

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Ухтинский государственный технический университет»
(УГТУ)



*Памяти профессора,
доктора технических наук*

Геннадия Васильевича Рассохина

посвящается

Рассохинские чтения

Материалы международной конференции

(7–8 февраля 2019 года)

ЧАСТЬ 1

Ухта
УГТУ
2019

НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ

РАССОХИНСКИЕ ЧТЕНИЯ

МАТЕРИАЛЫ МЕЖДУНАРОДНОЙ КОНФЕРЕНЦИИ

(7–8 февраля 2019 года)

Часть 1

УДК 622.32 (061.3)

ББК 33.36 я5

К 65

Рассохинские чтения [Текст] : материалы международной конференции (7–8 февраля 2019 года). В 2 ч. Ч. 1 / под ред. Н. Д. Цхадая. – Ухта : УГТУ, 2019. – 295 с. : ил.

ISBN 978-5-88179-859-8 (серия)

«Организаторы чтений будут всячески стремиться не только к тому, чтобы повысить интенсивность и качество научного общения среди специалистов нефтегазового дела, не только к тому, чтобы труды и само имя Геннадия Васильевича были активно востребованы в образовательном пространстве. Мы будем содействовать укреплению партнёрских связей в нашей отрасли. А на примере жизни и творчества Рассохина будем пропагандировать вечные ценности науки, образования, высокого профессионализма и патриотизма. Это необходимо всем поколениям живущих, но особенно молодёжи» (Из материалов семинара «Рассохинские чтения», 4–5 февраля 2009 г.).

УДК 622.32 (061.3)

ББК 33.36 я5

Редакционная коллегия: д-р техн. наук, профессор Н. Д. Цхадая (гл. редактор); д-р техн. наук И. А. Шаммазов (зам. гл. редактора); д-р техн. наук, профессор Р. В. Агинеи; канд. техн. наук Д. А. Борейко; канд. техн. наук, доцент Г. В. Буслаев; д-р техн. наук, профессор И. Ю. Быков; канд. техн. наук В. В. Васильев; д-р физ.-мат. наук, профессор А. И. Кобрунов; канд. техн. наук Т. Г. Ксёиз; д-р техн. наук А. С. Кузьбожев; канд. техн. наук И. А. Меркурьева; канд. техн. наук, доцент Е. Н. Мотрюк; канд. техн. наук С. В. Петров; канд. геол.-минерал. наук, доцент В. Б. Ростовщиков; д-р техн. наук, профессор Л. М. Рузин; канд. техн. наук, доцент С. М. Дуркин (научный секретарь); М. Н. Пикова (секретарь).

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

Техническое редактирование и компьютерная вёрстка М. Н. Пикова.

© Ухтинский государственный технический университет, 2019

ISBN 978-5-88179-859-8 (серия)

План 2019 г., позиция 001.1(н). Подписано в печать 29.03.2019.

Компьютерный набор. Гарнитура Times New Roman. Формат 60x84 1/16. Бумага офсетная.

Печать трафаретная. Усл. печ. л. 17,15. Уч.-изд. л. 15,53. Тираж 85 экз. Заказ № 337.

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

СОДЕРЖАНИЕ

ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО ПРЕЗИДЕНТА УГТУ, ПРОФЕССОРА Н. Д. Цхадая.....	7
ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО ПРЕЗИДЕНТА СОЮЗА организаций нефтегазовой отрасли «Российское газовое общество» П. Н. Завального	8
ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ.....	9
Задачи отраслевой науки в реализации инновационных проектов на Европейском Севере Российской Федерации Недзвецкий М. Ю.....	9
Технологическое развитие ПАО «Газпром»: результаты и перспективы Будзуляк Б. В.....	12
Основные задачи и современное состояние исследований нефтегазовых пластовых систем в ПАО «Газпром» Рассохин С. Г.....	21
Состояние ресурсной базы углеводородного сырья РФ и перспективные направления ГРП в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, включая акватории арктических морей Мельников П. Н., Грунис Е. Б., Скворцов М. Б., Лукова С. А., Ростовщиков В. Б.....	27
ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ	36
Разработка технологии по определению краевого угла смачиваемости с использованием нонана (C ₉ H ₂₀) при разработке месторождений углеводородов Вавилов С. А., Печерин В. Н., Паршин М. А.....	36
Верхнедевонские рифы и аномалии северо-запада Тимано-Печорской провинции в связи с перспективами нефтегазоносности Заборовская В. В., Богданов Б. П.....	38
Перспективы выявления новых залежей нефти в нижнефранских пластах Б, II и А в северной части Ухта-Ижемского вала Сенин С. В., Попова Е. В., Решетникова Е. А., Фатеев В. С.....	42
Химическое восстановление сульфатов и формирование карстовых нефтегазоносных резервуаров Петухов А. В.....	46
Радионвая опасность подземных выработок Ярегского нефтяного месторождения Копейкин В. А.....	52
Опыт интеграции геолого-геофизических данных для построения петрофизических моделей продуктивных отложений при наличии зон АВПД (на примере нижне- среднеюрского НГК месторождений п-ова Ямал) Вишератина Н. П., Куницына Т. Н.....	59
К вопросу о неопределенности геологического моделирования Минаев Я. Д., Быкова О. Г.....	66
Особенности прогнозирования и поисков скоплений УВ в «доманикитах» Предуральского краевого прогиба Ростовщиков В. Б., Сбитнева Я. С., Дементеев М. В.....	68
Высокоэффективная система маркшейдерско-геодезического обеспечения в Калининградском УПХГ Веселова О. А.....	71
Новые направления поисков крупных месторождений углеводородов в Предуральском краевом прогибе: проблемы и перспективы Коротков С. В., Ростовщиков В. Б., Маракова И. А., Колоколова И. В.....	75

Перспективы обнаружения залежей в сложнопостроенных объектах нижних горизонтов осадочного чехла южной части Ямала	
Швецов М. В., Кочкина Ю. В., Ермакова О. Л., Яковлев С. И., Кузнецов Р. О.	78
Анализ возможности извлечения ценных компонентов из попутных вод Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения	
Овчарова Т. А.	83
Основные геолого-геофизические методы и технические средства поисков и разведки Арланского месторождения нефти и газа в Республике Башкортостан	
Аюпова Е. Н., Файрузова Л. А.	86
Возможности применения спектрального анализа при интерпретации объектов сложной морфологии	
Дундукова С. А.	92
О характере сопротивления осадочных горных пород в пластовых условиях	
Кузнецова А. М., Мамяшев В. Г.	95
Обзор и перспективы применения многоволновых сейсмических исследований	
Переpletкин И. А., Кузнецов В. И.	97
Анализ методик определения пористости юрских отложений на примере Имилорского месторождения	
Титенков А. С., Гильманова Н. В.	101
Прогнозирование эффективных толщин и коэффициента открытой пористости по данным динамической интерпретации сейсморазведки на примере пласта БС ₆ ¹	
Уржумов В. Д., Тоноян С. С., Белкина В. А.	103
Перспективность верхнекаменноугольно-нижнепермских отложений Денисовской впадины с учетом результатов бурения пробуренной скважины	
Хворост И. М.	105
Об оценке проницаемости коллекторов по результатам определения остаточного водонасыщения	
Федорева М. А., Шкилев В. М., Мамяшев В. Г.	108
АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА	110
Разработка методологии поэтапного обновления эксплуатируемых магистральных газопроводов	
Халлыев Н. Х.	110
Снижение расхода газа на собственные нужды компрессорных станций	
Бегинин С. В., Бойко А. И., Бредников М. В., Ленюский А. И., Черничкин И. А.	116
Изучение возможных причин потери устойчивости магистральных газопроводов на подводных переходах, эксплуатируемых в условиях Крайнего Севера	
Шуклина Н. А., Бердник М. М.	118
Присадка для улучшения реологических свойств нефтяных сред при транспортировке вязких углеводородов	
Бурова Г. И., Харитонов Е. В., Дусметова Г. И., Шарифуллин А. В., Байбекова Л. Р.	124
Хранилище-причал компримированного газа	
Волкова А. В., Крапивский Е. И., Земенкова М. Ю.	128
Нестационарные тепловые режимы теплоизолированных нефтепроводов с путевым подогревом	
Вишневская Н. С., Глухов А. А.	131
Анализ теплогидравлических процессов в низкотемпературном магистральном трубопроводе сжиженных углеводородов с использованием программного комплекса ANSYS/FLUENT	
Крапивский Е. И., Закирова Г. С.	134

Разработка предложений по усовершенствованию методики отбраковки труб повторного применения	
Зернова Л. А., Мусонов В. В.	138
Изучение температуры застывания смеси высоковязкой и высокозастывающей нефтей в зависимости от их концентраций	
Михеев М. М., Ляпин А. Ю., Некучаев В. О.	141
Статистический анализ качества сварки после проведения диагностики радиографическим методом контроля на газопроводе	
Зунтов В. В., Волкова И. И., Вишневская Н. С.	144
Разработка универсальной установки для гидродинамической очистки оборудования объектов транспорта и хранения газа	
Ивлев М. В., Стаканов Н. Г.	147
Развитие методов расчёта на прочность и долговечность магистральных трубопроводов с одиночными и комбинированными дефектами	
Игнатик А. А., Сальников А. В.	152
Использование метода термостимулированной деполяризации для исследования изоляционного покрытия трубопровода	
Ильясов В. Х., Лачинов А. Н., Карамов Д. Д.	159
Оценка влияния параметров защитных заземлений электроустановок на эффективность электрохимической защиты от коррозии трубопроводов промышленных площадок	
Исупова Е. В., Агинея Р. В.	162
Применение неразрушающих методов контроля для определения физико-механических свойств сталей с недопустимыми эксплуатационными дефектами	
Казачек С. В., Лютоев А. А., Габова М. Н.	168
Градуировка хроматографов для анализа природного газа	
Калеев Ю. В., Данилова И. М., Борисов С. Н., Менцель О. В.	171
Внутритрубная дефектоскопия МГ на участках трубопроводов, не оборудованных КЗ и КП, с использованием МКОР и его усовершенствование	
Коновалов В. И.	176
Превентивные меры по защите окружающей среды	
Обласов Е. Н.	178
Возможности использования рентгеновских дифрактометров при измерении напряженно-деформированного состояния	
Осипов С. В., Погуляев С. И.	183
Применение комплексов автоматической сварки при проведении РВР на объектах ГТУ	
Печенкин А. С.	187
Исследование влияния совместимости нефтепродуктов при смешении в резервуарах на качество при сливо-наливных операциях	
Султанбеков Р. Р., Назарова М. Н.	193
Применение тонкостенных трубопроводов большого диаметра, выполненных из композиционных материалов	
Койнов Е. Г., Разов И. О., Коркишко А. Н.	199
Энергосберегающие присадки на основе полимеров для транспортировки вязких углеводородов как способ повышения пропускной способности трубопровода	
Харитонов Е. В., Дусметова Г. И., Бурова Г. И., Шарифуллин А. В., Байбекова Л. Р.	207
Совершенствование существующих способов контроля величины катодного тока в системе мониторинга средств электрохимической защиты	
Шеферов А. И., Мусонов В. В.	210
К вопросу о надежности магистральных газопроводов в напряженно-деформированных участках	
Волкова И. И., Шиловский И. А.	212

Некоторые особенности функционирования мультифазных морских трубопроводов Исмайылов Г. Г., Сейфуллаев Г. Х., Зейналова Г. А.	217
Исследование кинетики обезвоживания нефтяных эмульсий различными деэмульгаторами Серкебаева Б. С., Исмайылов Г. Г., Адыгезалова М. Б.	221
Вероятные варианты эколого-экономического риска для различных сценариев разлива нефти Исмайылова Х. Г., Фарзализаде З. И.	225
Европейский рынок газа и проекты ПАО «Газпром» Сочнева И. О.	227
Исследование температурных процессов в грунте при нарушении герметичности магистрального подземного трубопровода Шевалдина Е. В., Смычек М. А.	235
ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ	237
Реконструкция геоплотностных моделей Предуральского краевого прогиба Вельтистова О. М., Мотрюк Е. Н.	237
Разработка нечеткой модели влияния химического фактора на здоровье работников предприятий нефтегазовой отрасли Климова И. В., Смирнов Ю. Г.	241
Методика прогноза параметров нефтегазоносности, основанная на использовании нечеткого моделирования Кобрунов А. И., Мотрюк Е. Н.	247
Информационная экспертиза результатов подсчета запасов углеводородов Дорогобед А. Н., Кожевникова П. В.	253
Компоненты пассивной гидродинамической томографии продуктивного пласта Кунцев В. Е., Кобрунов А. И., Мотрюк Е. Н.	258
Создание цифровой модели окислительного аппарата установки производства битума Лебедева А. Ю., Барашкин Р. Л.	262
Построение модели искусственной нейронной сети для выбора оптимального метода увеличения нефтеотдачи и разработка 3D модели для анализа вероятности применения методов воздействия на месторождении Лебедева А. Ю., Скоров Д. С., Пятибратов П. В.	264
Прогнозирование фильтрационно-емкостных параметров нефтегазовых коллекторов с применением теории нечеткого логического вывода Ломинский Д. О., Кобрунов А. И., Шилова С. В.	266
Две единые аналитические идеализированные модели для нахождения оптимальных режимов работы газожидкостных подъемников Хозяинов В. П.	272
Многофакторная нелинейная статистическая модель интерпретации результатов и прогнозирования добычи нефти при термошахтном способе разработки Чупров И. Ф., Хозяинова М. С.	277
Расчет притока жидкости к галерее в полосовой гетерогенной залежи Шарнов А. И.	280
Компьютерная программа для автоматизации расчета параметров гидродинамического воздействия на пласт Ибадуллаев К. Т., Купавых К. С.	287
АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ	295

ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО ПРЕЗИДЕНТА УГТУ, ПРОФЕССОРА Н. Д. Цхадая

Уважаемые коллеги! Дорогие участники и гости международной конференции «Рассохинские чтения!» Я счастлив приветствовать вас на нашем традиционном форуме, посвященном памяти выдающегося ученого, профессора и подвижника научной мысли Геннадия Васильевича Рассохина!

Сегодня это приветствие звучит в одиннадцатый раз. Ровно десять лет назад, в 2009 году, мы с вами вместе закладывали фундамент большой научной и партнерской традиции. Нет нужды пространно рассуждать об актуальности форума и его практических итогах, ибо итоги настоящего, нужного людям дела всегда красноречивее слов. Я лишь позволю себе напомнить, что первый форум в статусе научно-практического семинара был представлен в трех секциях, на которых были заслушаны 25 докладов. В прошлом, юбилейном для мероприятия году было заслушано 136 докладов, на нынешний форум их заявлено 148. Количество докладов, секций, освещаемых тем, число партнеров и гостей форума – всё это за прошедшие годы возросло многократно, и такой рост – свидетельство и результат осознанного интереса к мероприятию со стороны ведущих научных и стратегических партнеров университета, а также внимания со стороны представителей государственной власти. Говоря, что сегодня «Рассохинские чтения» являются важным истоком развития научной мысли, я лишь констатирую факт, наглядно подтверждаемый участием первых лиц Правительства Республики Коми и Общественной палаты Российской Федерации. Я убежден, что присутствие на форуме Главы Республики Коми Сергея Анатольевича Гапликова, председателя комиссии Общественной палаты России, президента Союза городов Заполярья и Крайнего Севера и председателя попечительского совета УГТУ Игоря Леонидовича Шпектора, члена Совета Федерации Федерального Собрания Российской Федерации от Правительства Республики Коми, члена Комитета Совета Федерации по бюджету и финансовым рынкам Дмитрия Александровича Шатохина придаст событию ощутимый организующий импульс, расширив его рамки до полноценной площадки обсуждения насущных экономических вопросов нефтегазовой отрасли и региона.

Очевидно, что форум прочно занял свою нишу в научной жизни нашего университета и нефтегазового профессионального сообщества, в развитии топливно-энергетического комплекса России. Но именно сегодня я хотел бы с чувством глубокой признательности за многолетнее партнерство и справедливой гордости за его итоги определить «Рассохинские чтения» как визитную карточку сотрудничества УГТУ, ООО «Газпром трансгаз Ухта» и ООО «Газпром ВНИИГАЗ». При всей многогранности наших партнерских взаимоотношений, при всём объеме и сложности совместно решаемых задач, есть аспекты, которые имеют для нас, опорного вуза ПАО «Газпром» и кузницы инженерных кадров на родине первой российской нефти, не побоюсь высокого слова, сокровенное значение. В этой связи я выражаю особые слова благодарности руководству Публичного акционерного общества «Газпром» и присутствующему на нашей конференции представителю Администрации ПАО «Газпром» Максиму Юрьевичу Недзвецкому – за динамичное и плодотворное сотрудничество нашего северного технического вуза и этой глобальной энергетической компании.

Уважаемые коллеги! Сегодня состоялось торжественное открытие геологического музея имени доктора геолого-минералогических наук Олега Сергеевича Кочеткова, долгожданное событие, которое стало возможно исключительно благодаря деятельному участию ООО «Газпром трансгаз Ухта» и ООО «Нерудпром». С совершенно особым чувством я говорю об этом здесь, на открытии «Рассохинских чтений». Именно Геннадий Васильевич Рассохин, ученый и популяризатор науки, горячо поддержал в 1986 году идею Олега Сергеевича Кочеткова о создании этого музея. Более того, именно ему принадлежит инициатива выделить для геологического музея отдельное помещение. Эти идеи, как все вы прекрасно знаете, в свое время были воплощены в жизнь. И вот сегодня этот признанный

центр геологического просвещения в Ухте и в Республике Коми вновь откроет свои двери для всех нас, навечно объединив знаковые и дорогие для всех нас имена – имена Геннадия Васильевича Рассохина и Олега Сергеевича Кочеткова.

Возвращаясь непосредственно к теме «Рассохинских чтений» уже именно с таких позиций, хочу подчеркнуть, что конференция несёт в себе заряд искренней взаимной заинтересованности участников в достижении любых совместных целей – научно-исследовательских, просветительских, экономических. И я благодарю всех вас, уважаемые коллеги и друзья, за глубокое понимание смысла и значения нашего общего дела. Желаю вам вдохновенной и плодотворной работы. Спасибо за внимание!

**Президент Ухтинского государственного технического университета, профессор, д. т. н.,
председатель совета ректоров Республики Коми
Н. Д. Цхадая**

**ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО ПРЕЗИДЕНТА СОЮЗА
организаций нефтегазовой отрасли «Российское газовое общество» П. Н. Завального**

Уважаемые коллеги!

От имени Союза организаций нефтегазовой отрасли «Российское газовое общество» приветствую организаторов и участников международной конференции «Рассохинские чтения».

За десять лет своей истории конференция из небольшого научно-практического семинара выросла в представительный научный форум, играющий заметную роль в развитии газового сектора российской экономики.

Цели конференции в полной мере соответствуют тем задачам, которые ставит перед собой нефтегазовая отрасль. Это прежде всего внедрение достижений научно-технического прогресса в газовой и нефтяной промышленности, развитие энергосберегающих технологий, эффективное использование природных запасов, разработка инновационных систем управления, а также конструктивное взаимодействие всех участников нефтегазовой отрасли, включая компании, научные и образовательные организации, органы государственной власти.

Международная конференция «Рассохинские чтения» стала важной площадкой научного диалога и апробации результатов исследований, действенным инструментом повышения интенсивности и качества научного общения специалистов нефтегазовой отрасли, источником инноваций, средством укрепления партнерских связей.

Желаю организаторам и участникам конференции конструктивного диалога и новых научных достижений.

Президент Союза организаций
нефтегазовой отрасли «Российское
газовое общество»

 П.Н. Завальный

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

УДК 622.32

Задачи отраслевой науки в реализации инновационных проектов на Европейском Севере Российской Федерации

Недзвецкий М. Ю.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», РФ

Сегодня ООО «Газпром ВНИИГАЗ» – современная компания с огромным потенциалом, основанном на сохранении и приумножении знаний и традиций, накопленных за 70-летнюю историю Общества и практически 60-летнюю историю ухтинского филиала. Институт является генератором прорывных идей и новейших научно-технических разработок, платформой для воплощения нестандартных решений [1].

В далеком 1948 году Институт был создан как Всесоюзный для комплексного и качественного решения задач развития газовой отрасли. На базе филиалов ВНИИГАЗа впоследствии были созданы региональные научно-исследовательские центры, которые сейчас работают не только в России, но и в странах СНГ. Институты в Тюмени, Ухте, Ставрополе, Харькове, Ашхабаде, Ташкенте – всё это «выпускники» школы ВНИИГАЗа. На сегодняшний день у ООО «Газпром ВНИИГАЗ» есть филиал в Ухте, рабочие группы в Ленске и Казани, а также рассматриваются перспективы создания рабочих групп в Новосибирске, Южно-Сахалинске, Новом Уренгое и Ставрополе.

Ухтинский филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» основан в 1960 году и является базовым научным и проектным центром газовой отрасли Северо-Западного региона России. Усилиями нескольких поколений специалистов в Ухте создана сильнейшая научная школа в области геологии, бурения, разработки месторождений, проектирования объектов газотранспортной системы, повышения надежности магистральных газопроводов. Ухтинские специалисты оказали существенное влияние на изучение и формирование ресурсной базы региона, внесли серьезный вклад в создание новейших технологий газодобычи [2].

С открытием Вуктыльского месторождения в 1964 г. связана история не только образования и становления одноименного геолого-экономического района, но и начало эпохи «большого газа» на Европейском Севере России. Научные и технические решения ухтинских ученых, внедренные в XX веке на объектах газовой промышленности Республики Коми, и по настоящее время вносят весомый вклад в эффективное функционирование инфраструктуры ПАО «Газпром». Сегодня в регионе действует единый комплекс «добыча – транспорт – переработка», который во многом определяет социально-экономическую стабильность района, так как Вуктыльское газопромысловое управление и Сосногорский газоперерабатывающий завод являются градообразующими предприятиями для Вуктыла и Сосногорска (рисунок 1).

В настоящее время филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта продолжает научно-техническое сопровождение разработки месторождений региона. Одна из последних комплексных научно-исследовательских работ – «Концепция комплексного развития Вуктыльского геолого-экономического района (ГЭР)», в которой в результате многовариантных расчетов обоснован наиболее эффективный сценарий дальнейшей эксплуатации объектов Вуктыльского ГЭР. Программа предусматривает решение вопросов, касающихся долгосрочного планирования инвестиций, обеспечения устойчивого развития производственных мощностей Компании и социально-экономической стабильности на Севере Европейской части страны. В проекте предусмотрено продолжение использования технологии закачки «сухого» тюменского газа, разработанной учеными ВНИИГАЗа и Ухтинского филиала с целью извлечения выпавшего в пласте конденсата, до ввода в разработку новых месторождений региона. Данная технология, предложенная талантливым ученым, генеральным директором ООО «ВНИИГАЗ» в 2002-2005 гг. Рудольфом

Михайловичем Тер-Саркисовым, успешно реализуется на Вуктыльском НГКМ с 1993 г. [3, 4]. Основным итогом проводимых работ по закачке и внедрению методов повышения ее эффективности является продолжение эксплуатации месторождения с сохранением инфраструктуры как Вуктыльского промысла, так и месторождений-сателлитов Сосногорского ГПЗ, кадровых ресурсов и в целом социальной стабильности региона.



Рисунок 1. Схема добывающего, транспортного и перерабатывающего комплекса ПАО «Газпром» в Республике Коми

В настоящее время основные запасы природного газа (более 20 % запасов) Российской Федерации сосредоточены на п-ове Ямал и прилегающих акваториях. Одним из важнейших инвестиционных проектов ПАО «Газпром» является обеспечение поставок газа с п-ова Ямал по Северному газотранспортному коридору (рисунок 2). В этой связи перед ВНИИГАЗом поставлена задача подготовить технико-экономическое обоснование возможности использования Вуктыльского НГКМ в качестве ПХГ с целью определения наиболее эффективного для отрасли варианта его использования. Также Ухтинский филиал продолжает заниматься вопросом повышения конденсатоотдачи на Вуктыльском месторождении. Сегодня перед учеными ухтинского филиала стоят задачи по разработке новых способов активного управления процессом воздействия на пласт, извлечению трудноизвлекаемых запасов, разработке технико-технологических решений по реконструкции и техническому перевооружению газосборной системы региона.

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта с момента своего основания решает научно-технические задачи газоперерабатывающего комплекса региона, обеспечивая его бесперебойное функционирование. Это и подбор режимов установки стабилизации конденсата, и совершенствование техники и технологии глубокой переработки углеводородного сырья, и подготовка проекта реконструкции Сосногорского газоперерабатывающего завода. Сейчас региональное подразделение ВНИИГАЗа решает комплексную задачу по повышению эффективности производства технического углерода на Сосногорском ГПЗ. Необходимость реконструкции мощностей продиктована политикой ПАО «Газпром» в области энергосбережения и экологии. Для повышения рентабельности производства будут решены задачи по сокращению потребления топливного газа и снижению уровня негативного воздействия на окружающую среду.

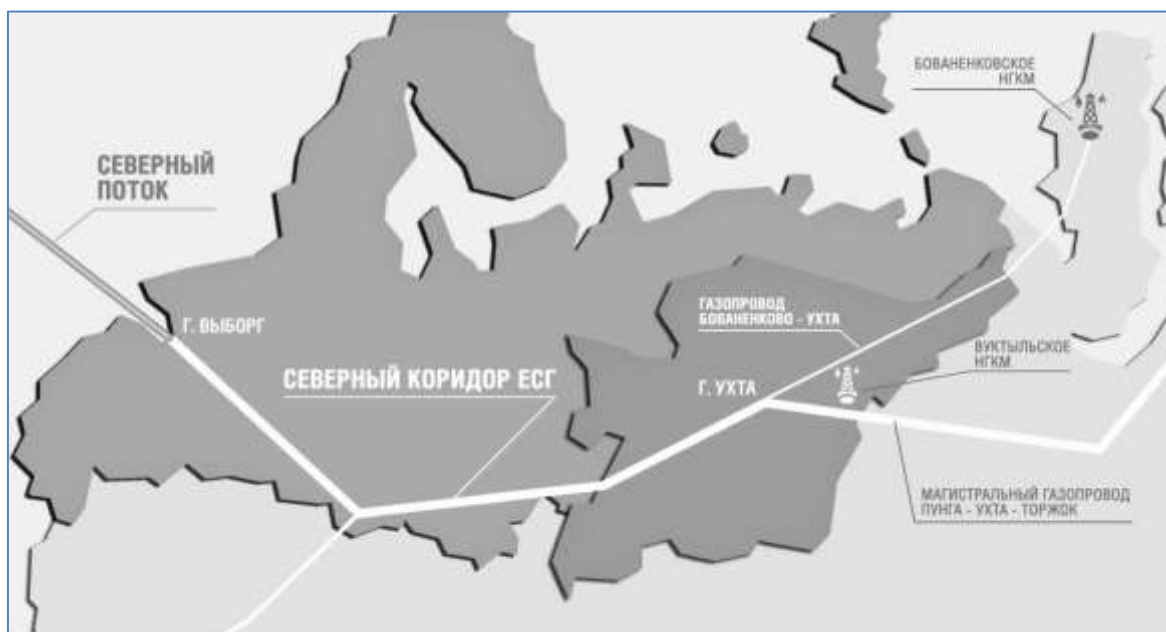


Рисунок 2. Схема Северного коридора единой системы газопроводов (ЕСГ)

ООО «Газпром ВНИИГАЗ» совместно с филиалом в г. Ухте выполнили научно-методическое сопровождение строительства магистрального газопровода Бованенково – Ухта. В ходе работы выполнены исследования технического состояния конструктивных элементов магистрального газопровода с использованием проектной системы мониторинга и дополнительных средств наблюдения и измерений, проведен анализ влияния процессов природного и техногенного характера на техническое состояние газопровода, а также сделана сравнительная оценка эффективности отдельных проектных и конструкторских решений. Полученные результаты определили задачи в области научно-технического сопровождения эксплуатации магистрального газопровода Бованенково – Ухта на перспективу, среди которых:

- оценка и прогнозирование устойчивого положения газотранспортных объектов Арктического региона на основе данных геотехнического мониторинга;
- обоснование вариантов выбора конструкций для шурфования газопроводов при проведении ремонтных работ в сложных условиях слабонесущих грунтов криолитозоны;
- обоснование характеристик конструкций средств инженерной защиты линейной части магистрального газопровода в сложных грунтовых условиях;
- разработка технологий ремонта подводных переходов газопроводов и конструктивных решений для обустройства временных вдольтрассовых проездов, проложенных в условиях развития мерзлых грунтов.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ» решаются задачи научно-методического и технико-технологического сопровождения:

- эксплуатации оборудования на объектах добычи и подготовки газа, газового конденсата Бованенковского месторождения с целью предупреждения осложнений;
- проектов разведки, освоения и разработки месторождений п-ова Ямал с целью комплексного информационного обеспечения подсчета запасов углеводородного сырья, проектирования и контроля разработки месторождений;
- оценки состояния почв и водных поверхностей п-ова Ямал с целью предотвращения опасных эрозионных процессов, загрязнения окружающей среды;
- оценки состояния приборного и методического обеспечения контроля состава газа с целью обеспечения качества поставляемой зарубежным потребителям продукции по МГ Северный поток – 2.

ПАО «Газпром» рассматривает охрану труда, промышленную и пожарную

безопасность, как необходимые элементы эффективного управления производством Компании. Поэтому одним из приоритетов деятельности Института являются работы по обеспечению промышленной безопасности и анализу рисков на опасных производственных объектах, в том числе, расположенных на Европейском Севере Российской Федерации. При активном участии ученых ВНИИГАЗа разработана основная часть регламентированных Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» Деклараций промышленной безопасности производственных объектов ПАО «Газпром», а также ряд других корпоративных документов. Работа в данном направлении продолжается в целях минимизации рисков реализации проектов ПАО «Газпром», ведь известно, что безопасность нельзя обеспечить наполовину.

Многолетняя интеграция ВНИИГАЗа и УГТУ в части профессиональной подготовки специалистов сформировала инновационную экосистему, реализующую передовые проекты на Европейском Севере России. В ухтинском филиале действуют пять базовых кафедр УГТУ, которые создают систему успешных и эффективных связей университета и научно-исследовательской среды.

Основой устойчивости и конкурентоспособности любой компании является ее способность к инновациям, в этом Институт видит существенный вызов и одновременно возможность для перспективного развития и роста. Фирменный стиль ВНИИГАЗа – это комплексный подход к решению задач и ориентир на перспективу, связанную с поиском оптимальных решений и реализацией новых проектов.

Уникальная система обеспечения надежности эксплуатации МГ Бованенково – Ухта, реализация всех проектных решений по освоению месторождений п-ова Ямал и подготовка проектов разработки новых месторождений являются хорошим примером дальновидности наших ученых и слаженной работы науки и производства.

Главная задача ближайшего будущего в части реализации инновационных проектов на Европейском Севере – использование накопленного опыта, комплексного характера деятельности филиала и головного института, возможностей опытно-экспериментальной базы Общества, осуществление полного цикла научно-исследовательских и проектно-изыскательских работ, выполнение взятых обязательств «точно в срок» с качеством мирового уровня.

Библиографический список

1. Флагман газовой науки. ВНИИГАЗу – 70 лет. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – 468 с.
2. На перекрестках времен. 50 лет истории. Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта / сост. Т. А. Векшина, Т. А. Матросова, М. В. Корненкова, В. В. Сергеева. – Ухта, 2009. – 426 с.
3. Золотой фонд газовой промышленности: [биографический справочник]. – Санкт-Петербург: Информационно-издательское агентство «Корвет», 2009. – 517 с.
4. История ВНИИГАЗа – этапы развития / под ред. Е. П. Логвинова. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 1998. – 217 с.

УДК [622.32+622.279.5](470+571)

Технологическое развитие ПАО «Газпром»: результаты и перспективы

Будзуляк Б. В.

СРО АСГУНК, г. Москва, РФ

«Газпром» сегодня – это глобальная энергетическая компания. Основные направления ее деятельности – геологоразведка, добыча, транспортировка, хранение, переработка и реализация газа, газового конденсата и нефти, реализация газа в качестве моторного топлива, а также производство и сбыт тепло- и электроэнергии (рисунок 1).

В 2018 году Группой Газпром добыто 497,6 млрд куб. м природного и попутного газа, 16,2 млн т газового конденсата и 42 млн т нефти.

В своей стратегии «Газпром» придерживается принципа добычи такого объема газа, который обеспечен спросом.

Стратегическими регионами добычи газа на долгосрочную перспективу являются полуостров Ямал, Восточная Сибирь и Дальний Восток, континентальный шельф России.

В основе стратегии «Газпрома» в освоении перспективных месторождений лежит экономическая эффективность, определяемая синхронным развитием мощностей по добыче газа и возможностей его транспортировки, комплексной переработки и хранения.



Рисунок 1. Основные направления деятельности ПАО «Газпром»

«Газпром» является одной из крупнейших нефтегазовых компаний мира по величине запасов, объемам добычи и рыночной капитализации (рисунок 2).



Рисунок 2. ПАО «Газпром» – глобальная компания

«Газпром» работает в осуществляет производственную или сбытовую деятельность в 127 странах мира, поэтому нам необходимо соответствовать единым условиям международной бизнес-среды управления качеством (рисунок 3).

На «Газпром» возложены обязательства по обеспечению бесперебойного снабжения потребителей энергоресурсами, сохранению работоспособности и развитию Единой системы газоснабжения.

Такие обязательства, в свою очередь, требуют контроля соблюдения требований к качеству приобретаемого оборудования и материалов. В данном вопросе компромиссов для нас быть не может, цена аварий крайне высока.

В связи с этим, одной из сильных сторон Компании является партнерство с промышленным комплексом, которое обеспечивает устойчивость бизнеса.



Рисунок 3. Страны, в которых осуществляется производственная деятельность и/или сбыт продукции Группы Газпром

Компании принадлежит крупнейшая в мире централизованно управляемая газотранспортная система, которая имеет протяженность по территории России свыше 172 тысяч километров и укомплектована 254 компрессорными станциями (рисунок 4).



Рисунок 4. ПАО «Газпром» в цифрах. Статистика по России

Газораспределительные организации «Газпрома» обслуживают более 770 тысяч километров сетей газораспределения.

Слаженное функционирование производственной инфраструктуры «Газпрома» обеспечивается деятельностью почти 470 тыс. работников компаний Группы Газпром.

За 25 лет с момента создания в 1993 года Компания стала одним из лидеров глобального энергетического рынка. За прошедший период «Газпром» диверсифицировал профильный бизнес.

Наглядным подтверждением результативности функционирования «Газпрома» являются производственные и финансовые показатели работы в 2018 году (рисунок 5):

- добыча газа предприятиями Группы Газпром увеличилась по сравнению с 2017 годом на 26,6 млрд куб. м (или на 5,4 %) и составила, напомним, 497,6 млрд куб. метров природного газа;

- добыча жидких углеводородов Группой Газпром выросла более чем на 1 млн тонн

по сравнению с 2017 годом и составила 58,2 млн тонн;

- установлен исторический рекорд потенциальной суточной производительности подземных хранилищ газа на начало периода отбора – 812,5 млн куб. метров;

- к отопительному сезону 2018/2019 годов был обеспечен рекордный объем оперативного резерва газа в подземных хранилищах газа – 73,3 млрд куб. метров;

- поставки природного газа в европейские страны дальнего зарубежья достигли исторического рекордного уровня и превысили 200 млрд куб. м, что превышает максимум, достигнутый в 2017 году (194,4 млрд. куб. м);

- доля ПАО «Газпром» в европейском потреблении газа в 2017-2018 годах поднялась до рекордного уровня – свыше 34 %.

По итогам 2019 года мы ожидаем достижения новых рекордных показателей.

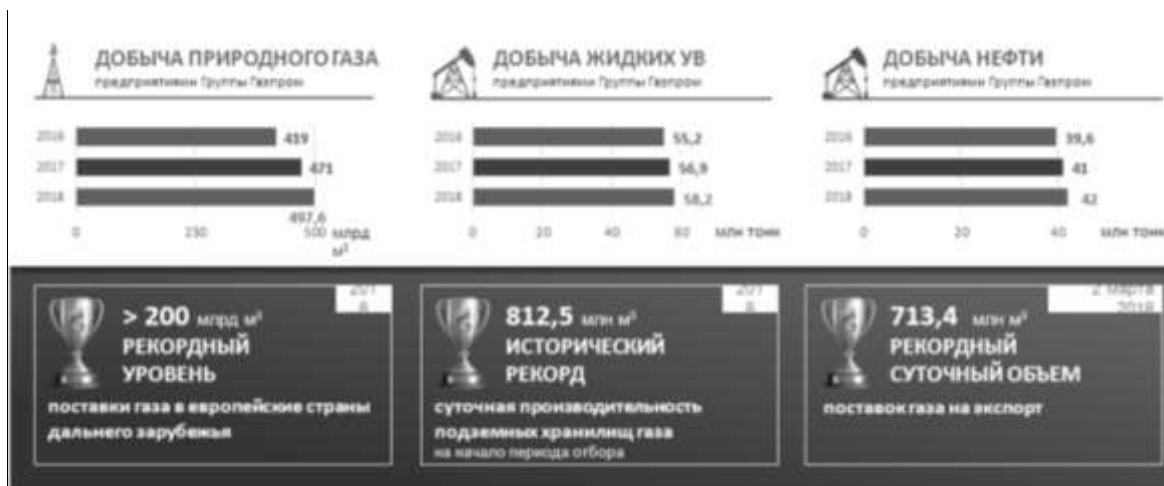


Рисунок 5. Результаты деятельности группы Газпром. Динамика роста

Достижение подобных результатов стало возможным благодаря корпоративной политике технологического развития, основной целью которой является обеспечения технологической независимости компании. Непрерывное технологическое развитие «Газпрома» полностью коррелируется и с его технической политикой, направленной на повышение показателей эффективности при добыче и транспортировке газа, а также на снижение негативного воздействия на окружающую среду (рисунок 6).

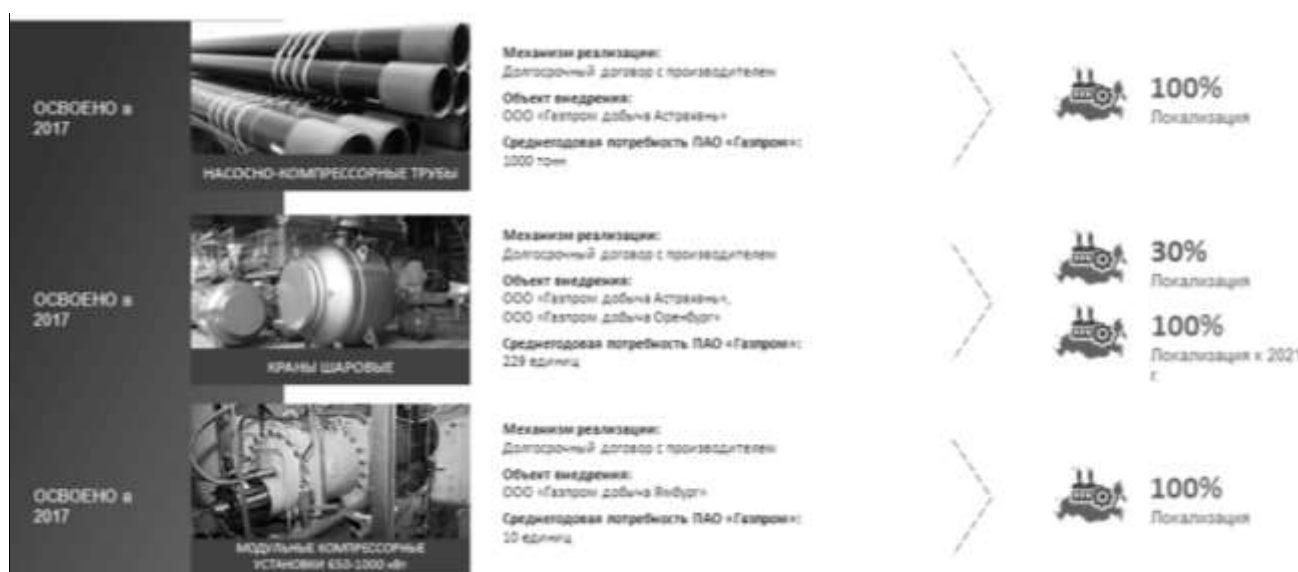


Рисунок 6. Результаты освоения оборудования и технологий. Добыча углеводородов на суше

Отмечу, что одним из механизмов обеспечения технологической независимости Общества является заключение с российскими производителями долгосрочных договоров на серийное производство, поставку, техническое, сервисное и ремонтное обслуживание импортозамещающей продукции под гарантированные объемы поставок будущих лет.

Такая форма взаимовыгодного сотрудничества «Газпрома» с отечественными промышленными предприятиями позволила уже в 2018 году освоить несколько видов импортозамещающей продукции, которая имеет особое значение для добычи углеводородного сырья на месторождениях с большим содержанием агрессивных примесей.

Как итог, уже сегодня импорт труб большого и среднего диаметров в закупках ПАО «Газпром» практически равен нулю. Стоит подчеркнуть, что новейшие разработки в трубопроводной промышленности действительно существуют, и не в единственном числе. Например, Челябинский трубопрокатный завод осуществляет поставки труб для Киринского газового месторождения, которое расположено на шельфе Сахалина. Первая очередь месторождения была обустроена с применением японских труб. А теперь можно двигаться вперед, используя уже российскую продукцию.

Другим примером такой продукции являются насосно-компрессорные и обсадные трубы из коррозионностойких материалов, краны шаровые специального назначения для эксплуатации в условиях повышенного коррозионного воздействия. С 2019 года планируется внедрение на объектах «Газпрома» полнокомплектных модульных компрессорных установок.

Вместе с этим «Газпромом» ведется непрерывный анализ опыта применения оборудования и материалов с целью разработки и совершенствования корпоративных требований к применяемой технике и технологиям и поиска новых решений.

В области транспортировки газа «Газпром» реализует стратегию поэтапного импортозамещения применяемого оборудования (рисунок 7).

Данной задаче в полной мере соответствует использование газоперекачивающих агрегатов (ГПА) серии «Урал» (рисунок 8). По состоянию на сегодняшний день разработано более 70 модификаций единичной мощностью от 4 до 32 МВт, предназначенных для линейных, дожимных компрессорных станций (ДКС) и подземных хранилищ газа (ПХГ), как вновь возводимых, так и реконструируемых объектов. В настоящее время ведется разработка ГПА мощность 32 МВт на базе авиационных двигателей ПС-90.



Рисунок 7. Результаты освоения оборудования и технологий. Транспортировка газа



Рисунок 8. Газоперекачивающие агрегаты серии «Урал»

Отдельно следует отметить ГПА-32 «Ладога» — ключевое звено в рамках стратегической программы по реконструкции газопроводной системы России. Это новая высокоэффективная установка, разработанная как для отечественного, так и для зарубежного рынка. Сейчас для промышленной турбины ГПА-32 «Ладога» совместно с отечественными партнерами были завершены работы по локализации основных узлов и деталей и организовано проведение ресурсных испытаний изготовленных элементов в составе газоперекачивающего агрегата.

Налажено взаимодействие с предприятиями авиационной промышленности по освоению производства лопаток для энергетических турбин.

В 2018 году благодаря взаимодействию «Газпрома» с промышленными партнерами отечественной промышленностью освоен выпуск всей необходимой номенклатуры продукции и комплектующих для осуществления работ по врезке и перекрытию трубопроводов под давлением.

Разработанные отечественные технологии производства малотоннажного СПГ сопоставимы по своим характеристикам с зарубежными аналогами.

Вместе с тем, в соответствии с поручениями Президента Российской Федерации по развитию проектов производства сжиженного природного газа, сформированы подходы к реализации первоочередных мер по локализации критически важного оборудования для средне- и крупнотоннажного производства сжиженного природного газа.

<p>ОСВОЕНИЕ в 2022</p>	<p>СРЕДНОТОННАЖНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ СПГ</p>	<p>Механизм реализации: НИОКР с промышленным партнером Совместный координационный комитет с промышленным партнером Объект внедрения: Владивосток СПГ</p>	<p>ТЕХНОЛОГИЯ GAZPROM MN</p> <p>100% Локализация к 2022</p>
<p>ОСВОЕНИЕ в 2025</p>	<p>КРУПНОТОННАЖНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ СПГ</p>	<p>Механизм реализации: Соглашение о создании совместного предприятия с передовой технологией Соглашение о создании совместного инжинирингового центра с передовой патента Объект внедрения: 3-4 очередь завода СПГ по проекту Сахалин-2, Валдайский СПГ</p>	<p>СОВМЕСТНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ типа DMI</p> <p>100% Локализация к 2022</p>

Рисунок 9. Результаты освоения технологий. СПГ и Переработка

Помимо освоения производства оборудования, будет обеспечено создание российских технологий сжижения газа с разработкой соответствующей технической документации.

Планируется создать специализированные испытательные полигоны для проверки работоспособности опытных образцов.

«Газпромом» совместно с промышленными партнерами ведется также работа по созданию образцов оборудования для российской технологии среднетоннажного производства сжиженного природного газа на смешанном холодильном агенте. Эта работа позволит обеспечить с 2021 года разработку среднетоннажных проектов СПГ полностью на российском оборудовании по патентованной технологии (рисунок 10).



Рисунок 10. Результаты освоения оборудования. СПГ и Переработка

Договоренности «Газпрома» с промышленными партнерами закреплены подписанием документов на полях Петербургского международного экономического форума в мае 2018 года:

- с компанией «Линде» – «Соглашения о намерениях по развитию сотрудничества в создании совместного инжиниринга и совместной технологии СПГ»;

- с концерном «Шелл» – рамочного соглашения по созданию Технологического совместного предприятия (Лицензиара технологии СПГ).

Осуществляемая работа в части непрерывного технологического развития «Газпрома» позволяет компании успешно реализовывать такие ключевые экспортоориентированные проекты, как обустройство Южно-Киринского месторождения в Охотском море, газопроводы «Северный поток – 2» в Балтийском море, «Турецкий поток» в Черном море, газопровод «Сила Сибири» и Амурский газоперерабатывающий завод (рисунок 11). Высокая технологичность проектов обусловлена, в частности, применением трубопроводов с внутренним гладкостным покрытием, рассчитанным на рекордное давление в 120 атм. для сухопутных газопроводов и 320-350 атм. – для подводных газопроводов.



Рисунок 11. Экспортоориентированные проекты, реализуемые в настоящее время

В дополнение к сказанному нельзя не отметить достижения «Газпрома» в области космических технологий (рисунок 12).

Еще в 1999-2003 годах на орбиту был выведены первые российские спутники связи – «Ямал-101», «Ямал-102», «Ямал-201» и «Ямал-202», которые являлись совместной

разработкой «Газпрома» и РКК «Энергия».



Рисунок 12. Космические технологии в развитии группы Газпром

Дочерней структурой ПАО «Газпром» - АО «Газпром космические системы» - были разработаны и в конце 2012 года успешно введены в эксплуатацию спутниковые системы вещания «Ямал-300К» и «Ямал-402», а в конце 2014 года – «Ямал-401». В настоящее время ведется разработка космических аппаратов связи нового поколения «Ямал-501» и «Ямал-601», которые будут создаваться как спутники высокой пропускной способности (HTS).

