Сулейманов Ш. М. 219
Сурай А. А. 430
Сюткин Е. В. 353

Т

Телегин И. Г. 192, 221
Терентьева М. В. 357
Трофимова Д. С. 271
Трохов В. В. 481

У

Ульмаскулов А. Р. 364
Уляшева Н. М. 531
Усманова О. Ю. 460
Утопленников В. К. 70

Ф

Федотов Д. В. 316
Филиппов П. В. 316
Фитц В.С. 360

Х

Хайруллин А. А. 274, 277
Ханова И. А. 434
Хачиниколаев В. В. 457
Хламов В. А. 499
Ходжиметов Х. Н. 170
Хозяинов В. П. 196
Хорошилов Р. А. 485, 503

Ц

Циммерман С. А. 316
Цуканова А. Н. 511, 521

Ч

Черемных А. В. 25
Черемных А. С. 25
Чернова К. А. 245

Ш

Шабалин С. В. 47
Шарифуллина Л. С. 245
Шарыгин В. М. 325
Шаталов А. Ф. 249
Шейко А. 258
Шелковников А. В. 485
Шиков И. А. 212
Шиловский И. А. 350
Шишелов Н. С. 123
Шишкин И. В. 316, 353
Шкулов С. А. 353
Шмелев В. А. 517

Щ

Щиголев К. В. 178

Ю

Юшин Е. С. 526

Я

Яковлев А. А. 277
Янчук В. М. 353
Яраханова Д. Г. 188, 280