Спутник «Ямал-601» отправится на орбиту в этом году, а «Ямал-501» – в следующем году. Два новых телекоммуникационных спутника будут призваны расширить спутниковую группировку «Газпрома», которая в настоящее время насчитывает четыре аппарата «Ямал» второго-четвертого поколений общей пропускной способностью 24 Гбит/с.

Для сравнения, пропускная способность «Ямал-601» составит 32 Гбит/с, а спутника «Ямал-501» – 140 Гбит/с. Это позволит существенно расширить спутниковые ёмкости оператора, увеличить количество предоставляемых услуг, а также снизить себестоимость услуг связи.

При этом уже сегодня спутники связи, принадлежащие «Газпрому», обеспечивают покрытие практически всего восточного полушария Земли

Помимо развития Системы спутниковой связи и вещания «Ямал», а также развития системы аэрокосмического мониторинга «Смотр», «Газпромом» совместно с Госкорпорацией «Роскосмос» принято решение о реализации совместного проекта создания сборочного производства космических аппаратов.

В заключение хотел бы отметить еще одно, не менее важное направление деятельности «Газпрома»: поддержка молодых ученых.

Под эгидой ПАО «Газпром», Международного делового конгресса (МДК), журнала «Газовая промышленность» и при активном участии Ассоциации строителей газового и нефтяного комплексов был проведен конкурс молодых ученых 2018 «Нефтегазовые проекты: Взгляд в будущее». Конкурс был направлен на поиск и продвижение передовых технологий и инновационных разработок, обеспечивающих развитие нефтегазового комплекса; поддержку и стимулирование научно-исследовательской деятельности молодежи, и развитие международного научно-технического сотрудничества. Участниками конкурса стали молодые ученые в возрасте до 35 лет и научные коллективы до 5 человек (рисунок 13).

В оргкомитет конкурса вошли представители МДК, журнала «Газовая промышленность», СРО АСГиНК, ведущие мировые нефтегазовые компании (ПАО «Газпром», концерн «Шелл», Корейская газовая корпорация, ПАО «Газпром нефть» и др.), производители высокотехнологичного оборудования ТЭК (ООО «Йокогава электрик», ООО «Сименс» и др.), высшие учебные заведения (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, Казанский (Приволжский) федеральный университет (КФУ), Альметьевский государственный нефтяной институт), научно-исследовательские институты (Университет «Иннополис», Сколковский Институт Науки и Технологии).



Рисунок 13. Международный конкурс молодых ученых

Организаторами конкурса было сформировано жюри, которое возглавил заместитель Председателя Правления ПАО «Газпром» В. А. Маркелов (председатель), а также Экспертный комитет. На меня были возложены обязанности председателя экспертного комитета. Экспертным комитетом была успешно организована работа по поиску экспертов и анализу конкурсных проектов. И мне очень приятно отметить, что в качестве эксперта в конкурсе принял участие заместитель заведующего кафедрой «Бурение нефтяных и газовых скважин» Ухтинского государственного технического университета Буслаев Георгий Викторович.

По итогу были рассмотрены 103 заявки молодых ученых из 8 стран мира, в том числе 22 заявки из 13 университетов, 8 – из 6 Научно-исследовательских Центров и 18 – из 14 компаний.

География участников следующая: 64 % - российские ученые, 36 % - международные участники, в том числе из 6 стран мира: Китай, Корея, Иран Соединенные Штаты Америки, Белоруссия.

В процедуре оценки проектов участвовали 68 экспертов из 10 стран мира. По результатам экспертных оценок Экспертным комитетом были даны рекомендации жюри по награждению лауреатов конкурса.

Итоги конкурса были подведены на церемонии во время панельной дискуссии VIII Петербургского международного газового форума 03.10.2018 года (рисунок 14). Победителями конкурса стали ученые из Китая, призерами – российские и корейские участники. Обладателями специальных призов и сертификатов за достижения в области науки, технологий и инноваций стали конкурсанты из России, Беларуси, Китая и Кореи. Все участники и эксперты конкурса были награждены памятными дипломами.



Рисунок 14. Международный конкурс молодых ученых. Победители конкурса

Основные задачи и современное состояние исследований нефтегазовых пластовых систем в ПАО «Газпром»

Рассохин С. Г.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», РФ

Основными задачами исследований нефтегазовых пластовых систем месторождений природных углеводородов являются получение надежных достоверных данных, необходимых при подсчете запасов углеводородов и разработке проектных документов, построении геологических и гидродинамических моделей объектов, разработке эффективных технологий поиска, разведки и разработки месторождений, строительстве и эксплуатации ПХГ; обоснование коэффициентов извлечения углеводородов; разработка технологий повышения углеводородоотдачи месторождений; подготовка к освоению нетрадиционных ресурсов УВ; научно-аналитическое и информационное обеспечение принятия управленческих и технико-технологических решений.

Освоение углеводородных ресурсов на современном этапе сопряжено с ухудшением структуры сырьевой базы углеводородов: истощением высокопродуктивных запасов месторождений, вовлечением в разведку и разработку трудноизвлекаемых запасов, залежей сложного состава и строения, уменьшением размеров открываемых месторождений, увеличением глубин залегания продуктивных горизонтов, ухудшением фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и усложнением фазового состояния пластовых флюидов.

Важнейшими направлениями развития минерально-сырьевой базы ПАО «Газпром» в настоящее время являются:

- подготовка к освоению запасов надсеноманского, ачимовского и юрского нефтегазоносных комплексов Западной Сибири для поддержания уровней добычи действующих месторождений в зоне Единой системы газоснабжения (ЕСГ);
- завершение геологоразведочных работ и ввод в эксплуатацию месторождений Восточно-Сибирского региона (Чаяндинского, Ковыктинского НГКМ), являющихся ресурсной базой для формирования новых центров газодобычи и заполнения газопровода «Сила Сибири»;
- продолжение геологоразведочных работ на шельфе Российской Федерации с целью долгосрочного планирования производственной деятельности ПАО «Газпром».

Одним из мероприятий, направленных на повышение эффективности геологоразведочных работ, разработки месторождений, эксплуатации ПХГ, обоснованности подсчета запасов являются создание и развитие в ПАО «Газпром» вертикально-интегрированной Корпоративной системы работ с керновым материалом и пробами пластовых флюидов.

Элементы Корпоративной системы – это Корпоративный центр исследования пластовых систем (кern и флюиды), Корпоративное кернохранилище и флюидохранилище в составе ООО «Газпром ВНИИГАЗ», региональные научно-исследовательские центры и кернохранилища в городах Тюмень, Оренбург, Ухта, Ставрополь, недропользователи. Органом управления и координатором является администрация ПАО «Газпром».

Корпоративной системой обеспечивается комплекс полевых и лабораторных исследований кернового материала и проб пластовых флюидов, отбираемых из поисково-оценочных, разведочных и эксплуатационных скважин месторождений и ПХГ, а также длительное защищенное хранение керна и флюидов, формирование, исследование и хранение коллекций керна и проб флюидов по всем лицензионным участкам ПАО «Газпром».

Изменения структуры запасов углеводородов, смещение геологоразведочных работ в удаленные регионы (полуостров Ямал, Восточная Сибирь и Дальний Восток, континентальный шельф России), усложнение горно-геологических условий участков недр

ставит новые вызовы Корпоративной системе: повышаются требования к точности и достоверности параметров пластовых систем, детальности и обоснованности информации о процессах и изменениях в пластах месторождений, возникающих в процессе их эксплуатации, появляется необходимость разработки и внедрения новых методов отбора и исследования керна и проб флюидов, создания пробоотборного оборудования и более высокоточных измерительных приборов, комплексирования методов лабораторных и экспериментальных исследований и математического моделирования.

Для решения указанных вопросов и повышения эффективности функционирования и развития Корпоративной системы ПАО «Газпром» реализуются мероприятия организационного характера, а также планомерно ведутся научно-методические, опытно-конструкторские работы в научных подразделениях Корпоративной системы – ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и региональных научно-исследовательских центрах (рисунки 1-11).

Стратегические целевые показатели I уровня (Решение Совета Директоров ПАО «Газпром» от 12 июля 2006 г. №872)	
Величина общих запасов	не менее 29 трлн куб. м
Коэффициент восполнения запасов	не менее 100%
Реализация «Программы развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности на период до 2040 года»	
2002 – 2005 гг.	наращивание объемов ГРП и достижение паритета между объемами отбора углеводородов и их приростами
2006 – 2010 гг.	стабилизация прироста запасов, наращивание объемов ГРП, создание базы для перехода к расширенному воспроизводству
2011 – 2040 гг.	расширенное воспроизводство МСБ

Рисунок 1. Ключевые документы в области развития минерально-сырьевой базы ПАО «Газпром»



Рисунок 2. Геологоразведочная деятельность ПАО «Газпром»

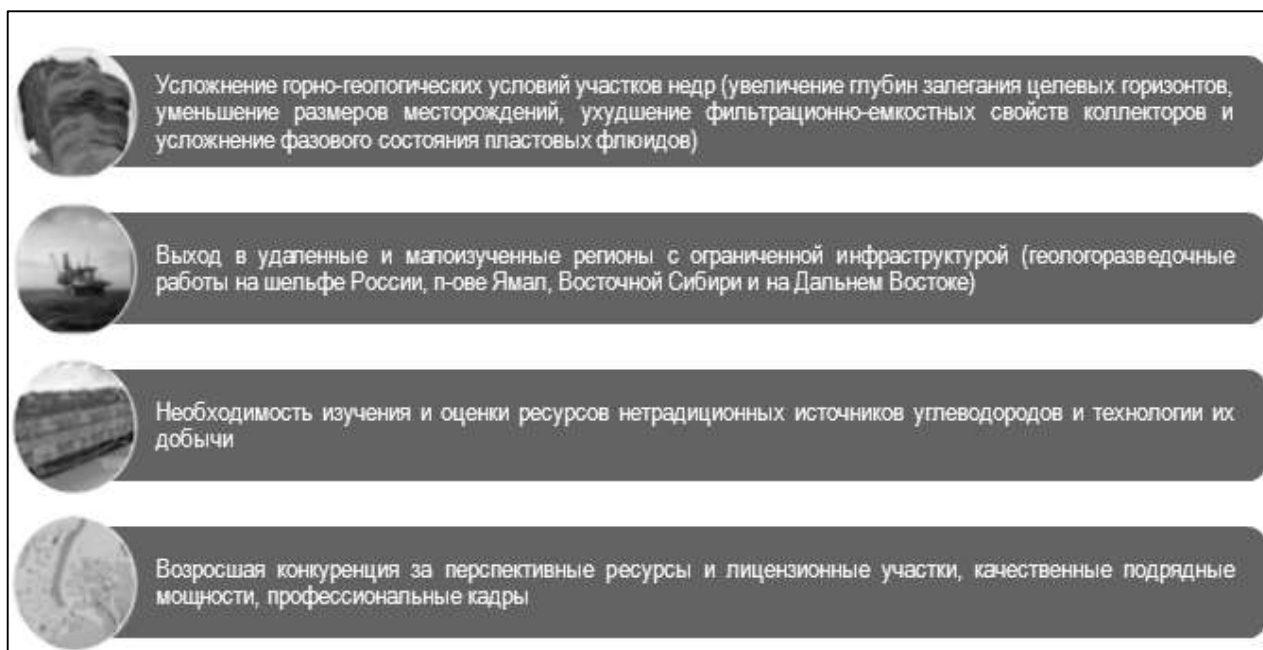


Рисунок 3. Современные условия геологоразведочной деятельности ПАО «Газпром»

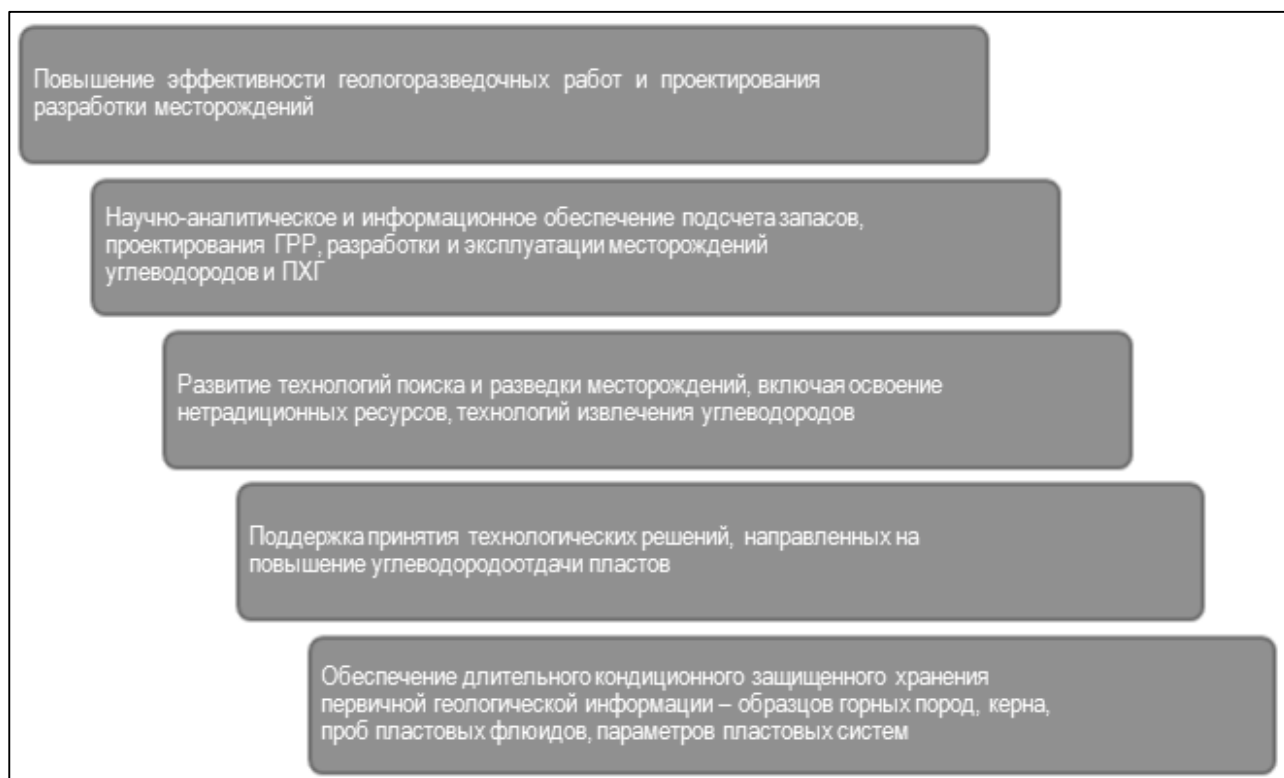


Рисунок 4. Задачи исследований нефтегазовых пластовых систем



Рисунок 5. Направления исследований нефтегазовых пластовых систем

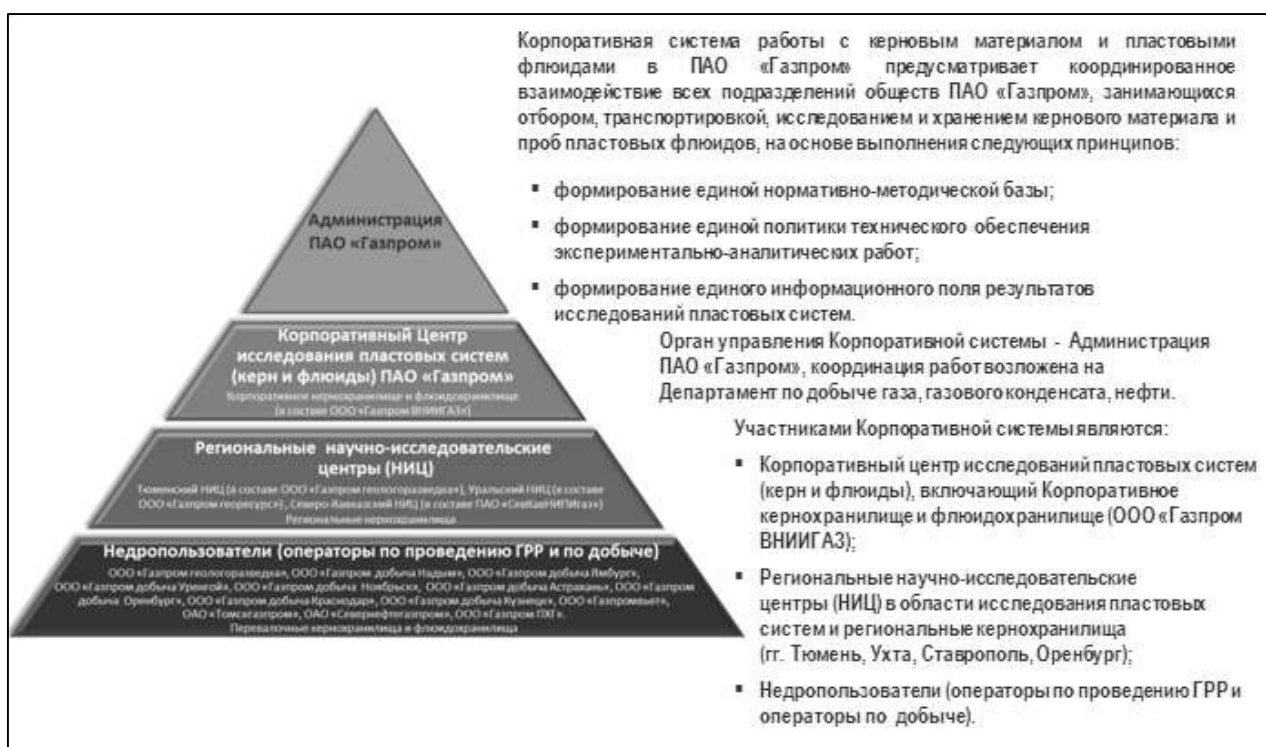


Рисунок 6. Структура и функции Корпоративной системы работ с ядровым материалом и пробами пластовых флюидов

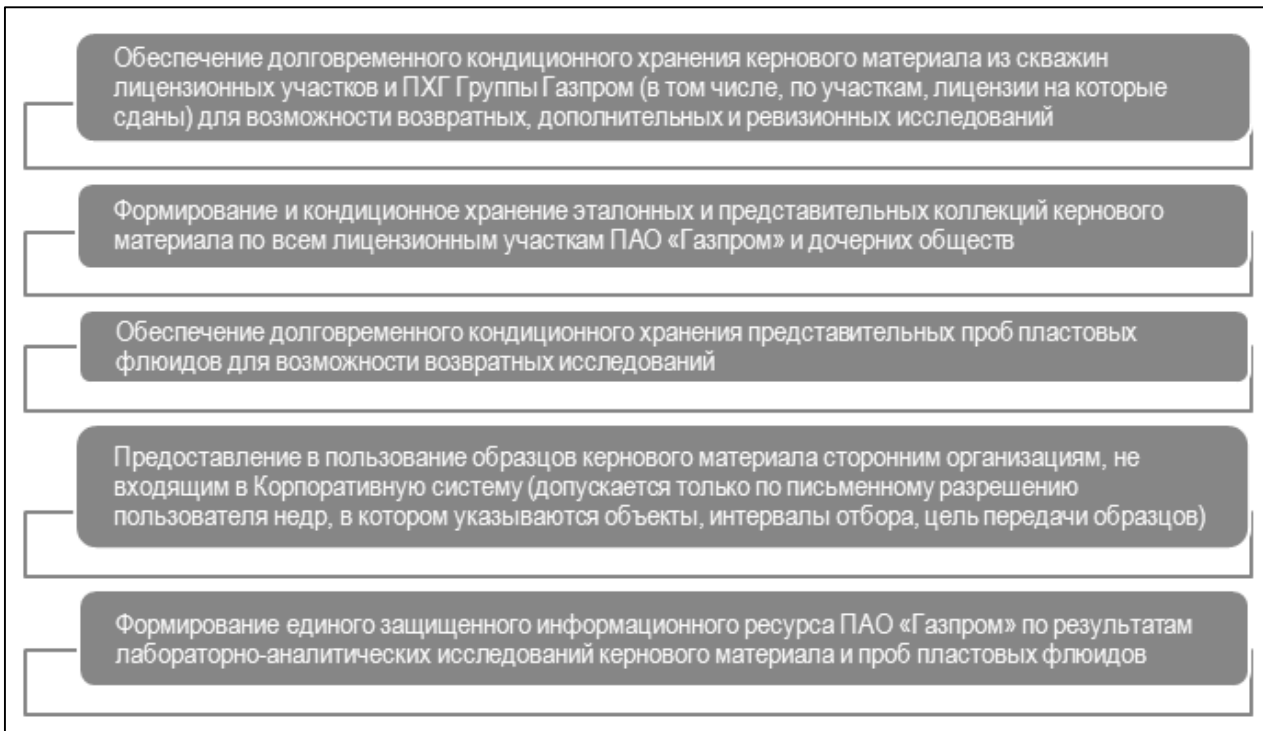


Рисунок 7. Основные задачи Корпоративной системы по обеспечению хранения и использования первичной геологической информации о недрах



Рисунок 8. О Корпоративной системе работ с керновым материалом и пробами пластовых флюидов ПАО «Газпром»



Рисунок 9. Актуальные проблемы исследований нефтегазовых пластовых систем

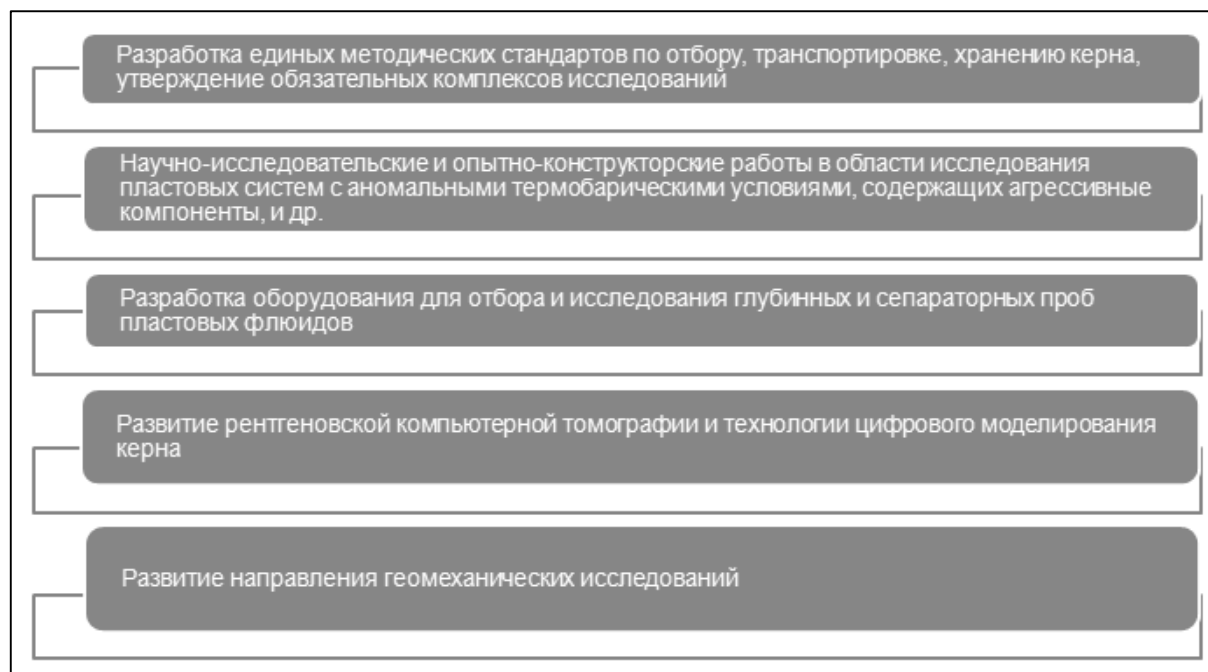


Рисунок 10. Перспективные направления исследований нефтегазовых пластовых систем

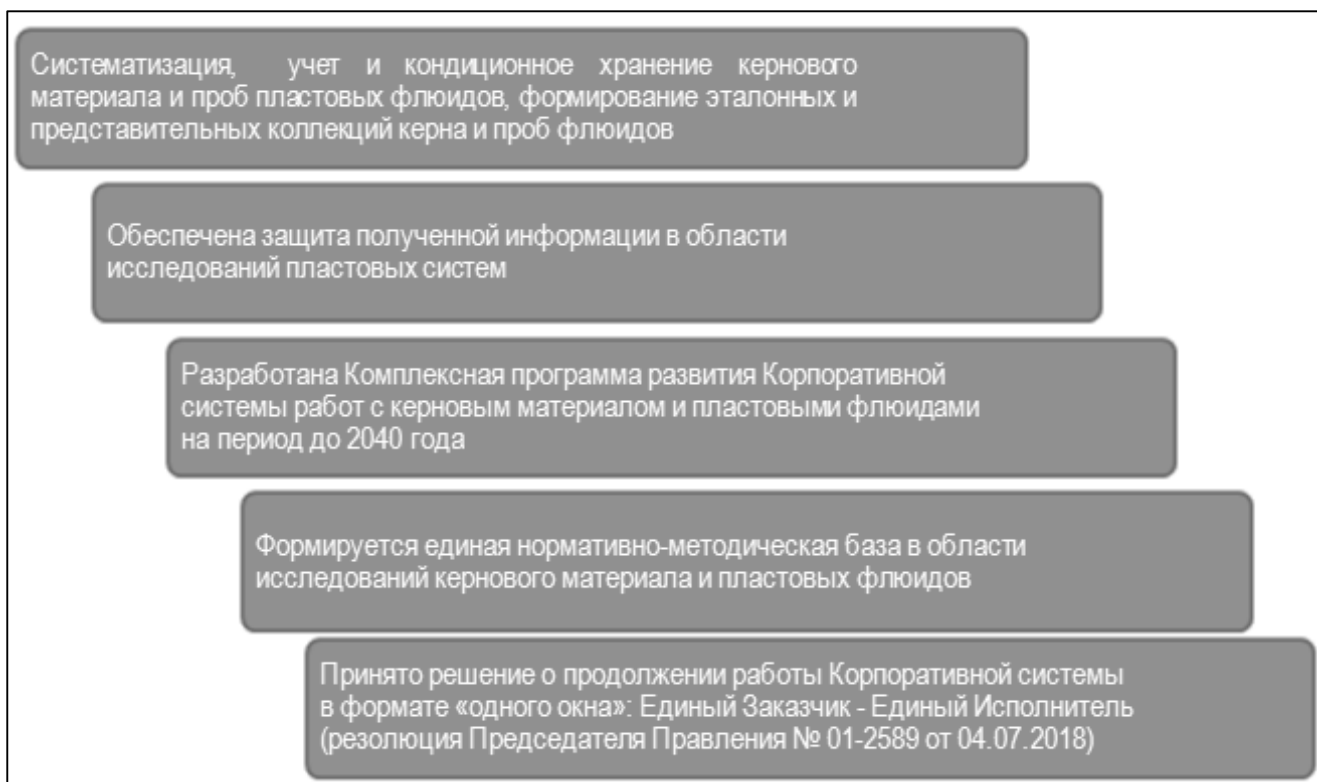


Рисунок 11. Основные достижения Корпоративной системы

УДК 553.98.04(470+571)(985)

Состояние ресурсной базы углеводородного сырья РФ и перспективные направления ГРП в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, включая акватории арктических морей

Мельников П. Н.¹, Грунис Е. Б.¹, Скворцов М. Б.¹, Лукова С. А.¹, Ростовщиков В. Б.²

1 – ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», г. Москва, РФ

2 – Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

Важнейшими характеристиками топливно-энергетического комплекса страны, определяющими возможности и уровни развития добычи УВ служит состояние, качественная структура запасов и степень промышленной освоенности сырьевой базы, а также перспективы и реальные объёмы подготовки новых запасов УВ, восполняющих их сокращение вследствие добычи. Состояние добычи, запасов и ресурсов нефти по нефтегазоносным провинциям РФ как по традиционным регионам нефтедобычи, так и по новым, приведены на рисунке 1.

Следует отметить, что на долю Западно-Сибирской, Волго-Уральской и Тимано-Печорской НГП приходится 98,8 % запасов и 99,5 % добычи нефти. По данным Минприроды обеспеченность добычи нефти (при ее добыче ориентировочно 520 млн т. в год) составляет 36 лет (запасы промышленных категорий) и 58 лет с учётом перевода запасов низших категорий в промышленные. Обеспеченность добычи газа (при уровне добычи 650 млрд м³ в год) составляет 76 лет, а с учётом перевода низких категорий – 112 лет. Однако надо признать, что существует реальная угроза дальнейшему развитию нефтегазового комплекса, обусловленная недостаточной обеспеченностью ее ресурсной базы. Сложившаяся неблагоприятная обстановка с подготовкой запасов обусловлена как объективными, так и субъективными факторами.

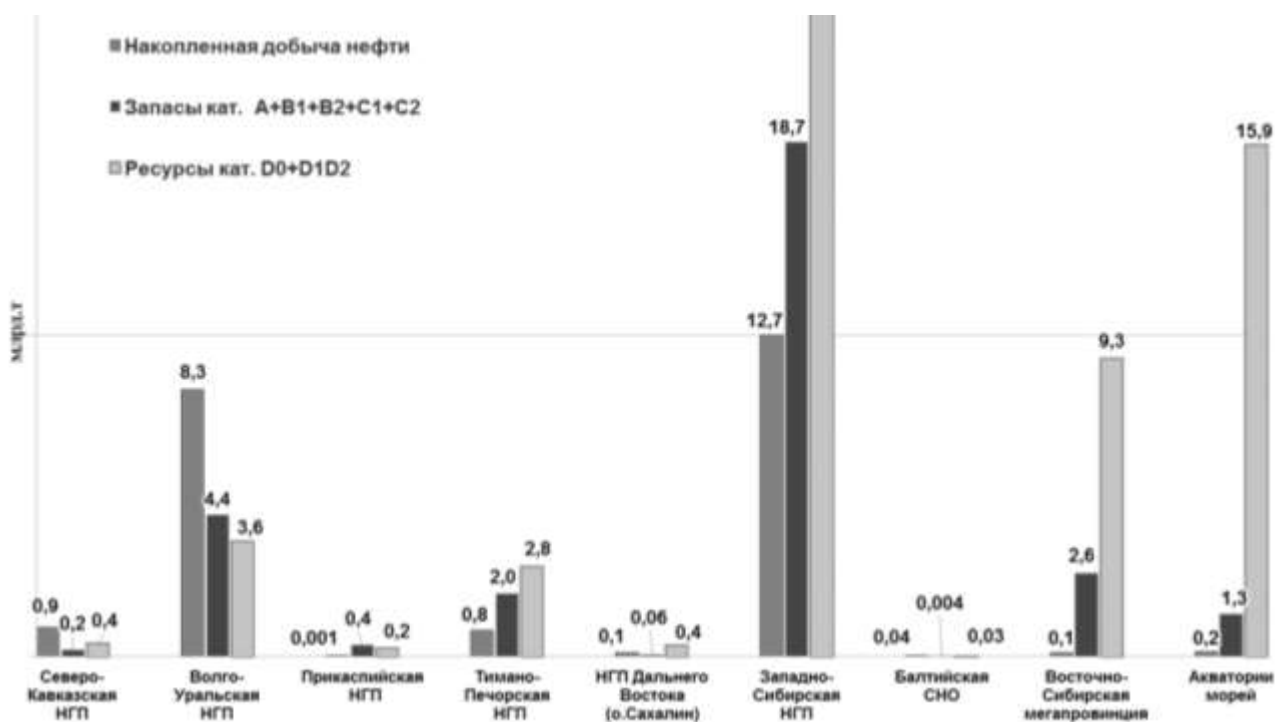


Рисунок 1. Добыча, запасы и ресурсы нефти нефтегазоносных провинций России (по состоянию на 01.01.2018)

Казалось бы, что в выгодном свете выглядит ресурсная база УВ России – 18,5 млрд т запасов кат. ABC₁ и 12 млрд т – кат. C₂, однако структура этих запасов оставляет желать намного лучшего. Более 64 % промышленных запасов относятся к категории трудноизвлекаемых. Сумма запасов нефти кат. ABC₁ за последние 25 лет сократилась на 600 млн т, правда следует отметить, что это уменьшение компенсирует прирост запасов кат. C₂ с 8,7 млрд т до 11,2 млрд т в 2018 году, но более 68 % из них относятся к трудноизвлекаемым. Сумма прогнозных ресурсов кат. D₁ и D₂ каждые 5 лет увеличивается на 3 млрд т, т. е. на 6-7 %, но приращённые ресурсы, прогнозируемые в неохваченных ранее подсчётах на стадиях регионального этапа ГРП, не вовлекаются в опоскование, т. к. находятся в нераспределённом фонде недр, а государство поисковыми работами не занимается, что по нашему мнению является серьёзным препятствием для развития минерально-сырьевой базы УВ.

Динамика затрат на проведение ГРП на нефть и газ за счет средств федерального бюджета и недропользователей на территории РФ и на ее акваториях морей в период с 2004 по 2018 гг. приведены на рисунке 2.

По данным различных экспертов в России вложения в ГРП примерно в 2 раза ниже среднемировых. Имеет место также невыполнение государством положений «Стратегии развития геологической отрасли», где было предусмотрено, что вложения недропользователей в ГРП порядка 90 %, а государство – 10 %, но фактически вклад государства составляет не более 3%. Созданное положение трудно объяснить, учитывая, что 70 % бюджета Российской Федерации пополняется за счёт добычи и экспорта УВ. С 2010 г. по 2018 г. бюджет РФ получил более половины триллиона рублей по итогам аукционов и конкурсов на углеводородное сырье. Неоправданный отказ государства от подготовки запасов промышленных категорий и от необходимости наращивания государственного резерва и передачи этих функций недропользователям не всегда отвечает интересам государства.

Состояние лицензирования на УВ-сырье на территории РФ свидетельствует, что к нераспределённому фонду недр относится всего 4,8 % запасов нефти, 3,5 % – свободного газа от общих запасов всех категорий России. По состоянию на 01.10.2018 г. на УВ-сырье выдано 3678 лицензий, в том числе пользователям недр – 2108 (тип НЭ), 1059 (тип НР), 475

(тип НП) и 36 лицензиями владеет АО «Росгеология» для проведения на них ГРП за счёт средств федерального бюджета. В тоже время лицензировано только 34 % площади нефтеперспективных земель. В основном это участки с прогнозными и перспективными ресурсами. Для повышения заинтересованности пользователей недр этими участками необходимо проведение значительных объёмов региональных работ с целью перевода ресурсов в высшие категории (D₀, D_л).

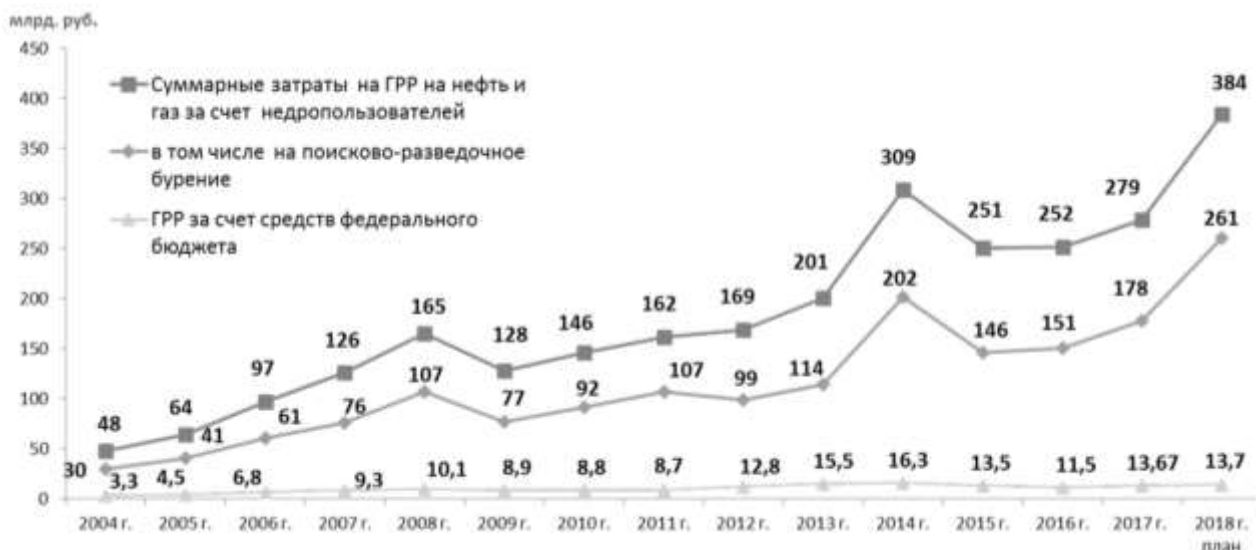


Рисунок 2. Динамика затрат на проведение ГРП на нефть и газ за счет средств федерального бюджета и пользователей недр на территории РФ и на ее акваториях морей в период 2004-2017 гг. и планы на 2018 г.

Состояние геолого-геофизической изученности РФ сегодня имеет ярко выраженный лоскутно-лицензионный характер и не случайно, что основной объем прироста новых запасов осуществляется за счёт доразведки уже открытых месторождений, а также реализации способа прироста запасов путём пересчёта известных ранее балансовых и забалансовых запасов, в том числе за счёт увеличения КИН, что приводит к искажению показателей ГРП. В России сложилась ситуация при которой несколько ВИНК практически контролируют весь сырьевой рынок, т. к. им передана львиная доля разведанных запасов, подготовленная до 1994 г. без каких-либо условий государственного регулирования. Поэтому возлагать большие надежды на их заинтересованность в развитии ресурсной базы и на вложение значительных инвестиций в проведение ГРП не приходится, т. к. уровни обеспеченности их запасами не ниже, а зачастую выше уровней обеспеченности западных компаний.

Основными направлениями по наращиванию ресурсной базы РФ мы считаем следующие:

- изучение малоизученных краевых частей провинций в традиционных районах нефтедобычи за счёт средств федерального бюджета;
- глубокозалегающих горизонтов (рифей-венд, кристаллический фундамент);
- нетрадиционных источников УВ;

В новых районах нефтедобычи изучение перспективных зон:

- Восточной Сибири;
- Республики Саха (Якутия);
- акваторий арктических и внутренних морей;
- бортовой части Прикаспийской впадины и Предуральский краевой прогиб.

За счёт средств компаний-недропользователей в традиционных районах нефтедобычи:

- открытие новых мелких и средних по запасам УВ месторождений в краевых частях провинций;
- подготовка к освоению нетрадиционных залежей УВ в баженовско-абалакском

комплексе и отложениях доманикового типа;

- повышение КИН на разрабатываемых месторождениях.

Отмечая низкую эффективность ГРП в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) и активность недропользователей необходима разработка комплекса мер, включающих установление на законодательном уровне возможности применения повышающих коэффициентов к расходам по поиску и оценке месторождений УВ при исчислении налога на прибыль и расходам по геологоразведочной деятельности.

Прогноз добычи нефти до 2035 г. в соответствии с Энергетической стратегией РФ предусматривает уровень добычи нефти к 2031 г. до 555 млн т с тенденцией дальнейшего снижения (рисунок 3).

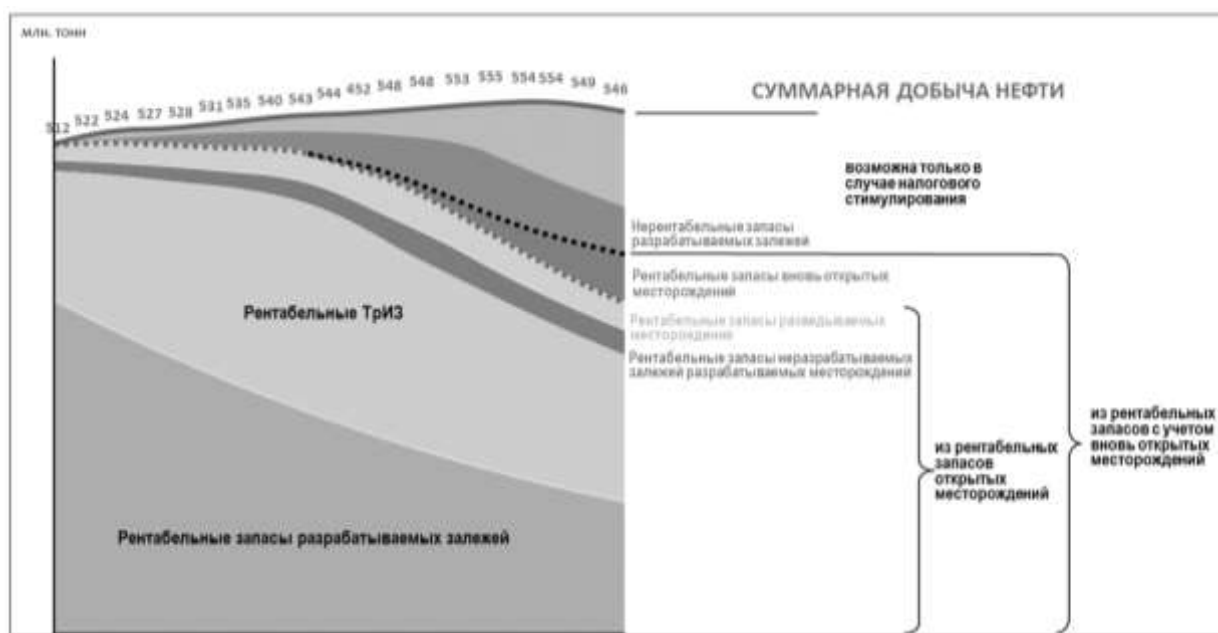


Рисунок 3. Прогноз добычи нефти до 2035 года

Негативным моментом, по нашему мнению, является и непродуманность вопроса акционирования геологоразведочных предприятий, и прежде, всего отраслевых научно-исследовательских институтов. Наука в своей природе конкурентна, но слабо адаптирована к условиям рынка. Может быть целесообразно, сегодня создать крупный единый государственный научный центр на базе ведущего института ВНИГНИ, охватывающего весь спектр вопросов поиска, разведки и разработки УВ-сырья, в состав которого вошли бы все отраслевые институты (как например, во Франции, Норвегии и т. д.). Передача институтов в АО и ВИНК ориентирует их на решение, в основном, корпоративных задач по площадям лицензионных участков, несмотря на резкое сокращение финансирования крупных обобщающих работ по изучению перспектив нефтегазоносности России в целом.

Эффективность и необходимость проведения обобщающих исследований можно показать на примере Тимано-Печорской НГП, которая отличается не только сложным геологическим строением и многообразием разнотипных залежей УВ, но и значительным диапазоном физико-химических свойств жидких УВ – от лёгких конденсатов до тяжёлых нефтей, вплоть до битумных образований. К сожалению, и здесь к трудноизвлекаемым запасам относится более 68 % всех запасов.

К основным направлениям поисков новых месторождений УВ относятся:

а) по нефти:

- среднеордовикско-нижнедевонский НГК в пределах Большеземельского палеосвода;
- пермско-триасовый терригенный НГК в пределах северной части Тимано-Печорской НГП и ее арктическом продолжении;

- визейско-нижнепермский НГК на всей территории провинции и ее арктическом продолжении.

б) по газу и нефти:

- нефтегазоносные комплексы Предуральяского прогиба;

- зоны мелководного шельфа арктических морей на продолжении структур 1-го и 2-го порядков.

Среднеордовикско-нижнедевонский НГК (рисунок 4) является перспективным в районах Денисовской впадины на Лайско-Лодминском поднятии и Хорейверской впадине на Большеземельском своде, где имеет место широкое развитие структурно-стратиграфических и органогенных ловушек.



Рисунок 4. Нефтяной потенциал среднеордовикско-нижнедевонского НГК

Важной задачей является прогнозирование и количественная оценка перспектив нефтегазоносности и одновременно должна быть разработана методика и технология выявления и опоскование скрытых ловушек.

Нефтегазовый потенциал пермско-триасового терригенного НГК.

Актуальность. Высокая перспективность малоизученного надкарбонатного пермско-триасово-юрского комплекса доказана единичными открытиями месторождений в пределах континентальной части, а также на шельфе от мелких до уникальных (Харьягинское, Лабаганское, Южно-Торавейское, Северо-Гуляевское, Варандей-море, Поморское и др.). Как правило, эти открытия имели эпизодический характер и в континентальной части являлись попутными.

Особенности:

- 30 % осадочного наполнения;

- небольшие глубины, широкое многообразие ловушек (литологических, структурных, комбинированных);

- как правило, открытие залежей УВ являлись сопутствующими в процессе разведки более глубоких горизонтов;
- открытие целого ряда залежей УВ, особенно в арктической части Тимано-Печорской НГП (Песчаноозерское, Приразломное и др.) говорят о высоком потенциале этого комплекса.

Специалистами кафедры ПР МПИ УГТУ предложена модель формирования дельтовых отложений в раннепермское время (рисунок 5) механизм их формирования фиксируется на сейсмических разрезах и подтверждается данными бурения (Западно-Коротайхинская, 2). Аналогичная запись имеется на региональном профиле в Ижма-Печорской впадине на Тобышском валу.

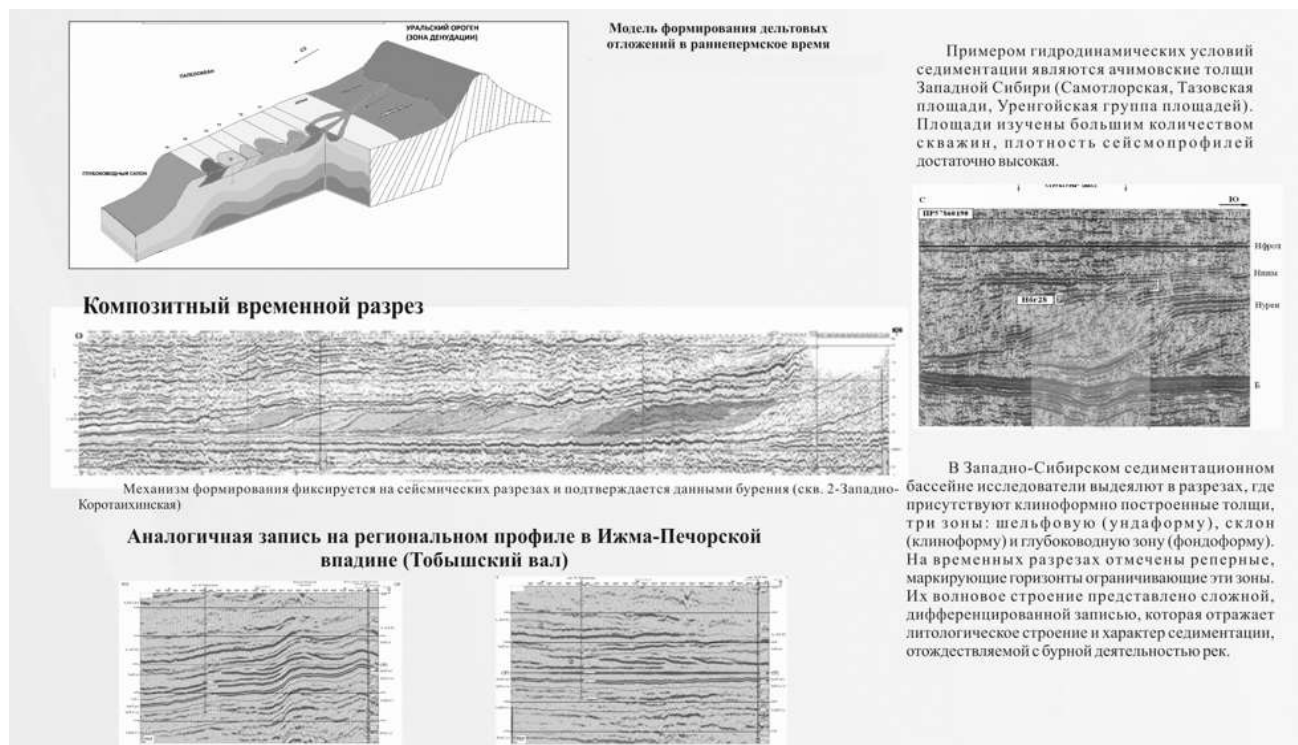


Рисунок 5. Нефтяной потенциал пермско-триасового НГК (Маракова И. А., 2018)

Аналогом могут служить ачимовские толщи Западной Сибири (Самотлорская, Тазовская площади, Уренгойская группа площадей).

УВ-потенциал Предуральского краевого прогиба.

В состав Предуральского прогиба входят: Воркутское поперечное поднятие, Косью-Роговская, Большесынинская и Верхнепечорская впадины, Среднепечорское поперечное поднятие и гряда Чернышева. Площадь краевого прогиба составляет 100 тыс. км².

Внутренняя зона прогиба представляет собой сложнопостроенную чешуйчато-надвиговую область шириной 30-60 км и протяжённостью более 1000 км, которая частично перекрыта гранитно-гнейсовым козырьком со стороны Урала. Внутренняя зона прогиба состоит из высокоамплитудных надвиговых структур, зачастую крупных размеров. Перспективны отложения от силура до верхней перми.

Оценка прогнозных ресурсов газа составляет более 3-х трлн м³, которые сосредоточены в следующих структурно-тектонических зонах и НГК.

В настоящее время принципиально доказана генетическая связь Предуральского краевого прогиба с Прикаспийской впадиной. Соединение Прикаспийской впадины и Мраковской депрессии происходило по Ново-Алексеевскому прогибу, чётко прослеживаемому от рифея до перми включительно, т. е. условия катагенеза, генерации и аккумуляции УВ были идентичными с условиями Прикаспийской впадины. В пределах Мраковской и Бельской впадин уже открыто более 30 месторождений УВ различного морфогенетического типа.

В Косью-Роговской впадине в Прилемвинской и Верхнегрубеюской чешуйчато-надвиговых дислокациях имеются крупные поднадвиговые структуры.

В пределах *гряды Чернышева* особого внимания заслуживает автохтонная часть Хоседаюского вала. Достижимые для бурения глубины и значительные размеры по площади и амплитуде делают этот объект высокоперспективным по отложениям верхнего, нижнего девона и силура.

Среднепечорское поперечное поднятие характеризуется сложным строением и высокими перспективами, что подтверждается наличием рифогенных образований в доманиково-турнейском НГК, мощных песчаных пластов в нижележащих среднедевонско-нижнефаменских отложениях и открытым крупным Западно-Соплесским газоконденсатным месторождением.

Верхнепечорская впадина является наиболее актуальной и перспективной по открытию здесь крупных залежей газа и конденсата. В Сарьюдинской складчато-чешуйчатой зоне прогнозируется наличие крупных структурно-тектонических объектов надвигового и поднадвигового типа с развитием трещинно-кавернозных коллекторов тектонодинамического и гипергенного генезиса.

На юго-востоке Республики Коми возможность дополнительного прироста запасов УВ может быть связана с комплексной интерпретацией старых и дополнительных новых съёмки на большей части площади Омра-Лузской седловины для доразведки северного продолжения Мичаю-Пашнинского вала, трассирование грабенов пространственно контролирующей залежи в девоне Омра-Сойвенского, Джебольского, Велью-Тэбукского НГР. Здесь вероятны новые открытия в терригенных коллекторах клиноформных толщ заполнения, развитых на склонах органогенных верхнедевонских рифов в Джебольском и отчасти Омра-Сойвинском районах и на юго-востоке Ухта-Ижемского вала. Отметим и выгодную перспективность нефтегазоносности Верхнепечорской депрессии по отложениям карбона и верхнего девона (Западно-Вуктыльский участок), а также трассирование верхнекаменноугольно-пермских врезов, выполненных хорошо отсортированными песчаниками заполненными нефтью.

Заслуживает более глубокого изучения и рифей-вендский комплекс Тимано-Печорской НПП, сложенный осадочно-вулканогенными образованиями мощностью 11-16 км, который должен внести значительные изменения в сторону увеличения ресурсной базы провинции.

Обоснование перспектив нефтегазоносности доманиковых и доманикоидных литофаций и выбор участков для лицензирования (рисунок 6).

В последние годы во ВНИГНИ одним из приоритетных направлений работ является изучение нетрадиционных источников УВ, в частности верхнедевонских отложений доманикового типа, развитых в составе верхнедевонско-турнейского осадочного комплекса Тимано-Печорской НПП, проводимое под научным руководством Н. К. Фортунатовой.

Учитывая нетрадиционность объектов изучения, в рамках этих работ проводились и проводятся в настоящее время специальные геолого-геофизические и геохимические исследования, направленные на изучение высокоуглеродистых отложений доманикового типа.

В пределах Хорейверской впадины выполнена оценка ресурсов УВ методом бассейнового моделирования. Геологические ресурсы составили 9,3 млрд т., извлекаемые – 279 млн т.

Проведено нефтегеологическое районирование отложений доманикового типа, а также выделено 16 лицензионных участков.

Надо отметить, что в проблеме запасов и добычи, как сланцевой нефти, так и газа в США много пиара. Себестоимость добычи нетрадиционных источников УВ ещё значительно превышает традиционные, причём США является абсолютным монополистом дорогого разведочного и добывающего оборудования и новых технологий. Следует отметить, что значительный затратный механизм складывается из необходимости бурения большого количества скважин (скважины короткоживущие, из-за частого проведения ГРП), специальной обработки закачиваемого керамического песка, воды и т. д. и существующие

показатели стоимости добычи нетрадиционных источников недостаточно надёжны. Однако, сланцевая нефть стала основным источником роста добычи нефти в США (Пермский бассейн, Баккен, Игл Форд).



Рисунок 6. Перспективы нефтегазоносности доманиковых и доманикоидных литофаций и выбор участков для лицензирования

Суммарный объем добычи сланцевой нефти в 2017 году составил около 5,5 млн барр в сутки, что составило 60 % от общей добычи нефти или 237 млн т. Мы попытались установить генетическую сущность происхождения УВ в доманиковых отложениях. Анализируя схему проявлений магматизма (платформенные магматические вариации и формации внутренней вулканогенной зоны Тимано-Уральского подвижного пояса) и карту результатов комплексного анализа органического вещества в породах доманикового горизонта следует отметить, что повышенное содержание органического вещества приурочено к зонам проявления магматизма, и может быть объяснено тем, что процессы нефтеобразования и нефтегазонакопления в доманиковых отложениях связаны с историей становления земной коры региона, магматизмом, деструкцией, образованием сквозных зон проницаемости, протеканием флюидодинамических и гидротермальных процессов, обеспечивающих условия для формирования восстановленных систем, их миграции и локализации. Нельзя исключать то, что в условиях проявления палеовулканизма возможны условия парагенезиса УВ, так как исходные компоненты системы (CO_2 , H_2O , температура, давление) имеются. Механизм образования УВ более масштабен, чем термодинамический простой, многоступенчатый термолиз органики в изолированных осадочных толщах.

Наличие вулканического пепла (пластов вулканического пепла) отмечено в керне Пермского бассейна, Баккен, Игл Форд (США), Сюаньчен (КНР), в баженовской свите (район Сургута, правобережье и левобережье реки Оби), в керне доманика Тимано-Печорской и Волго-Уральской НГП. Известно, что вулканическая активность содействует размножению и

обеспечивает материальную основу УВ, влияет на среду формирования нефтегазоматеринских пород и ускоряет эволюцию нефти и газа (высокая температура, давление, присутствие микроэлементов) способствует образованию органических ламинарных водорослевых текстур отложений, чередующиеся слои отложений, которые облегчают миграцию и хранение УВ. Она также способствует сохранению органического вещества – восстановительная обстановка для ускорения захоронения органического углерода. Большинство основных сланцевых нефтяных и газовых залежей приурочены к слоям вулканического пепла, а по времени образования – к массовым вымираниям органического мира, включающим пять крупнейших: 1 – конец ордовикского периода (~ 450 млн лет назад), 2 – поздняя эпоха девонского периода (~ 377 млн лет), 3-25 млн лет назад в поздней перми.

Образование черных сланцев в эти периоды были сходны, т. к. обусловлены внедрением магмы, повышением температуры воды, подкислением океанов и вымиранием морских организмов из-за содержания двуокси углерода. Периоды глобальных вымираний сменялись периодами интенсивного размножения водорослевых организмов в морях и озёрах, что способствовало обогащению органического вещества и увеличению биологической продуктивности. Магматическая активность, содержащая большое количество высокотемпературных и высоконапорных геотермальных жидкостей, изменяет локальное поле температуры и давления, ускоряя созревание и эволюцию исходных органических веществ, ускоряя при этом процесс образования нефти и газа. Магматическая активность, сопровождающаяся гидротермальным извержением богатым CO₂, CH₄ и других газов является источником УВ и таких как N, Si, P, Fe, Zn, Mn, Ni, V их обеспечивают материальную основу.

На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

1. Вулканическая деятельность способствует обогащению органического вещества и повышает биологическую активность в палеогеографических условиях.

2. Вулканический пепел формируя туфы с одной стороны, вызывает цветение водорослей и поглощает CO₂ в светопроводящем слое, с другой – вызывает перенасыщение CaCO₃ которое способствует интерактивному осаждению слоёв хемогенной карбонатной породы и слоёв органического происхождения. В результате чего образуются межслойные трещины, позволяющие сохранять и одновременно транспортировать органическое вещество.

3. Обстановка после извержения вулканов приводит к возникновению кислородно-дефицитных событий, тем самым понижая окисление и деградацию органического вещества, что способствует его эффективному сохранению.

Мы все понимаем важность начала работ по масштабному освоению нетрадиционных и трудноизвлекаемых запасов УВ, недаром технологии по их освоению попали в первоочередные американские санкции. Понятно также и то, что в нынешних кризисных условиях и ближайшем будущем ожидать их рентабельного освоения не приходится. Однако кризисы не вечны, и к неизбежному новому росту надо подойти в полной готовности, вооружившись собственными новыми технологиями. Нельзя в очередной раз упускать время, чтобы вновь не оказаться у «разбитого корыта».

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

УДК 622.276:532.63:547.217.3

Разработка технологии по определению краевого угла смачиваемости с использованием нонана (C₉H₂₀) при разработке месторождений углеводородов

Вавилов С. А., Печерин В. Н., Паршин М. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

Краевой угол смачиваемости оказывает одно из решающих влияний на нефтегазоконденсатную отдачу пласта.

Имеется масса методов оказания влияния на нефтегазовый коллектор для того, чтобы получить удовлетворяющий приток углеводородного сырья. Но для всех этих методов, необходимо постановление такой задачи, как задача по контролю смачиваемости пород коллекторов, которая недостижима без нахождения реальной смачиваемости коллектора водой и углеводородом.

Краевой угол смачиваемости внутри поровой поверхности породы – это важный параметр, от которого зависит норматив разработки любого месторождения в залежах.

Большое разнообразие методов оценки смачиваемости свидетельствует об отсутствии универсального метода и о неопределенности области их использования.

Система порода–нефть–вода является целостной природной системой, в которой все компоненты взаимодействуют друг с другом. Существуют прямые и косвенные методы определения оценки смачиваемости. Прямые методы дают количественную характеристику смачиваемости, косвенные – качественную характеристику. К прямым количественным методам определения смачиваемости относятся: определение краевого угла смачивания (θ), метод изотермической сушки. К косвенным методам относятся: метод Амотта, метод USBM, метод адсорбции воды, ОСТ 39-180-85 (Метод центрифугирование в воде), кривые капиллярного давления, капиллярная пропитка, кривые относительной фазовой проницаемости, метод ядерно-магнитного резонанса, адсорбция метиленовой сини (метиленовой голубой).

Одним из основных методов измерения краевого угла смачиваемости является оптический метод, сюда входят такие методы как: полуугловой метод, круговой метод, эллиптический метод и тангенциальный метод. Важным фактором в оптическом методе является то, что поверхность исследуемого объекта (керн) должна быть надлежащим образом очищена непосредственно перед измерениями угла контакта. Образец следует размещать строго в горизонтальном положении. Но этот метод не применим к измерению краевого угла смачиваемости на керне в реальных условиях, так как шероховатость, поры, микротрещины, физико-химическая неоднородность поверхности будут оказывать сильное воздействие на измерение краевого угла смачиваемости керна

Другим методом, позволяющим оценивать смачиваемость твердой поверхности двумя несмешивающимися жидкостями, является метод исследования контактного угла, образованного межфазной границей флюидов с твердой поверхностью (патент США 7952698). Основными недостатками известного метода являются длительное время, необходимое для достижения равновесного контактного угла (до 1000 часов).

Альтернативным методом измерения краевого угла смачиваемости является метод Амотта, но он также имеет ряд недостатков, таких как нечувствительность вблизи нейтральной смачиваемости, ограничения по контактному углу смачивания, зависимость от начальной насыщенности образца, применение только к не рыхлым образцам.

Задача технологии – решить вопрос влияния таких факторов как шероховатость, поры, микротрещины, физико-химическая неоднородность поверхности.

Эти неоднородности приводят к проявлению гистерезиса смачивания, который играет огромную роль в реальных средах. Гистерезисом смачивания называется способность жидкости иметь при контакте с твердым телом несколько устойчивых (метастабильных) статических краевых углов, отличных от равновесного (термодинамического) значения

(проявляющийся при смачивании: краевой угол в точке соприкосновения поверхности жидкости с сухой поверхностью твердого тела имеет величину большую, чем при соприкосновении с поверхностью того же тела, предварительно смоченной). Даже при соблюдении постоянных термодинамических условий одна и та же капля жидкости на одной и той же поверхности будет иметь различные статические углы смачивания в зависимости от условий ее формирования.

Для осуществления этого способа предлагается использование метода полупроницаемой мембраны (ОСТ 39-204-86). Керна насыщается дистиллированной водой, а также после проведения измерений с использованием воды, керн насыщается нонаном, и проводятся повторные измерения. Этот метод должен стать более информативным и точным, чем другие методы.

Недостатком этого метода является его значительная продолжительность времени получения результата, а также необходимость правильного проведения промежуточных измерений.

Расчеты результатов измерений производятся по усовершенствованной нами формуле Жюрена, определяющей высоту поднятия жидкости в капиллярах.

Для получения результата необходимо построить кривые капиллярного давления по воде и с использованием нонана. По полученному графику определяются капиллярные давления воды и нонана ($P_{кв}$, $P_{кн}$) соответствующие одной и той же степени насыщенности как по нонану, так и по воде.

Методика проведения исследования:

1) Отбор образцов керна.

На выбор образцов керна влияют такие параметры как размер, 30 на 30 мм, отсутствие деформации, трещин, каверн, плотная структура породы, хорошая проницаемость и пористость.

2) Насыщение образцов керна дистиллированной водой.

Керн насыщается дистиллированной водой до 100 % насыщенности. Для контроля степени насыщения использовалась следующая формула:

$$K = \left(\frac{m_n - m_c}{\frac{\rho}{V_{пор}}} \right) * 100 \% \quad (1)$$

где K – коэффициент насыщения (%);

m_n – вес насыщенного образца керна (кг);

m_c – вес сухого образца керна (кг);

$V_{пор}$ – объем пор керна (m^3);

ρ – плотность жидкости ($кг/м^3$).

3) Последовательное денасыщение керна.

Денасыщение проводится по методу полупроницаемой мембраны.

Осуществляется постепенное повышение давления с низких значений до высоких, чтобы вытеснить жидкость из капилляров образцов керна под известными значениями давления. Метод полупроницаемой мембраны ОСТ 39-204-86 основан на дренировании подвижного флюида из образца породы через полупроницаемую мембрану в результате создания избыточного давления в десатурационной камере капиллярметра. Образец породы подвергается воздействию давления заданной величины до момента стабилизации водонасыщенности образца.

По окончании данного процесса фиксируется изменение веса образца, после чего цикл повторяется на более высоком уровне давления. Эта процедура моделирует начальное вытеснение воды из осадочной породы нефтью или газом и позволяет напрямую определить зависимость водонасыщенности образцов от капиллярного давления. Ступени давления были выбраны в соответствии с рекомендациями руководства эксплуатации капиллярметра.

4) Проведение измерения остаточной водонасыщенности.

Для определения остаточной водонасыщенности образца керна используется формула 1. Во избежание высыхания образцов во время взвешивания керн помещается в бюксы, после чего снова в камеру капилляриметра.

5) Построение графика кривых капиллярного давления.

Осуществляется на основании полученных данных капиллярного давления и коэффициента остаточной водонасыщенности.

В результате измерений строится график зависимости коэффициента водонасыщенности и давления, при котором уровень жидкости капилляра в образце керна остается постоянным.

6) Построение кривых капиллярного давления при насыщении образцов керна нонаном (C_9H_{20}) и водой. Два графика сводятся в одном рисунке, и по полученным кривым вычисляются необходимые значения капиллярного давления, которые необходимы в формуле, для вычисления краевого угла смачиваемости.

7) Насыщение нонаном (C_9H_{20}) производилось аналогично пунктам 2 и 3.

В конечном итоге был построен график зависимости коэффициента водонасыщенности от давления, при котором уровень жидкости капилляра в образце керна остается постоянным.

8) Для получения необходимых значений строится совмещенный график кривых капиллярного давления воды и нонана.

9) Используя совмещенный график кривых капиллярного давления по воде и нонану, определяются данные, которые позволяют решить выведенное нами уравнение по определению краевого угла смачиваемости и определить $\cos\theta$, то есть угол между необходимой нам насыщающей жидкостью и керном.

Выводы:

Данная технология решает вопрос с такими влияющими факторами на определение краевого угла смачиваемости, как шероховатость, поры, микротрещины, физико-химическая неоднородность поверхности. Позволит получать более точные данные, используемые в подсчете запасов углеводородов, а также технологий повышения нефтегазоотдачи месторождения. Следующий этап – измерение краевого угла смачиваемости с помощью эталонных методов измерения. Подтверждение точности и выявления погрешности разрабатываемого метода.

Библиографический список

1. Групповой гравиметрический капилляриметр ПИК-ГГК: руководство по эксплуатации ГЕОЛ 277.00.00.000 РЭ. – Новосибирск, 2015.
2. Кузнецов В. Г. Литология. Осадочные горные породы и их изучение: учебное пособие для вузов / В. Г. Кузнецов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 511 с.: ил.
3. ОСТ 39-204-86. Нефть. Метод лабораторного определения остаточной водонасыщенности коллекторов нефти и газа по зависимости насыщенности от капиллярного давления.
4. Руководство по эксплуатации ГЕОЛ 299.00.00.000 РЭ. Установка для насыщения образцов керна (сатуратор) ПИК-СК.

УДК 551.734.5:553.98.041(470.13)

Верхнедевонские рифы и аномалии северо-запада Тимано-Печорской провинции в связи с перспективами нефтегазоносности

Заборовская В. В.¹, Богданов Б. П.²

1 – Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

2 – ООО «ТП НИЦ», г. Ухта, РК, РФ

Ареал современной промышленной нефтегазоносности доманиково-турнейского комплекса Восточно-Европейской платформы ограничивается некомпенсированным бассейном и обрамляющими его барьерными рифами доманикового возраста.

Явно выраженный некомпенсированный бассейн на большей части территории провинции заложился в раннедоманиковом время и развивался в восточных ее частях вплоть до визейского века. Ложе некомпенсированной впадины на глубоководном шельфе выполнялось кремнисто-глинисто-битуминозными осадками. По обрамлению впадины формировались терригенно-карбонатные осадки мелководного шельфа с барьерными рифами, разделяющими названные шельфы. Своеобразной особенностью бассейна являлось то, что и внутри некомпенсированной впадины на морфологически выраженных локальных участках морского дна могли формироваться одиночные рифы в виде атолловидных построек, карбонатных банок, одиночных рифов, как это произошло, в частности, на Северо-Командиршорской структуре Денисовской впадины.

При опoisковании локальных структур Шапкина-Юрьяхинского вала Денисовской впадины глубоким бурением было установлено, что смена депрессионных разрезов доманикового горизонта на мелководные может происходить между Среднесерчейюской и Южно-Шапкинской структурами. Рифовый разрез доманикового горизонта вскрыт к востоку на Северо-Командиршорской (скв. 1) и Среднехарьягинской площадях, что позволило некоторым исследователям предположить, что через эти площади в субширотном направлении протягивается барьерный риф одноименного возраста. Такое предположение выглядело весьма сомнительно в сопоставлении с разрезами скважин 1, 3, 4 Лаявожской площади, где, по нашим представлениям, по данным промысловой геофизики выделялись доманикоидные образования, перекрытые толщей заполнения. Позднее при бурении скважины 11-Северный Командиршор, расположенной восточнее скважины 1 на простирации гипотетического доманикового барьера, на глубине 4210-4250 м были вскрыты доманикоидные образования, перекрытые в интервале 4151-4210 м толщей заполнения, что уже однозначно указывало на отсутствие доманикового барьера на Северном Командиршоре. На ограниченные размеры доманиковой постройки в районе скв. 1-Северный Командиршор указывали и данные сейсморазведки, по которым характерная для рифов волновая картина наблюдалась уверенно только вблизи скв. 1.

По соотношению разрезов скважин Северо-Командиршорской площади можно полагать, что высота доманиковой постройки составляет не менее 100 м. В скважине 1-Северный Командиршор доманиковый риф перекрывается барьерным рифом сирачойского (воронежского) возраста, который протягивается с Пашшорской площади на Среднехарьягинскую и уходит далее на северо-восток к рифовой зоне Центрально-Хорейверского поднятия. Ситуация, когда барьерный риф сирачойского возраста накладывается на одиночные доманиковые постройки, встречается в провинции довольно часто.

Установление принадлежности построек доманикового возраста на Пашшорской, Северо-Командиршорской, Среднехарьягинской к типу одиночных свидетельствует о том, что некомпенсированный бассейн этого возраста простирался к северу от названных площадей.

Результаты глубокого бурения в совокупности с данными сейсморазведочных работ по северу Денисовской впадины позволяют предположить, что северная граница некомпенсированного прогиба доманикового возраста может проходить по южному склону Носового палеоподнятия, обрамляя с севера Усть-Печорскую депрессию. В пробуренной в пределах палеоподнятия параметрической скв. 1-Носовая в интервале 3679-3760 м, отвечающему верхнедоманиковому надгоризонту, по комплексу ГИС выделяется толща массивных проницаемых карбонатных отложений, которую с учетом волновой картины по профилю Р-IV можно отнести к рифогенной постройке. Ниже этой толщи в интервалах 3764-3792, 3807-3832 м можно видеть доманикоиды среднего и нижнего доманика, разделенные толщей заполнения.

К юго-востоку и юго-западу от этой скважины доманиковый горизонт вскрыт скважинами № 50-Западно-Хыльчюуская (интервал 3773-3852 м), 1-Восточно-Василковская (интервал 3872-3966 м), 1-Восточно-Ванейвисская (интервал 3958-4063 м). Анализ кернового материала, промыслово-геофизических данных, фильтрационно-емкостных

параметров, определяемых по результатам опробования в совокупности с наблюдаемой волновой картиной на временных разрезах, показывает, что названные скважины располагаются в зоне мелководных фаций, в том числе рифовых, обрамляющей с севера и запада глубокоую Усть-Печорскую депрессию, заполнявшуюся в раннем палеозое и продолжавшую интенсивно прогибаться до доманикового времени. Рифовые образования в виде характерных сейсмических аномалий наблюдаются на временных разрезах профилей.

Рифовая зона представляет собой цепочку массивов, иногда расположенных кулисообразно, которые протягиваются с широты Восточного Ванейвиса до Западного Хыльчую. Расположение массивов находит отражение на картах в виде увеличения Δt между отражающими горизонтами в кровле и подошве доманика. С учетом принятых интервальных скоростей высота построек достигает 100 – 120 м. По характеру строения зоны можно полагать, что в этой части Денисовской впадины намечена зона рифов раннедоманикового возраста неустановленного типа.

Предлагаемая модель доманикового бассейна севера Денисовской впадины делает понятными вскрытые скважинами 1, 3, 4, 5-Лаявож разрезы отложений. Скважина 1 отложения доманикового горизонта вскрыла в интервале 4074-4212 м. Нижняя часть его (интервал 4200-4212 м) представлена аргиллитами с пиритовыми стяжениями, известняком темно-серым битуминозным. Скважина 5 на глубине 3934 м вскрыла зону катастрофического поглощения промывочной жидкости и была ликвидирована по техническим причинам, не выполнив геологического назначения. По данным сейсморазведочных работ в районе скважины 5 отмечается аномалия волнового поля, которую можно отождествить с рифовой постройкой доманикового возраста, имеющей ограниченные размеры (3x8 км). По всей видимости, скважина вскрыла верхнюю наиболее закарстованную часть этой постройки. Просмотр временных разрезов прошлых лет дал основания полагать, что на обширной территории севера Денисовской впадины от Северо-Командиршорской площади до Носовой, от Восточного Ванейвиса до Западного Хыльчую на площади 11 тыс. кв. км имеются предпосылки обнаружения подобных объектов, поэтому здесь следует целенаправленно искать и готовить рифовые ловушки в отложениях доманикового горизонта.

В первом десятилетии XXI века в наименее изученной северной части ИПВ были дополнительно отработаны региональные сейсмические профили в объеме 600 п. км, комплексный анализ которых в совокупности с переобработанными профилями прежних лет в объеме свыше 800 п. км и данными бурения 50 глубоких скважин позволил пересмотреть устоявшуюся модель доманиковых отложений, с которыми связаны все залежи нефти центральной части Ижма-Печорской впадины: Низевое, Макарьельское, Верхневольминское, Щельяюрское, Демаельское, - приуроченные к зонам барьерных рифов доманикового возраста.

Проведенный нами дополнительный анализ разрезов скважин северо-востока впадины на Кипиевской ступени показал, что в них один-два цикла доманикового горизонта представлены известняками и вторичными доломитами рифогенного облика, отличающимися от рифов доманика Низевого и вышеназванных месторождений несколькими меньшими толщинами (80-140 м), но также имеющими коллекторские интервалы. В скважине 232-Пелемецкая такой разрез имеет толщину 30 м. Эти разрезы занимают значительную часть Кипиевской ступени протяженностью до 200 км и шириной до 30 км, что можно было бы определить как карбонатную платформу неясной типовой принадлежности. Однако сейсмические профили МОГТ-2D позволяют кардинально уточнить строение этой платформы. На временных разрезах на локальных структурах Чаркаюской, Восточно-Чаркаюской, Северо-Чаркаюской, Чаркаю-Луньвожской между отражающими горизонтами III_d (подошва доманика) и III_f₂ (кровля доманика) выделяются аномалии сейсмической записи типа «риф». Пространственное расположение таких аномалий в совокупности со структурным планом по ОГ III_f₂ (кровля доманика) позволяет выделить на Кипиевской ступени карбонатную платформу в районе скважин 1- Западно-Созьвинская, 50-Восточно-Созьвинская, 1-Лебединская, 1-Малолебединская, обрамленную с

запада нижнедоманиковым, с востока - ниже-среднедоманиковыми рифами. На юге платформа продолжается барьерным рифом ранне-среднедоманикового возраста, который соединяет Северо-Чаркаюскую, Восточно-Чаркаюскую, Чаркаю-Луньвожскую структуры, протягиваясь далее на юго-запад на Кипиево, Брыкаланск, Макарьель. На юге ступени локализуется Чаркаюская атолловидная постройка с внутренней лагуной, рифовое обрамление которой составляют Ульвожская, Чаркаюская, Южно-Чаркаюская структуры, являющиеся отдельными рифовыми массивами такого обрамления.

При прослеживании на северо-запад карбонатной платформы мы использовали временные разрезы региональных и поисковых сейсмических профилей МОГТ-2D и имеющиеся глубокие скважины: 1-Дзелядевская, 1-Янгытская, 1-Новый Бор, 1, 2-Хариусная, 1-Большепупльская, 97-Северо-Тобышская, 22,23-Нижнетобышские, 7, 14-Чернореченские, 4-Верховская и др. На временных разрезах названных региональных сейсмических профилей ИПВ к северу от Низевого, Верхневольминского нефтяных месторождений вновь появились аномалии сейсмической записи, которые интерпретаторы В. А. Стенина, А. Л. Кунько связывали с органогенными постройками. Проведенный нами анализ временных разрезов показал, что не все из этих аномалий похожи на аномалии типа «риф», но в то же время на разрезах мы выделили дополнительные аномалии, которые отвечают «рифовым» критериям. Рассмотренные сейсмические профили отработаны через перечисленные выше скважины или находятся вблизи них. До этого момента большинство геологов, занимавшихся изучением доманиковых отложений, считало или соглашалось, что доманиковые отложения всех названных скважин относятся к зарифовым фациям. Мы же по форме аномалий сейсмической записи, по особенностям их площадного распространения, предположили их именно рифовый характер – барьерный или одиночный. А для такого предположения необходимым условием является наличие на рассматриваемой территории с профилями и скважинами депрессионных доманикоидных отложений. Мы предположили, что депрессионные доманикоидные отложения толщиной в первые метры вскрыты в скважинах 1-Большепупльская (интервал 1105-1115 м), 2-Хариусная (интервал 998-1003 м), 1-Новый Бор (интервал 1700-1718 м), 1- Янгытская (интервал 1971-1979 м), не освещенные керном.

Такое предположение опирается на визуальное сходство каротажных диаграмм названных скважин с каротажными диаграммами маломощных (тонких) разрезов доманикоидных отложений рудкинского горизонта Центральной России, скважин Харьягинского месторождения и, самое главное, на разрез скважины 4-Верховская, где на уровне доманикового горизонта в интервале 305-313 м вскрыты и охарактеризованы керном известняки битуминозные, глинистые, глины черно-серые известковистые, расслаивающиеся на тонкие листочки. Перекрываются эти породы глинами серо-зелеными, мергелями, известняками глинистыми бургского горизонта, т. е. типичными для толщ заполнения породами.

Определив фациальную принадлежность пород доманикового горизонта в скважинах, нанеся скважины и сейсмические профили с аномалиями типа «риф» на карту аномального гравитационного поля, на карту аномального магнитного поля, мы определенным образом соединили рифовые сейсмофации, исходя из их морфологии, пространственного размещения, из нашего знания, что в бассейне седиментации могут быть барьерные рифы, атолловидные постройки, карбонатные платформы, одиночные рифы, приуроченные к границам тектонических блоков байкальского фундамента, четко картируемых сейсморазведкой МОГТ-2D, грави- и магниторазведкой.

На составленной нами «схематической сейсмофациальной модели доманикового горизонта севера Ижма – Печорской впадины» выделен нижнедоманиковый барьерный риф, северный фрагмент которого протягивается вдоль восточного склона Тимана от Эшмесской структуры, где вскрыт на восточном ее склоне скважинами 7, 14-Чернокедвинские, на Верховскую структуру к западу от скважины 4-Верховская, далее к востоку от скважин 22, 23-Нижнетобышские. К северу от скважины 1-Большепупльская барьер поворачивает на восток, юго-восток, оставляя к северу Седухинскую структуру, проходит через скважину

232-Пылемецкая (интервал 1660-1688 м) и обрамляет с запада Лебединскую карбонатную платформу через скважины 1-Западно-Созьвинская, 50-Восточно-Созьвинская.

Внутри нижнедоманиковой глубоководной впадины по определенным критериям, в том числе по принадлежности к рельефным блокам фундамента выделены Верхнетобышская, Чаркаюская атолловидные постройки с внутренними лагунами, одиночные рифы.

Совершенно очевидно, что любые седиментационные, сейсмофациальные и иные модели отложений могут быть востребованы, если несут в себе понимаемые недропользователями перспективы нефтегазоносности. На востоке рассматриваемой территории до того момента, пока часть ее не была залицензирована, было пробурено свыше десятка скважин, не давших промышленных притоков нефти. Проведенный при составлении данной модели доманиковых отложений анализ бурения, опробования и испытания скважин, анализ коллекторов и их насыщения показал, что залежи нефти в доманиковых карбонатах должны быть на Северо-Чаркаюской, Восточно-Чаркаюской, Чаркаюской, Южно-Чаркаюской структурах, что рационально проверить, расконсервировав пробуренные здесь скважины. Другие скважины на карбонатной платформе и рифах оказались пробуренными вне ловушек углеводородов, отчего закономерно оказались непродуктивными.

Предлагаемую модель Ижма-Печорской впадины можно называть футуристичной, желанной и желаемой, но она опирается на серьезные фактические данные и критерии, которые мы выработали за 50 лет. На примере доманикового барьерного рифа на протяжении 180 км от Низевой его структуры до Южно-Седмесской насчитывается до 15 значимых структур, на которых открыто 7 нефтяных месторождений, а остальные структуры в бурение не вводились или недоизучены сетью профилей достаточной плотности и информативности. То есть, можно полагать, что на 100 километров рифового барьера доманикового возраста приходится 12 структур, 50 % которых фактически нефтеносны, а остальные 50 % – вероятно нефтеносны. Общее число рифовых локальных объектов впадины на площади 5 тыс. кв. км может составить около 150 единиц, что может явиться существенной базой для прироста запасов. Для вовлечения в лицензирование земель нераспределенного фонда недр севера Денисовской и Ижма-Печорской впадин обосновано наличие здесь доманиковых рифов на площади 16 тыс. кв. км.

На самом деле материковой частью Тимано-Печорской провинции перспективы обнаружения верхнедевонских рифов не заканчиваются – эти рифы должны быть на пространстве всего Баренцева моря, закрывающего водой значительную плитную часть севера Восточно-Европейской платформы, ограниченную от Шпицбергена до Новой Земли Восточно-Европейским барьерным рифом среднерифейско-раннепермского возраста высотой до 5 тыс. м.

УДК 553.98.041:551.734

Перспективы выявления новых залежей нефти в нижнефранских пластах Б, П и А в северной части Ухта-Ижемского вала

Сенин С. В.¹, Попова Е. В.¹, Решетникова Е. А.¹, Фатеев В. С.²

1 – ООО «Тимано-Печорский научно-исследовательский центр», г. Ухта, РК, РФ

2 – ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», г. Усинск, РК, РФ

В настоящее время Ухта-Ижемский вал известен старейшими месторождениями, играющими немалую роль в экономике страны. Таковыми являются Нижнечутинское, Крохальское, Западно-Крохальское, Изъель-Петровское, Чибьюское. Их нефтегазоносность связана только со среднедевонско-нижнефранским НГК. Девонские отложения со стратиграфическим и угловым несогласием залегают на протерозойском фундаменте и перекрываются четвертичными отложениями. Кровлю фундамента на исследуемой территории вскрывает очень большое количество скважин (около 1000). По этим скважинам

в силу исторических причин не проводились промыслово-геофизические исследования. Данный недостаток отчасти компенсируется большими объемами отбора керна, по которому на момент бурения были выполнены детальные стратиграфические разбивки разрезов скважин. Для проведения исследований большая значимость отводится также отчетам и буровым журналам 1930-80 гг.

Девонские поддоманиковые отложения содержат продуктивные пласты Б, П и А, являющиеся объектами исследования в данной работе.

На исследуемой территории **пласт Б** представлен в объеме песчано-глинистой пачки, стратиграфически расположенной между пластом П и базальтами джьерской туфо-базальто-диабазовой толщи, и трансгрессивно залегающей на последних или на фундаменте в случае отсутствия базальтов.

Литологически пласт Б представлен, в основном, чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов с туфогенной примесью. Песчаники пласта Б в керне скважин зеленовато-серые, серые, коричневатые-серые, кварцевые, мелкозернистые, реже с примесью гравия и гальки, с прослоями гравелитов. Толщины песчаников изменяются от первых метров до 6-8 м при средних значениях 2-5 м. В скв. 141-Чомкосаельская толщина песчаников пласта Б достигает 10 м.

Пласт Б имеет признаки нефтенасыщения. Так, в песчаниках скв. 307-Водный (инт. 208-209 м) и в скважинах Чомкосаельской площади отмечено нефтенасыщение; в скважинах 125,128-Лачельские песчаники также нефтенасыщенны; в скв. 290-Чибью песчаники битуминозные. Следует отметить, что сведения о продуктивности пласта Б очень немногочисленные и отрывочные по причине отсутствия керна из этой части разреза. Пористость песчаников пласта Б на Лыаельской площади составляет 24 %.

Пласт П выделяется в основании нижнетиманского подгоризонта в объеме песчано-глинистой пачки, трансгрессивно залегающей на подстилающих вулканогенных образованиях или терригенных отложениях пласта Б.

В нижней части пласта П преобладают средне-мелкозернистые песчаники. Вверх по разрезу происходит утонение обломочного материала, нарастание глинистости. Верхняя часть пласта наиболее глинистая, представлена алевролитистыми аргиллитами, переслаивающимися с тонкозернистыми глинистыми песчаниками и алевролитами. Для пласта П характерно присутствие туфогенного материала, прослойки туффитов, туфопесчаников и туфопелитов, что придает этой части разреза густозеленую или голубоватую окраску.

Песчаная пачка пласта П в керне скважин представлена ритмичным чередованием песчаников серых и зеленовато-серых, кварцевых, неравномерно глинистых в виде присутствия линзовидных, тонких прослоек аргиллита, косослоистых, разнозернистых от крупно- до мелкозернистых, с гравийной примесью, битуминозных или с нефтепроявлениями, зеленовато-серых, неравномерно глинистых алевролитов и аргиллитов. Толщина песчаников пласта П варьирует в пределах 5-10 м, уменьшаясь до 0 м. Но в отдельных скважинах и участках отчетлива тенденция к увеличению этого значения – в скв. 77-Водный толщина пласта составляет 25,4 м, а в скв. 327-Водный достигает значения 57 м.

Нефтенасыщенность и битуминозность песчаников отмечены на многих изучаемых площадях. Например, в скв. 11-Тиманская в инт. 594-595 м подняты песчаники пропитанные нефтью. Их пористость на Чибьюской площади меняется от 13 до 33%, на Нижнечутинской площади составляет 16-37 %.

В кровле нижнетиманской подсвиты прослеживается маркирующий **пласт А**. На исследуемой территории он представлен как терригенными, так и карбонатными породами. В керне скважин подняты песчаники светло-серые, буровато-серые, серовато-коричневые, мелко-среднезернистые, местами битуминозные, нефтенасыщенные, пористые с примесью туфогенного материала, иногда с прослойками песчаников алевролитистых. Пористость песчаников пласта А на Лыаельской площади составляет 24 %. Толщина песчаников пласта А изменяются от первых метров (Тиманская, Нижнечутинская, Ярегская

площади) до 24 м (Водный промысел). Средние значения толщин составляют 3-6 м. Пласт А имеет признаки нефтенасыщения и битуминозности. Так, на Нижнечутинской площади во многих скважинах песчаники пласта А нефтенасыщенны, при их опробовании получен продукт. В скв. 607-Чибыюская песчаник битуминозный, а на Зеленецком месторождении пласт А содержит залежи нефти.

Прогнозирование залежей нефти в пластах А, II и Б нижнефранского возраста основаны в первую очередь на благоприятных резервуарных предпосылках, а именно, на наличии достаточно мощных пластов песчаников, которые перекрываются глинистыми пластами, выделяющимися внутри тиманских отложений. Совмещение этих критериев со структурными построениями позволило выявить несколько возможных нефтеперспективных объектов на исследуемой территории.

В песчаниках пласта Б наличие нефтяных скоплений ожидается на Западно-Ухтинской и Доманиковой площадях (рисунок 1).

Прогнозируемая залежь на **Западно-Ухтинской площади** литологически и тектонически экранированная. На севере залежь, по-видимому, соединяется с одновозрастной залежью Нижнечутинского месторождения.

На **Доманиковой площади** залежи ожидаются в обоих куполах, спрогнозированных по результатам структурно-поискового бурения. Залежи неполнопластовые сводовые.

В пласте II прогнозируются нефтяные скопления на Западно-Чибыюской, Западно-Ухтинской площадях, а также в пределах Ярегского месторождения (рисунок 2).



Рисунок 1. Прогнозируемые залежи в песчаниках пласта Б



Рисунок 2. Прогнозируемые залежи в песчаниках пласта II

На **Западно-Чибыюской площади** залежь выделена на основании присутствия нефтенасыщенных песчаников в разрезе скважин 5 и 6-Бальнеологические, а также нефтепроявлений в керне крелиусной скважины 254-Чибыюская. С запада и с востока залежь экранируется разрывными нарушениями, предполагаемыми по данным сейсморазведки (Федотов, 2009).

Западно-Ухтинская прогнозируемая залежь выделяется на основании получения притока нефти с водой в скважине 5Ю-Западно-Ухтинская и наличия нефтенасыщенных песчаников в керне скважины 20-пр-I. Скопление в данном плане практически совпадает с одноименной залежью в песчаниках пласта А. С юго-запада залежь отделяется от Ярегского месторождения посредством разрывного нарушения с амплитудой около 20 м и является тектонически и литологически экранированной. Общая толщина песчаников варьирует от 5 до 15 м. Вдоль восточного ограничения залежи выделяется зона литологического замещения песчаников II пласта, и проходит область литологического экранирования.

На **Ярегском месторождении** запасы залежи во II пласте не оценивались и государственным балансом не учтены. При этом небольшие притоки нефти (до 5 т/сут) из песчаников II пласта в некоторых скважинах были получены. Широко распространены битуминозность или нефтенасыщенность керна из II пласта (скв. 48, 49, 70, 72-74-Ярегские). Очевидно, что здесь имеется залежь нефти, по-видимому, являющаяся продолжением одновозрастной залежи на Лыаёльской площади. При этом морфология залежи не ясна.

Помимо этого, хорошие перспективы наличия залежей отмечаются на **Западно-Ярегской площади**, где толщины песчаников пласта II достигают наибольших величин на всей исследуемой территории – 50 м. Однако, структурный план данного района в силу отсутствия данных сейсморазведки и спорадической разбуренности совершенно неясен, и выделение залежей на данной стадии изученности не представляется возможным.

В пласте А прогнозируется три залежи нефти: на Западно-Ухтинской, Доманиковой, а также на Ярегской площади (рисунок 3).



Рисунок 3. Прогнозируемые залежи в пласте А

Западно-Ухтинская ожидаемая залежь является тектонически и литологически экранированной с запада. На северо-западе данная залежь, по-видимому, соединяется с одновозрастной залежью Нижнеучтинского месторождения. Указанная залежь при подсчете запасов была ограничена с юго-востока условными прямыми линиями, которые авторами статьи приняты в качестве замыкания Западно-Ухтинской залежи.

На **Доманиковой площади** структурно-поисковым бурением было предположено наличие двух небольших брахиантиклинальных складок. Развитие пласта А прогнозируется только на северной складке. Толщины песчаников пласта А на Доманиковой площади варьируют в пределах 5-10 м, что превышает высоту ловушки. Тип залежи – неполнопластовая сводовая.

Помимо этого, в пласте А ожидается наличие нефтяных залежей на **Ярегской площади**, в контуре собственно Ярегского месторождения. Данный прогноз основывается на наличии нефтепроявлений в пласте А в скважинах I (№№ 48, 49) и III шахтных полей (скважины №№ 70, 72, 73, 74).

Таким образом, выполненный анализ предпосылок наличия залежей нефти показывает, что на исследуемой территории может быть еще выявлено значительное количество ее скоплений. Наибольшее количество скоплений – три, ожидается на Западно-Ухтинской площади, где развиты все три рассматриваемых пласта песчаников А, II, Б. Три небольших по площади залежи могут быть выявлены на Доманиковой площади.

Перспективы выявления залежей имеются на Западно-Ярегской площади и пределах собственно Ярегского месторождения – в пластах А и II.

Помимо этого, широкое распространение песчаников по всей площади исследуемого

района свидетельствует о благоприятных перспективах наличия скоплений УВ. Но при современной крайне низкой геологической и, главным образом, геофизической изученности локализация ожидаемых залежей пока не представляется возможной.

УДК 552.578.2.061.43

Химическое восстановление сульфатов и формирование карстовых нефтегазоносных резервуаров

Петухов А. В.

Санкт-Петербургский государственный университет, г. Санкт-Петербург, РФ

В настоящее время установлено, что к месторождениям с трещиноватыми карбонатными коллекторами относится значительная часть мировых запасов и объемов добычи нефти, и газа. Широко известны регионы и страны, где поиски, разведка и разработка нефти и газа связаны с трещинными карбонатными резервуарами. Это Ближний и Средний Восток, Северный Кавказ, Прикаспийская впадина, Европейский северо-восток России, Восточная Сибирь, Иран, Ирак, Саудовская Аравия, Сирия, Алжир, Венесуэла, Мексика, Казахстан, США, Канада, и др. Гигантские скопления углеводородов Восточной Сибири в виде двух крупнейших нефтегазоконденсатных месторождений, Курумбинского и Юрубчено-Тохомского, были обнаружены в древнейшем рифейском карбонатном каверново-трещинном массиве, характеризующемся чрезвычайной сложностью строения. Промысловая практика показывает, что эффективность поисково-разведочных работ и освоения залежей углеводородов (УВ) в трещинных карбонатных коллекторах гораздо ниже, чем в традиционных коллекторах порового типа. Залежи УВ в карбонатных резервуарах трещинного типа вполне правомерно относят к сложнопостроенным, а их запасы – к трудноизвлекаемым. Поиски, разведка и разработка таких залежей значительно затруднены из-за резкой изменчивости фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и избирательного развития высокопроницаемых участков [5].

Карбонатные породы отличает от других нефтегазоносных толщ их способность растворяться с формированием пустот различных форм и размеров, играющих значительную роль, как в емкостной, так и фильтрационной составляющей коллекторов. Образующиеся в результате действия агрессивных флюидов, так называемые карстовые коллекторы характеризуются наиболее высокой фильтрационной и емкостной неоднородностью. Это связано с преимущественным движением растворяющих вод в карбонатных толщах по развитым системам тектонических трещин и избирательным выщелачиванием пород с последующим заполнением многих пустот обломочным материалом и минеральными новообразованиями. Поэтому карстовые карбонатные резервуары отличаются своеобразными специфическими чертами геологического строения, характерными только для этих геологических образований. Для того чтобы получить реальное представление об этом типе коллектора, на рисунке 1 показана зарисовка разведочного шурфа, пройденного в закарстованных карбонатных породах Ижемского месторождения асфальтита, расположенного в Тимано-Печорской провинции.

Карст – это процесс химического и отчасти механического воздействия подземных и поверхностных внерусловых вод на растворимые горные породы. Под карстом понимается как сам процесс, так и совокупность создаваемых им подземных и поверхностных скульптурных и аккумулятивных форм.

Карст представляет собой единство растворения, транспорта и аккумуляции вещества. Он может развиваться лишь при следующих основных условиях: 1) наличии растворимых в воде горных пород; 2) их способности пропускать через себя воду; 3) наличии движущейся воды; 4) ее способности растворять данные породы.

В пределах многих нефтегазоносных бассейнов широко распространены карстовые коллекторы в карбонатных породах. При проходке их скважинами обычно наблюдаются

интенсивные поглощения промывочной жидкости, резкое увеличение скорости проходки и провалы бурового инструмента до нескольких метров.

Первоначально нефтегазоносные карстовые карбонатные коллекторы считали палеокарстовыми. Предполагалось, что они возникают только в период континентальных перерывов за счет действия пресных вод в зоне активной циркуляции, а также за счет пластово-карстово-трещинных вод артезианских бассейнов. Однако позднее работами гидрогеологов было показано, что углекислота, образующаяся при разрушении нефтяных месторождений, способствует развитию карстовых процессов. Еще большее значение имеет процесс восстановления сульфат-иона в присутствии углеводородов. Он сопровождается окислением и осернением нефти, а также обогащением карстово-пластовых вод сероводородом (H_2S) и углекислотой (CO_2). Совместно эти кислые газы более интенсивно участвуют в процессах растворения карбонатных пород. Теоретически доказано, подтверждено экспериментами, а также показано на конкретных месторождениях, что в присутствии H_2S способность водных растворов, содержащих CO_2 , транспортировать кальцит сильно возрастает. В местах возникновения сероводорода растворы становятся крайне агрессивными по отношению к карбонату кальция и способствуют интенсивному образованию карста [4]. В качестве подтверждения этого можно назвать месторождения сероводородсодержащих газов и сернистых нефтей, связанные с карбонатно-сульфатными комплексами. Это сульфатно-карбонатные толщи цехштейна – междуречье Везера и Эмса (Германия), девона – Западная Канада, нижнего и верхнего палеозоя – Приуралье и Поволжье (Россия), верхней юры молодых платформ Евразии (Франция, Восточная Туркмения, Западный Узбекистан, Иран, Афганистан) и многие другие.

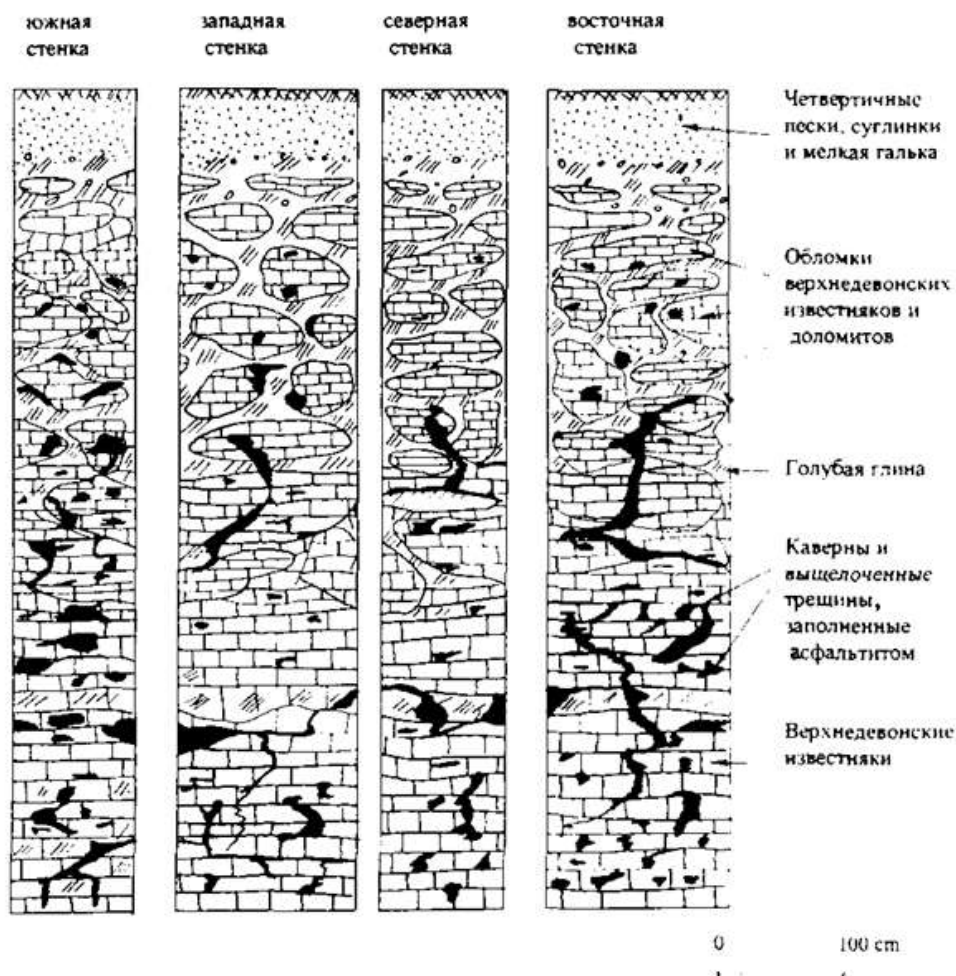


Рисунок 1. Зарисовка разведочного шурфа № 17 в карбонатных породах Ижемского месторождения асфальтита

Исследования показывают, что все карбонатные резервуары, содержащие сероводородные флюиды и сернистые нефти, в той или иной степени трещиноваты и закарстованы [4,5], поэтому коллекторы в них рассматривают как сложнопостроенные: трещинно-поровые, трещинно-каверново-поровые, трещинно-карстовые и пр. Кроме того, в карстовых карбонатных коллекторах Среднего Востока, Средиземноморья, Волго-Уральской, Тимано-Печорской, Прикаспийской и других нефтегазоносных провинций часто встречаются сернистые нефти, причем содержание серы в нефти из карбонатных коллекторов значительно превышает ее содержание в нефти из терригенных пород. Кроме того, нефти из карбонатных резервуаров характеризуются более низкой термостабильностью. Например, нефти из карбонатных коллекторов Волго-Уральской провинции являются менее термостабильными, чем из терригенных. Порог термостабильности их составляет 40-120 °С, что на 100-150 °С ниже порога термостабильности нефтей из терригенных отложений. Аналогичные показатели термостабильности нефтей характерны и для Тимано-Печорской провинции. Последнее свидетельствует о том, что нефть, уже будучи сернистой, не подвергалась воздействию температур выше порога термостабильности.

Осернение нефтей может происходить в результате внедрения серы как уже в готовые нефти, так и в исходные нефтеобразующие продукты. Однако в обоих случаях оно происходит за счет восстанавливаемой серы сульфатов. Так как сероводород практически не реагирует с нефтяными углеводородами (УВ), большинство исследователей (В. А. Успенский, О. А. Радченко, А. А. Карцев и др.) предполагают частичное его окисление до серы, которая уже значительно легче взаимодействует с нефтями. Если в большинстве месторождений сернистых нефтей в терригенных коллекторах стадии частичного окисления сероводорода до серы не фиксируются, то в карстовых карбонатных коллекторах эта стадия зачастую довольно четко проявляется [4]. Об этом свидетельствуют находки в карстовых коллекторах элементарной серы. Последняя образовывалась в гипергенных условиях во время закарстовывания карбонатно-сульфатных пород при подтоке снизу углеводородов. Таким образом, она как бы отражает один из этапов осернения нефти, подчеркивая парагенетическую связь между нефтегазоносностью и сероносностью карбонатных резервуаров, а также происходящими в них процессами карстообразования.

Впервые основные положения теории парагенезиса серы и нефти были разработаны А. С. Уклонским еще в 1928 году. Согласно этой теории, самородная сера является продуктом окисления сероводорода, генетически связанного с нефтью. Сероводород, образующийся в процессе переформирования и разрушения нефтегазовых залежей, попадает в кислородную среду, где окисляется до элементарной серы.

Прошло более 90 лет после опубликования теории парагенезиса. За этот немалый срок были открыты многие нефтегазоносные бассейны (НГБ), на территории которых известны не только многочисленные месторождения серы, серопроявления или сероводородные источники, но и большое количество залежей нефти и газа, содержащих в значительных количествах сернистые соединения и сероводород. Сероводород может являться продуктом многих геохимических процессов, протекающих в широком диапазоне геохимических обстановок – от зон господства биохимических явлений до зон апокатогенеза. Поэтому в настоящее время существует несколько гипотез происхождения H_2S в природных газах, основными из которых можно считать следующие:

- 1) происхождение сероводорода за счет микробиальных процессов, происходящих с участием сульфатвосстанавливающих бактерий;
- 2) образование сероводорода при катагенезе рассеянного органического вещества;
- 3) образование сероводорода при взаимодействии природных УВ с элементарной серой;
- 4) образование сероводорода в результате химического взаимодействия УВ с сульфатами.

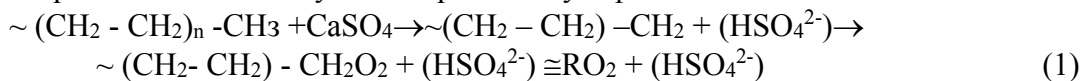
Исходя из установленных закономерностей распространения и учитывая аномально высокие масштабы рассеивания сероводорода, принято считать, что из всех этих гипотез

только последняя может объяснить высокие концентрации сероводорода в природных углеводородных системах [3, 4]. Широкому распространению и признанию гипотезы образования сероводорода при взаимодействии сульфатов и УВ, несмотря на то, что именно она наиболее удачно описывает установленные закономерности размещения залежей сероводородсодержащих газов в различных НГБ, препятствует весьма слабое экспериментальное обеспечение применительно к термодинамическим условиям, существующим природным обстановкам. Это объясняется тем, что ни в одном из опытов не моделировались геодинамические условия зон нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции. В то же время обращает на себя внимание приуроченность регионально сероводородсодержащих комплексов к НГБ тектонически-активных (предгорных) окраин плит, т. е. расположенных в зонах и поясах, испытывавших интенсивное горизонтальное сжатие. Наличие внутриплитного напряжения сжатия, изучению которого в последние годы уделяется большое внимание [2], способствует широкому образованию дизъюнктивных и пликативных дислокаций в тектонически мобильных частях НГБ и сопровождается возникновением высоких геодинамических давлений, импульсов упругих волн и сдвиговых напряжений в сульфатно-карбонатных комплексах. Все эти процессы могут инициировать так называемые «механохимические реакции» [3], приводящие к прямому химическому взаимодействию сульфатных пород с природными углеводородами во время землетрясений даже в условиях относительно низких пластовых температур, соответствующих интервалам глубин залегания сероводородсодержащих залежей.

Для проверки этой гипотезы были поставлены специальные эксперименты, моделирующие такие неравновесные условия сдвиговых деформаций при высоких давлениях и имитирующие прохождение предельных УВ через трещины сульфатсодержащих пород при землетрясениях, которые детально описаны в монографии [4].

Предварительные лабораторные эксперименты показали, что само по себе одноосное сжатие образцов в замкнутом объеме не инициирует химические процессы в исследуемых образцах. Однако при воздействии упругих волн (УпВ) на сдавленный в замкнутом объеме образец в спектрах ЭПР появляются сигналы, обусловленные возникновением парамагнитных центров. Мощность УпВ влияет на концентрацию парамагнитных продуктов, причем эта зависимость имеет пороговый характер. Проведенные лабораторные исследования показали, что при сдвиговых деформациях при давлении более 10 кбар возникает частично восстановленная форма сульфат-иона (HSO_4^{2-}), которая является парамагнитным интермедиатом с характерным спектром ЭПР с $g_1 = 2,0094$, $g_2 = 2,002$ и $g_{\text{ср}} = 2,0057$.

Вероятную схему химических процессов, протекающих в ходе эксперимента, можно представить как перенос H-атомов от углеводородов к сульфатам:



Образование RO_2 доказывает наличие стадии переноса H-атома. Скорость присоединения кислорода к C-радикалу очень велика. Но в глубинных условиях в отсутствие O_2 возможно накопление C-радикалов, дегидрирование которых протекает со значительно большей скоростью, чем дегидрирование углеводородов. Поскольку в горных породах всегда присутствуют соли переходных металлов, а в нефтях и газах имеются примеси свободного водорода – продукта механокрекинга алканов в твердом состоянии, то именно эти добавки могут реализовать дальнейшие стадии восстановления сульфат-анионов до элементарной серы и сероводорода.

Проведенные эксперименты подтвердили верность предлагаемой гипотезы и позволили впервые экспериментально осуществить низкотемпературное восстановление сульфатов УВ в условиях, соответствующих термобарической и сейсмотектонической обстановке сероводородных залежей нефтей и газов.

Результаты исследований позволили разработать концептуальную модель вторичного осернения природных УВ и формирования карстовых карбонатных резервуаров над залежами нефти и газа (рисунки 2).

Аномалии: геоморфологические и сейсмические
 гравиметрические
 электрические
 углеводородные
 радиометрические
 магнитные над трещинно-карстовыми зонами

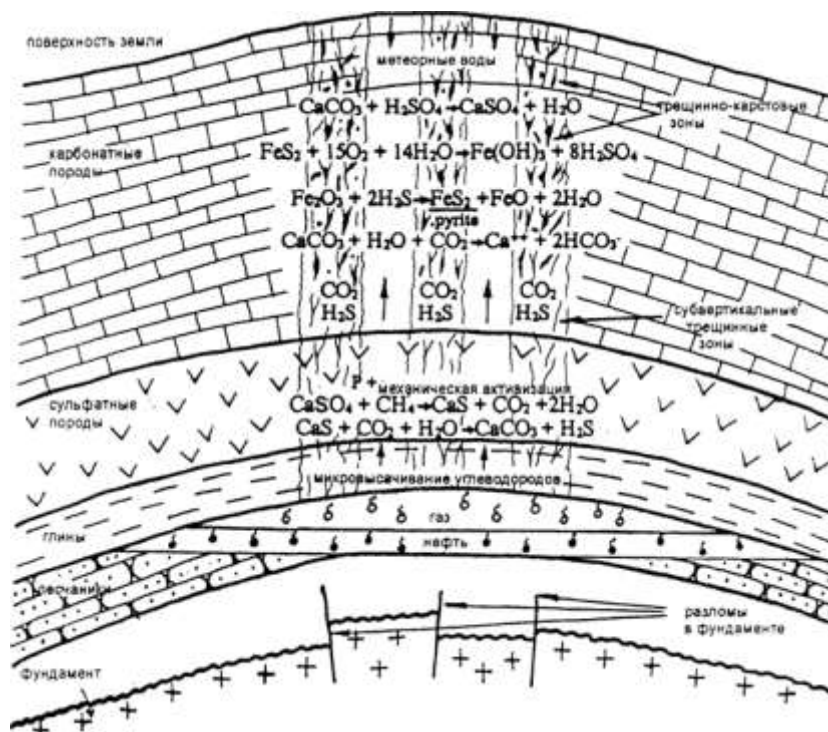


Рисунок 2. Концептуальная модель формирования трещинно-карстовых резервуаров в зонах нефтегазоаккумуляции

Суть предлагаемой модели заключается в том, что вторичное осернение нефтей и газов происходит за счет H_2S , который образуется путем химического восстановления сульфатов углеводородами с участием упругой энергии, выделяющейся в процессе разрядки тектонических напряжений во время землетрясений при складкообразовательных процессах. Сероводород образуется как внутри залежей, так и при перетоке УВ из нижележащих в вышележащие нефтегазоносные комплексы. Очагами генерации H_2S являются узкие зоны дизъюнктивных нарушений и трещиноватости, в процессе формирования которых происходит разрядка тектонических напряжений и выделение упругой энергии, необходимой для химического восстановления сульфатов углеводородами. В пользу именно такой модели образования H_2S непосредственно могут свидетельствовать результаты многолетних наблюдений за землетрясениями в Дагестане. Так, по данным работы [1] увеличение концентрации H_2S в водах Зурамакентских источников отмечалось после каждого землетрясения. Принимая во внимание масштабы рассеивания и высокую реакционную способность H_2S , можно утверждать, что образование крупных залежей высокосернистых газов связано с новейшим этапом тектогенеза, а вторичное осернение нефтей многих месторождений происходило во время активизации тектонических процессов, как в древние эпохи складкообразования, так и на неотектоническом этапе.

Кроме того, установлено, что распределение месторождений серы и интенсивных серопроявлений внутри сероносных бассейнов далеко неравномерно. Они тяготеют к зонам тектонических узлов, образовавшихся при пересечении разломов различных направлений, и к разломам определенного типа [4]. Обнаруживается также их связь со сдвиговыми нарушениями. Это четко видно на примере размещения средневожских месторождений серы. Месторождения Серная Гора, Дойки, Дубовское, Алексеевское, Сырейско-

Каменнодольское, Водинское располагаются вдоль Жигулевского сдвига, Ключевское – в районе Сергиевского сдвига и его оперения, Сюкеевское – вблизи Камского сдвига. Установленную связь серного оруденения с тектоническими узлами и сдвигами следует считать одним из важных поисковых критериев месторождений серы. Все это также свидетельствует в пользу сеймотектонической модели образования сероводорода.

Для подтверждения лабораторных экспериментов летом 2014 года были проведены специальные полевые исследования на Водинском месторождении самородной серы в Самарской области. Первые упоминания о наличии самородной серы в районе села Водино принадлежат исследователю Урало-Поволжья П. И. Рычкову: «По близости сего пригорода находятся многие минеральные земли и воды, которые достойны нарочитого испытания, а особливо серы горючей и нефтяных вод находят тут много». Также о наличии самородной серы в этих местах писал и П. С. Паллас. При этом многие исследователи отмечали, что зачастую проявлениям серы сопутствовал воронкообразный карст, углубления в рельефе и провалы почвы. В середине 19 века большая часть добываемой на месторождении серы покупалась за границей. Длительное время разработка данного месторождения серы считалась нерентабельной, а ее запасы – незначительными. Однако уже в 1933 году на месторождении были развернуты открытые горные работы для добычи серы. Далее добыча руды велась как открытым, так и шахтным способами. В 1992 году добыча серы по экономическим соображениям была прекращена. По имеющимся оценкам, на Водинском месторождении за все время разработки было добыто около 3 млн тонн серы.

Формирование сероносных горизонтов в Поволжье профессор Б. П. Кротов связывал исключительно с активными тектоническими процессами и «проникновением в гипсовую пермскую толщу сероводородосодержащих струй, вод или нефти из более глубоких частей земной коры». Н. С. Обуховский писал, что «если взять средневожские минеральные источники, известные выходы нефти или продуктов ее окисления и самородной серы и нанести их на карту Средней Волги, генетическая связь нефти, серы и серных источников становится особенно наглядной. Действительно, между многочисленными месторождениями серы в крае нет ни одного, где бы порода, вмещающая серу, не сопровождалась бы твердыми или жидкими битумами. В то же время наибольшее осернение приурочено к местам, где встречаются тектонические трещины, по которым поднимаются из глубин минеральные воды и сероводород».

Содержание природного битума во вмещающих породах Водинского месторождения находится в пределах от 0,03 до 1,25 %. Битум присутствует во всех рудных горизонтах Водинского месторождения. На отдельных участках его содержание достигает 20 %.

На Водинском месторождении и сегодня можно обнаружить очень крупные кристаллы самородной серы, которые находятся внутри крупных каверн, заполненных жемами кальцита и битума.

На стенках карьера достаточно хорошо прослеживается трещиноватость карбонатных пород. При этом очень хорошо видно деление карбонатных пород по трещинам на отдельные блоки, размеры которых подчиняются степенному (фрактальному) распределению [5]. По этим трещинам порода легко колется и разрушается. В жемах с кальцитом и битумом можно видеть следы мигрирующей из нижележащих горизонтов нефти, которая со временем окисляется, и из нее улетучиваются легкие фракции. Именно по этим тектоническим трещинам мигрирует пластовая вода, углеводороды и сероводород, что в конечном итоге приводит к формированию промышленно сероносных месторождений в сульфатно-карбонатных комплексах.

Выводы:

1. Результаты проведенных экспериментов и полевых исследований раскрывают причину приуроченности сероводородных газов и нефтей к сульфатно-карбонатным комплексам и могут быть использованы для прогноза сероводородности природных УВ при наличии информации о неотектонической и сейсмической активности локальных структур, а также о масштабах распространения в разрезе сульфатных пород.

2. Процессы образования сероводорода и осернения нефтей и природных газов сопровождаются интенсивным карстообразованием. Они приводят, с одной стороны, к увеличению уже имевшихся в карбонатных породах пустот, а с другой – к возникновению новых, обычно по трещинам. Форма пустот выщелачивания самая разнообразная и определяется формой того объекта, который подвергается растворению. Размер пустот варьирует в широких пределах – от сотых долей до 2 см (по керну). Встречаются и пещеристые полости, о чем свидетельствуют провалы бурового инструмента на 8 м и более. Процессы выщелачивания происходят неравномерно по площади и разрезу. Более интенсивно растворяются «чистые» карбонатные разности пород и в меньшей степени заглинизированные. В результате формируются неоднородные карбонатные резервуары с коллекторами сложного строения и высокими фильтрационно-емкостными параметрами. В процессе вторичного осернения УВ и образования карста происходит новообразование и переотложение целого ряда минералов различных генераций, таких как кальцит, сульфаты, пирит, доломит и др., которые, с одной стороны, свидетельствуют о многостадийности процесса карстообразования, а с другой, демонстрируют одну из цепочек цикла углерода и серы в описанных выше геохимических процессах.

Библиографический список

1. Амирханов Х. И. Определение железа методом ЯГР спектрометрии в подземных водах в связи с процессами сейсмоактивности / Х. И. Амирханов, Д. Г. Осика, Л. К. Анохина // Доклады АН СССР. – 1977. – Т. 232. – № 4. – С. 924-926.
2. Леонов Ю. Г. Напряжения в литосфере и внутренняя тектоника / Ю. Г. Леонов // Геотектоника. – 1995. – № 6. – С. 3-21.
3. Петухов А. В. Геодинамическая модель образования сероводорода в природных газах и нефтях в процессе импульсного сжатия горных пород при землетрясениях / А. В. Петухов // Записки горного института. – Санкт-Петербург: СПГИ (ГУ), 2010. – Т. 188. – С. 189-194.
4. Петухов А. В. Теория и методология изучения структурно-пространственной зональности трещинных коллекторов нефти и газа / А. В. Петухов. – Ухта: УГТУ, 2002. – 276 с.
5. Petukhov A. V. Origins and Integrated Exploration of Sweet Spots in Carbonate and Shale Oil-Gas Bearing Reservoirs of the Timan-Pechora Basin / A. V. Petukhov, A. I. Kuklin, A. A. Petukhov, L. C. Vasquez Cardenas, P. V. Roschin // SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition, 25-27 February. – Vienna, Austria, 2014.

УДК 628.4.047

Радоновая опасность подземных выработок Ярегского нефтяного месторождения

Копейкин В. А. (vkopeikin@ugtu.net)

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

Район Ярегского месторождения тяжелой нефти многие годы (1932-1958) был источником радия, добывавшимся из специально пробуренных скважин. Наиболее долгоживущий изотоп радия (^{226}Ra , α -излучатель, $T_{1/2} = 1600$ лет, продукт распада ^{238}U) был единственным источником нейтронов, необходимых для получения ^{235}U и ^{239}Pu , главных компонентов атомных бомб. Ухтинский радий стал не нужен, когда заработали атомные реакторы, в которых получались искусственные изотопы, и которые стали источником нейтронов.

Под ярегским месторождением тяжелой нефти в породах докембрийского фундамента присутствуют урановые минералы. При распаде ^{226}Ra образуется радиоактивный газ радон (^{222}Rn), который вызывает рак лёгких у шахтёров урановых рудников. Этот газ может накапливаться в старых, не проветриваемых выработках в шахтах Яреги.

Введение

Ярегское месторождение тяжелой нефти расположено в Ухтинском районе Республики Коми. Здесь с 1932 по 1956 годы добывали радий (^{226}Ra , α -излучатель).

Из фундамента Ярегского нефтяного месторождения поступают на поверхность земли радиоактивные воды, выносящие из земных недр радий. Ярегский район разбит тектоническими разрывными нарушениями, как в фундаменте, так и в осадочном чехле. Эти нарушения на поверхности отмечаются руслами рек [1, 2].

Официально радий использовался для нанесения светящихся в темноте покрытий. Фактически же ухтинский радий был (вместе с бериллием) источником нейтронов для создания атомного оружия и вероятно поставлялся по ленд-лизу в США. Было пробурено несколько сот скважин для получения радиоактивной воды [3]. Работали: завод по переработке радиевых концентратов, 12 радиохимических заводов и три индивидуальные установки по переработке воды [4].

Известно 4 природных радиоактивных изотопа радия – ^{223}Ra (период полураспада $T_{1/2} = 11.434$ суток, α -излучатель, продукт распада ^{235}U), ^{224}Ra ($T_{1/2} = 3.66$ суток, α -излучатель, продукт распада ^{228}Th), ^{226}Ra ($T_{1/2} = 1602$ лет, α -излучатель, продукт распада ^{238}U) и ^{228}Ra ($T_{1/2} = 5.75$ лет, β -излучатель, продукт распада ^{232}Th).

Природное соотношение наиболее долгоживущего изотопа радия – ^{226}Ra и его прародителя ^{238}U составляет 1 атом радия к 3 миллионам атомам урана.

Практически все изотопы радия одновременно являются и сильными γ -излучателями.

Радий является одним из главных источников естественного радиоактивного фона. Кларк радия в земной коре оценивается величиной – $1 \times 10^{-10} \%$.

Радий токсичен из-за своей радиоактивности. В организме он ведёт себя подобно кальцию – около 80 % поступившего в организм радия накапливается в костной ткани, замещая кальций.

Опасность представляет и радон – газообразный радиоактивный продукт распада радия.

Название он получил от радия, поскольку почти все изотопы радона есть дочерние продукты распада изотопов радия. Радон один из самых редких элементов.

Изотопы радона распадаются и конечным продуктом их распада является свинец. Он состоит из 4-х стабильных изотопов (в %): – не радиогенного, первичного, естественного ^{204}Pb (1.48), тогда как изотоп ^{206}Pb (23.60) произошел за счет радиоактивного распада ^{238}U , изотоп ^{207}Pb (22.60) – за счет распада ^{235}U , изотоп ^{208}Pb (52.30) – за счет распада ^{232}Th .

Радон вносит основной вклад в естественную радиоактивность атмосферного воздуха и в уровни облучения окружающей среды и человека за счет естественных источников радиации. Природный радон образуется в радиоактивных рудах, постоянно поступает в атмосферу и в гидросферу. Из-за своей химической инертности радон довольно легко удаляется из кристаллической решётки радиоактивных минералов.

Среднее содержание Rn в атмосфере 7×10^{-10} вес. %. Наибольшее содержание в природном радоне имеет его самый долгоживущий изотоп, ^{222}Rn . За сутки один грамм ^{226}Ra производит около 1 мм^3 ^{222}Rn

Больше всего радона у поверхности Земли. В помещениях содержание радона в среднем в 5 раз выше, чем на открытом воздухе, а в подвалах – выше от 8 до 25 раз. Плотность радона в 7,6 раз больше плотности воздуха.

Концентрация радона в воздухе зависит от конкретной геологической обстановки. Над гранитными интрузиями, в которых повышенное содержание урана, радона много, тогда как над морской поверхностью его почти нет. Возрастает содержание радона перед и при землетрясениях. Радоновую съёмку применяют при поисках месторождений урана и тория.

Радон очень опасен из-за своей радиоактивности, он вызывает рак легких, особенно у шахтеров урановых рудников. Очень вредно сочетание курения и радонового воздействия. Радиоактивный распад ядер радона в лёгких вызывает ожог, это как постоянно горящая свеча. Предельное годовое поступление радона в лёгкие человека – 146 МБк/год. В 1977 году ООН радон был признан основным источником радиационной опасности для населения.

По содержанию радона в скважинах и в приповерхностном слое воздуха оценивают наличие залежей урановых руд. На соотношениях изотопов радона и ксенона основан метод

определения возраста урановых минералов. Применяют радон и для контроля герметичности трубопроводов.

Добывается радон из нефтяных и подземных вод.

Таким образом, ^{222}Rn – инертный газ, является продуктом распада ^{226}Ra , который, в свою очередь, образуется в результате распада ^{238}U .

В первые годы своей работы в геологии я был рудничным геологом на Сураице, одном из месторождений пьезокварца на Приполярном Урале. Это был объект № 34 экспедиции № 105, базирующейся в пос. Кожим (Интинский район Коми АССР). Как любой геолог я старался обследовать все подземные выработки этого месторождения, в том числе и давно пройденные, куда свежий воздух практически никогда не поступал.

Сегодня все месторождения пьезокварца и просто кварца в РК (месторождение Желанное, фактически это продолжение Сураица) не разрабатываются и заброшены. Кварц Желанного – один из самых высококачественных в России и использовался для производства пьезодатчиков в локаторах. Наши заводы по выращиванию кристаллов искусственного пьезокварца давно разрушены.

Недалеко от Желанного и Сураица (несколько км) находится небольшое урановое месторождение, которое легко найти по повышенному γ -фону в ручье (левый берег в верховьях реки Балбан-ю), вытекающему из старого отвала (30-40 мкР/час) и который легко фиксируется обычными «бытовыми» радиометрами (координаты $65^{\circ}06'03.75$ С.Ш.; $60^{\circ}09'54.19$ В.Д.). Туристы, идущие на гору Народную, ничего об этом не знают, поскольку нет знака о радиационной опасности. Разведочных штолен на поиски урана было несколько, все входы в них взорваны.

Данный район разбит многочисленными разломами, по которым к поверхности земли поступает продукт радиоактивного распада урана.

В марте 1990 года Ленинградским научно-исследовательским институтом радиационной гигиены Министерства здравоохранения РСФСР (ЛНИИРГ, директор, доктор медицинских наук, профессор Рамзаев П. В.) было произведено обследование радиационной обстановки на штольнях западной партии Кожимской геологоразведочной экспедиции (бывшая 105) ПО «Северкварцсамоцветы МинГео СССР [5]. Всем шахтёрам и ИТР кварцевого месторождения Желанного, занятых на подземных работах, были выданы для постоянного ношения (в течении 3-х месяцев) дозиметры ДРГ-01 Т, которые фиксируют мощность дозы внешнего гамма-излучения.

Измерение запылённости воздуха рабочей зоны и уровней «скрытой энергии» дочерних продуктов радона (ДПР) в рудничном воздухе проводилось прибором ИЗВ-3М. Эти работы выполнялись сотрудниками ЛНИИРГ Терентьевым М. В. (ст. н. с.), Королёвой Н. А. (н. с.) и зав. санитарным отделом гигиены труда Интинской районной СЭС Курмановым В. Г.

Через три месяца постоянного ношения дозиметры ДРГ-01 Т были собраны и увезены в Ленинград. Никаких результатов по итогам этой работы шахтёры и ИТР кварцевого месторождения Желанное не получили. Однако в экспедицию эти данные поступили, но были руководством скрыты от всех. После развала экспедиции при простом уничтожении бумажных завалов они были обнаружены.

Результатом радиологического обследования запылённости воздуха рабочих мест, мощности дозы внешнего гамма-излучения и измерения уровней «скрытой энергии» ДПР в штольнях кварцевого месторождения Желанное было установлено, что уровень «скрытой энергии» дочерних продуктов радона в рудничном воздухе штолен изменяется от 16,300 до 2940,000 МэВ/л.

Согласно действующим в 1990 году нормам радиационной безопасности «НРБ 76/87» работники, непосредственно занятые на работах с источниками ионизирующего излучения (ИИИ), относятся к категории А – экипажи атомных подлодок и атомных электростанций, сотрудники рентгеновских кабинетов, ликвидаторы последствий Чернобыльской аварии.

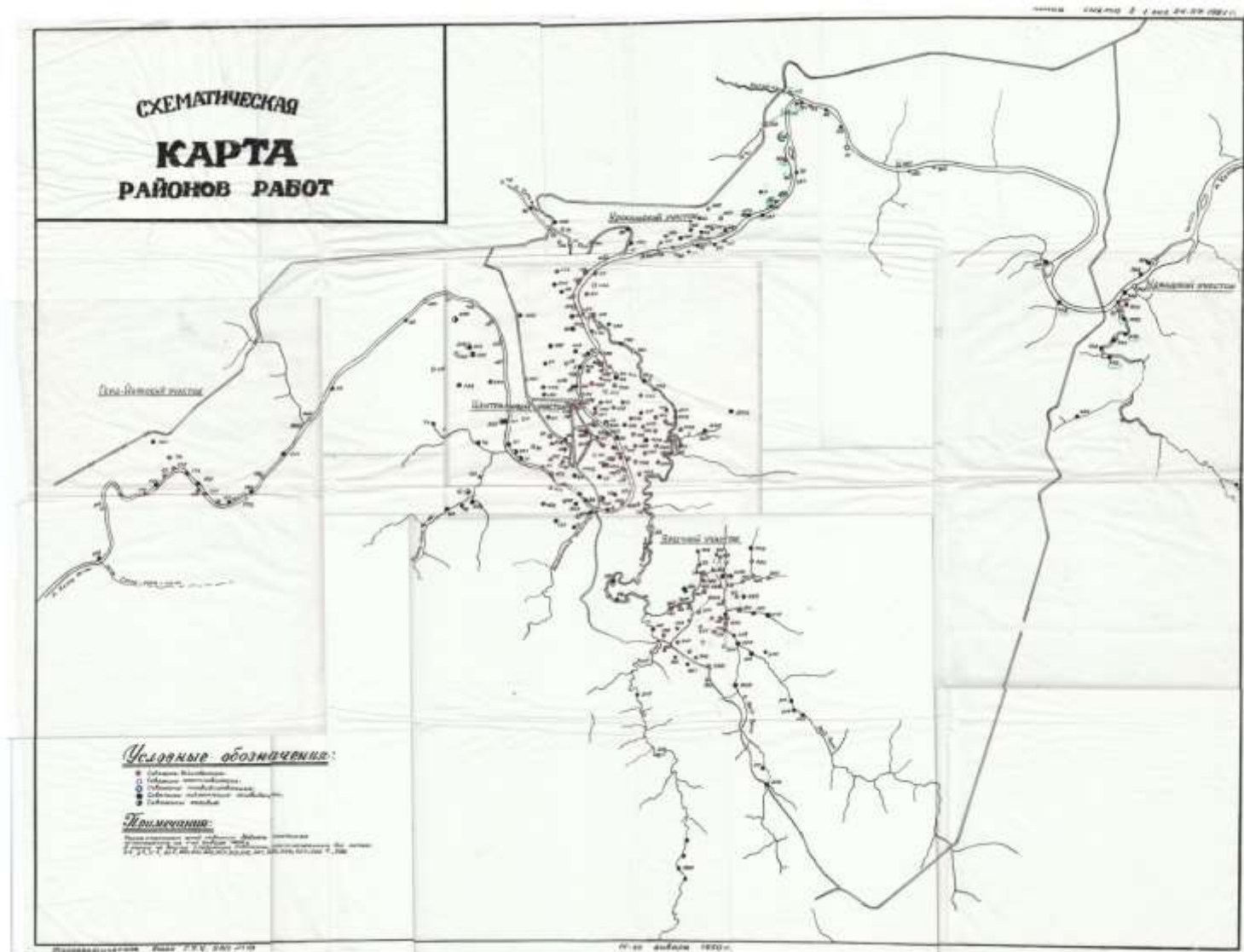


Рисунок 1. Схематическая карта района работ

Шахтёры **не урановых рудников** к лицам категории А не относятся и допустимая доза их облучения и соответствующее поступление в лёгкие дочерних продуктов радона (ДПР) должны быть на порядок меньше, чем для лиц, относящихся к категории А. По «НРБ 76/87» предел годового поступления ДПР равен $9,6 \times 10^9$ МэВ. В течение года объём воздуха для дыхания в производственных условиях в среднем 2500 м^3 , то есть допустимый уровень «скрытой энергии» ДПР равен 3840 МэВ/л. **Это в три раза превышает допустимое значение для лиц категории Б, к которым относятся шахтёры Желанного** (обычные жители относятся к категории В). ДК_Б составляет 1300 МэВ/л (считая годовой объём дыхания в 7300 м^3). **Максимальное превышение ДК_Б отмечено в штольне 19 (в 770 раз).**

Мощность дозы внешнего гамма-излучения в штольнях Желанного от 3 до 38 мкР/час, что намного меньше допустимого для шахтёров не урановых рудников. Такие же величины гамма-облучения на гранитной облицовке памятника А. С. Пушкина у нас в Ухте.

По данным полученных значений совместного действия ДПР и γ -излучения была рассчитана эквивалентная годовая доза радиационного облучения лёгких шахтёров кварцевого рудника Желанное, которая составляла 6,4-1150 бэр.

Проведённое обследование радиационной обстановки в подземных горных выработках кварцевого месторождения Желанного показало следующее. Уровень радиационного облучения всех работников, занятых на подземных работах, не только превышает предел дозы для лиц категории Б – 1,5 бэр/год, но и значительно превышает предельно допустимую дозу для категории А (15 бэр/год) практически на всех рабочих местах. Это радиационное облучение обусловлено именно радоном (α -излучатель), тогда как вклад внешнего гамма-излучения (которое фиксируется обычными дозиметрами) очень мал – сотые и тысячные доли процента.

На всех рабочих местах запылённость воздуха (а это главным образом кварцевая пыль) превышала норму – 1 мг/м^3 , и колебалась от 1,3 до $12,5 \text{ мг/м}^3$. В первые годы моей работы в 105-й экспедиции на месторождении Додо (восточный склон Урала вблизи горы Неройка) бурение шпуров в штольнях проводилось без промывки, одним воздухом. От буровой пыли в забое лампочки почти не было видно.

Таким образом, сотрудники ЛНИИРГ оценивают условия труда шахтёров и всех, занятых на подземных работах на кварцевом месторождении Желанное, как радиационно-опасные. Необходимо детальное изучение радиационной обстановки и проведение защитных противорадиационных мероприятий.

Подземные работы на кварцевом месторождении Желанное должны быть остановлены. Однако эти работы продолжались вплоть до 2016 года. Работники Желанного так ничего об этом и не узнали.

Кто же запретил обнародовать такую информацию? Об этом должен был знать начальник экспедиции, 1-й отдел, отдел кадров, партком. И, зная об этом, людей заставляли работать не только в кварцевых забоях, но и радиоактивных радоновых подземных выработках. Сейчас в это трудно поверить, но я сам там был и там работал.

Исходя из приведённых выше фактов, в Ярегских нефтяных шахтах следует так же ожидать аналогичного, как и на Желанном, накопления радона в старых, длительное время не проветриваемых, подземных выработках.

Поверхностная закачка пара в нефтяной пласт может привести к выходу радиоактивных вод из старых скважин на дневную поверхность и загрязнению окружающей территории.

Выводы и рекомендации: 1. Следует провести проверку высказанных в этой статье опасений и пригласить сотрудников Санкт-Петербургского НИИРГ провести специальные работы по радону на Ярегских нефтешахтах.

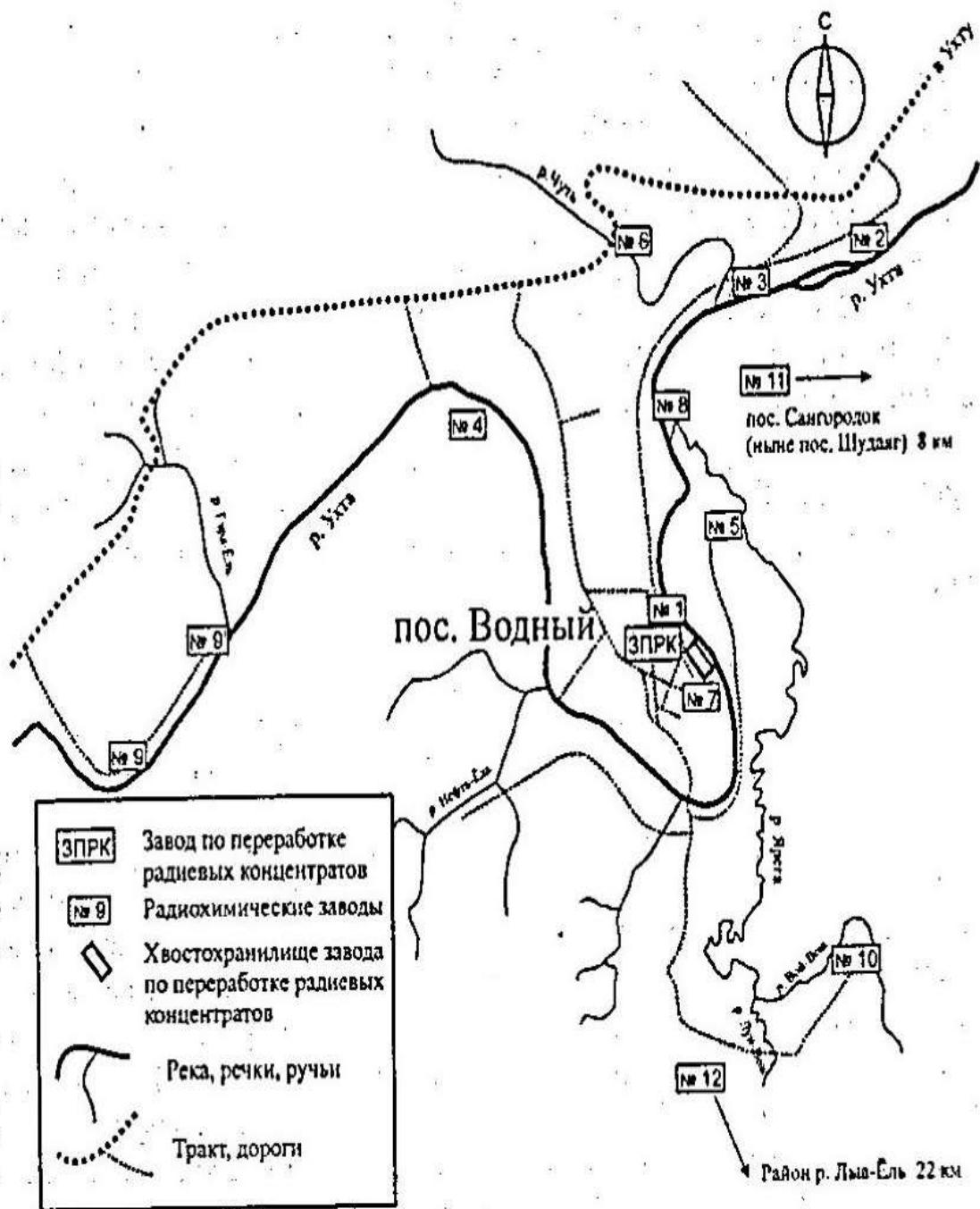
2. Необходимо найти старые, добывавшие радий, скважины и организовать за ними постоянное наблюдение.

3. В случае выхода из скважин на дневную поверхность радиоактивных вод, надо ставить защитный геохимический барьер на радий [6-9].

4. По правилам ТБ на шахтах должны проводиться регулярные учения по аварийному выходу шахтёров на дневную поверхность. Поэтому и должны обследоваться старые выработки.

5. Эти работы надо поручить нескольким геологическим организациям. Нельзя проводить геологическое и радиационное изучение недр только одними биологами, как было до сих пор.

6. Для улучшения вентиляции нужен вентиляционный ствол или скважины большого диаметра.



Расположение объектов радиевого промысла.

Рисунок 2. Расположение объектов радиевого промысла

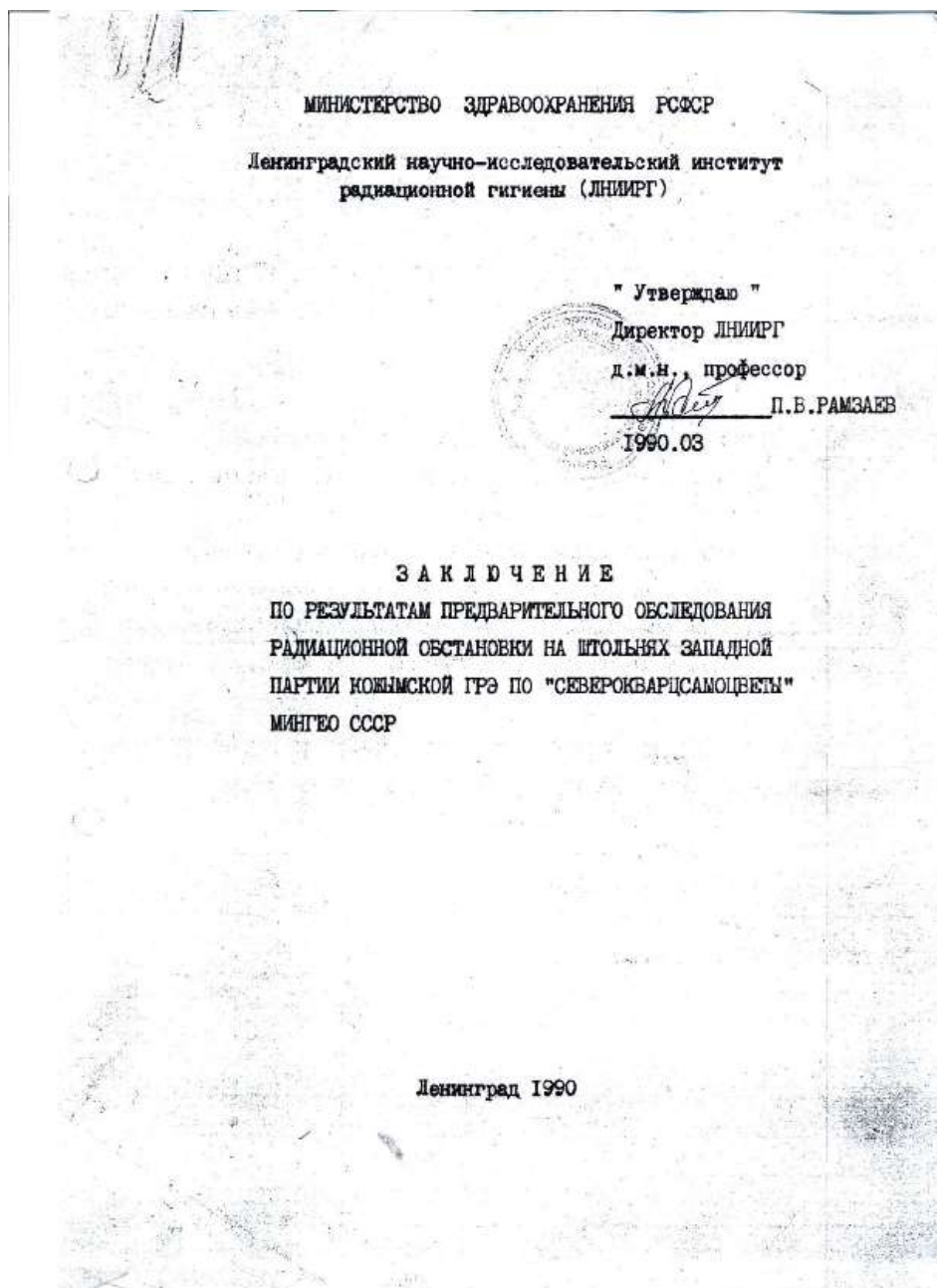


Рисунок 3. Титульная страница заключения Ленинградского НИИ радиационной гигиены

Библиографический список

1. Копейкин В. А. Возможные негативные последствия поверхностной закачки пара в нефтяной пласт Ярегского месторождения / В. А. Копейкин, Н. В. Берг, Н. С. Сиваш // Минерально-сырьевые ресурсы Арктических территорий РК и НАО. – Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2016. – С. 38-40.
2. Тимонина Н. Н. Ярегское месторождение тяжелой нефти: история разработки и перспективы развития / Н. Н. Тимонина, В. В. Пьянков // Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН. – 2018. – № 7. – С. 41-48.
3. Схематическая карта районов работ (карта радиационных скважин).
4. Схема расположения заводов по добыче радия.
5. Заключение Ленинградского НИИ радиационной гигиены по результатам предварительного обследования радиационной обстановки на штольнях западной партии Кожимской ГРЭ ПО «Северокварцсамоцветы» МИНГЕО СССР, 1990.

6. Копейкин В. А. Проблема утилизации радиоактивных отходов / В. А. Копейкин // Электронный научный журнал УГТУ «Ресурсы Европейского Севера. Технология и экономика освоения». – 2017. – № 1. – С. 37-43.
7. Копейкин В. А. Предотвращение миграции растворённого радия (^{226}Ra) / В. А. Копейкин // Международная конференция «Рассохинские чтения», 2-3 февраля 2017 г.: материалы конференции; Ч. 1. – Ухта: УГТУ, 2017. – С. 85-90.
8. Копейкин В. А. Геохимический барьер на растворённый радий (^{226}Ra). Геодинамика, вещество, рудогенез восточно-европейской платформы и её складчатого обрамления / В. А. Копейкин // Всероссийская научная конференция. – Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2017. – С. 83-86.
9. Патент РФ № 2586072. Способ локализации радиоактивных загрязнений / А. А. Собко, В. А. Копейкин.

УДК 550.822.3(571.1)

Опыт интеграции геолого-геофизических данных для построения петрофизических моделей продуктивных отложений при наличии зон АВПД (на примере ниже-среднеюрского НГК месторождений п-ова Ямал)

Вишератина Н. П., Куницына Т. Н.

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, РК, РФ

Полуостров Ямал и прилегающая к нему акватория характеризуется чрезвычайно высокой концентрацией запасов газа. В ней сосредоточено более 20 % ресурсов газа от ресурсов всей Западно-Сибирской мегапровинции.

В составе осадочного чехла и фундамента Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции выделяют восемь нефтегазоносных комплексов (НГК): палеозойский, триасовый, ниже-среднеюрский, верхнеюрский, неокомский, альб-аптский, сеноманский и турон-сантонский.

Основные запасы газа сосредоточены в сеноман-апт-альбском НГК – 42,9 %, в неокомском НГК – 29,4 % и в ниже-среднеюрском НГК – 19,3 %.

Продуктивность ниже-среднеюрского НГК, который является предметом изучения в данной статье, доказана на семи месторождениях п-ова Ямал: на Северо-Тамбейском – пласт Ю₂; Западно-Тамбейском – пластовая группа Ю₆₋₇; Малыгинском – в пластах Ю₂₋₃ и Ю₆₋₇; Харасавэйском – в пластах Ю₂ и Ю₃; Бованенковском – в пластах Ю₂, Ю₃, Ю₆, Ю₇, Ю₁₀ и Ю₁₂; Малоямальском – Ю₂₋₃ и Ю₄; Новопортовском – Ю₂₋₆, Ю_{11/1}, Ю_{11/2} и Ю_{11/3}.

Выявленные залежи, в основном, пластовые сводовые, реже тектонически и литологически экранированные. Покрышками для залежей служат глины лайдинских, леонтьевских и верхнеюрских отложений.

Толщина ниже-среднеюрских отложений изменяется в пределах 500-800 м. Глубина их залегания в северной и центральной части п-ова изменяется от 2500-3900 м, в южной части – от 1900 до 2600 м.

При изучении и подсчете запасов УВ в отложениях ниже-среднеюрского НГК была выявлена низкая эффективность результатов испытаний скважин. Так, например, на Бованенковском месторождении в юрских отложениях проведено испытание 109 объектов в 26 скважинах. Из них в 37 объектах получены притоки конденсатного газа, в пяти объектах – газ с пластовой водой, семь объектов дали приток минерализованной воды, семь объектов – ФБР (в том числе четыре объекта – ФБР с газом). А основное количество испытанных объектов (53 объекта) оказались «сухими» (рисунок 1).

Как показал анализ, причин может быть несколько, и связаны они в основном со значительно меньшей изученностью ниже-среднеюрских отложений по сравнению с вышележащими отложениями. К основным причинам относятся:

- 1) сложный генезис формирования залежей, характеризующихся литологической

неоднородностью, фаціальными замещениями и наличием тектонических экранов;

2) формирование в пластах-коллекторах глубоких зон проникновения фильтрата промывочной жидкости и их кольматация;

3) ошибки при выборе методики интерпретации (недостовверная петрофизическая модель для интерпретации ГИС).

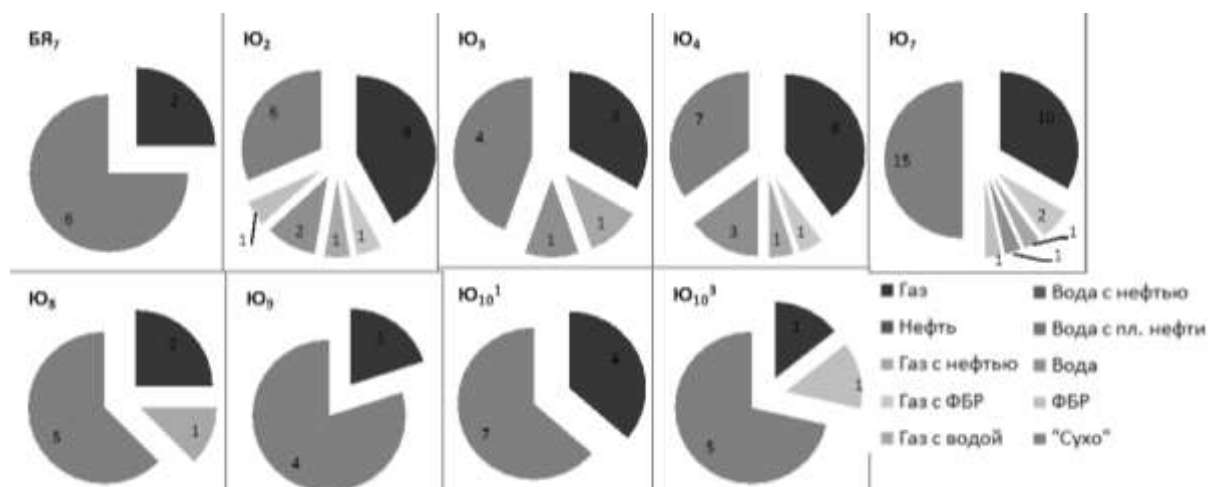


Рисунок 1. Диаграммы распределения испытанных объектов по составу притока для пластовых групп БЯ и Ю Бованенковского месторождения

Следует отметить, что на недостоверную петрофизическую модель коллекторов могут повлиять и первые две причины.

Кратко рассмотрим каждую.

Условия седиментации. По данным анализа керн и геофизики было установлено, что нижне-среднеюрские отложения в северных и центральных районах п-ова Ямал накапливались в прибрежно-морских условиях и в обстановках мелководного шельфа и имеют цикличное строение, которое определяется различным уровнем стояния моря. В разрезах скважин могут быть выделено до 12 и более отдельных пластов-коллекторов (Ю₁-Ю₁₂). Отдельные пласты были объединены в пластовые группы (природные резервуары), которые формировались в близких литофаціальных обстановках и характеризуются близкими ФЕС. Выделено три стратиграфические группы пластовых резервуаров Ю₂₋₄, Ю₆₋₉, Ю₁₀₋₁₂, с которыми связаны залежи УВ.

В центральном и северном районах п-ова Ямал происходит постепенное увеличение глинистости отложений, разрез характеризуется чередованием песчано-алевролитовых и глинистых пачек. Эти отложения объединены в большехетскую серию, в которой выделяются: зимняя, левинская, шараповская, китербютская, надояхинская, лайдинская, вымская, леонтьевская и малышевская свиты. Причем, зимняя, шараповская, надояхинская, вымская и малышевская свиты преимущественно песчано-алевритового состава, а остальные представлены глинистыми отложениями с редкими прослоями песчаников и алевролитов.

Центральные и северные районы Ямала более подвержены литолого-фаціальным изменчивости, чем южный район, что приводит к ухудшению коллекторских свойств пород юры к северу полуострова. Наиболее типичными прибрежно-морскими фаціальными образованиями на этой части территории являются бары и барьерные острова. Фации баров и барьерных островов выделяются в объединенных пластах Ю₂₋₃ (малышевская свита) и Ю₄₋₇ (малышевская, леонтьевская и вымская свиты). Также можно отметить, что коллекторы с улучшенными свойствами относятся к осевым и центральным областям баровых фаций и барьерных островов. Здесь выделены продуктивные пласты Ю₂, Ю₃, Ю₆, Ю₇.

Для выявления зон распространения коллекторов с улучшенными свойствами на Бованенковском ГКМ и Харасавэйском ГКМ был проведен литолого-фаціальный анализ на основе данных керн и ГИС (петрофизических и электрических свойств пород). Следует отметить, что применение промысловой геофизики для установления условий

осадконакопления и проведения палеогеографических реконструкций приобретает в настоящее время все большее значение в связи с тем, что ограниченный выход керна уже сейчас не обеспечивает проведение детальных литологических исследований, а намечающиеся тенденции его дальнейшего снижения еще больше будут способствовать затруднению прогнозирования расположения песчаных тел и зон их выклинивания, с которыми могут быть связаны литологические ловушки нефти и газа. Наиболее информативными промыслово-геофизическими методами для получения литологической информации при исследовании терригенных отложений на территории Западной-Сибири и Ямала, как показали исследования [1], являются методы самопроизвольной поляризации (ПС) и естественной гамма-активности (ГК) (гамма-спектрометрия СГК).

На основе литолого-фациального районирования для каждой пластовой группы отложений были откартированы области формирования барьерных и баровых островов в прибрежной зоне. В осевой части этих палеостровов песчаные тела имеют наилучшие газогидродинамические характеристики. Картирование этих свойств крайне важно для уточнения и оптимизации проектов разработки, а также позволяет:

- проследить по площади структуры развития песчаного тела;
- определить его морфологические особенности;
- прогнозировать развитие песчаного тела в неразбуренных участках структуры;
- рекомендовать заложение поисково-разведочных и добывающих скважин, учитывая контуры распространения песчаных тел.

Зоны АВПД. Анализ проникающей способности фильтрата промывочной жидкости в пласт

Особенностью отложений ниже-среднеюрского НГК является наличие зон с аномально-высокими пластовыми давлениями (АВПД). Значения пластовых давлений в отложениях нижней и средней юры в северной части п-ова Ямал (например, Тамбейский, Нурминский НГР и др.) могут колебаться от 30,0 до 76,5 МПа в зависимости от глубины залегания (рисунок 2), а коэффициент аномальности пластовых давлений ($K_a = p_{пл} / p_{ст}$, где $p_{пл}$ – пластовое давление, $p_{ст}$ – гидростатическое давление) может достигать высоких значений 1,60-1,84.

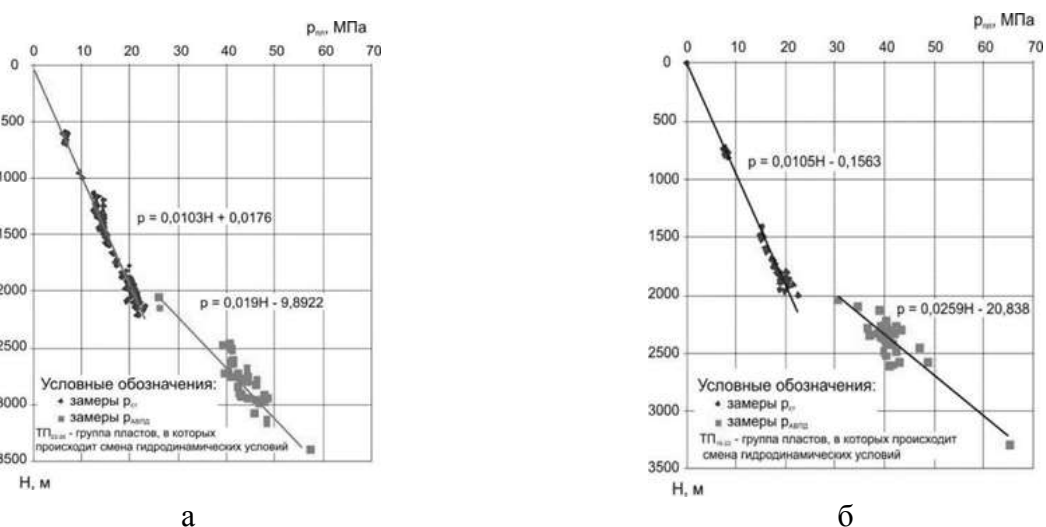


Рисунок 2. Графики изменения пластового давления с глубиной для: Бованенковского (а) и Харасавэйского (б) месторождений

При наличии зон АВПД возрастают требования к качеству глинистого раствора. В связи с этим, на рассматриваемой территории бурение под направление и кондуктор в скважине обычно осуществлялось на глинистом растворе плотностью от 1,04 до 1,17 г/см³, при бурении интервала под технические колонны – от 1,17 до 1,52 г/см³, при вскрытии юрских отложений его плотность постепенно увеличилась до 1,9 г/см³.

Однако применение утяжеленных растворов может создавать значительные репрессии на пласт и привести к глубокой кольтатации пласта-коллектора, что в свою очередь может стать и одной из причин получения «сухих» объектов.

Пример расчета репрессий, создаваемых при бурении ниже- и среднеюрских отложений на Бованенковском месторождении, приведен в таблице 1.

Таблица 1

Пример расчета репрессии на пласты пластовой группы Ю Бованенковского месторождения

Пласт	Глубина залегания, м		Плотность ПЖ, $\delta_{ПЖ}$, г/см ³		Пластовые давления, МПа, рассчитанные по формуле $p_{пл}=0,019 \cdot H - 9,892$			Репрессии, мПа, рассчитанные по формуле $\Delta p = \delta_{ПЖ} \cdot g \cdot H - p_{пл}$			
	кровли	подошвы	min	max	min	max	среднее	max в подошве пласта, при $\delta_{ПЖ}=1,5$ г/см ³ и $p_{пл}^{ср}$	max в подошве пласта, при $\delta_{ПЖ}=1,9$ г/см ³ и $p_{пл}^{ср}$	max в подошве пласта, при $\delta_{ПЖ}=1,9$ г/см ³ и $p_{пл}^{max}$	max в подошве пласта, при $\delta_{ПЖ}=1,9$ г/см ³ и $p_{пл}^{min}$
Ю ₂	2480	3080	1,5	1,9	37,23	48,63	42,93	2,39	14,48	8,78	20,18
Ю ₃₋₄	2500	3104			37,61	49,08	43,35	2,33	14,51	8,77	20,25
Ю ₇	2650	3260			40,45	52,05	46,25	1,72	14,51	8,72	20,31
Ю ₈	2690	3300			41,22	52,81	47,01	1,55	14,50	8,70	20,29
Ю ₁₀	2830	3525			43,88	57,08	50,48	1,39	15,22	8,62	21,82

Как следует из таблицы 1, репрессия на пласты может достигать 20 мПа и более. Такие давления на пласт-коллектор способствуют глубокому проникновению фильтрата промывочной жидкости в пласт, осаждению частиц утяжелителя в поровых каналах коллектора и его кольтатации.

Коллекторы во всех пластовых резервуарах нижней и средней юры представлены мелко-среднезернистыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами обладают средними и низкими фильтрационно-емкостными свойствами (пористость по керну изменяется от 11,0 до 24,2 %, проницаемость – от 0,1 до $30,0 \cdot 10^{-15}$ м²) и по классификации А. А. Ханина относится к III-VI классам, преобладают коллекторы IV-V классов. Для рассматриваемых коллекторов характерно слоистое строение за счет наличия в песчаных породах множества тонких глинистых прослоев, которые не улавливаются методами ГИС.

Сильная изменчивость литологического состава, слоистая неоднородность, прерывистость, расчлененность коллекторов по площади и по разрезу оказывает существенное влияние, как на их ФЕС, так и на результаты испытания. То есть часть «сухих» объектов связана с испытанием низкоемких коллекторов, в которых отсутствует эффективная пористость. Однако значительная часть пластов в интервалах испытания «сухих» и «приточных» объектов характеризуется идентичными ФЕС (рисунок 3). В этом случае отсутствие притока можно объяснить только образованием зон кольтатации.

В таблице 2 приведены электрические параметры пласта и зоны проникновения по результатам обработки комплекса БКЗ-ИК-БК в поисково-разведочных скважинах Бованенковского месторождения для различных нефтегазоносных комплексов. Как следует из таблицы, максимальные зоны проникновения (D/d) формируются в отложениях нижней и средней юры; а удельные электрические сопротивления зоны проникновения ($\rho_{зп}$) в газонасыщенной зоне ниже (в водонасыщенной выше), чем в других комплексах, что может быть связано со значительными репрессиями, воздействующими на пласт в процессе бурения скважин. Следует отметить, что в эксплуатационных скважинах, пробуренных за последние

годы, по сравнению с разведочными скважинами, зоны проникновения характеризуются меньшими величинами, что может быть связано как с меньшим временем между вскрытием пласта и проведением ГИС, так и с применением оптимальных буровых растворов.

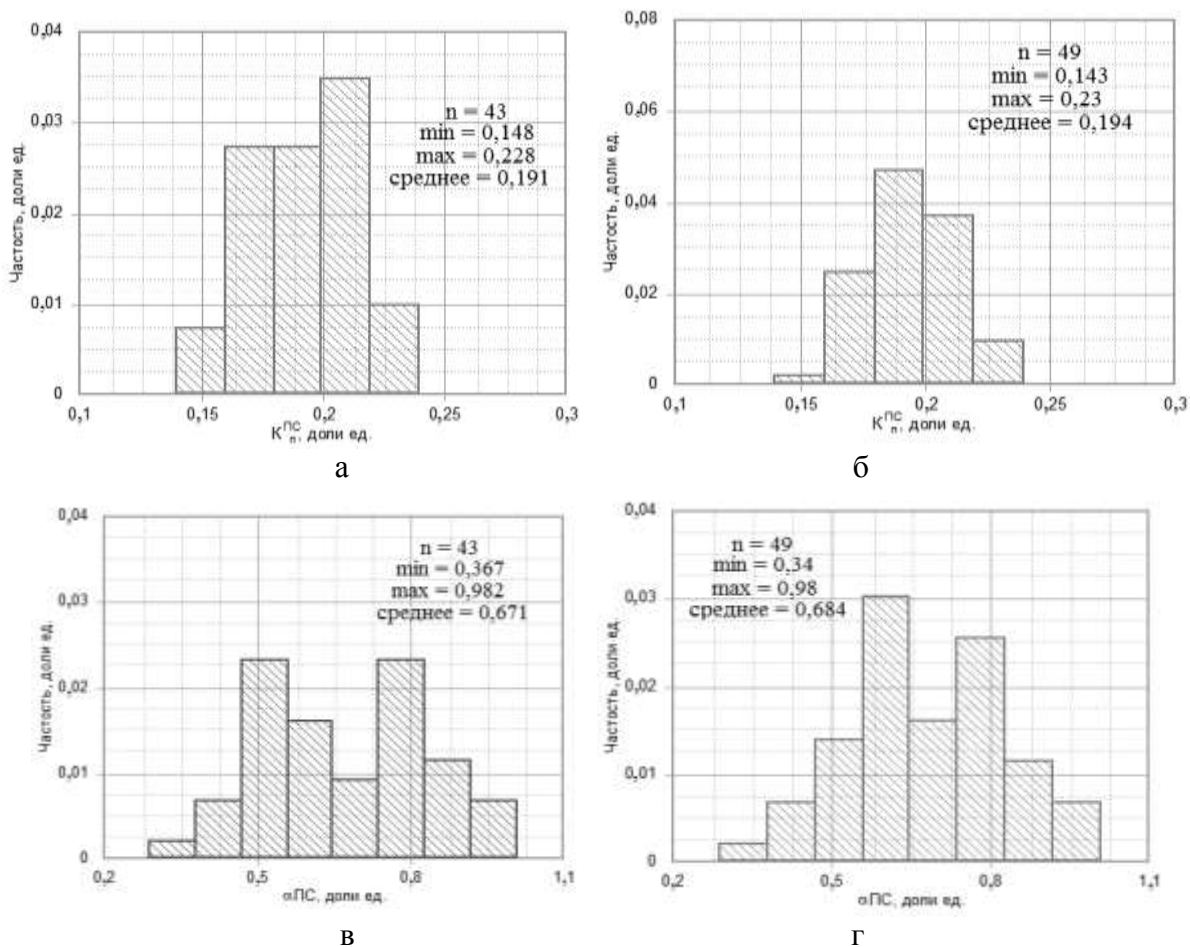


Рисунок 3. Распределение значений $K_{п}^{ПС}$ и $\alpha_{ПС}$ для «приточных» (а, в) и «сухих» (б, г) объектов

Таблица 2

Электрические параметры пласта и зоны проникновения по результатам обработки комплекса БКЗ-ИК-БК в поисково-разведочных скважинах Бованенковского месторождения

Пласт	Оценка	Газ (нефть)			Вода		
		$\rho_{п}$, Омм	$\rho_{пз}$, Омм	D/d, отн. ед.	$\rho_{п}$, Омм	$\rho_{пз}$, Омм	D/d, отн. ед.
ПК ₁	Min-max	11,5-359,8	12,0-359,8	1-4,3	2,6-7,0	5,1-39,6	1-12,7
	Среднее	55,9	54,4	2,1	4,7	13,3	4,5
ТП ₁₋₁₇	Min-max	12,2-510	12,2-510	1-8	1,8-10,7	5,2-65,9	1-12,9
	Среднее	45,5	39,9	2,8	5,4	23,2	6,9
БЯ, Ю ₂₋₁₀	Min-max	13,5-89,2	14,4-62	1-8	5,3-10,2	10,9-69,5	1-16
	Среднее	35,8	36,7	4,4	7,9	31,8	8,3

Петрофизическая модель для интерпретации ГИС. Как уже отмечалось выше, коллекторы нижней и средней юры относятся к категории сложностроенных. Общая проблема, касающаяся комплексной интерпретации коллекторов сложного строения, сформулирована в работе [2]. Заключается она в создании интерпретирующей системы (петрофизической основы для интерпретации ГИС), обладающей «геологическим

интеллектом». В такой системе характеристики пластов определяются не только совокупностью амплитуд показаний различных методов ГИС, но и «участием» пластов в определенных циклах осадконакопления и принадлежностью их состава к определенным стехиометрическим классам.

Комплексная обработка данных ГИС и керна в таких коллекторах производится на двух уровнях: макроуровне и микроуровне. На первом уровне применение литофациального анализа и классификации пластов по условиям седиментации дают информацию о геологических цикличностях разреза и перерывах осадконакопления. Микроуровень – это уровень попластовой интерпретации данных керна с определением петрофизических характеристик: общей и динамической пористости, минерального состава, флюидонасыщенности и так далее для выбранной группы геологических циклов.

Для нижне-среднеюрских отложений были выделены три стратиграфические группы пластовых резервуаров – Ю₂₋₄, Ю₆₋₉, Ю₁₀₋₁₂, которые формировались в близких литофациальных обстановках и характеризуются близкими ФЕС.

Пласты Ю₂₋₄ приурочены к песчаникам малышевской свиты и распространены повсеместно на территории Ямала. Породы представлены мелководно-морскими мелкозернистыми песчаниками, алевролитами, аргиллитами с прослоями углистых пород, мелкими пластами углей, пакетами флюидного переслаивания. Песчаники и крупнозернистые алевролиты косо-, волнисто-, косоволнисто-слоистые, массивные, алевритистые и алевритовые, плотные с глинистым и карбонатно-глинистым цементом с прослоями карбонатных разностей, алевролитов, аргиллитов и линзами угля. Нередко встречаются трещины, в основном, вертикальные и круто наклонные. По соотношению породообразующих минералов отложения резервуара Ю₂₋₄ в основном граувакко-аркозового и аркозового состава с небольшим преобладанием кварца над полевыми шпатами. Содержание кварца в песчаниках колеблется от 27,1 до 85 %, а полевых шпатов от 8,0 до 60,5 %. Содержание обломков пород по площади изменяется от 2,6 до 33,2 %. Содержание цемента варьирует от 5 до 15 – 20 %, в известковистых песчаниках и алевролитах содержание цемента увеличивается до 30 %. Тип цемента: глинистый – порово-пленочный, контактный, соприкосновения; карбонатный-базальный, порово-базальный, поровый, коррозионный; кварцевый – комфортно-регенерационный по зернам кварца. Для пород-коллекторов пластов этой группы открытая пористость по керну изменяется 11,2-21,6 %, проницаемость $(0,12-29,7) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Пласты группы Ю₇₋₉ приурочены к песчаникам вымской свиты, распространены на большей части полуострова и выклиниваются к юго-западу. Породы сложены светло-серыми песчаниками с подчиненными прослоями темно-серых, серых алевролитов, аргиллитов и углей. Характерны частые переслаивания, следы взмучивания, оползания, флюидальные текстуры, что свидетельствует о различных условиях формирования пород.

Песчаники и алевролиты средне-мелкозернистые, массивные, горизонтально-, линзовидно-, косослоистые за счет расположения вытянутых прослоев карбоната, слюды и растительных остатков, плотные, слюдистые. По составу породы относятся к граувакковым аркозам, кварц-полевошпатовым грауваккам. Содержание кварца изменяется в пределах от 32 до 60 %, полевых шпатов от 27 до 50 %, обломков пород от 10 до 30 %, слюд от 1 до 5 %. Соотношение кварца и полевого шпата в породах обычно равное, с переменным небольшим преобладанием одного над другим. Содержание цемента в отложениях резервуара Ю₇₋₉ изменяется от 3 до 20 %, изредка до 40 %. Тип цемента поровый (мелко- и крупнопоровый), пленочный, кон-тактный, базально-поровый, регенерационно-пленочный. Состав в основном глинистый и глинисто-карбонатный. Пористость по керну изменяется от 11,2 до 17,4 %, проницаемость – до $20,2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Пласты Ю₁₀₋₁₂ приурочены к отложениям зимней, шараповской и надояхской свит раннеюрского возраста и распространяются на большей части территории Ямальского полуострова, выклиниваясь на юго-запад. Сложены аргиллитами, алевролитами и песчаниками. Песчаники мелкозернистые, слюдистые, крепко сцементированные глинистым

цементом. Текстуры пород часто горизонтально-слоистые, пологоволнисто-слоистые, массивные. По соотношению породообразующих минералов песчаники и алевролиты относятся к полевошпатово-кварцевым грауваккам, аркозам и мезомиктовым разностям с преобладанием кварца (36-55 %) над полевыми шпатами (25-35 %). Содержание обломков пород 18-35 %. Цемент в алеврито-песчаных отложениях составляет от 3 до 7 %, в неотсортированных разностях от 10-15 до 20 %. Состав цемента глинистый, часто карбонатно-глинистый и глинисто-карбонатный. Тип цементации пленочно-поровый, поровый, контактовый. Коэффициент открытой пористости изменяется от 14,5 до 16,7 %, коэффициент проницаемости изменяется от 0,22 до $1,52 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Для каждой пластовой группы была проведена статистическая обработка данных керна, ГИС с учетом результатов испытания, выявлены и проанализированы различные петрофизические закономерности, установлены двух- и трехмерные связи, получены обобщенные связи и проведен анализ применимости обобщенных моделей для частных случаев (конкретных геологических условий).

Примеры некоторых петрофизических моделей и закономерностей, полученных для отложений нижней и средней юры, приведены на рисунке 4.

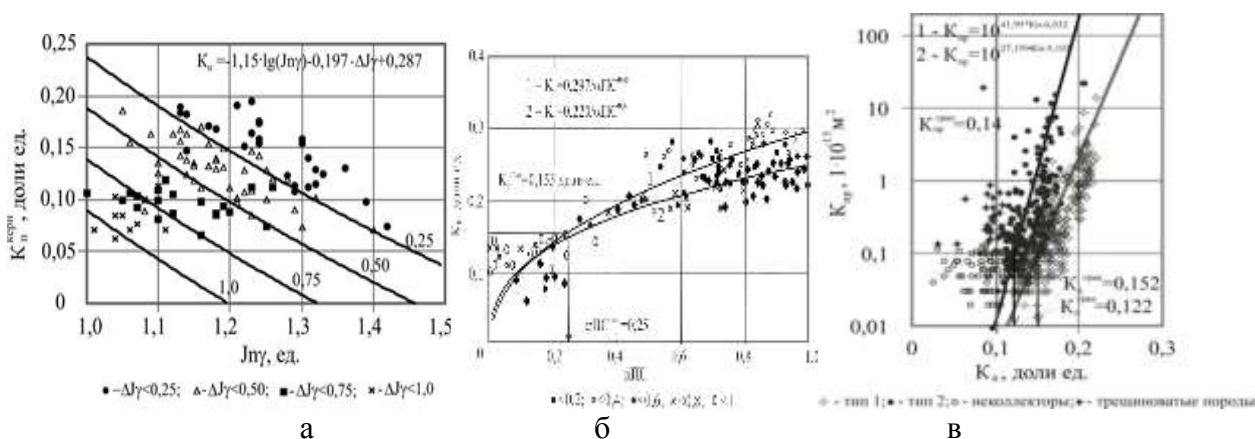


Рисунок 4. Примеры сопоставлений и петрофизических связей:
 а – зависимость $K_{п}^{\text{кern}}$ от $J_{п}$ (Бованенковское месторождения);
 б – зависимости $K_{п}=f(\alpha_{ПС})$ (Харасавэйского месторождения);
 в – сопоставление $K_{пр}$ и $K_{п}$ в неоднородных по ФЕС (Тамбейского НГР)

Выводы:

- 1) при изучении сложностроенных геологических объектов необходимо использовать мультидисциплинарный подход, привлекая знания всех смежных наук;
- 2) при наличии зон АВПД возрастают требования к замерам пластовых давлений и качеству глинистого раствора. Репрессии на пласт должны быть оптимальными;
- 3) интерпретирующая система (петрофизическая основа для интерпретации ГИС) должна обладать «геологическим интеллектом». В такой системе характеристики пластов определяются не только совокупностью амплитуд показаний различных методов ГИС, но и «участием» пластов в определенных циклах осадконакопления и принадлежностью их состава к определенным стехиометрическим классам.

Библиографический список

1. Муромцев В. С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.
2. Кожевников Д. А. Проблемы интерпретации данных ГИС / Д. А. Кожевников, А. Г. Корженевский, Я. К. Нуретдинов и др. // Каротажник. – 1997. – № 34. – С. 7-27.

К вопросу о неопределенности геологического моделирования

Минаев Я. Д., Быкова О. Г.

Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, РФ

В настоящее время при разработке месторождений углеводородов активно используются гидродинамические модели. Используя модель, можно просчитать разнообразные варианты ведения разработки и выбрать наиболее эффективный. При этом логично предположить, что успех моделирования определяется соответствием модели реальному объекту. Причинами несоответствия могут быть разнообразные погрешности, проявляющиеся на всех этапах моделирования.

Анализируя работы, освещающие этот вопрос, можно сказать, что довольно весомый вклад вносит геологическая неопределенность, появляющаяся при построении геологической модели – основы для гидродинамической. Она обусловлена, в том числе, неоднозначностью интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС), ведь обратная задача геофизики имеет множество решений. Также она может являться следствием неполноты предоставленной информации, в результате чего могут не прослеживаться параметры, вносящие довольно существенные изменения в фильтрационные потоки [4].

Основой при составлении литологического разреза и получения фильтрационно – емкостных свойств (ФЕС) являются данные лабораторного анализа керна и комплекс каротажей в совокупности, к которым также могут добавляться методы полевой геофизики. При этом исследования могут проводиться некорректно, что в дальнейшем порождает ошибку в модели и, зачастую, большое отклонение полученных результатов от реальности, что можно видеть в примерах к работе [1].

Общепринято результаты по керну считать абсолютными, т. е. с них снимается возможность неправильной интерпретации и иной погрешности [1]. При этом, в большинстве случаев, самостоятельно они не способны дать нам четкое понимание о строении объекта и его свойствах, ведь, логично предположить, что исследуемый объем крайне мал в сравнении с размерами залежи и не может полностью охарактеризовать ее.

Также имеет место обратный подход, рассматриваемый в работе [2]: ввиду того, что керн отбирать дорого, изучение разреза производится только по данным ГИС. Полученные результаты интерпретируются при помощи уже известных для региона закономерностей, несмотря на то, что данные не соответствуют имеющимся зависимостям. Это, в свою очередь, видимо и приводит к несоответствию полученной модели реальности.

Для устранения подобной ошибки при обработке данных ГИС следует, как мне кажется, в первую очередь, производить анализ соответствия полученных данных зависимости, особенно если объемы отбора керна для данной площади малы [2]. В этом случае за критерии оценки могут быть взяты типичные параметры оценки достоверности аппроксимации, такие как коэффициент детерминации или коэффициент корреляции.

Похоже, что идеальным на сегодняшний день вариантом является увязка данных по лабораторному анализу керна с результатами ГИС по одной из представленных методик:

1) Сравнение искомых значений ФЕС, полученных на керне, со значениями геофизических величин на соответствующем образце интервале [1, 3]. В данном варианте решение геофизической задачи уточняется по итогам лабораторных исследований, строится соответствующая модель, применяемая в дальнейшем при интерпретации ГИС по объекту.

2) Исследование зависимостей искомых параметров от геофизических величин в лабораторных условиях [4]. В данном случае на образце проводится дополнительная серия испытаний, в ходе которых керн приводят к пластовым условиям и проводят на нем замеры геофизических величин, а потом производят аппроксимацию полученных данных и пользуются полученной моделью при дальнейших ГИС объекта.

Также я думаю, что существенной проблемой является процесс поиска зависимости – текущая ситуация и наработки рассмотрены в статье [5]. К настоящему времени в данном направлении происходит постепенный переход от классического подхода, заключающегося в создании графика палетки, к искусственным нейронным сетям. К сожалению, в настоящее время самообучающаяся сеть проигрывает в точности на порядок, но в будущем, вероятно, одержит верх.

Помимо всего этого могут наблюдаться менее тривиальные ошибки, связанные с человеческим фактором или неполадками в работе оборудования. Например, может быть некачественно выполнена привязка керна к глубине отбора [1]. Данная проблема выявляется при наложении данных по кернам на расчетные значения (см. рисунок 1).

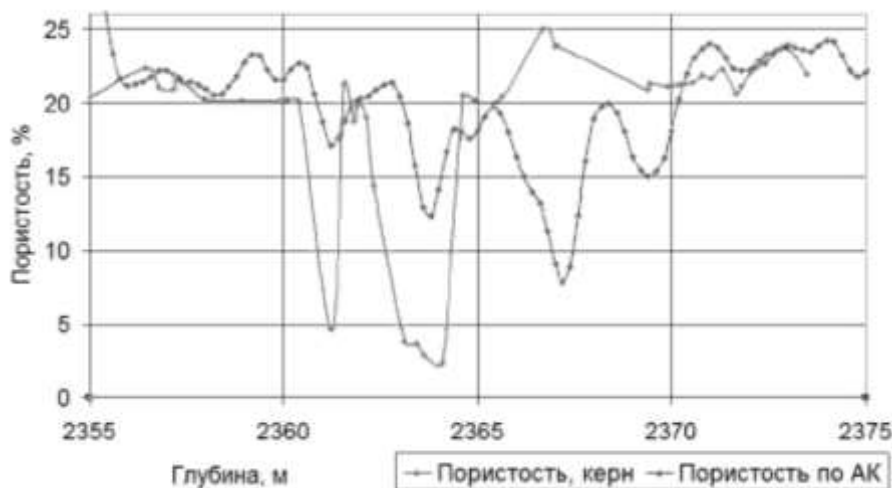


Рисунок 1. Сравнение значений пористости, полученных на кернах, со значениями по результатам акустического каротажа

На графике можно выделить зоны повышенной и пониженной пористости, однако они частично не совпадают. Несмотря на то, что расчетный метод имеет погрешность, характерные минимумы и максимумы должны совпадать с данными по кернам. Учитывая техническую сторону вопроса, большей точностью будет обладать привязка керна к глубине по геофизическим данным [1].

Также можно сравнивать расчетные значения между собой для оценки качества проведения работ. Несовпадение на рисунке 2 говорит об их недостаточном качестве.

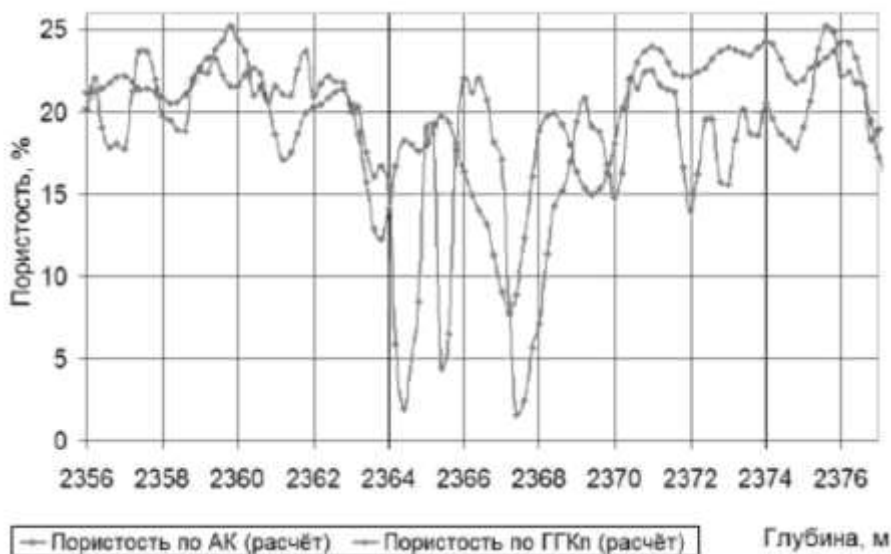


Рисунок 2. Сравнение расчетных значений пористости

Таким образом, я считаю, что для построения реалистичной геологической модели необходимо максимально качественно произвести исследования, которые в дальнейшем будут являться входными данными модели. В случае с ФЕС рекомендуется увязка результатов ГИС с результатами лабораторных исследований керна перед массовым использованием геофизики на скважинах объекта, так как зачастую давно открытые зависимости могут не совпадать даже в пределах региона.

Библиографический список

1. Атюцкая Л. Ю. Сравнение емкостных свойств пород-коллекторов, получаемых из геофизических и петрофизических исследований скважин / Л. Ю. Атюцкая, И. В. Козлов // Вестник Югорского государственного университета. – 2014. – Вып. 2 (33). – С. 100-105.
2. Галкин С. В. К вопросу оценки достоверности использования петрофизических зависимостей определения пористости по данным ГИС (на примере карбонатных отложений месторождений юга Пермской области) / С. В. Галкин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. – 2000. – С. 77-81.
3. Краснопольская А. В. Повышение точности определения пористости коллекторов по данным сопоставления «кern – ГИС» / А. В. Краснопольская, В. С. Жуков // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2009. – № 2. – С. 93-98.
4. Кузьмичев А. Н. Методика и результаты комплексных лабораторных исследований анизотропных свойств коллекторов / А. Н. Кузьмичев // Труды РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина. – 2013. – № 3 (272). – С. 47-51.
5. Сердюк К. С. Построение быстрых аппроксимационных модулей решения задач высокочастотного электромагнитного каротажа / К. С. Сердюк, И. А. Агбаш, А. Ю. Соболев // Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых: сборник материалов IX Международного научного конгресса «ГЕО-Сибирь-2013», Новосибирск. – 2013. – С. 96-101.

УДК 553.559.044(470.13)

Особенности прогнозирования и поисков скоплений УВ в «доманикитах» Предуральского краевого прогиба

Ростовщиков В. Б.¹, Сбитнева Я. С.¹, Дементеев М. В.²

1 – Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

2 – ООО «Газпром добыча Краснодар», г. Краснодар, РФ

К «доманикитам» Тимано-Печорской провинции относятся карбонатно-глинистые отложения с широким развитием органогенных образований, сформированных в верхнедевонское время в условиях шельфа и в приграничной зоне шельфа с глубоководным склоном, а также в депрессионных зонах пассивной континентальной окраины Восточно-Европейской платформы. «Доманикиты» распространяются на большей континентальной части Печорской плиты и в Предуральском краевом прогибе. Следует отметить, что «доманикиты» также имеют широкое распространение в пределах Восточно-Европейской платформы и в предгорных впадинах Среднего и Южного Урала (рисунок 1).

«Доманикиты» характеризуются четкой фациальной зональностью, где выделяются шельфовые, рифовые и депрессионные отложения.

Шельфовые отложения представлены мелководно-шельфовыми осадками, реже лагунными образованиями. Рифовые отложения включают органогенные и органогенно-обломочные породы (доломиты, известняки). Депрессионные – глинисто-карбонатные осадки некомпенсированных впадин с обломками шельфовых рифогенных пород, а также и прослоями песчано-алевролитовых отложений, вмещающие одиночные рифы.

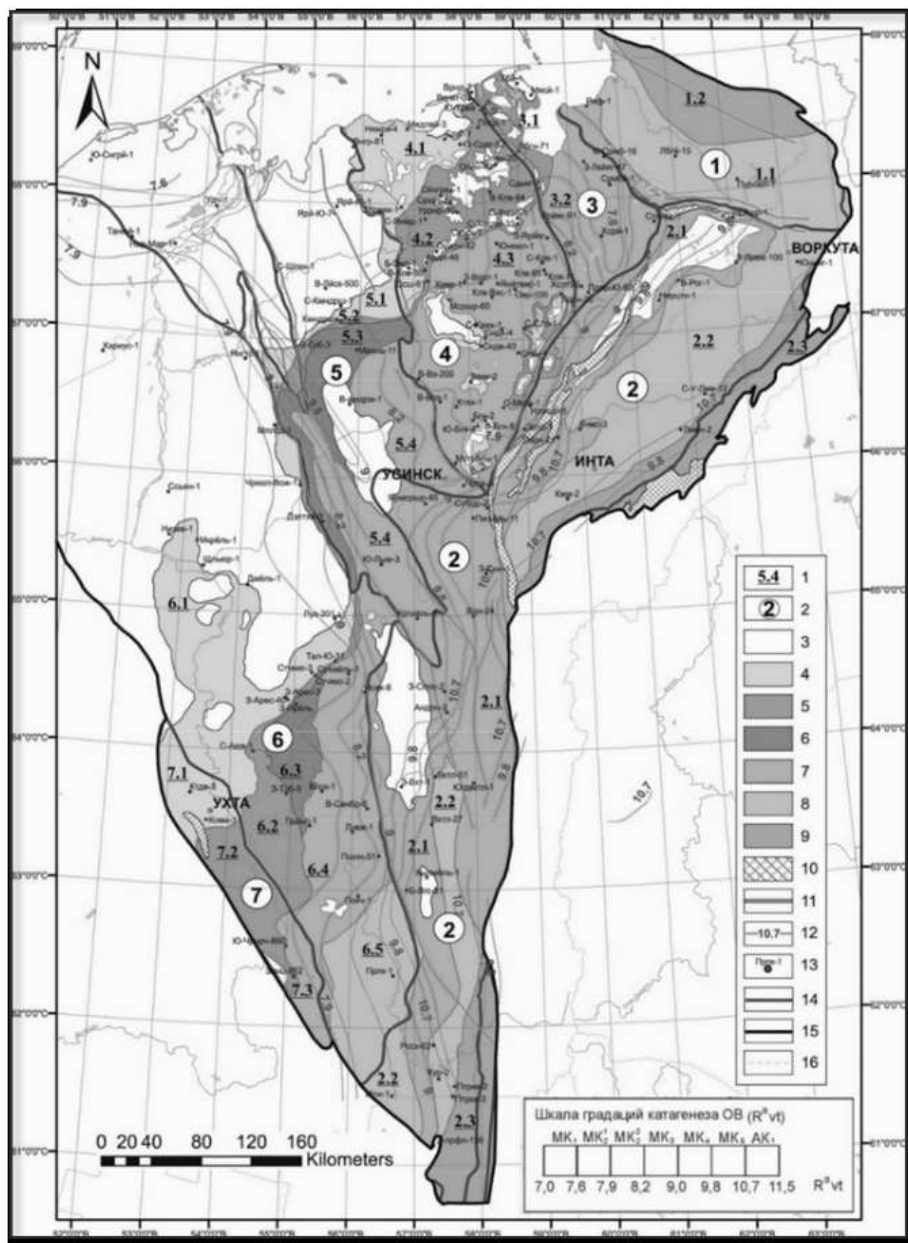


Рисунок 1. Схема нефтегазогеологического районирования отложений доманикового типа

Тимано-Печорской НГП: 1 – Индексы нефтегазоносных зон (НГЗ), 2 – индексы нефтегазоносных областей (НГО), 3 – области отсутствия отложений доманикового типа, 4-9 – зоны с различным стратиграфическим интервалом развития отложений доманикового типа: 4 – dm, 5 – dm-f3 (srč-ev1), 6 – dm-f3 (srč-lv), 7 – dm-fm1-2, 8 – dm-fm3, 9 – dm-t, 10 – зоны современного размыва и выхода на поверхность отложений D3f2-C1t, 11 – глубинные разломы, 12 – линии равных значений отражательной способности витринита Ra, 13 – скважины, 14 – границы НГО, 15 – границы Тимано-Печорской НГП, 16 – административные границы. НГО: 1 – Припайхойско-Приюжноновоземельская, 2 – Северо-Предуральская, 3 – Варандей-Адзввинская, 4 – Хорейверская, 5 – Печоро-Колвинская, 6 – Ижма-Печорская, 7 – Тиманская. НГЗ: 1-1 – Кортаихинская, 12 – Васьягинско-Сабриягинская, 2-1 – Воркутско-Большелягская, 2-2 – Ярвожско-Рассохинская, 2-3 – Лемвинско-Говорухинская, 3-1 – Варандейско-Седьягинская, 3-2 – Ярейягинско-Сарембойская, 4-1 – Нямурхитско-Садааягинская, 4-2 – Янемдейско-Пасседская, 4-3 – Баганско-Коллависовская, 5-1 – Командиршорско-Среднешапкинская, 5-2 – Верхнегрубешорская, 5-3 – Мишваньская, 5-4 – Усинско-Кыртаельская, 6-1 – Ижемская, 6-2 – Нижнеодесская, 6-3 – Седьвожская, 6-4 – Сунаельско-Нижнеомринская, 6-5 – Джебольшая, 7-1 – Ухтинская, 7-2 – Седьельская, 7-3 – Зеленецкая

Фильтрационно-емкостные свойства пород в разнофациальных зонах различные. Шельфовые представлены плотными низкопроницаемыми известняками, гипсоангидритами, доломитами с примесью песчаного материала. Рифовые отличаются наличием каверно-поровых коллекторов с проницаемостью, достигающей от нескольких сотен миллдарси до нескольких дарси. Депрессионные – карбонатно-глинистые породы характеризуются в основном трещинными коллекторами тектоно-динамического происхождения.

Нефтегазопроизводящий потенциал «доманикитов» достаточно высок, более 500 г/м^3 , и обусловлен благоприятными условиями генерации углеводородов в Предуральском краевом прогибе (наличие смешанного ОВ с содержанием $C_{\text{орг}}$ от 2 до 10 %, прохождение через основные зоны нефтегазообразования).

Ловушки контролируются в шельфовых и рифогенных зонах литолого-морфологическими факторами, в депрессионных зонах – литолого-тектоническим фактором, связанным с распространением трещиноватости.

«Доманикиты», как правило, являются одновременно нефтегазоматеринскими и нефтегазовмещающими породами: углеводородные залежи образуются на месте их генерации без значительной первичной и вторичной миграции.

Вышеперечисленные факторы обуславливают особенности прогнозирования и поисков новых скоплений УВ в «доманикитах» Предуральского прогиба. К ним относятся:

– на стадии прогнозирования – оценка ресурсной базы не традиционными методами сравнительных геологических аналогий (МСГА), а новым эволюционно-катагенетическим методом (ЭКМ).

МСГА, при достаточно низкой изученности «доманикитов» и отсутствия кондиционных сравнительных аналогов не отражает реальную оценку ресурсной базы.

ЭКМ учитывает все стадии образования залежей УВ: от генерации, до аккумуляции и консервации нефти и газа на месторождениях.

Проведенная сравнительная оценка ресурсов углеводородов этими методами по двум крупным впадинам Предуральского прогиба (Косью-Роговской и Верхнепечорской) показывает разницу в 259 млн т условного топлива (рисунок 2, рисунок 3).

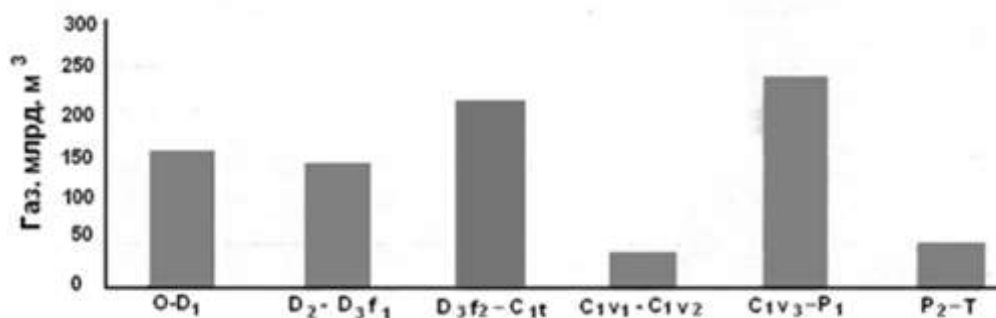


Рисунок 2. Гистограмма распределения начальных потенциальных ресурсов газа по литолого-стратиграфическим комплексам Косью-Роговской впадины

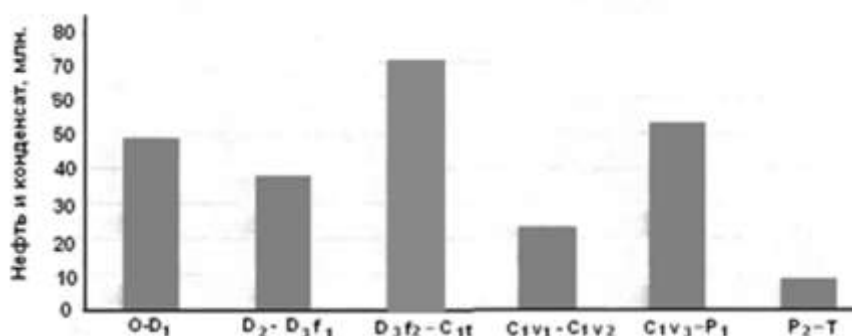


Рисунок 3. Гистограмма распределения начальных потенциальных ресурсов нефти и конденсата по литолого-стратиграфическим комплексам Косью-Роговской впадины

- на стадии подготовки объектов и поисковому бурению:
 - применение геоплотностного моделирования, многоволновой сейсморазведки, сейсмолокация бокового обзора (СЛБО) и др.
- на стадии бурения скважин:
 - Вскрытие пластов: применение промывочных жидкостей на полимерной основе; обеспечение минимального проникновения в пласт; использование в качестве утяжелителей карбонатные компоненты (мел и др.), создание минимальной репрессии на пласт, горизонтальное и радиальное бурение и другие.
 - Специальные промыслово-геофизические исследования: индукционный и радиоактивный каротаж в процессе бурения (телеметрическая система каротажа) акустический широкополостной каротаж, газовый каротаж, отбор проб в процессе бурения, ЛСБО (сейсмолокация бокового обзора).
 - Опробование в процессе бурения (КИИ) – испытание небольшими интервалами (20 м) при положительных газовых показателях и данных телеметрии, многократная запись КВД, создание дополнительных репрессивно-депрессивных режимов.
 - Испытание в эксплуатационной колонне: открытый ствол (нижний объект), гидроразрыв с применением соляной кислоты (многократно) и фиксаторов трещин; многократные режимы – репрессия-депрессия, отработка режимов на малых штуцерах и др.
 - Лабораторное и тематическое сопровождение проекта.

Вывод:

Высокая прогнозная оценка нетрадиционных «доманикитов» в Предуральском краевом прогибе и платформенной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции может быть реализовано только в результате применения новейших достижений в поисково-разведочной геологии и тем самым пополнить сырьевую углеводородную базу на Европейском Севере кондиционными запасами новых месторождений.

Библиографический список:

1. Малышев Н. А. Тектоника, эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов европейского севера России / Н. А. Малышев. – Екатеринбург: УрО РАН, 2002. – 269 с.
2. Теплов Е. Л. Природные резервуары нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции / Е. Л. Теплов, П. К. Костыгова, З. В. Ларионова, И. Ю. Беда, Е. Г. Довжикова. – СПб: ООО «Реноме», 2011. – 286 с.

УДК 622.1:528.28(470.26)

Высокоэффективная система маркшейдерско-геодезического обеспечения в Калининградском УПХГ

Веселова О. А.

Филиал ООО «Газпром ПХГ» – «Калининградское УПХГ», г. Калининград, РФ

В процессе эксплуатации территории Зеленоградского района – должен возникнуть вопрос о выполнении любых топографо-геодезических работ.

Высокоэффективная система включает в себя спектр производственных задач, которые решаются на территории Калининградского УПХГ.

Данная тема особенно актуальна по ряду причин:

1. Максимально эффективно эксплуатировать маркшейдерское оборудование.
2. Создание комплексных инженерно-исследовательских полигонов на основе спутниковых приемников.
3. Возможность выполнения съемок поверхности в труднодоступных, малообжитых, отдаленных районах, а также постоянный мониторинг за сдвижением земной поверхности

будет вестись проще и доступней.

Высокоэффективная система состоит из:

- Полевых измерений;
- Обработки данных.

Полевые измерения представлены спутниковой навигационной сетью, состоящей из действующей базовой станции с антенной и двух спутниковых приемников.

Преимущества такой спутниковой навигационной сети обусловлены тем, что:

- Практически полная независимость выполнения полевых работ от времени года и от времени суток;
- Отказ в ряде случаев от трудоемких операций сооружения наружных знаков над центрами геодезических пунктов;
- Более высокое качество выполнения маркшейдерско-геодезических работ.



Рисунок 1. Оборудование спутниковой навигационной сети

Учитывая преимущества этой сети, были разработаны следующие меры:

- Зарегистрировать в Росреестре базовую станцию как государственный геодезический пункт высокоточной геодезической сети (ВГС);
- Приобрести радиомодем с целью оптимизации работ при строительстве морского терминала по приему, хранению и регазификации сжиженного природного газа (СПГ).

I. После привязки действующей базовой станции (БС) к ВГС через спутниковую геодезическую сеть 1-го класса (СГС-1), выполнение съемок в труднодоступных, малообжитых, отдаленных районах, а также в районах с пониженной плотностью ГГС стало вестись гораздо проще и доступней.

Внедрение нашей действующей базовой станции в ВГС дало возможность системе самой обновлять данные и получать поправки в реальном времени → иметь только реальные координаты.

II. При приобретении радиомодема, были оптимизированы маркшейдерско-геодезические работы при строительстве терминала СПГ, т. е. опорное обоснование не требуется, т. к. работа происходит от одного пункта. Также упростился мониторинг за площадкой терминала, после ее строительства.

Управление оборудованием GNSS, вычисление координат опорных и контрольных точек и архивация результатов измерений и обработки осуществляются на специально выделенном сервере с помощью программного обеспечения LeicaGeoMos с функцией позиционирования и программы LeicaGNSSQS для проверки качества и целостности данных.

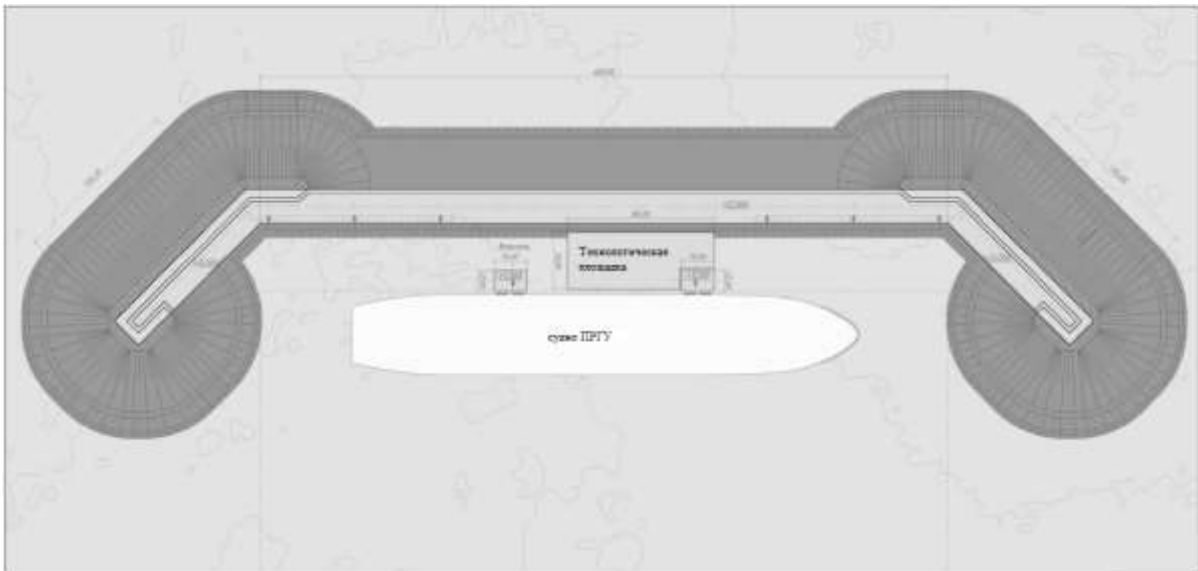


Рисунок 2. Схема терминала по приему, хранению и регазификации СПГ

Что касается обработки данных, то для автоматизации управления основными производственными процессами, связанными с использованием пространственной и технической информацией об объектах ПХГ, была разработана и внедрена геоинформационная система Калининградского УПХГ.

Геоинформационная система (ГИС) разработана на основе ПО Геоникс. Из модулей были использованы топоплан, геометрические построения и 3D-визуализация. Преимущества этого ПО в том, что данные можно вводить при помощи Excel и вручную.

ГИС состоит из двух основных блоков: топографического и технологического оборудования УПХГ. Основу топографического блока составляет топографическая информация (карты и схемы), а также геодинамическая модель. Блок пространственного классификатора данных технологического оборудования УПХГ разрабатывается в процессе проектирования ГИС ПХГ. В целом, структура пространственного классификатора условно разделена на следующие тематические группы:

- Элементы плановой и высотной основы;
- Топография (рельеф, населенные пункты и т. д.);
- Земельный и имущественный кадастр;
- Технологические объекты УПХГ.

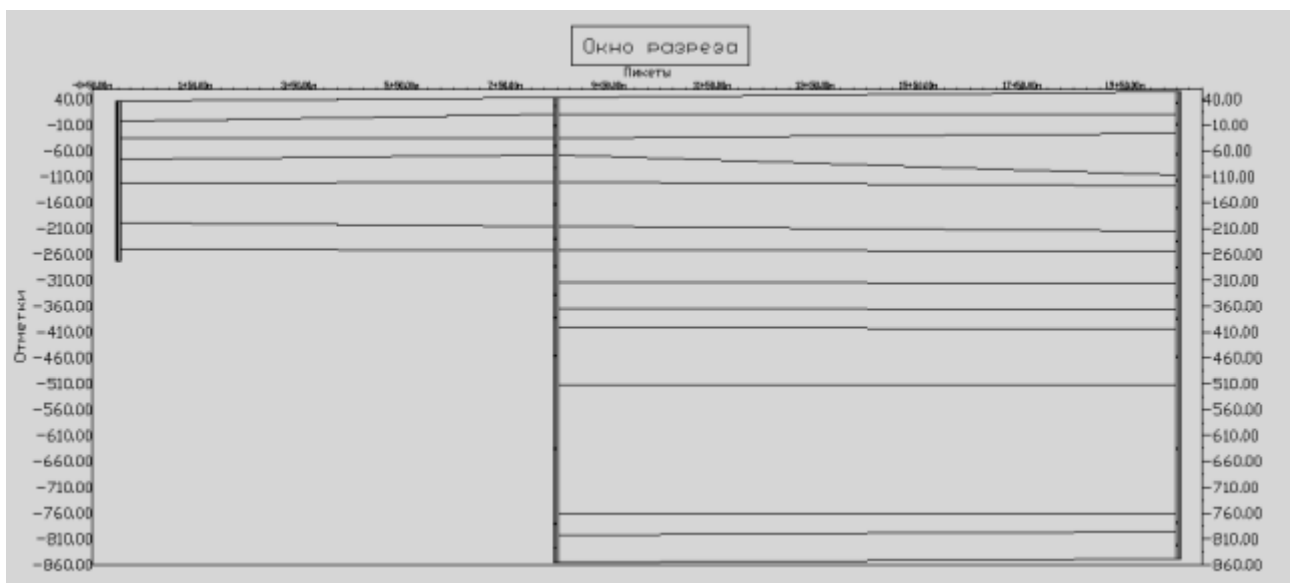


Рисунок 3. Геологический разрез

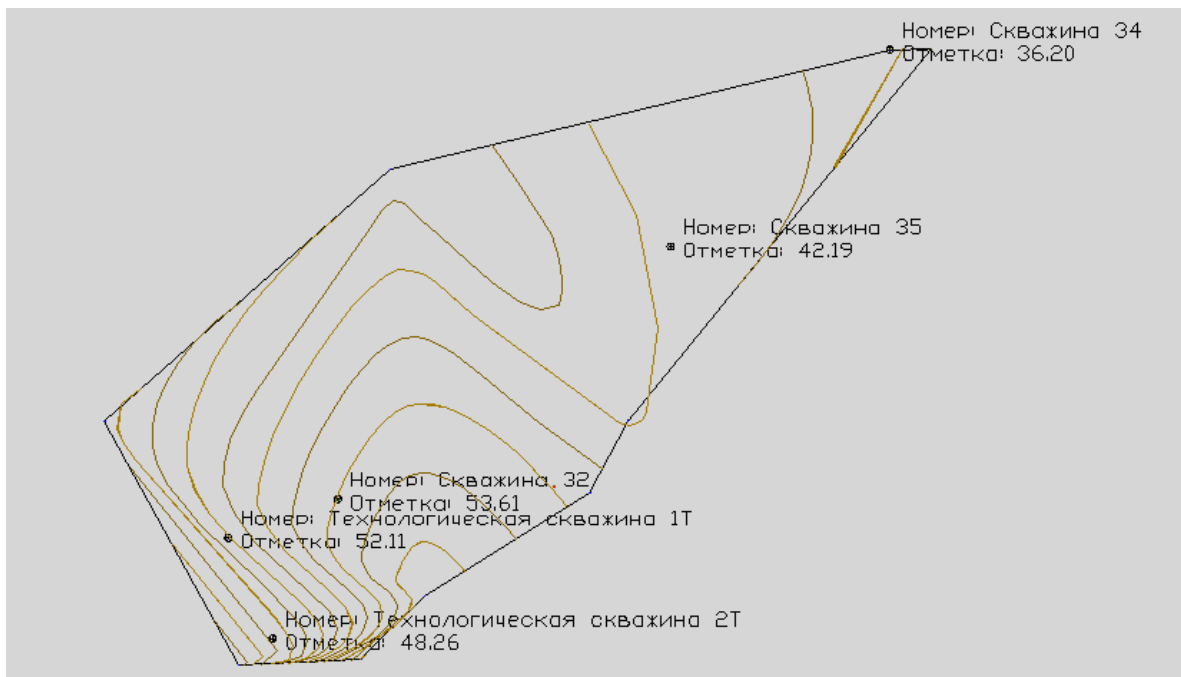


Рисунок 4. Рельеф местности

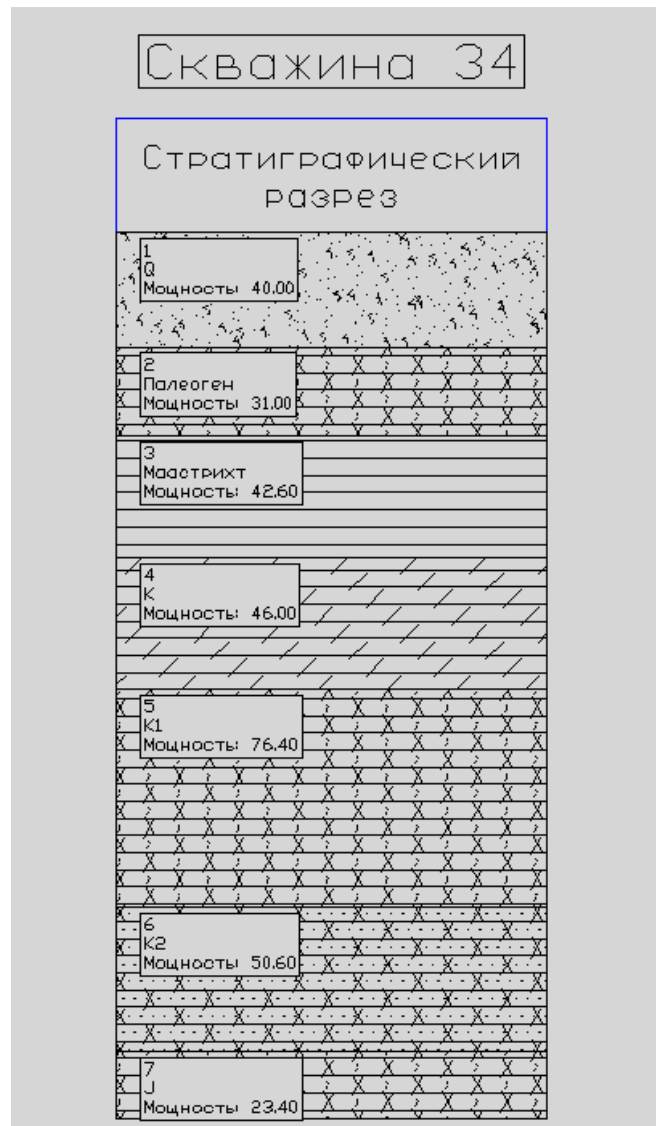


Рисунок 5. Стратиграфический разрез по скважине

При внедрении геоинформационной системы в производственные службы филиала она служит вспомогательным инструментом для принятия производственных и управленческих решений, что эффективно повышает работу.

УДК 553.98.042:550.8(470.13)

Новые направления поисков крупных месторождений углеводородов в Предуральском краевом прогибе: проблемы и перспективы

Коротков С. В.¹, Ростовщиков В. Б.², Маракова И. А.², Колоколова И. В.³

1 – ООО «Газпром добыча Краснодар», г. Краснодар, РФ

2 – Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

3 – Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, г. Москва, РФ

Состояние сырьевой базы по УВ на Европейском Севере требует активизации геолого-разведочных работ (ГРР) по поиску новых месторождений нефти и газа, особенно на территории Республики Коми.

При достаточно высокой разведанности прогнозных ресурсов нефти (около 50 %) и невысокой по газу (примерно 30 %) нереализованные перспективы открытия новых месторождений, находящихся в нестандартных условиях достаточно значительные.

Главным объектом поисков является Предуральский краевой прогиб с наличием крупных структурно-тектонических ловушек в центральной и внутренней зонах прогиба.

По последним данным ученых наибольшие скопления УВ возникают в предгорных прогибах, где создаются максимально благоприятные условия для генерации УВ.

Активная континентальная окраина (Сибирская плита) надвигается на пассивную окраину (Восточно-Европейская плита). Огромное количество ОВ и мантийно-теплового потока (рисунок 1).

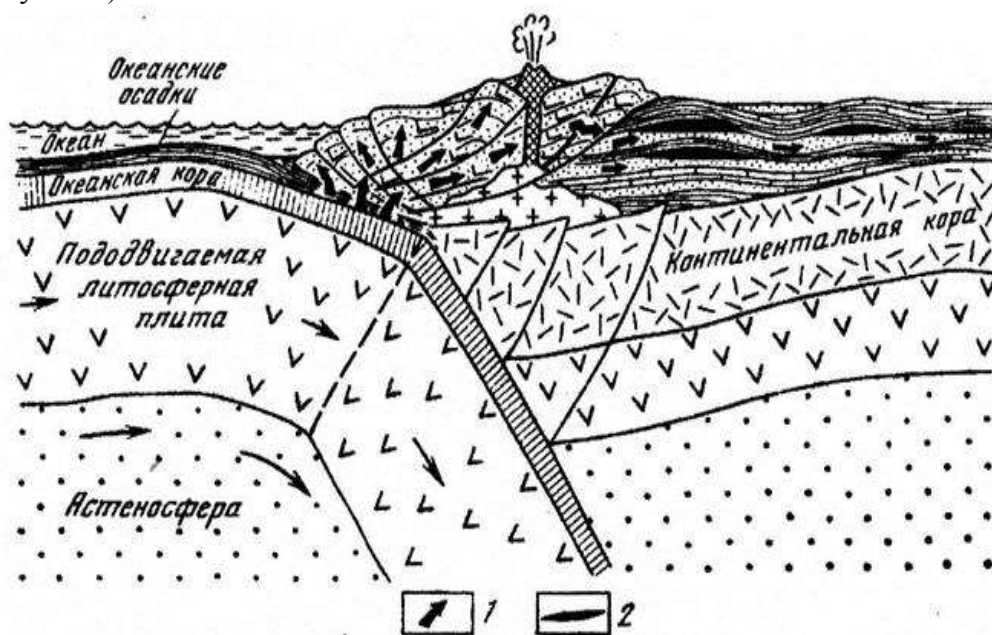


Рисунок 1. Активная континентальная окраина

Внутренняя зона Предуральского прогиба представляет собой сложнопостроенную чешуйчато-надвиговую область шириной до 30-60 км и протяженностью более 1000 км, которая частично перекрыта гранитно-гнейсовым козырьком со стороны Урала. Состоит из высокоамплитудных надвиговых структур, зачастую крупных размеров. Перспективны отложения от силура до верхней перми.

Основные поисковые зоны расположены в Косью-Роговской впадине, в пределах гряды Чернышева, Среднепечорского поперечного поднятия и Верхнепечорской впадине.

В Косью-Роговской впадине – Прилемвинская и Верхнегрубеюская чешуйчато-надвиговые дислокации включают поднадвиговые структуры с трещинно-кавернозным типом коллекторов гипергенного и тектонодинамического происхождения в доманиково-турнейском НГК. Здесь прогнозируются залежи в верхних и нижних НГК (рисунок 2).

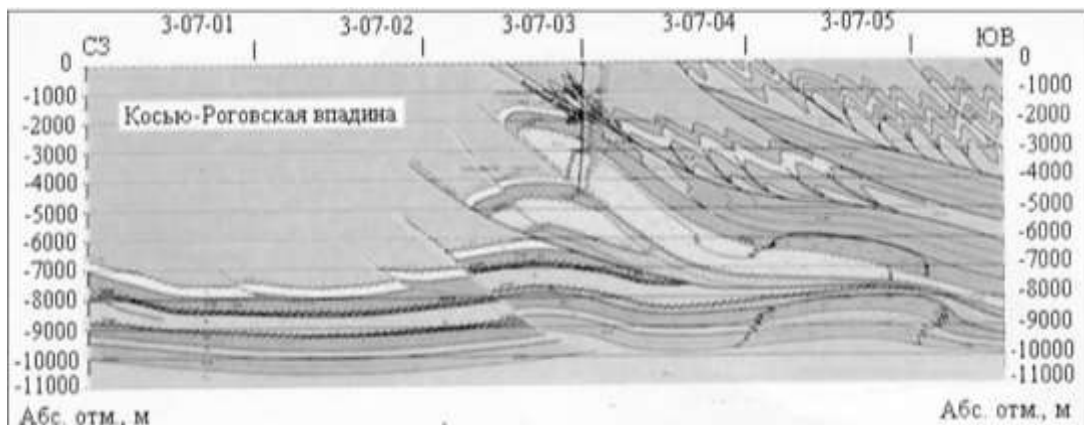


Рисунок 2. Сейсмогеологический разрез. Строение внутренней зоны Предуральяского прогиба

В пределах гряды Чернышева особого внимания заслуживает автохтонная часть Хоседаюского вала. Достижимые глубины и значительные размеры по площади и амплитуде делают этот объект высокоперспективным по отложениям верхнего и нижнего девона, а также силуру. Здесь прогнозируются кавернозные и трещинные коллектора гипергенного и тектонодинамического происхождения (рисунок 3).

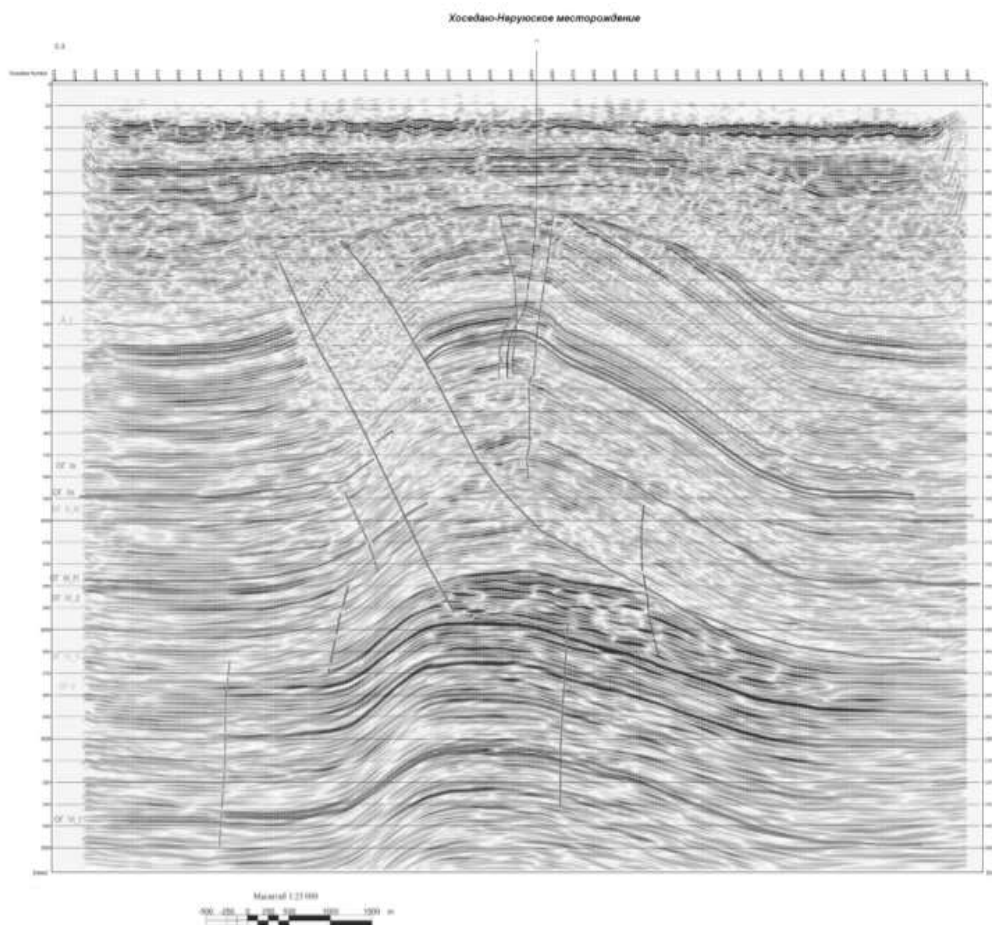


Рисунок 3. Хоседаю-Неруёское нефтяное месторождение. Временной разрез по линии ПР 1103

Среднепечорское поперечное поднятие. Характеризуется сложным строением и высокими перспективами, что подтверждается: наличием рифогенных образований в доманиково-турнейском комплексе, развитием мощных песчаных пластов в нижележащих среднедевонско-нижнефранских отложениях и открытым крупным Западно-Соплесским газоконденсатным месторождением (рисунок 4).

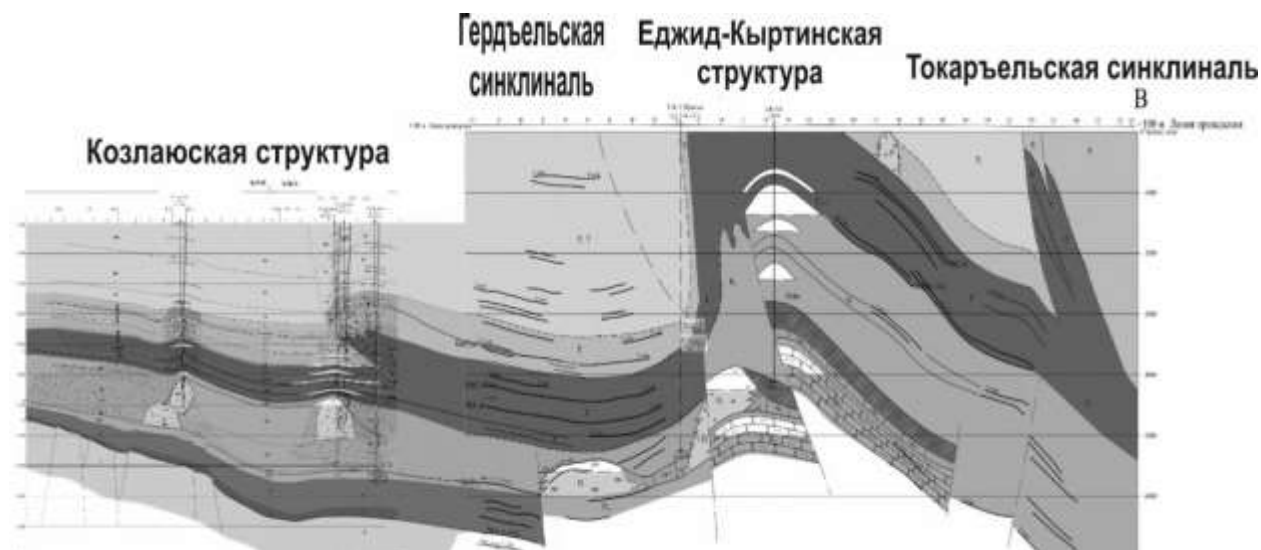


Рисунок 4. Сейсмогеологическая модель строения Верхнепечорской впадины и Среднепечорского поперечного поднятия

Верхнепечорская впадина. Является наиболее актуальной и перспективной по открытию здесь крупных залежей газа и газоконденсата. В восточной Сарьюдинской складчатой зоне прогнозируется наличие крупных структурно-тектонических объектов надвигового и поднадвигового типов с развитием трещинно-кавернозных коллекторов тектонодинамического и гипергенного генезиса. Пристального внимания заслуживает автохтонная часть крупнейшего Вуктыльского газоконденсатного нефтяного месторождения (ГКНМ).

В рамках выполнения НИР для ПАО «Газпром» проведена сравнительная оценка прогнозных ресурсов в Северо-Предуральской НГО, на основе изучения литолого-фациальных, структурно-тектонических, генетических особенностей генерации УВ и аккумуляции их в ловушках.

Оценка проведена двумя методами:

- традиционным – методом сравнительных геологических аналогий (МСГА)
- эволюционно-катагенетическим методом (ЭКМ) (Дьяконов А. И., Овчарова Т. А.).

Основные проблемы применения МСГА:

- особые условия формирования «доманикитов» (нефтегазоматеринские являются и нефтегазовмещающими породами);
- низкая геолого-геофизическая изученность;
- отсутствие апробированных эталонных участков для применения МСГА.

Преимущество ЭКМ над МСГА:

- расчеты сопровождают основные стадии формирования залежей: генерация, аккумуляция, консервация;
- учитывает резкую литолого-фациальную изменчивость «доманикитов»: шельфовые, рифовые, депрессионные зоны с различными, в том числе нетрадиционными коллекторами;
- учитывают соединение процессов генерации и аккумуляции УВ в одних и тех же отложениях «доманикитах», без значительной латеральной миграции.

Выводы:

1) Впервые за 60 последних лет были систематизированы материалы геологоразведочных работ и проведены комплексные исследования перспективного

доманиково-турнейского НГК в северной части Предуральяского краевого прогиба.

2) Комплексное исследование геологического строения и условий формирования верхнедевонских отложений позволило:

- дать научно-обоснованную оценку ресурсов УВ в «доманикитах» с выделением крупных зон газонакопления, нефтенакопления и смешанного УВ накопления.
- выделить объекты для поисков новых месторождений УВ;
- определить геологические риски по этим объектам;
- выделить первоочередные объекты по освоению ресурсов УВ по газовому, нефтяному и смешанному направлениям с оценкой геологических рисков по их опосредованному;
- обосновать методику и технологию проведения работ на нетрадиционные отложения «доманикиты».

На основании геологических критериев нефтегазоносности осадочного чехла с учетом промышленно-экономических аспектов к проведению геологоразведочных работ в настоящее время выделены:

- по газовому направлению два участка:
 - Среднепечорский участок;
 - поднадвиговая часть Вуктыльского НГКМ
- по нефтяному направлению 2 участка:
 - Ярвожский и Адакский.

Адакский участок может представлять собой объект смешанного нефтегазонакопления.

На основании сравнительной оценки ресурсов различными методиками сделан вывод о целесообразности применения эволюционно-катагенетического метода, учитывающий особенность формирования нетрадиционного доманиково-турнейского НГК, в том числе «доманикитов».

УДК 553.98 (470.13)

Перспективы обнаружения залежей в сложнопостроенных объектах нижних горизонтов осадочного чехла южной части Ямала

Швецов М. В.¹, Кочкина Ю. В.¹, Ермакова О. Л.¹, Яковлев С. И.², Кузнецов Р. О.²

1 – филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, РК, РФ

2 – АО «НовоХим», г. Москва, РФ

На территории полуострова Ямал выявлено около 20 % разведанных запасов и прогнозных ресурсов углеводородного (УВ) сырья Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. При этом максимальной степенью изученности (сейсморазведочными работами, бурением) и наибольшим количеством запасов природного газа и конденсата характеризуется северная и центральная части полуострова, где разведаны и введены в эксплуатацию уникальные и крупные по запасам Бованенковское, Харасавэйское, Южно-Тамбейское, Новопортовское месторождения. Всего здесь открыто 32 месторождения УВ-сырья, среди которых 9 газовых и 23 нефтегазоконденсатных. Южная часть полуострова вместе с прилегающей материковой частью Западно-Сибирской платформы остаются слабоизученными в нефтегазоносном отношении.

В геологическом строении п-ова Ямал принимают участие породы от палеозойского до четвертичного возраста, образующие два мегакомплекса отложений: докембрийский преимущественно метаморфический (осадочно-метаморфический) и мезозойско-кайнозойский осадочный (плитный). Толщина типичного осадочного чехла на севере Ямала составляет 6-7 км и более, а в его южной приуральской части (на Щучьинском выступе) уменьшается до 0,5 – 1,5 км. Разрез осадочного чехла южной части полуострова по сравнению с разрезами северных районов характеризуется значительным уменьшением толщины верхних (меловых) и

относительным увеличением толщин нижних (юрских и частично триасовых) горизонтов. Наиболее исследованными являются сеноманские и альб-аптские отложения, содержащие основные выявленные на полуострове запасы УВ. Юрские осадочные образования, пройденные бурением на полную глубину на южных площадях (Новопортовской, Малоямальской, Сюнай-Салинской, Ярсалинской, Верхореченской и Северо-Мантойской) и на Тамбейской группе месторождений, имеют низкую степень изученности.

Исторически, при проведении поисково-оценочных работ, основное внимание уделялось антиклинальным поднятиям, к ним приурочено большинство (до 90 %) выявленных на полуострове запасов УВ-сырья. По условиям образования структуры имеют конседиментационное происхождение и прослеживаются, постепенно выполаживаясь, от кровли доюрских пород к подошве мела и кровле сеномана по отражающим сейсмическим горизонтам А, Б, М и Г [1]. К настоящему времени практически все крупные и средние по размерам положительные структуры, выявленные на территории полуострова по результатам сейсморазведочных работ, опоискованы глубоким бурением.

В южной части Ямала по результатам геологоразведочных работ выявлены обширные моноклиналильные зоны (Припайхойская и Приуральская моноклизы по тектоническому районированию Западно-Сибирской плиты И. И. Нестерова), в пределах которых антиклинальных поднятий не установлено. Основными структурно-тектоническими элементами осадочного чехла в этих зонах являются структурные мысы, структурные носы и разделяющие их прогибы, что обусловлено блоковым строением фундамента, гипсометрически повышающегося в сторону Пайхойско-Новоземельской и Уральской складчато-надвиговых зон.

К настоящему времени на исследованной территории залежи УВ не известны, имеются лишь сведения об отдельных непромышленных проявлениях нефти. Так, при испытании скважины Кутопьюганской, на южном берегу Обской губы, получен непромышленный приток нефти из зоны контакта «чехол-фундамент». В обнажениях на Щучинском выступе по данным исследований (Дедеев, 1958; Каныгин и др., 2011) девонские известняки содержат капельно-жидкую нефть, а при испытании колонковых скв. 7 и 32 на Южном Ямале получен приток нефти из зоны выклинивания юрских отложений и их контакта с породами фундамента [1].

Ближайшие открытые месторождения на юге п-ова Ямал – нефтегазоконденсатные Новопортовское и Ростовцевское месторождения – содержат многочисленные залежи УВ в ловушках барьерного типа, сформированных в результате литологического замещения или стратиграфического выклинивания песчано-алевритовых пластов [2].

Учитывая низкую структуроносность района, основные перспективы выявления залежей УВ в пределах исследуемой территории могут быть связаны с ловушками неантиклинального типа.

В пределах исследуемой территории осадочный чехол начинается с юрской толщи пород, внутри которой прослеживаются отражающие горизонты, контролирующие развитие по площади глинистых пластов, каждый из которых перекрывает песчаные пачки и является флюидоупором. В целом, юрские отложения характеризуются сложным литолого-фациальным составом, их продуктивность доказана на Новопортовском месторождении – в пласте Ю₂₋₆ выявлена нефтегазоконденсатная залежь, в пластах Ю_{11/1}, Ю_{11/2} и Ю_{11/3} установлены газоконденсатные залежи. Две газоконденсатные залежи в пластово-сводовых ловушках открыты в пластах Ю₂₋₄ Малоямальского месторождения. Максимальные дебиты конденсатного газа на месторождениях достигают 112 тыс. м³/сут на штуцере диаметром 12 мм.

Ступенчатое воздымание поверхности доплитных образований, характерное для рассматриваемой территории, сопровождается интенсивным сокращением мощности осадочного чехла за счет уменьшения толщин всех слагающих его комплексов пород. Последнее особенно отчетливо проявляется в структуре юрского комплекса, где наблюдается последовательное выклинивание юрских отложений с северо-востока на юго-запад (рисунок 1) В зависимости от амплитуды выступов складчатого основания на фундаменте залегают

различные горизонты юрских пород (рисунок 2). На территории исследования повсеместное распространение получила лишь группа пластов Ю₂₋₄. Нижележащие пласты Ю₇₋₉ и Ю₁₀₋₁₁ прослеживаются только в восточной части исследуемой территории, а также в пределах грабенообразных депрессий, установленных по данным сейсморазведочных работ, как в южной части Ямала (западный склон Щучьинского выступа), так и в пределах северо-западной приуральской части Западно-Сибирской платформы (сейсмопрофиль «Западная Сибирь», Танопчинская, Харвутинская и другие площади).

В скважинах, пробуренных непосредственно на территории исследования (Ярсалинская и Сюнай-Салинская площади), при опробовании пород юрского возраста получены притоки минерализованной воды дебитом до 4,6 м³/сут по подъему уровня, что свидетельствует о наличии в этих отложениях коллекторов. Аналогичные результаты получены при бурении ряда скважин и в прилегающей к п-ову Ямал материковой области. Так, на Танопчинской площади скв. 2 и 3 пройден разрез мезо-кайнозойских отложений, включая среднеюрскую толщу и кору выветривания. Испытание в скважинах отложений тюменской свиты (средняя юра) дало воду с минерализацией до 17 г/л с небольшим количеством растворенного газа. Сокращенная толщина отложений тюменской свиты (до 120 м в скв. 3-Танопчинской) обусловила низкий емкостной потенциал для скопления УВ. Тем не менее, на других приграничных площадях, таких как Пальниковская, Ярудейская, Лензитская, Верхнехарловская и Средненадымская, где разрез ниже-среднеюрских отложений относительно полный, доказана нефтегазоносность в пласте Ю₂. Бурение скв. 1 на Харвутинском лицензионном участке, вскрывшей юрские отложения в оптимальных структурных условиях, так же не дало положительных результатов.

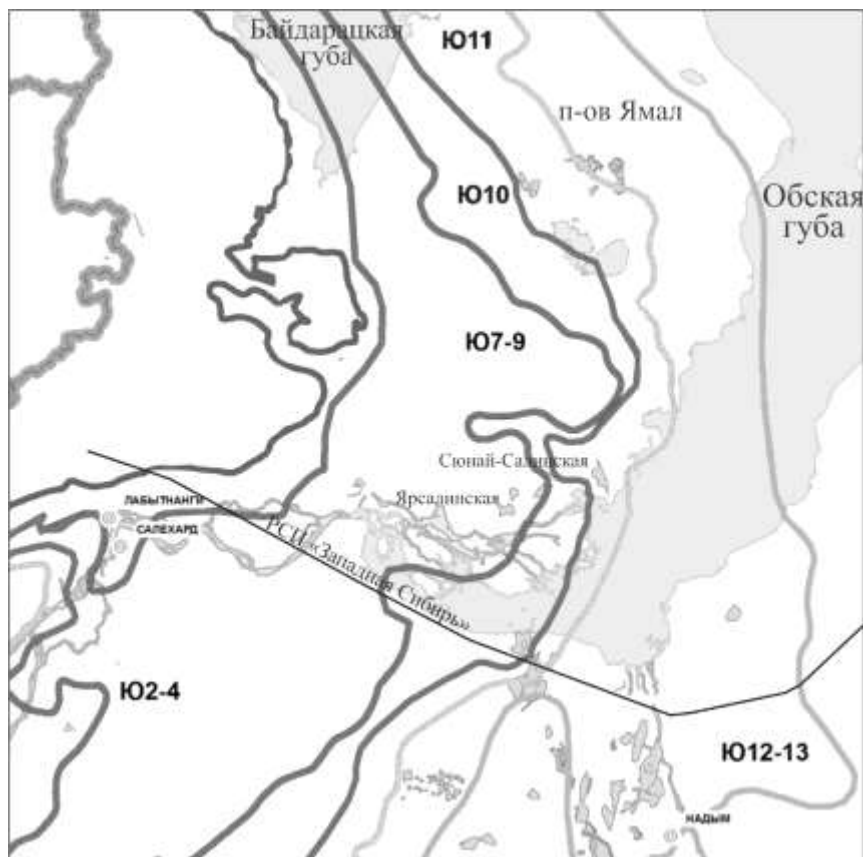
Следует отметить, что все пробуренные скважины традиционно заложены по структурному принципу – в сводовых и присводовых частях локальных поднятий.

Учитывая вышеизложенное, на исследованной территории южной части Ямала и прилегающей к нему материковой области можно предположить наличие зон нефтегазонакопления с локальными перспективными объектами, связанными с зонами выклинивания и фациального замещения коллекторов непроницаемыми толщами в ниже-среднеюрских отложениях (пласты Ю₂₋₄, Ю₇₋₉, Ю₁₀₋₁₁) в западном направлении. Перспективы обнаружения новых месторождений УВ в пластах Ю₂₋₄, характеризующихся повсеместным распространением, связываются с зонами развития улучшенных коллекторов. Развитие пластов Ю₇₋₉, Ю₁₀₋₁₁ можно ожидать в отрицательных (грабенообразных) объектах, связанных со структурно-формационными зонами фундамента, распространение которых уверенно прогнозируется по данным сейсморазведочных работ. Зоны выклинивания и фациальных замещений проницаемых пластов Ю₇₋₉–Ю₁₀₋₁₁ в сочетании с общим структурным подъемом территории также могут служить перспективным направлением для обнаружения залежей УВ.

Существование дизъюнктивных нарушений различной протяженности и амплитудности может приводить к усложнению строения нижних горизонтов осадочного чехла и образованию в них тектонически экранированных ловушек. При сочетании таких благоприятных факторов, как наличие структурного подъема пласта и необходимого соотношения коллекторов и покрышек, данные отложения могут служить перспективным направлением для обнаружения залежей УВ в ловушках неантиклинального типа.

Дюорское основание является одним из самых сложных объектов для исследования. Результаты сейсморазведочных работ, проведенных в разные годы на юге п-ова Ямал и прилегающей к нему материковой области, указывают на наличие в пределах исследуемой территории в домезозойском основании осадочного чехла мощной коры выветривания, с которой, как и с самим палеозойским основанием, можно связывать определенные перспективы нефтегазоносности. Согласно данным бурения, в пределах исследуемой территории породы фундамента в верхней своей части изменены процессами выветривания, все толщи фундамента дислоцированы, разбиты трещинами и дизъюнктивными нарушениями. Промышленная продуктивность фундамента доказана на Новопортовском

месторождении, где из верхней трещиновато-кавернозной части девонского массива получены высокодебитные притоки газа. Максимальный дебит низкоконденсатного газа составил 379,1 тыс. м³/сут на диафрагме 14,8 мм (скв. 107). В скв. 211 получен мощный фонтан газа, визуальный дебит которого достигал 4 млн м³/сут [1]. Не исключена возможность наличия залежей УВ в доюрском фундаменте и в пределах исследуемой площади работ, где по результатам сейсморазведочных работ в теле фундамента закартированы тектонические нарушения, формирующие зоны трещиноватости пород с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами.



Границы распространения пластов:



Рисунок 1. Границы распространения нижне-среднеюрских отложений (по Т. А. Кирилловой, 2015)

Таким образом, основные перспективы нефтегазоносности исследованного района связаны со сложнопостроенными тектонически экранированными объектами и ловушками неантиклинального типа, распространенными в юрской части разреза осадочного чехла и верхней части фундамента, что обусловлено тектоническим строением региона и условиями седиментации.

Для выявления потенциально продуктивных пластов необходимо проведение детальных сейсморазведочных работ МОГТ 3D и бурение поисковых скважин, которые следует закладывать в зонах выклинивания пластов, а также в пределах локальных объектов, связанных с грабенообразными структурно-формационными зонами фундамента.

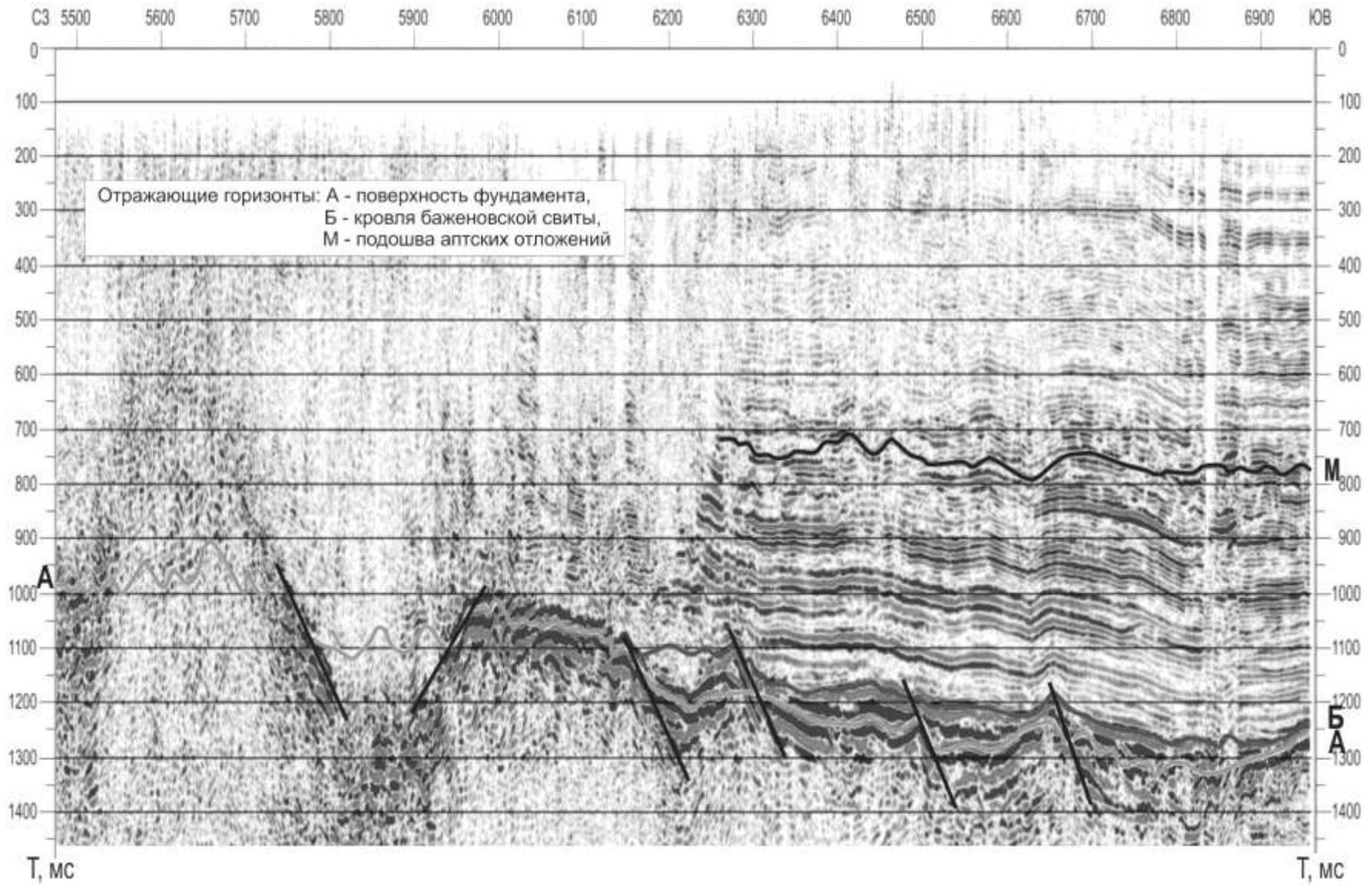


Рисунок 2. Фрагмент временного разреза по региональному сейсмопрофилю «Западная Сибирь»

Библиографический список

1. Кислухин И. В. Особенности геологического строения и нефтегазоносность юрско-неокомских отложений полуострова Ямал / И. В. Кислухин; под ред. И. И. Нестерова. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 116 с.
2. Скоробогатов В. А. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала / В. А. Скоробогатов, Л. В. Строганов, В. Д. Копеев. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 352 с.

УДК 553.98.045

Анализ возможности извлечения ценных компонентов из попутных вод Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения

Овчарова Т. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1964 г., в сентябре 1968 г. введено в опытно-промышленную эксплуатацию, эксплуатационное разбуривание завершено в 1991 г. На месторождении выявлено семь залежей: основная газоконденсатная нижнепермско-каменноугольная залежь; газоконденсатная в бобриковских песчаниках южного купола; нижнепермско-каменноугольная нефтяная оторочка южной периклинали; нефтяная залежь в отложениях московского яруса среднего карбона на Северо-Вуктыльском участке; две нефтяные залежи в яснополянских отложениях нижнего карбона на Нижне-Вуктыльском участке и Восточно-Козланюрском поднятии; нефтяная залежь в башкирских отложениях Подчеремского участка.

Нефтяные скопления на южном куполе, классифицированные как нефтяная оторочка промышленного значения, в процессе длительной эксплуатации газоконденсатной залежи потеряли свое значение как объект разработки на нефть. За это время в залежь внедрилась пластовая вода. Основным объектом разработки на Вуктыльском НГКМ является газоконденсатная залежь, приуроченная к терригенным и карбонатным коллекторам. Разрабатываемая газоконденсатная залежь приурочена к мощной преимущественно карбонатной толще нижнепермско-каменноугольного возраста. Максимальной величины этаж газоносности достигает в своде северного купола (скв. 119) – 1420 м; 741 м – на среднем (скв. 189) и на южном куполе (скв. 191).

Продуктивная толща сложена преимущественно карбонатными породами, терригенные отложения развиты лишь в нижней алексинской и бобриковской части, это единая сообщающаяся система, осложненная совершенно изолированными южным и северным куполами.

Месторождение характеризуется большим этажом газоносности. Постепенно происходило истощение всего газонасыщенного массива с отставанием снижения пластового давления в слабопроницаемых интервалах. Оценка внутрипластовых перетоков газа при избирательном вскрытии пласта в интервалах с хорошей проницаемостью показала, что перетоки имеют промышленное значение. На основании этих данных вскрытие продуктивной толщи пласта проводилось единой сеткой скважин. Была принята система разбуривания залежи разнодебитными скважинами, которая со временем оказалась надежной. Разработка основной газоконденсатной залежи осуществляется преимущественно при газовом режиме с элементами упруговодонапорного. Месторождение разрабатывалось в основном на режиме истощения пластовой энергии. С 1984 г. Вуктыльское месторождение находится в стадии падающей добычи.

Разработка Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения сопровождается извлечением огромного количества попутных вод, в связи с этим возникает проблема их утилизации. В настоящее время пластовые воды нефтяных и газовых месторождений США, Японии, Чили, Израиля, Татарстана, Туркмении, некоторых областей России (Астраханская,

Пермская, Тюменская и других) используются в качестве гидроминерального сырья.

Возможность использования попутных вод в качестве гидроминерального сырья определяется такими показателями, как природная ценность месторождения (количество и качество вод, извлекаемые запасы, соответствующие продукты, зависящие от технологии извлечения) и эффективность его эксплуатации (годовая производственная мощность предприятия, стоимость товарной продукции в оптовых ценах, себестоимость добычи и переработки вод, прибыль, срок эксплуатации). В данной работе извлечение пластовых вод и их возможное использование в качестве гидроминерального сырья рассматривается как попутное производство. Одним из важных вопросов при этом является химический состав добываемой пластовой воды. Попутно добываемые пластовые воды Вуктыльского газового промысла характеризуются промышленным содержанием многих полезных компонентов (таблица 1).

Таблица 1

Минерально-промышленное содержание полезных компонентов в водах ВГКМ

Наименование компонентов	Содержание, мг/л
Хлористый натрий	50 000
Кальций	1 000
Магний	500
Калий	1 000
Бром	200
Йод	10
Бор	50
Литий	10
Стронций	300

В Вуктыльскую группу входят следующие месторождения: Вуктыльское, Западно-Соплесское, Югидское и Печоро-Кожвинское. Общий объем попутных вод увеличился за счет увеличения фонда обводненных скважин. Водопроявлениями, как и в предыдущие годы, охвачено восточное крыло структуры и небольшие участки на западном крыле. Несмотря на присутствие пластовых вод, внедрение воды носит избирательный характер. Селективно внедрившаяся в залежь вода не обеспечивает поддержания пластового давления. Элементы упруговодонапорного режима проявляются на участках избирательного внедрения пластовых вод в верхневизейско-башкирскую толщу по южному куполу.

Для получения качественных вод необходимо разработать технологическую схему их переработки и определить методики извлечения полезных компонентов.

Технологическая схема переработки пластовой воды определяет очередность извлечения компонентов: бор → магний → литий → йод → бром. Очистка от растворенных углеводов предшествует всем стадиям по причине недопущения загрязнения товарных продуктов и экстрагента органикой и для повышения доли извлекаемых продуктов.

Бор извлекается первым из-за относительно низкой концентрации и возможности потерь на последующих стадиях. Кроме того, бор должен извлекаться до извлечения магния, являющегося эффективным высаливателем бора при экстракции. Операции подкисления и окисления пластовой воды предопределили извлечение йода и брома в конце технологического процесса. По мере повышения окислительно-восстановительного потенциала первым извлекается йод (590 мВ), далее – бром (993-1002 мВ).

Основополагающим принципом разработки комплексной схемы была автономность каждой стадии и возможность ее отдельной промышленной реализации. Первой стадией является очистка пластовой воды от растворенных углеводов. Далее идет стадия извлечения бора из пластовых вод путем экстракции аминофенолформальдегидными олигомерами (раствором «Яррезина-Б» в смеси керосина и октанола).

Экстракцию проводят при pH=7,0-7,5. В непрерывном цикле на стадию экстракции бора поступает регенерированный экстрагент после отмывки его серной кислотой. Пластовая

вода после расслаивания направляется на стадию осаждения гидроокиси магния, экстракт направляется на рекстракцию. Возможна кислотная и щелочная рекстракция экстрагента. Экстрагент поступает на стадию регенерации, рекстракт, содержащий метаборат натрия NaBO_2 , – на стадию выпаривания.

Выпаривание раствора метабората натрия проводится в вакуум-выпарной установке. Упаренный раствор охлаждается в теплообменнике до $T = 15-20\text{ }^\circ\text{C}$ и поступает в реактор для осаждения пербората натрия. Товарный продукт – перборат натрия.

Осаждение гидроокиси магния из пластовых вод после выделения бора производится известковым молоком. Отфильтрованная паста гидроксида поступает на обжиг. В результате обжига при температуре $1300-1700\text{ }^\circ\text{C}$ получается оксид магния. Степень извлечения магния составляет 98-99 %. Товарный продукт – оксид магния.

Далее пластовая вода поступает на извлечение лития. Хемосорбцию лития из пластовой воды проводят в виде хлорсодержащего алюмината на свежесформованном осадке гидроксида алюминия. Температура хемосорбции $45-50\text{ }^\circ\text{C}$. Процесс осаждения лития происходит при $\text{pH}=8,0-8,5$; степень извлечения лития 90-92 %. После выщелачивания литийсодержащего осадка и проведения ряда операций получают товарный продукт – карбонат лития.

После корректировки pH до $6,5-7,0$ пластовая вода со стадий сгущения и фильтрации направляется на извлечение йода и брома. В основу извлечения галогенов положены метод воздушной десорбции для извлечения брома и ионный обмен для извлечения йода.

В результате анализа опыта производства йода разными методами, выбран метод ионного обмена. Подкисление и окисление пластовой воды осуществляется подачей соляной кислоты и гипохлорита натрия.

Пластовая вода, содержащая молекулярный йод, подается в каскад адсорберов, где йод сорбируется ионитом, а сбросная вода поступает в смолоуловитель и далее перерабатывается на бром. Полученные в результате серии сорбции и десорбции йодные концентраты после фильтрации подаются в кристаллизатор. Для окисления йодид-иона в кристаллизатор подается раствор гипохлорита натрия.

Очистка кристаллов йода от остаточных примесей и влаги осуществляется в плавителе с помощью концентрированной серной кислоты, подогретой в теплообменнике до $120\text{ }^\circ\text{C}$. Товарный продукт – йод кристаллический.

Бромид окисляют до брома гипохлоритом натрия. Объемный расход кислоты и гипохлорита натрия регулируют по окислительно-восстановительному потенциалу. В качестве окислителя вместо гипохлорита натрия может быть использован жидкий хлор. Окисленную воду направляют на стадию воздушной десорбции.

Применение метода воздушной десорбции обусловлено относительно низкой концентрацией бромидов в пластовых водах газоконденсатных месторождений и высокой температурой воды ($40\text{ }^\circ\text{C}$). Обезбромленная вода поступает на дегалогидирование и нейтрализацию. В разработанной технологии в качестве нейтрализующего реагента вместо известки используют аммиачную воду. Пластовая вода после нейтрализации закачивается в пласт для поддержания пластового давления.

Бромовоздушную смесь подают в абсорбер, орошаемый бромид-броматным раствором, на стадию абсорбции брома. В качестве поглотителя используется гидроксид натрия, который дает возможность полной автоматизации производства при отсутствии не утилизируемых отходов. На стадии выделения брома из сорбента используют только кислоту. Образовавшуюся паробромную смесь направляют на конденсацию и бромоотделение. Товарный продукт – жидкий бром.

Выводы

В статье рассмотрена технологическая схема переработки пластовой воды Вуктыльского ГКМ.

Учитывая спрогнозированный ранее уровень добычи попутных вод на Вуктыльском НГКМ, их переработка вполне возможна как попутное производство, с учетом увеличивающегося количества обводнившихся добывающих или других скважин [1].

Библиографический список

1. Смирнов А. Н. Попутные воды ВНКМ как источник гидроминерального сырья / А. Н. Смирнов, Т. А. Овчарова, Е. В. Уляшев // Сборник научных трудов: материалы научно-технической конференции, 15–18 апреля 2008 г. / под ред. Н. Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2008. – С. 56-59.

УДК 553.982.2

Основные геолого-геофизические методы и технические средства поисков и разведки Арланского месторождения нефти и газа в Республике Башкортостан

Аюпова Е. Н., Файрузова Л. А.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, РБ, РФ

Планомерное изучение площади Арланского месторождения и прилегающего к нему района началось с середины 30-х гг. и продолжалось с перерывами до 1998 г. На месторождении проводились различные геологоразведочные работы, которые по назначению и методам можно разделить на исследования рекогносцировочного характера, подготовку площадей под поисково-разведочное бурение, бурение поисковых скважин и разведочное бурение, научные исследования строения месторождения, характеристики флюидов. Детальное изучение строения пластов и объектов осуществлялись непрерывно также и при бурении эксплуатационных скважин.

К числу первых геологических и геофизических исследований, проведенных в рассматриваемом регионе нужно отнести геологическую съемку А. М. Мельникова (1932 г.), в результате которой были получены данные о геологическом строении пермских и четвертичных отложений.

В 1938 г. проведена региональная маятниковая съемка Р. Ф. Володарским. На рисунке 1 показан прибор маятниковой съемки, предназначенный для измерения ускорения свободного падения и его градиентов.

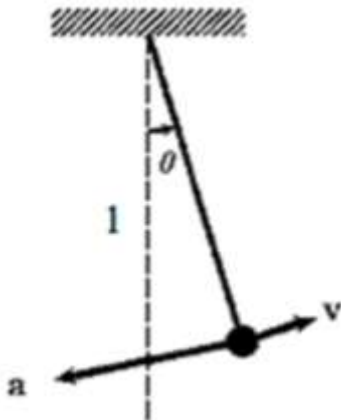


Рисунок 1. Схема маятникового прибора

Период колебаний T у маятника зависит от величины поля, в котором совершаются эти колебания. Ускорение свободного падения можно вычислить путем двух измерений по формуле: $g = 4\pi^2 \frac{l_1 - l_2}{T_1^2 - T_2^2}$, где l_1 , l_2 и T_1 , T_2 – длины нити и периоды колебаний одного и того же маятника. Определение силы тяжести производят на физической поверхности Земли. Наблюдаемые значения в том виде, как их получают, не сопоставимы между собой и по ним нельзя судить о распределении масс, что является основной целью гравитационной разведки. Аномалию силы тяжести мы получим, если из наблюдаемого, истинного значения силы тяжести вычтем нормальное значение, полученное для идеальной Земли: $\Delta g = g_n - \gamma_0$.

Истинное значение силы тяжести мы наблюдаем на физической поверхности Земли в точке А, тогда как нормальное значение задается в точке В для поверхности эллипсоида.

Чтобы получить аномалию силы тяжести, необходимо сделать приведение или наблюдаемого значения силы тяжести к поверхности эллипсоида, или, наоборот, нормального значения силы тяжести известного на эллипсоиде, к точке наблюдения. Такая операция называется приведением силы тяжести или редуцированием, а поправки, которые при этом надо добавлять к силе тяжести, называются редуциями, реже – приведениями силы тяжести. Вводятся следующие поправки (редукции): поправка за высоту; за притяжение промежуточного слоя; за рельеф. Стоит отметить, что наиболее широким применением в практике гравиметрической разведки пользуется редукция Буге, так как помимо поправки за притяжение промежуточного слоя, она также учитывает редуцию в свободном воздухе. В пределах всего Башкортостана (в районе работ) региональная маятниковая съемка показала нарастание силы тяжести в редукции Буге в западном направлении.

Первые геологические исследования отдельных участков месторождения проводились в виде маршрутных съемок. При этом изучались верхнепермские отложения в обнажениях (Ф. Н. Чернышев, А. В. Лавровский, В. А. Чердынцев и др.). Геологическое картирование в разных масштабах проводилось в 40-х гг. рядом геологов ПО Башнефть (Н. И. Ключников, М. С. Файрузов, Л. В. Селезнев, З. И. Бороздина и др.). Установлено несоответствие структурных планов верхне- и нижнепермских отложений. В результате этих работ были выявлены Вятская, Акинеевская и Крым-Сарайская структуры.

С целью изучения глубинного строения региона в 40-е гг. проводились различные виды геофизических работ – магнитометрия, электроразведка, гравиметрия, сейсморазведка (партиями М. Н. Тюрина, Ю. Г. Вульфовича и др.).

Магнитометрическая съемка проводилась С. А. Безрукавым (1938 г.), В. С. Максимовым (1942 г.), Г. С. Бутаковым (1941-1942 гг.). В 1945 г. партией ВОГСГТ 9/45 (Бронштейн К. Г.) проводилась маршрутная магниторазведка, в результате которой был захвачен небольшой участок юго-восточной части района. Маршрутные (профильные) съемки применяют как при рекогносцировочных исследованиях для выявления общих закономерностей аномального магнитного поля пересекаемых геологических структур и уточнения их границ, так и по интерпретационным профилям при высокоточных съемках.

В любой точке земной поверхности существует магнитное поле, которое определяется полным вектором напряженности T , т. е. направлением действия и модулем. Вдоль вектора T устанавливается подвешенная у центра тяжести магнитная стрелка. Проекция этого вектора на горизонтальную поверхность и вертикальное направление, а также углы, составленные этим вектором с координатными осями, носят название элементов магнитного поля (рисунок 2). Если ось x прямоугольной системы координат направлена на географический север, ось y – на восток, а ось z – вертикально вниз, тогда проекцию полного вектора T на ось z называют вертикальной составляющей и обозначают Z . Проекцию полного вектора T на горизонтальную плоскость называют горизонтальной составляющей H .

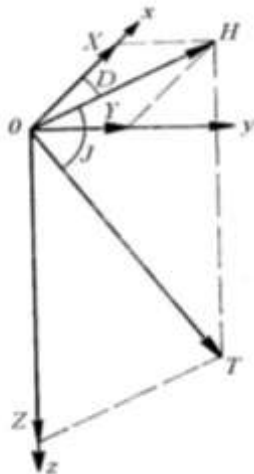


Рисунок 2. Элементы земного магнитного поля. Направление координатных осей:
 x – север, y – восток, z – к центру земли

В отличие от гравиразведки при магнитной разведке необходимо вводить поправки за вариации магнитного поля, амплитуды и частоты которых нередко сравнимы с амплитудами и формой аномалий за счет геологических неоднородностей. Для этого с помощью так называемых магнитных вариационных станций (МВС) или обычных магнитометров того же типа, с которыми ведется съемка, на базе экспедиции ведут измерения напряженности магнитного поля. Зная время, амплитуду вариаций и время замеров при полевых съемках, можно ввести поправки и рассчитать аномалии во всех пунктах наблюдения с помощью формулы $\Delta T_a = T - T_{\text{норм}} - \delta T_{\text{вар}}$, где T – наблюдаемое значение, $T_{\text{норм}}$ – нормальное магнитное поле Земли, $\delta T_{\text{вар}}$ – вариации магнитного поля, ΔT_a (ΔZ_a , ΔH_a) – аномалия магнитного поля.

Контроль качества проведенных магнитных работ осуществляют путем постановки независимых контрольных наблюдений, выполняемых в объеме до 5 %, от общего числа точек, желательно другим прибором и оператором и обязательно в другое время. Среднюю квадратическую погрешность работ определяют по стандартной формуле: $\varepsilon = \pm \sqrt{\sum_{i=1}^n \frac{\delta_i^2}{2n-1}}$, где δ – разница основного и контрольного отсчетов на i -й контрольной точке; n – общее число контрольных точек. В результате полевой магнитной съемки строят графики, карты графиков и карты абсолютных или относительных аномальных значений геомагнитного поля.

Благодаря магнитной съемке получили аномалии, обусловленные намагниченностью тех или иных геологических объектов. Влияние магнитного поля Земли исключают введением поправок за нормальное поле, поэтому в магниторазведке рассчитывают аномальные магнитные поля лишь самих тел с разными геометрическими параметрами, магнитными свойствами и направлением намагниченности. Этими работами было установлено, что долина р. Белой характеризуется пониженными значениями H и Z составляющих направления геомагнитного поля.

В 1995 г. была составлена магнитная карта Башкирии масштаба 1:50 000 (Верхотина А. П., т/п 7/54). Согласно этой партии, в пределах Арланского участка отмечено спокойное магнитное поле.

В 1949 г. партией 4/49 Башкирской геофизической конторы (Кавин А. В.) проводились работы методом ВЭЗ с целью детализации Акиневского и Ново-Орьебашского брахиантиклинальных поднятий.

Вертикальное электрическое зондирование (ВЭЗ) является одним из методов электрического зондирования, который применяют для разведки на небольших глубинах (до 300-500 м). Вертикальное электрическое зондирование выполняют, чаще всего, симметричной четырехэлектродной градиент-установкой (рисунок 3). Оборудование, как правило, состоит из установки, включающей четыре электрода: по паре приёмных и питающих. Измеряется разность потенциалов электрического поля между двумя приёмными электродами, а на питающие подаётся электрический ток. Пущенный из электродов ток проходит сквозь почву, грунт и породы, залегающие на глубине, что позволяет исследовать эти породы без применения горных выработок [2].

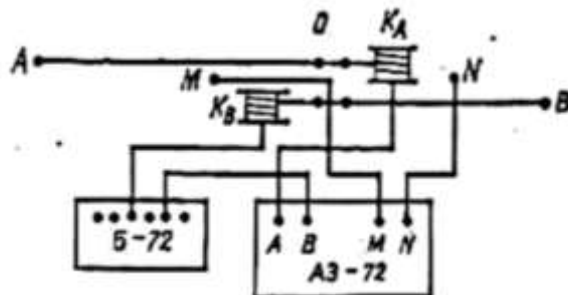


Рисунок 3. Схема установки вертикального электрического зондирования. K_A , K_B – катушки с проводом; Б-72 – батарея; АЭ-72 – автокомпенсатор электроразведочный

По результатам измерения ρ_k на специальном бланке с логарифмическим масштабом по осям координат (бланк) строят кривую ВЭЗ: по вертикали откладывают ρ_k , а по горизонтали – величину полуразноса ($AB/2$). После окончания зондирования и построения кривой ВЭЗ аппаратуру и оборудование переносят на новую точку. В результате проведенных работ были построены структурные карты по двум горизонтам, отражающим строение верхнепермских и нижнепермских отложений. Было установлено погружение этих отложений с востока на запад.

В 1951 г. партией 13/51 (Кибардин А. А.) проводились работы методом ВЭЗ на северном продолжении Туймазинско-Дюртюлинского вала. В результате работ было отмечено общее погружение опорного электрического горизонта, приуроченного к гидрохимическим осадкам кунгурского яруса, на северо-запад.

В 1953 и 1965 гг. проводились гравиметрические съемки. Сущность технологии гравитационной съемки заключается в исследовании плотности горных пород, в их естественном залегании на основе анализа распределения гравитационного поля Земли в пространстве. В гравитационной разведке выделяют два этапа работ: измерение распределения в пространстве некоторых элементов гравитационного поля (гравиметрическая съёмка) и геологическое истолкование результатов съёмки (интерпретация). Основной измеряемый параметр гравитационного поля Земли (поля силы тяжести) – ускорение силы тяжести, являющееся первой производной потенциала силы тяжести.

Для выделения части измеренного поля силы тяжести, которая связана с распределением плотностей горных пород в верхних слоях Земли, из измеренного поля вычитают так называемое нормальное поле, переходя к аномальному полю тяжести. За нормальное поле в гравитационной разведке принимают поле эллипсоида вращения с небольшим сжатием. К этому полю могут добавляться поправки, связанные с изменением высот пунктов наблюдений, влиянием промежуточного слоя масс между физической поверхностью Земли и уровнем моря и тому подобное. При региональных исследованиях учитывается изостатическое равновесие Земли. Результаты гравиметрических съёмок отображают в виде карт аномалий силы тяжести (гравитационных аномалий). В процессе интерпретации материалы гравиметрической съёмки анализируются с помощью специальных компьютерных технологий и сопоставляются с геологическими данными, что даёт возможность геологического истолкования полученных материалов.

В результате проведенных в 1953 и 1965 гг. гравиметрических съёмок составлена карта аномалий силы тяжести масштаба 1:100 000, на которой выделилась зона от Надеждинского максимума к Кельтейскому. В общем плане отмечено постепенное уменьшение значений силы тяжести в северном направлении.

В 1980-1981 гг. проводилась высокоточная аэромагнитная съемка масштаба 1:50 000. Аэромагнитные съемки проводят с помощью самолетов или вертолетов, на которых устанавливают, в основном, протонные, феррозондовые, реже квантовые автоматические магнитометры. Для исключения или существенного снижения влияния магнитного поля носителя на показание прибора чувствительный элемент буксируют на троскабеле. Полеты проводят на постоянной высоте 50-200 м. Конечным результатом аэромагнитной съемки чаще всего являются аномальные значения вектора напряженности магнитного поля Земли ΔT_a . Графики ΔT_a обычно получают при обработке информации с помощью бортовых или экспедиционных ЭВМ. Часто в результате эромагниторазведки строят карты графиков и карты ΔT_a [1].

По результатам аэромагнитных работ отмечено возрастание напряженности магнитного поля в южном направлении, на фоне которого выделены Орьебашское поднятие и южнее – Дюртюлинско-Надежнинский выступ.

В 1991 г. в пределах и за пределами площади проводились дистанционные исследования, под которыми понимают изучение объектов неконтактным путем на значительных расстояниях (например, с воздуха или из космоса) различными приборами в разных областях спектра. Составлена сводная карта структурного дешифрирования

масштаба 1:100 000. В результате проведенных дистанционных исследований в пределах участка была закартирована Кельтейская морфоструктура купольного типа, соответствующая Арланскому месторождению нефти.

Работы с. п. 1/98 на Арланском участке достаточно условно могут быть отнесены к региональным, поскольку одиночные профили не выходят за пределы рассматриваемого объекта для оценки его положения и перспектив в региональном плане. Речь идет о перспективах нефтеносности терригенного девона на северо-западе Башкортостана и на Арлане конкретно.

Возможность непрерывного прослеживания отражения от терригенного девона по материалам ОГТ и построения сейсмических карт не решает проблемы, т. к. весь этот регион покрыт известняками различного типа, размера, возраста и состава, что оказывается непреодолимым в большинстве случаев препятствием для структуропостроений. На Арланском участке эта проблема решалась путем построения отражающего горизонта по ΔT от горизонта «УК», посаженного на кровлю терригенной толщи по данным бурения.

Рекомендации на бурение приурочены к прибортовой зоне АЧД, трассирование которой в отчете не везде обоснованно и противоречит данным бурения. Арланская структура располагается непосредственно в зоне резкого изменения литолого-фациальной обстановки.

В результате работ на Арланском месторождении выданы рекомендации на бурение поисковых скважин со вскрытием верхнее-вендских отложений на Арланской, Уртаульской и Ново-Хазинской структурах.

Сейсморазведочной партией 1/2000 проведены детальные сейсморазведочные работы методом ОГТ-3Д на участке между Калегинским и Гареевским месторождениями. Основной задачей работ явилось детальное изучение рукавообразных зон развития песчаников алексинского и тульского горизонтов и выявление в них нефтеперспективных объектов. В результате работ доказаны возможности сейсморазведки МОГТ-3Д по выделению и трассированию рукавообразных песчаных пластов. Одним из наиболее значительных результатов работ явилось выделение малоразмерных, но высокоперспективных структур на восточном обрамлении Арланского месторождения, не отобразившихся на сейсмических профилях ранних лет.

На основании работ, выполненных с. п. 10/10 изучено геологическое строение площади, расположенной в районе Арланского месторождения (Вениаминовский участок) [3].

Основным результатом работ с. п. 10/10 является детальный, практически попластовый, дифференцированный анализ коллекторов ТТНК, содержащий до девяти продуктивных пластов, залегающих в виде отдельных пластов и линз. Так, в интервале ТТНК выполнена корреляция ОГ «Ук», «У», использованных для структурных построений по пластам C_I и C_V тульского и бобриковского горизонтов, соответственно, а также методом пропорций стратиграфических толщин от них были построены карты пластов C_0 алексинского горизонта, C_{II+III} , C_{IV} , C_{VI} тульского и бобриковского горизонтов. Таким образом, была получена подробная информация о строении шести продуктивных пластов ТТНК. Два из них (C_0 и C_{II+III}) имеют вид рукавообразных тел и представляют наибольший поисковый интерес, так как с песчаными рукавами на этой территории связаны малоразмерные высокопродуктивные залежи нефти.

Бурение структурно-поисковых скважин начато в 1953 г. после открытия промышленной нефтеносности на Орьебашском месторождении, расположенном на Акинеевском верхнепермском поднятии. Структурно-поисковые скважины – одни из самых востребованных, поскольку именно при таком типе бурения вместе с сейсмической разведкой производят поиск залежей природного газа и нефти.

Одновременно проводилось и мелкое структурно-поисковое бурение с целью уточнения строения Акинеевской и Арланской структур. Кроме того, были выявлены и подготовлены к глубокому бурению Урадинское, Ново-Ельдякское и Уртаульское поднятия. В последующие годы основным методом подготовки структур было бурение структурно-поисковых скважин на средне- и нижнекаменноугольные отложения.

В результате этих работ выявлены пологие, но довольно обширные поднятия: Акинеевское (1953-1955 гг.), Уртаульское (1954 г.), Николо-Березовское и Аминевское. Впоследствии в отдельные площади были выделены Ново-Хазинская, Шариповская, Юсуповская, Дюртюлинская и другие площади.

Структурно-поисковые скважины бурились со вскрытием отложений среднего карбона (до башкирского яруса), отдельные скважины вскрыли ТТНК. На ряде поднятий структурно-поисковыми скважинами выявлена промышленная нефтеносность ТТНК.

В 1953 г. было начато бурение поисково-разведочных скважин на Вятском и Акинеевском поднятиях. Поисково-разведочные скважины – это такие разновидности скважин в разработке нефтяных и газовых месторождений, которые используются для обнаружения насыщенных ценными ископаемыми пластов, а также разведки на предмет состава, перспективности разработки и других важных сведений. Первая нефть на месторождении была получена из ТТНК в 1953 г. на Вятской площади.

На территории Башкортостана поисково-разведочное бурение было начато на неудачной с точки зрения структурного положения Акинеевской площади – на восточной пологой ее окраине. Из 7 скважин, пробуренных на этой площади в 1954 г., только в одной был получен небольшой приток нефти из ТТНК. Положение изменилось после испытания ТТНК в скважины 3 Арланской площади, из которой был получен фонтан нефти с дебитом около 145 т/сут.

В 1955-1958 гг. на территории месторождения проводилось массивное бурение, ежегодно заканчивалось до 50 скважин.

Первоначально предполагалось, что было открыто несколько самостоятельных месторождений – Арланское, Шариповское (Новоказинское), Николо-Березовское и т. д., и лишь в 1961 г. было установлено, что это участки одного гигантского месторождения.

Практически поисково-разведочное бурение было закончено в 1962 г. В последующие годы уточнялись контуры месторождения. С этой целью бурились единичные скважины. В 1980-х годах поисково-разведочные работы были возобновлены на участках, расположенных на восточной окраине месторождения. В результате этих работ были выявлены небольшие по запасам залежи, первоначально выделенные в самостоятельные месторождения – Калегинское, Кувакинское и Вениаминовское. Учитывая их расположение, а также тождество коллекторов, продуктивных толщ и флюидов эти месторождения было решено объединить с Арланским.

Анализ показывает, что в методическом плане, при поисково-разведочном бурении скважины располагались по профилям. Расстояния между профилями составляют от 2 до 4 км. Расстояния между скважинами в профилях колеблются от 1 до 2-2,5 км. Между профилями пробурены отдельные скважины с целью уточнения контуров залежей в пласте C_{VI} (Арланская площадь). Ряд скважин оказались за контуром нефтеносности, часть из них пробурена с целью оконтуривания.

Резко отличается методика поисково-разведочных работ на северо-восточной окраине Николо-Березовской площади. Здесь скважины расположены на небольшом расстоянии друг от друга. Кроме того, довольно большой объем затрачен на оконтуривание выявленных залежей. Понятно, что эффективность бурения на этих участках (Калегинское, Кувакинское и Вениаминовское месторождения) несравнима с эффективностью на собственно Арланском месторождении. Такая картина специфична для поисково-разведочных работ на мелких залежах. Хотя эти залежи и включены в состав Арланского месторождения, при анализе эффективности бурения они должны исключаться, так как к этим работам на основной части месторождения они отношения не имеют.

После 1995 г. на месторождении (в пределах границ утвержденных запасов) пробурено небольшое число разведочных скважин: на Арланской – 3 ед., на Николо-Березовской – 6 ед. и на Новоказинской – 5 ед. Учитывая, что на месторождении было пробурено 396 (включая Юсуповскую площадь) поисково-разведочных скважин, можно утверждать, что бурение этих скважин не привело к существенному снижению как технологической, так и экономической эффективности геологоразведочных работ.

На начальном этапе значительная часть скважин была пробурена со вскрытием всего палеозойского разреза. Примерно, с 1960 г., когда было установлено отсутствие промышленной нефтеносности девонских отложений, скважины закладывались с расчетом вскрытия кровельной части турнейского яруса.

В пределах месторождения на 01.01.2015 г. всего пробурено (из них в контуре нефтеносности) 102 (12) поисковых, 294 (26) разведочных, 7 (3) опорных, 1 параметрическая, 244 (53) оценочные и 31 (16) структурно-поисковые скважины. По различным причинам ликвидирована 221 скважина.

Вывод: Арланское месторождение – одно из крупных месторождений Башкирии. Это месторождение имеет ряд особенностей, установленных в ходе поиска, разведки и разработки месторождения. В ходе поиска использовались гидрогеохимические, геофизические и геологические методы исследования, в результате которых появилась первая информация о территории в виде карт различного типа и масштаба, разрезы и т. д.

Все средства поиска и разведки полезных ископаемых на рассматриваемом месторождении, обеспечивающие возможность получения информации о залежи полезных ископаемых, можно разделить на: 1) буровые разведочные выработки; 2) геофизические исследования. Необходимо отметить, что существуют также горные разведочные выработки. Они дают наиболее разнообразную и достоверную информацию благодаря тому, что в них геолог может непосредственно наблюдать тела полезных ископаемых, вмещающие породы, их взаимоотношения и проводить разнообразные замеры, исследования, отбор материала для многочисленных испытаний. На рассматриваемой территории не проводились работы такого типа. Горные выработки являются наиболее трудоемкими и дорогостоящими средствами разведки. Буровые скважины значительно дешевле, проведение их требует меньше времени, они могут быть пройдены практически в любых условиях, но получаемая информация ограничена и менее достоверна, в сравнении с предыдущим методом. Геофизические работы широко применяются в разведочном деле благодаря возможности относительно простыми способами (с точки зрения организации работ, их стоимости, оперативности) получить разнообразные, хотя и весьма приближенные сведения о размерах, условиях залегания и качестве сырья. К таковым можно отнести сейсморазведку, гравиразведку, электроразведку, магниторазведку и др.

Библиографический список

1. Хмелевской В. К. Геофизические методы исследований: учебное пособие для геологических специальностей вузов / В. К. Хмелевской, Ю. И. Горбачев, А. В. Калинин, М. Г. Попов, Н. И. Селиверстов, В. А. Шевнин. – Петропавловск-Камчатский: Изд-во КГПУ, 2004. – 232 с.
2. Интернет ресурс: Википедия. Свободная энциклопедия. Ссылка: <https://ru.wikipedia.org>.
3. Габидуллин А. Ф. Некоторые особенности строения и разработки Вере́йского горизонта среднего карбона Арланского нефтяного месторождения / А. Ф. Габидуллин, Е. Н. Аюпова, А. В. Сиднев // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2015. – № 6. – С. 18-32.

УДК 550.344.094.92:517.927.25

Возможности применения спектрального анализа при интерпретации объектов сложной морфологии

Дундукова С. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, РФ

Спектральная декомпозиция волнового поля представляет собой разложение сейсмического сигнала на спектральные, или иными словами частотные, составляющие [1].

Спектральное разложение – это новый нетрадиционный подход к сейсмической интерпретации. Оно применяется для визуализации и картирования толщины временного пласта и геологических неоднородностей по 3D-съемкам. Эта технология может улучшить интерпретацию, превосходя возможности сейсмического разрешения путем получения такой точности разрешения, какой нельзя добиться во временной области. Спектральное

разложение - это эффективное средство для решения таких задач, как:

- построение контуров полос и стратиграфических уплотнений;
- определение порядка осадконакопления;
- детальное картирование структурных уплотнений, включая комплексные разломные системы (например, положение резервуара);
- моделирование резервуара (картирование изменений жидкости, изменений давления и изменений в 4D-съемках).

Спектральное разложение предоставляет дополнительную информацию о подповерхности. Такой подход может быть применен и к более глубоким сейсмическим явлениям, таким как песчаные заполнения во врезанных долинах с шириной менее полумили. Детали разрешения разлома, полученные с помощью спектрального разложения, намного превосходят любой иной расчет характеристик [2]. Спектральное разложение позволяет непосредственно получать графический образ уплотнения каналов и других тонких слоев.

Рассмотрим один из классов методов спектральной декомпозиции – это преобразование Фурье для получения частотных характеристик.

Наиболее общим подходом для определения характеристик резервуаров с помощью спектрального разложения является подход с использованием так называемого «настроечного куба зоны интереса», который начинается с картирования временных и вертикальных границ зоны интереса. Короткое временное окно по данной зоне преобразуется из временной области в частотную. Результирующий «настроечный куб» может быть просмотрен в поперечном сечении или в горизонтальной плоскости (срезы общих частот).

Частотный срез, называемый также «настроечной картой», очень полезен, так как он позволяет визуализировать в горизонтальной плоскости интерференционные типы тонкого слоя. Также возможно использовать эти настроечные карты для идентификации текстур и типов, характеризующих определенные геологические процессы.

Спектральное разложение используется в качественном смысле с целью обнаружения стратиграфических и структурных границ или тел, относительных уплотнений или разрежений [3]. Количественное использование спектрального разложения эффективно в случае прогнозирования толщины резервуара или времени прохождения внутри резервуара. Качественное или количественное применение карт спектрального разложения, чаще всего, обладают большей точностью воспроизведения, чем обычное исследование комплексных трасс.

Основа анализа «настроечного куба» состоит в том, что отражение от тонкого слоя имеет характерный вид в частотной области. Этот характерный вид указывает на временную толщину слоя и может быть представлен с разрешением менее одной четверти длины волны. Традиционная оценка толщины, основанная на временном выделении пиков волнового пакета, позволяет разрешение толщин лишь более четверти длины волны.

Например, простой однородный тонкий слой дает предсказуемую и периодическую последовательность чередующихся полос в амплитудном спектре отражения вещественного состава (рисунок 1).

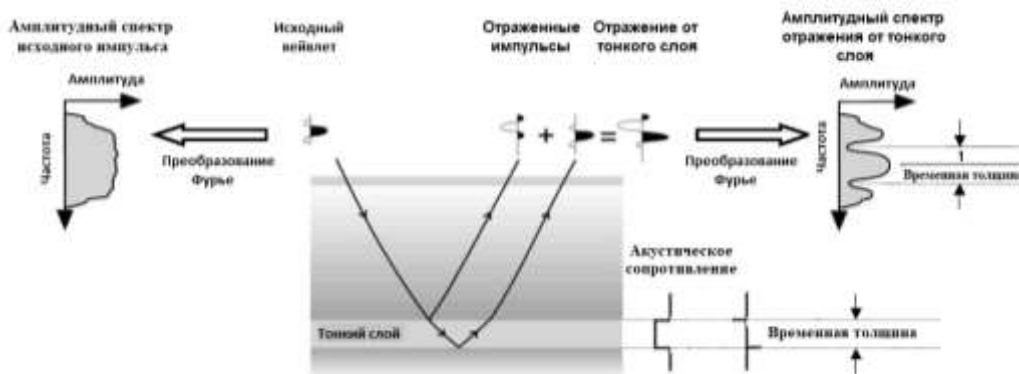


Рисунок 1. Действие тонкого слоя

Спектральная интерференционная картина тонкого слоя обусловлена распределением акустических особенностей внутри «короткого» окна анализа [3]. На следующем рисунке 2 показано, как «длинное» окно анализа удаляет воздействие тонкого слоя из амплитудного спектра. Преобразование из длинного окна аппроксимирует спектр импульсов, как показано ниже.

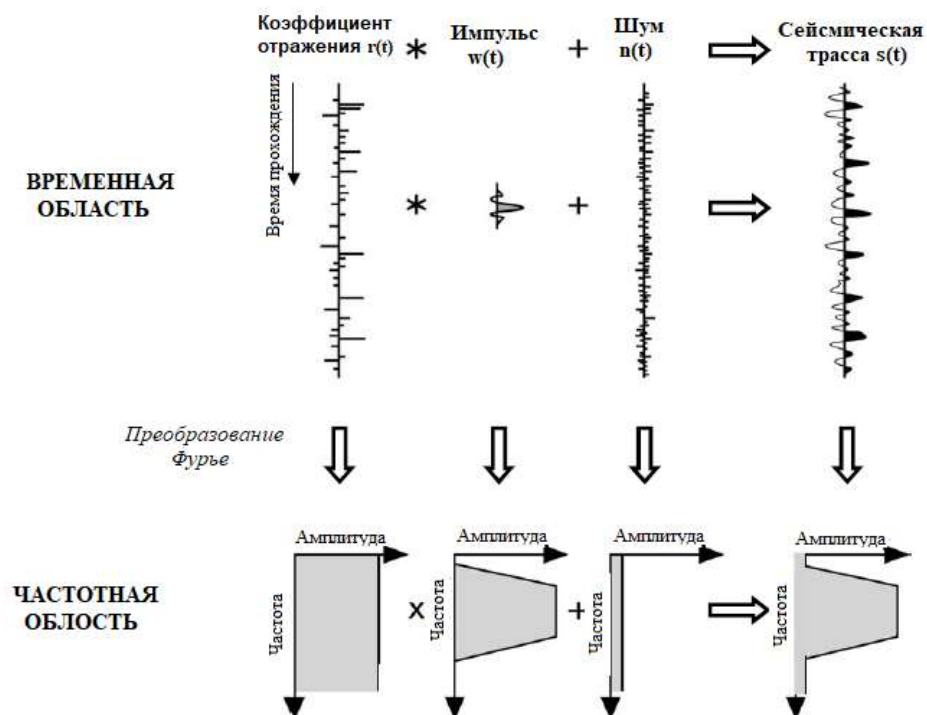


Рисунок 2. Анализ с помощью длинного окна

В отличие от этого, преобразование короткого окна состоит из «накладки» импульса и локального интерференционного образа, представляющего акустические особенности и толщины геологических слоев, охваченных окном (рисунок 3).

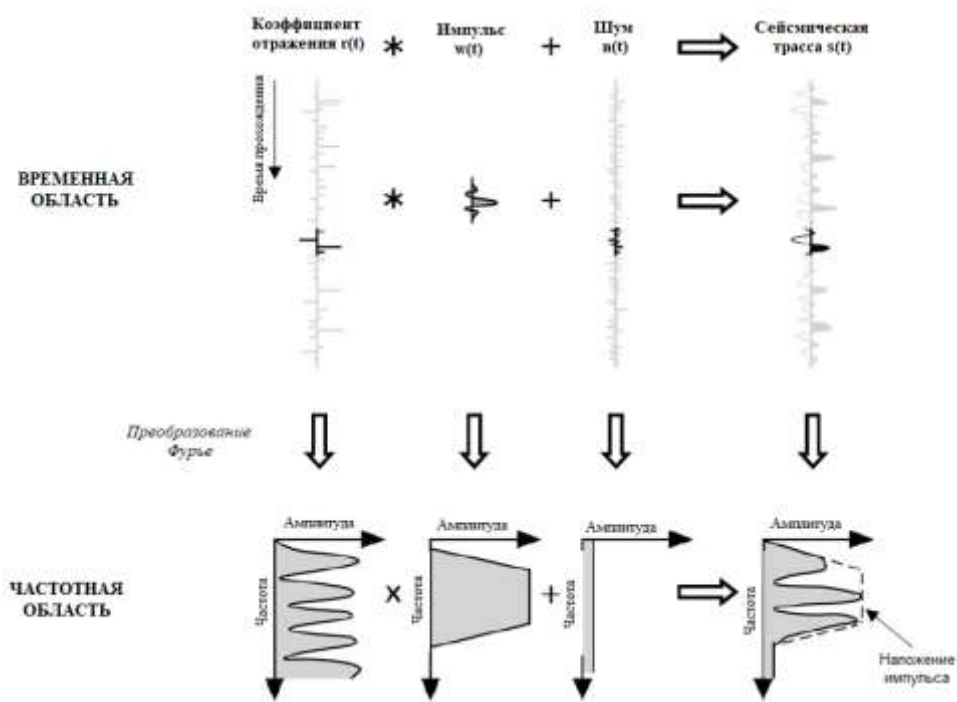


Рисунок 3. Анализ короткого окна

Спектр отражения дает интерференционный образ в рамках анализа короткого окна. С помощью анализа настроенного куба видно, что во многих случаях потеря высоких частот в пористых средах (или в скальных породах с углеводородом) происходит из-за настройки, а не из-за затухания волн.

УДК 552.5:537.311.3

О характере сопротивления осадочных горных пород в пластовых условиях

Кузнецова А. М., Мамяшев В. Г.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, РФ

Определение литологии, флюидонасыщения, структуры и объема порового пространства связано с изменением удельного электрического сопротивления горных пород, обусловленного количественным содержанием, и свойствами проводящей фазы.

Характер связи УЭС с коэффициентом пористости подчиняется эмпирическому уравнению Арчи-Дахнова, определяющего степенную зависимость между данными параметрами (1). Дахновым В. Н. предложена оценка сопротивления пород через параметр пористости, как отношение сопротивления породы $\rho_{вп}$ к сопротивлению воды $\rho_{в}$, при полном насыщении (2). Для оценки сопротивления частично насыщенных пород справедливо применить параметр насыщения (3), зависящий от долевого содержания воды в порах.

$$R_{п} = \frac{a_{п}}{K_{п}^m} \quad (1)$$

$$R_{п} = \frac{\rho_{вп}}{\rho_{в}} \quad (2)$$

$$R_{п} = \frac{a_{н}}{K_{в}^n} \quad (3)$$

Позже выражение (1) было модифицировано, с учетом влияния поверхностной проводимости Π и термобарических условий в качестве температурного параметра P_t (3). При этом выражение (1) преобразуется в зависимость вида (4), где $W=K_{п}K_{в}$:

$$\rho_{п} = \frac{a_0}{W^m} \rho_{в} \Pi P_t \quad (4)$$

Исследованиями Б. Ю. Вендельштейна, Е. И. Леонтьева, Х. И. Хилла, И. Д. Милберена и многих других специалистов установлены особенности, предложенной зависимости широкого диапазона пород, как различного литологического типа, так и свойств, насыщающей фазы. При этом характер зависимости $R_{п}$ от пористости, полученный по результатам лабораторных исследований подчиняется выражению (1) как для пород коллекторов, так и неколекторов и имеет вид линейной зависимости в билогарифмической системе координат. Однако в пластовых условиях наблюдается отклонение положения области сопротивлений глин от выражения Арчи-Дахнова.

Оценка удельного сопротивления и пористости в естественных условиях залегания пород на различных нефтегазоносных площадях показывает, что с закономерным уменьшением пористости при переходе от коллектора к неколектору – глины характеризуется пониженными значениями УЭС. Сопротивление их имеет тот же порядок значений, что и для водоносных песчаников. Так для пластов Ю₂-Ю₃ Южного месторождения сопротивление песчаников варьируются в диапазоне 9-10 Ом*м, а для глин и аргиллитов порядка 7-11 Ом*м с минерализацией пластовых вод порядка 12 г/л. То же соответствие значений сопротивлений можно видеть по данным Кислорского месторождения, отличного средней минерализацией 24 г/л, пласта БВ₁₀⁰ (рисунок 1). Кроме указанных месторождений, подобная особенность наблюдается и для пластов ПК₁₋₂, ЮС₂ Ямбургского и Федоровского месторождений соответственно.

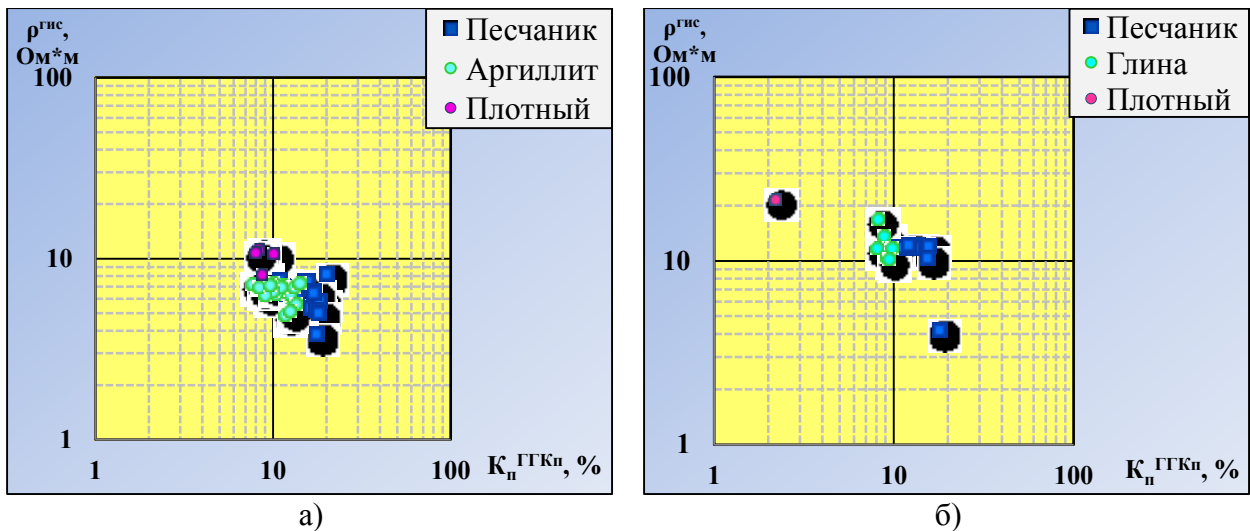


Рисунок 1. Зависимость $\rho^{гис} = f(K_n)$: а) Южное месторождение; б) Кислорское месторождение

Аналогичные особенности УЭС подтверждаются зависимостью параметра пористости от объемной остаточной водонасыщенности, полученной по результатам исследования ядра с сохраненной влажностью (рисунок 2). Уменьшение пористости не приводит к закономерному увеличению УЭС, что можно объяснить влиянием поверхностной проводимости. Однако, при минерализации вод порядка 17-18 г/л значение Π постоянно [4]. Исходя из выражения (4), при постоянном Π переменной величиной для литологических разностей может являться ρ_v .

На данный момент в геофизической практике сложилось представление о равной минерализации различных литотипов в пределах одного гидрогеологического комплекса. Тем не менее, рядом работ почвоведов показано, что при уплотнении глин происходит вытеснение более пресных вод, которые при попадании в нижележащие породы опресняют их [2,3]. Сегодня гидрогеологами и геохимиками принято представление о поступлении вод из уплотняющихся глинистых толщ под давлением вышележащих толщ, что создает существующий водонапорный режим. Кроме того, минерализация контактирующих различных типов пород не выравнивается с течением времени [2]. Исходя из приведенных исследований и рассмотренных данных справедливо обозначить влияние различной минерализации пород в пределах одного комплекса на измеряемые физические параметры в ходе геофизических работ.

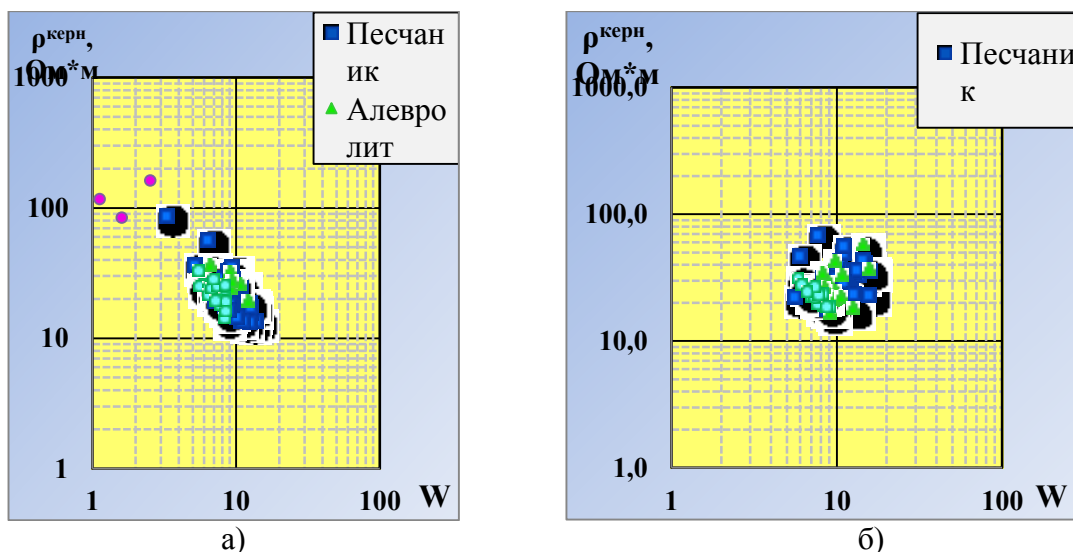


Рисунок 2. Зависимость $P_n = f(W)$: а) Южное месторождение; б) Кислорское месторождение

По результатам исследований с ряда месторождений в широком диапазоне минерализаций поровых вод показано отклонение положения глин по уравнению Арчи-Дахнова, что подтверждается керновыми данными. Недоучет этого фактора вносит погрешность при определении параметра насыщения. Таким образом, следует, что сопротивление пород определяется особенностями взаимодействия воды с твердой фазой и их свойствами. То есть для повышения достоверности анализа петрофизических характеристик пород необходимо учитывать возможность дифференциации минерализаций вод для различных литотипов и большее соответствие результатов лабораторных исследований пластовым условиям при насыщении образцов водными растворами.

Библиографический список

1. Дахнов В. Н. Электрические и магнитные методы исследования скважин: учебник для вузов / В. Н. Дахнов. – 2-е изд., перераб. – М.: Недра, 1981. – 344 с.
2. Крюков П. А. Некоторые вопросы исследования горных растворов / П. А. Крюков // Труды геохим. конференции, посвященной столетию со дня рождения В. И. Вернадского. - Сб. «Химия земной коры»; Т. 2. – М., 1964. – С. 456-469.
3. Ломтадзе В. Д. Инженерная геология. Инженерная геодинамика / В. Д. Ломтадзе. – Л.: Наука, 1977. – 479 с.
4. Леонтьев Е. И. Изучение коллекторов нефти и газа Западной Сибири геофизическими методами / Е. И. Леонтьев, Л. М. Дорогиницкая, Г. С. Кузнецов, А. Я. Малыхин. – М.: Недра, 1974. – 240 с.

УДК 550.8:550.334.094.92

Обзор и перспективы применения многоволновых сейсмических исследований

Переплеткин И. А., Кузнецов В. И.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, РФ

Повышение эффективности геологоразведочных работ (ГРП) остается приоритетной задачей геологов и геофизиков. Обнаружение и картирование мелких залежей нефти, связанных с ловушками неструктурного типа, требует применения особых наукоёмких методов, одним из которых является многоволновая сейсморазведка (МВС), подразумевающая наблюдения монотипных продольных (Р) и поперечных (S) волн различной поляризации, а также обменных волн PS. Такой комплекс позволяет получать всю необходимую информацию: о скоростях и их соотношении, и, соответственно, о коэффициенте Пуассона. Это позволяет улучшить качество сейсмических разрезов и придать им реальное геологическое содержание, дополнить сведениями о коллекторских свойствах пород [2, 8, 9]. В данной работе приведен обзор результатов [1, 3, 5-7] применения различных вариаций технологии МВС с целью решения различных задач: выявления локальных зон нефтенасыщения, детального картирования верхней части разреза (ВЧР), в частности, участков многолетнемерзлых пород (ММП) и других задач.

В основе методики многоволновой сейсморазведки лежит оптимальное для каждого из используемых типов волн возбуждение колебаний. Говоря об источниках, то в случае трехкомпонентной (3С) вариации, – это обычный вибрационный вертикально направленный источник, который находит применение при проведении классического однокомпонентного вертикального сейсмического профилирования (ВСП), а при 9С-измерениях – уже направленный источник по трем компонентам. Чаще всего в данной технологии используются XYZ-ориентированные сейсмоприёмники: здесь XY – ортогональные оси в горизонтальной плоскости, причем X – радиальная компонента для приёма волн SV, а Y – трансверсальная компонента – ортогональна к X, для приёма волн SH. Механизм действия прибора прост – принимаются сигналы по трем осям распространения упругих волн, записываются колебания среды в разных направлениях. С помощью преобразователя идет

перевод сейсмограмм в электрический сигнал по сейсмическим трассам, являющийся функцией колебания упругой среды [2, 3, 9].

Обработка данных МВС более сложна по сравнению со стандартной однокомпонентной сейсморазведкой: начиная от редактирования записей, ввода априорных статических поправок и заканчивая процедурами миграции. Однако способы интерпретации получаемых временных разрезов по данным МВС по своему содержанию в целом подобны интерпретации разрезов Р-волн. Включает следующие этапы: определение природы зарегистрированных волн, отождествление волн, приуроченных к одним и тем же горизонтам, определение волновых параметров по разным волнам при автономной интерпретации, совместная интерпретация волн различного типа, геологическое истолкование результатов. Опорные отражающие границы в большинстве районов являются общими для всех типов волн и не вызывают затруднений. Значения отношения скоростей V_p/V_s , полученные по вертикальным спектрам скоростей, обычно достаточно надежны для сопоставления горизонтов. Полученные в результате обработки данных МВС временные разрезы (кубы) служат основой для построения карт полей значений параметра $\gamma = V_p/V_s$ и соответствующих трехмерных изображений [2, 3].

1. Применение технологии в формате 3С-2D: выявление локальных зон нефтенасыщения.

Специалистами ООО «НОВАТЭК НТЦ» [5] была проведена апробация технологии 3С сейсморазведки в сочетании с методикой 2D на Ван-Еганском месторождении (Среднее Приобье). По данным [4], это высоковязкие нефтеносные нефти, освоение которых сопряжено с комплексом проблем. Ниже (рисунок 1) представлены результаты исследования.

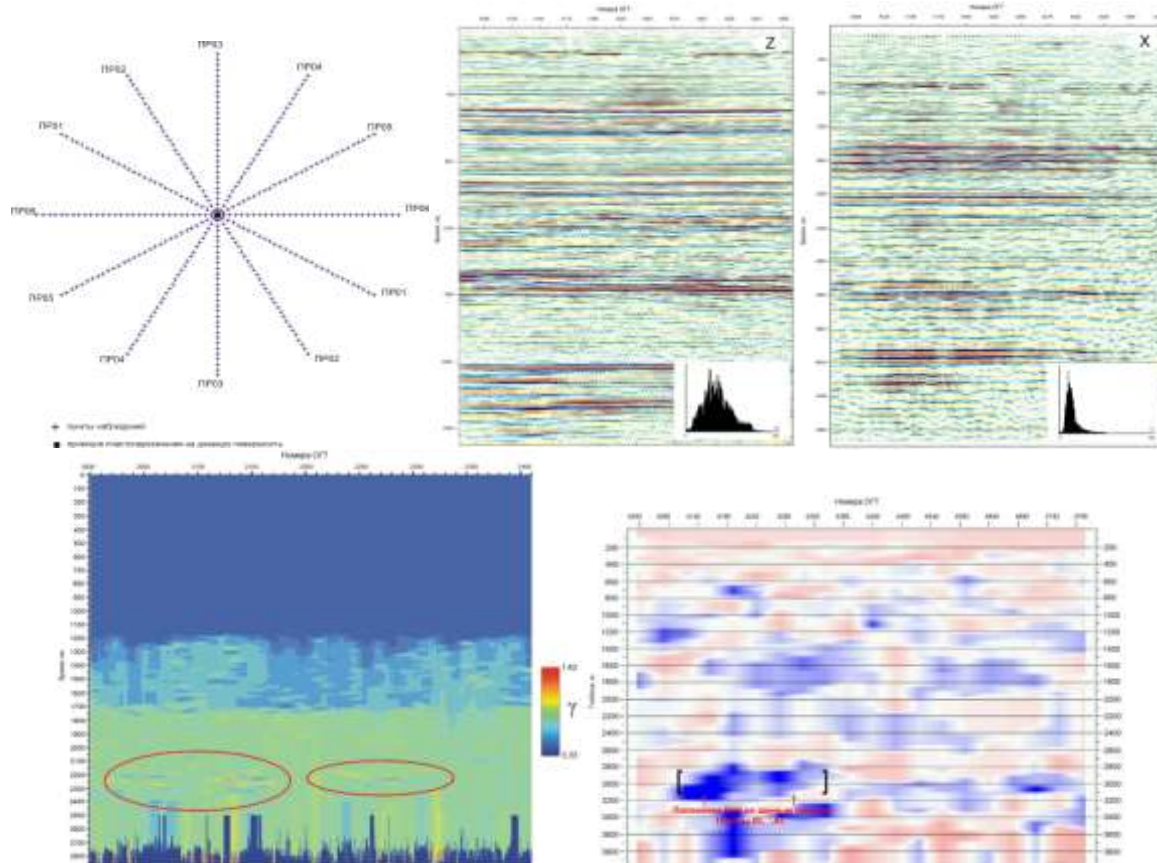


Рисунок 1. Результаты применения 3С-2D сейсморазведки на Ван-Еганском месторождении: радиальная схема наблюдения околоскважинного пространства, временные разрезы по вертикальной (Z) и горизонтальной (X) компоненте, поле значений параметра $\gamma = V_p/V_s$, глубинный разрез распределения коэффициента Пуассона по профилю

По данным временных разрезов по различным компонентам, выделены три основных отражающих горизонта (сеноманской, аптский, баженовский), и, при их сопоставлении, построено поле значений отношения скоростей различной поляризации. На нем видно, что на рассматриваемом профиле лишь в верхнеюрском горизонте прослеживаются перспективные зоны нефтенасыщения (соответствуют минимальным значениям γ). Их положение определено со значительной точностью. В то же время в вышележащих толщах соотношение скоростей достаточно велико ($\gamma > 1,8$), что позволяет сделать вывод, что продуктивных горизонтов там не отмечается. Для большей достоверности данных, по результатам 3С-регистрации был построен глубинный разрез распределения коэффициента Пуассона (σ). Интервал $\gamma = (1,42-3,33)$ соответствует значениям $\sigma = (0,01-0,45)$. Выделенный участок соответствует положению ВНК, наличие которого подтверждено последующим бурением [1, 5].

2. Интеграция метода в формате 3D-3С: анализ эффективности проведенных ГГР на исследуемом участке по картам распределения комплексного параметра (V_p/V_s).

Ссылаясь на данные [7], приведем пример (рисунок 2) проведения испытаний технологии МВС в площадном (3D) варианте съемки на площади Чанел-Вабадун (Альберта, Канада).

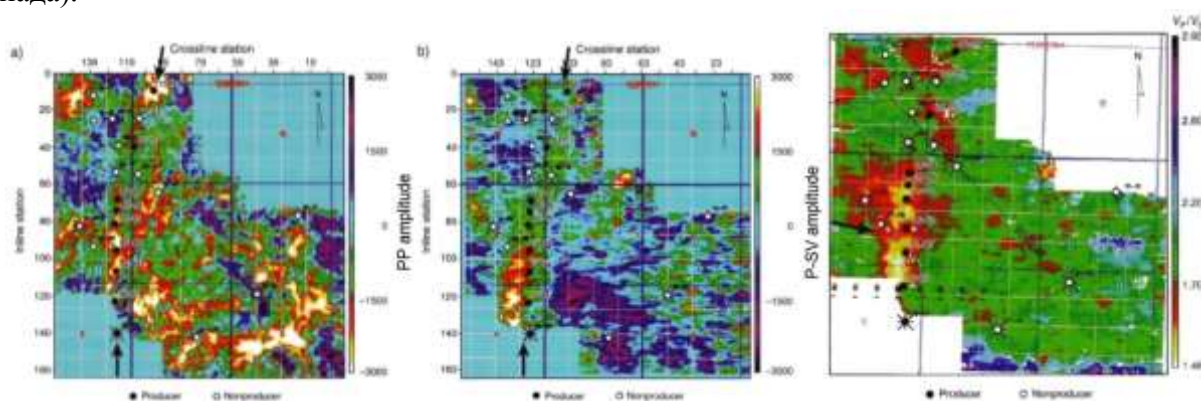


Рисунок 2. Результаты работ 3D-3С на площади Чанел-Вабадун: карты распределения амплитуд монотипных PP- и обменных PS-волн, комплексного параметра $\gamma = V_p/V_s$

Данный пример приведен в работе неслучайно. На картах нанесены ранее пробуренные продуктивные и непродуктивные скважины. Видно, что практически в 100 % случаях продуктивными участками оказались те, где значение отношения скоростей минимально ($\gamma < 1,8$) [3, 7]. Следовательно, подобные структурные построения не только позволят дополнить имеющиеся материалы о флюидонасыщенности пород, но и позволят судить об эффективности проведенного комплекса геологоразведочных работ ранее. Это крайне актуально для Западной Сибири, где сосредоточено множество месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти и газа, разведка которых традиционными методами часто дает ошибочный прогноз [8].

3. Применение в инженерно-геологических изысканиях: расчленение участков ММП.

В работе [6] по результатам проведения шестикомпонентных исследований (6С-3D, достигается путем использования разнонаправленных источников и приемников по двум и трем компонентам соответственно) на одном из газовых месторождений ЯНАО. Ввиду того, что наблюдения проводились в зоне ВЧР, наибольшее качество имели сейсмограммы и соответствующие временные разрезы по Zz- и Yu-компонентам (по отраженным монотипным P- и SH-волнам). Именно по их данным были построены глубинные разрезы по рассматриваемому профилю. Судя по разрезу, помимо основных границ 1 и 2 (кровля/подошва ВЧР), выделена дополнительная граница (3) – подошва погребенной долины. Поскольку для P- и S-волн идентифицирована кровля ММП, появилась возможность оценки коэфф. Пуассона по профилю. Пониженные значения приурочены к менее водонасыщенным и более уплотненным грунтам (глины). Авторами работы [6] сделан вывод, что, комплексирование волн разных типов позволило детально изучить строение и состояние пород в мерзлой части разреза, что позволило снизить геологические риски выделения ЗМС.

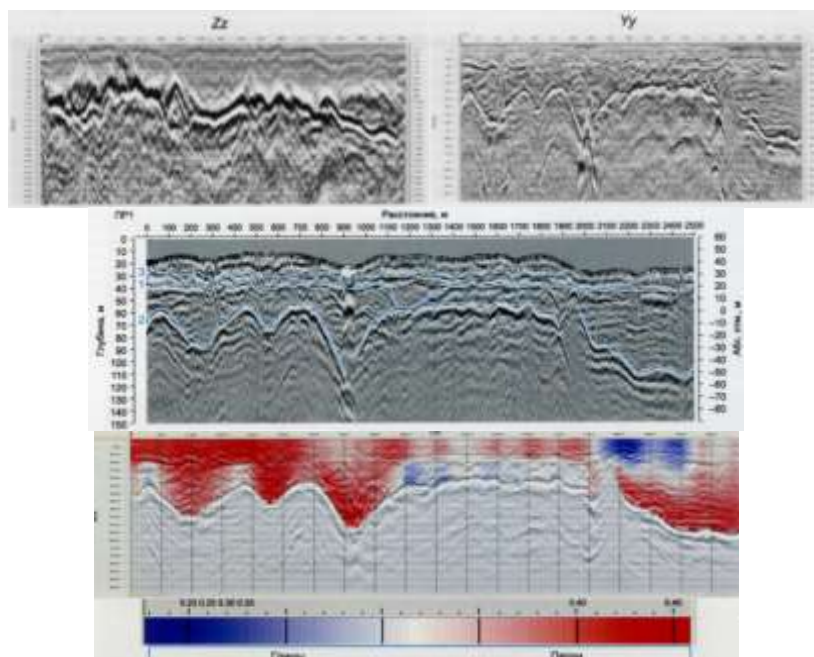


Рисунок 3. Работы по детальному расчленению ВЧР на участке одного из газовых месторождений (ЯНАО): временные срезы по двум компонентам, глубинный сейсмический разрез и разрез распределения коэффициента Пуассона по профилю

Говоря о других возможностях применения технологии, по данным [3], многоволновые исследования позволяют выделять тонкие фракции (преимущественно, в карбонатных коллекторах) и картировать границы массивных интрузивных и солевых (диапировых) тел. Наконец, применение МВС резко повышает эффективность сейсмомониторинга, при котором отслеживаются изменения характеристик коллекторов в пространстве и во времени, т. е. в ходе добычи. Благодаря этому, стратегия разработки месторождения планируется точнее, с опорой не только на точечные промысловые данные [8].

Исходя из обзора последних исследований методом МВС, можно сделать вывод, что технология позволяет значительно расширить круг решаемых задач, связанных с уточнением сложных разрезов [3]. По данным 3D-3С-работ можно будет судить об эффективности проведенного комплекса геологоразведочных работ, а также производить сейсмомониторинг (4D-3С) данных по конкретному участку. Этот комплекс работ в будущем может позволить оптимизировать разведку трудноизвлекаемых запасов, сосредоточенных в нетрадиционных коллекторах [8]. Технология имеет большой экономический потенциал: при удорожании общей стоимости проекта проведения работ (для 3С) примерно в 1,5 раза, он окупается в 2-3 раза [2]. В заключение, при усовершенствовании технических характеристик приемников, технология может в перспективе найти применение и в контексте уточнения ВЧР [6].

Библиографический список

1. Борисов А. С. Многоволновая сейсморазведка: учебное пособие / А. С. Борисов. – Казань: К(П)ФУ, 2012. – 56 с.
2. Кузнецов В. М. Изучение многолетнемерзлых пород с использованием многоволновой сейсморазведки в применении к верхней части разреза / В. М. Кузнецов, А. П. Жуков, Е. О. Никонов // Технологии сейсморазведки. – 2014. – № 1. – С. 74-83.
3. Кузнецов В. И. Экспериментальные исследования возможностей многоволновой сейсморазведки (3С) / В. И. Кузнецов // Материалы международной научно-практической конференции «Современные технологии нефтегазовой геофизики». – Тюмень: ТИУ, 2016. – С. 41-47.
4. Нестеров И. И. Перечень инновационных, в том числе, прорывных технологий, не имеющих аналогов за рубежом / И. И. Нестеров. – Тюмень: НОЦ ТИУ, 2015. – 85 с.

5. Пузырев Н. Н. Поперечные и обменные волны в сейсморазведке / Н. Н. Пузырев. – Москва: Недра, 1997. – 128 с.
6. Antipina M. Use of 3C 2D seismic technology to identify oil-bearing reservoirs / M. Antipina, I. Perepletkin, V. Kuznetsov // 88th SEG Annual Meeting. Extended Abstracts. – Anaheim: SEG. – 2018. – P. 2461-2465.
7. Kashirtsev B. Biomarkers and adamantanes in crude oils from Cenomanian deposits of Northern West Siberia / B. Kashirtsev, I. Nesterov, E. Fursenko // Moscow: Russian Geology and Geophysics. – 2013. – № 54. – P. 958-965.
8. Margrave G. Interpreting channel sands with 3C-3D seismic data / G. Margrave, D. Lawton, R. Stewart // The Leading Edge: Tulsa: SEG. – 1997. – № 17. – P. 509-513.
9. Hardage B. Multicomponent seismic technology / B. Hardage, M. DeAngelo, P. Murray, D. Sava. – Tulsa: SEG. – 2011. – P. 509-513.

УДК 553.98.042:551.762:550.832.55

Анализ методик определения пористости юрских отложений на примере Имилорского месторождения

Титенков А. С., Гильманова Н. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, РФ

Результаты геофизических исследований скважин являются основным источником информации, используемой для подсчета запасов нефти и газа. Точность оценки запасов в первую очередь зависит от достоверности определения основных подсчетных параметров: эффективных нефтегазонасыщенных толщин, коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности коллекторов. Петрофизической основой для определения коэффициента пористости по данным ГИС служат корреляционные парные или многомерные зависимости типа керн-ГИС или керн-керн. В настоящее время коэффициент пористости K_p определяются в основном по относительным значениям аномалии СП (асп). В некоторых случаях пористость определяют по скорости распространения упругих продольных волн (АК), по показаниям плотностного гамма- гамма каротажа (ГГКп).

Метод СП в условиях разреза месторождений Западной Сибири используется достаточно широко. Основой определения K_p по данным ПС служит корреляционная зависимость керн-ГИС между K_p и асп, получаемая при поинтервальном сопоставлении асп со средними значениями пористости по данным представительного керна.

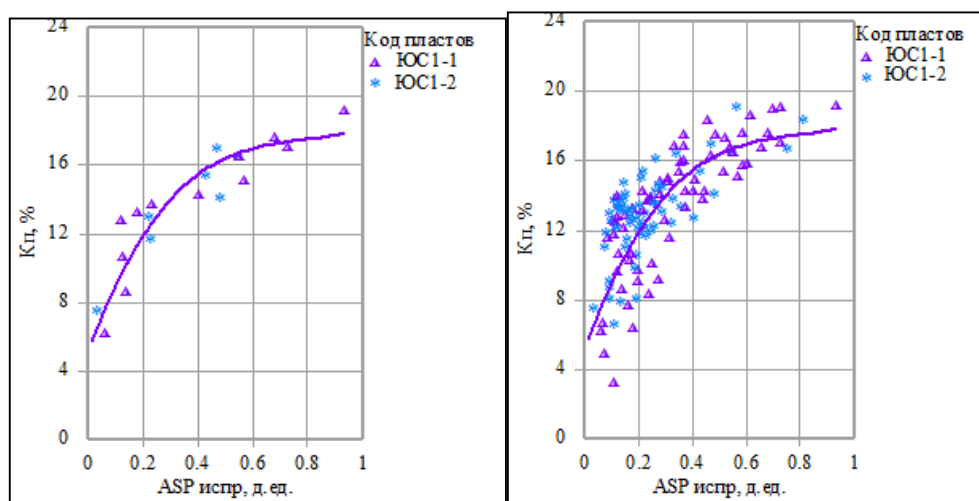


Рисунок 1. Зависимости относительного параметра метода СП с данными керна для пластов ЮС₁, Имилорского+Западно-Имилорского месторождения: а) с ограничениями $h > 0.8$ м и количество образцов керна более двух; б) без ограничений

Интерпретационным параметром при определении пористости по данным акустического каротажа (АК) является интервальное время Δt . Интервальное время $\Delta t_{ск}$ устанавливается по зависимостям $\Delta t=f(K_p)$, построенным по данным анализа керна и ГИС. При оценке коэффициента пористости по данным АК широко применяется методика В. Г. Фоменко, С. Г. Шальнойной.

Определение пористости по данным гамма-гамма плотностного каротажа осуществляется по обычной схеме с использованием текущей объемной плотности S , которая линейно меняется при изменяющийся пористости пород и связана с K_p соотношением:

$$K_p = (\delta_m - \delta_{об}) / (\delta_m - \delta_{ж}),$$

где $\delta_{об}$ – объемная плотность пород; δ_m – минеральная плотность пород; $\delta_{ж}$ – плотность флюида, заполняющего поровое пространство.

Определение коэффициентов пористости по данным АК, СП и ГГкП Имилорского месторождения.

1) Определение коэффициента пористости по данным ГГкП

• Расчет величин пористости будет осуществляться по стандартной зависимости:

$K_p = (\delta_{ск} - \delta_{п}) / (\delta_{ск} - \delta_{ж})$, где $\delta_{ж}$ – плотность фильтрата бурового раствора, $\delta_{ск}$ – значения скелетной пористости коллекторов.

• Полученные значения плотности скелета для коллекторов пласта составляет ЮС₁ – 2,68 г/см³.

2) При определении пористости коллекторов Имилорского месторождения по данным АК была использована методика В. Г. Фоменко и др.

• Статистические связи между K_p (по керну) и Δt (по ГИС) с учетом глинистости пород (по СП) по этой методике выражаются уравнением вида:

• $K_p = [(\Delta t - \Delta t_{ск}) * (\alpha_{сп} - D)^{0.5} / C]^{0.5}$,. Величина $C=0,175$ и $D=0,05$ в уравнении рекомендованы, как константы для всех стратиграфических комплексов Западной Сибири.

• В результате проведенных расчетов для продуктивных пластов Имилорского месторождения были уточнены коэффициенты C и D :

ЮС₁ $C=0,195$, $D=0,02$. при $K_p=0$, юрские отложения имеют незначительные отличия – $\Delta t_{ск} = 172,6$ мкс/м.

3) Определение коэффициента пористости по данным СП

Используемое уравнение имеет вид:

$$\text{ЮС}_1 K_p = 22,15 * \alpha_{сп}^3 - 52,27 * \alpha_{сп}^2 + 43,08 * \alpha_{сп} + 5,16 \quad R^2 = 0,74$$

Целью работы является проанализировать методики определения пористости юрских отложений по методам ГИС: СП, ГГ к П и АК. Обосновать лучшую методику с наименьшей погрешностью определений.

Для решения этой задачи были построены сопоставления коэффициента пористости, определенного по данным керна, от коэффициентов пористости, определенных по данным ГИС: СП, АК и ГГкП. Наилучшая корреляция проявляется в зависимости K_p (кern) % от K_p (ГГкП) % представленная на рисунке 2.

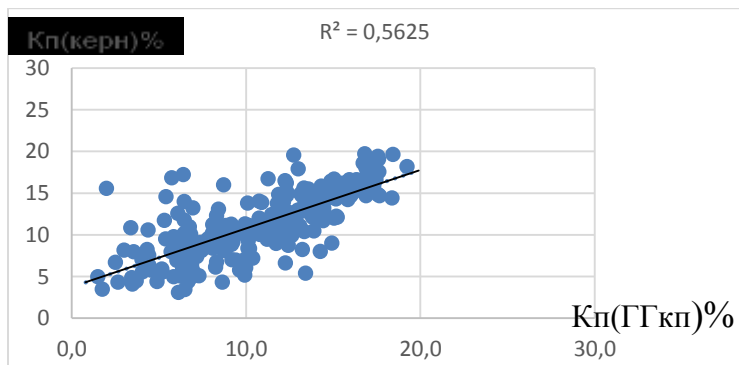


Рисунок 2. Сопоставление K_p (кern) % от K_p (ГГкП) %

Следующим шагом анализировались зависимости между использованными методами ГИС. Были построены сопоставления Кп (ГГкП) % от Кп (АК), Кп (ПС) % от Кп (АК) % и Кп (ПС) % от Кп (ГГкП). Наилучшая корреляция получена в зависимости Кп (ГГкП) % от Кп (АК) %, представленной на рисунке 3.

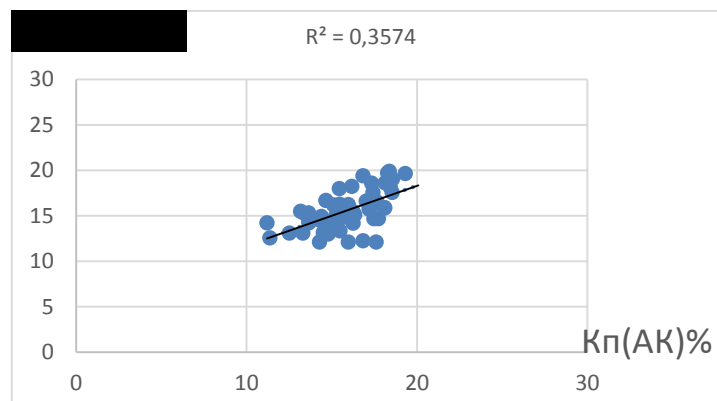


Рисунок 3. Сопоставление Кп (ГГкП) % от Кп (АК) %

Для оценки смещения распределений и модальных значений пористости были построены гистограммы. Из которых видно, что значения пористости ГГкП не имеет смещений от пористости по керну.

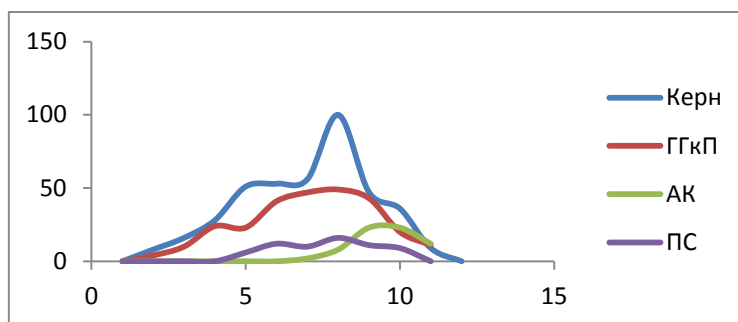


Рисунок 4. Распределения Кп (керн), Кп (СП), Кп (ГГкп) и Кп (АК)

В итоге, исходя из полученных коэффициентов корреляции и минимальных смещений, можно рекомендовать к использованию: Кп по ГГКп, в случае отсутствия записи плотностного каротажа – Кп по АК.

Библиографический список

1. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов объемным методом / Под ред. В. И. Петерсилье. – Москва-Тверь, 2003.
2. Актуальные вопросы петрофизики сложнопостроенных коллекторов / Под ред. И. Г. Шнурмана. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2010. – 306 с.

УДК 550.834.05:552.578.2.061.43

Прогнозирование эффективных толщин и коэффициента открытой пористости по данным динамической интерпретации сейсморазведки на примере пласта БС⁶

Уржумов В. Д., Тоноян С. С., Белкина В. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, РФ

Современная геологоразведка сосредоточена на поиске мелких сложных структур, закартировать которые невозможно без высокоразрешающих методов поисковой геофизики.

Непростое строение резервуара, трещиноватость, анизотропия, тектонические экраны – все это является осложняющими факторами, что дало толчок для развития дополнительных методик геолого-геофизической интерпретации.

В данной работе рассмотрена методика получения трендовых карт эффективных толщин ($H_{эф}$) и коэффициента открытой пористости ($K_{п}$) из сейсмических атрибутов [1, 2].

Задача решается на примере залежи пласта БС₆¹ одного из месторождений Западной Сибири. Нефтеносность пласта установлена в 2004 г. испытаниями скважин Р-7 и 6. Пласт представлен песчано-алевритистыми отложениями, является терригенным коллектором порового типа. Ахская свита, в состав которой входит пласт БС₆¹, представляет из себя клиноформный комплекс.

К пласту приурочено четыре залежи: три из них структурного типа, ограниченные зонами замещения коллекторов, оконтурены в районе скважин 2, 10, Р-7, четвертая залежь структурно-литологического типа, расположенная в юго-восточной части участка в районе скважин Р-4 и 6, является наиболее большой по площади – 17157 тыс. м² (в том числе в пределах ЧНЗ – 3922 тыс. м², в пределах ВНЗ – 13235 тыс. м² по отчету 2015 г).

Основные геологические характеристики объекта приведены в таблице 1 (объем выборки составляет 9 скважин).

Таблица 1

Геологические характеристики пласта БС₆¹ месторождения N

	$H_{эф}$, м	$H_{эф. нн.}$, м	$K_{пес}$, д. ед.	$K_{п}$, %	$K_{пр}$, мД	$K_{нг}$, %
Наименьшее	5,2	0	0,52	13,8	0,57	34,42
Наибольшее	27,9	11	0,91	16,4	2,03	56,09
Ср. значение	14,90	1,66	0,66	15,52	1,43	45,00
Коэф. вар-и, %	389,01	111,72	0,17	6,02	2,39	388,8

$H_{эф}$ и $K_{п}$ характеризуются довольно большими значениями коэффициента вариации, что говорит о высокой изменчивости этих параметров, поэтому для уточнения этих параметров необходимо привлечь данные сейсморазведки [2]. На участке проведены сейсмические работы МОГТ 3D (ортогональная система наблюдения) и 2D. Строение пласта БС₆¹ характеризует ОГ НБС₆¹, который прослеживается практически в пределах всего лицензионного участка, выклиниваясь только на крайнем западе.

Для нахождения корреляционных зависимостей для каждого из геологических параметров ($H_{эф}$ и $K_{п}$) и атрибутами сейсмической записи методом перебора базы атрибутов в интерпретационном комплексе выбраны атрибуты, которые имеют хоть бы слабую регрессионную зависимость с прогнозными параметрами. При обосновании наиболее информативного набора сейсмических атрибутов использованы как мгновенные параметры (амплитуда, частота, фаза), так и интервальные атрибуты сейсмической записи, такие как энергия волнового поля, средние и средневзвешенные амплитуды и частоты, псевдопериод в различных временных окнах. В итоге в дальнейших расчётах участвовало 11 атрибутов [3].

Статистическая связь между параметрами $H_{эф}$, $K_{п}$ и сейсмическими атрибутами оценивалась по значению коэффициента детерминанции. В начале для прогноза $H_{эф}$ и $K_{п}$ по сейсмическим атрибутам проанализированы одномерные зависимости этих параметров от каждого атрибута, это позволило в каждом случае определить атрибут, дающий наиболее точный прогноз.

На следующем шаге изучены зависимости $H_{эф}$ и $K_{п}$ от всевозможных пар атрибутов и выбрана зависимость с наибольшим значением коэффициента корреляции. При достаточно большой выборке эту процедуру необходимо продолжить и построить уравнение множественной регрессии, но в рассматриваемой ситуации, это не сделано по причине недостаточного объема данных бурения и низкого качества сейсмической съемки. Отметим, что на каждом шаге следует анализировать не только линейные, но и нелинейные зависимости.

Анализ одномерных зависимостей показал, что для большинства атрибутов линейных зависимостей нет, для остальных они нелинейные и наиболее тесная зависимость $H_{эф}$ зафиксирована от среднеквадратичной амплитуды сейсмического сигнала, $R^2=0,68$. Результаты двумерного анализа показали, что привлечение ещё одного любого из атрибутов

не даёт значимого повышения качества регрессии. Так же стоит отметить, что данный атрибут можно напрямую использовать для поисков УВ и изолированных геологических тел, проявляющихся в волновом поле [4].

На следующем шаге по уравнению регрессии вычислена прогнозная карта $N_{эф}$ (по полученной зависимости от амплитуды сейсмического сигнала). Среднеквадратичное отклонение от данных бурения составило 5,56 м, после увязки данной карты и данных бурения, ошибка заметно уменьшилась. Это позволило построить карту эффективных толщин. Построенная карта проверена методом валидации эталонной скважины [3], по которому вычисляется погрешность прогноза при последовательном исключении одной из скважин. Затем проведен анализ отклонений расчетных значений эффективных толщин от скважинных. В результате проверки можно сделать вывод о том, что наибольший вклад в повышение точности и адекватности геологической модели внесли данные скважин с наибольшим отклонением расчетных значений от скважинных: Р-4, 502, 506 и 744. По уточненной карте $N_{эф}$ (за счет использований трендовой карты) обоснована линия глинизации. Зоны повышенных значений эффективных толщин наблюдаются на северо-востоке участка, где пласт замещается, что согласуется со структурным планом. Так же уточнены границы пласта в центральной части участка. Можно отметить перспективные зоны на юге и юго-востоке участка, поскольку наблюдается увеличение значений эффективных толщин в сторону южной границы участка. Эта зона наиболее перспективна для дальнейших исследований.

Для прогноза K_p была проведена акустическая инверсия и получен куб акустического импеданса. Пониженные значения импеданса могут свидетельствовать о нефтегазонасыщенных песках. Акустический импеданс дал наиболее тесную связь с K_p : $R^2=0,53$. В связи с отсутствием фиксации на изучаемой площади поперечной волны в скважинах, выполнение более точной синхронной инверсии и геостатистического анализа не представляется возможным. Как показывает опыт, привлечение такого рода данных, как правило, повышает прогностические свойства моделей. Построенная карта K_p согласуется со структурным планом и полученными ранее эффективными толщинами, в результате чего можно сделать вывод о перспективности южной и юго-восточной части изучаемой площади. Рекомендуется провести высокоплотную широко азимутальную сейсмическую съемку в пределах всего ЛУ и расширенный комплекс ГИС.

Библиографический список

1. Белкина В. А. Основы геологического моделирования / В. А. Белкина, С. Р. Бембель, А. А. Забоева, Н. В. Санькова. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 168 с.
2. Дэвис Дж. С. Статистический анализ данных в геологии / Дж. С. Дэвис. – Москва: Недра, 1990. – 427 с.
3. Нежданов А. А. Геологическая интерпретация сейсморазведочных данных: курс лекций / А. А. Нежданов. – Тюмень: ТИУ, 2017. – 171 с.
4. Seismic Attribute Petrel. Внутренний ресурс Schlumbergerк Petrel.

УДК 551.734.5:553.98.041

Перспективность верхнекаменноугольно-нижнепермских отложений Денисовской впадины с учетом результатов бурения пробуренной скважины

Хворост И. М.

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» филиал «ПермНИПИнефть», г. Пермь, РФ

В последнее время на территории Денисовской впадины проводится большой объем геологоразведочных работ. В результате были открыты новые месторождения нефти в верхнедевонском интервале разреза. Несмотря на то, что верхнекаменноугольно-нижнепермские отложения в большинстве пробуренных скважин обводнены, перспективы нефтегазонасыщенности данных пород до конца не изучены.

Настоящими работами проведено доизучение верхнекаменноугольно-нижнепермских отложений центральной части Денисовской впадины с учетом скважинной и сейсмической информации с целью определения их перспективности.

По схеме нефтегазогеологического районирования Тимано-Печорской провинции площадь исследования располагается в пределах Лайско-Лодминского НГР Печоро-Колвинской НГО. На сегодняшний день на территории Лайско-Лодминского НГР в верхнекаменноугольно-нижнепермских карбонатных отложениях открыты залежи нефти на Лаявожском, Шапкинском, Южно-Шапкинском и Тибейвисском месторождениях. Залежи углеводородов массивные, сводовые, приурочены к биогермным образованиям ассельско-сакмарского возраста.

Верхнекаменноугольные отложения в пределах Денисовской впадины развиты повсеместно. Они согласно залегают на известняках московского яруса и представлены преимущественно карбонатными мелководно-шельфовыми образованиями. Мощность сокращается в южном направлении от 160 до 50 м (минимальные мощности на Баяндыской и Восточно-Баяндыской структурах).

Керновым материалом верхнекаменноугольно-нижнепермский разрез изучен слабо. В скважине 1-Андрюшкинская верхнекаменноугольные отложения представлены известняками со сгустково-комковатой структурой, переходящими в известняки биоморфно-детритовые, водорослевые, участками перекристаллизованные. Аналогичный разрез вскрыт скважиной 2-Верхнелодминская, где подняты известняки неравномерно глинистые и алевролитистые, переслаивающиеся с аржиллитами, мергелями и алевролитами.

Ассельско-сакмарские отложения нижней перми представлены разнофациальными породами: органогенными и мелководно-шельфовыми. Мелководно-шельфовые отложения сложены карбонатно-глинистыми породами. Разрез биогермных отложений представлен палеоаплизинными, водорослево-фораминиферовыми разностями известняков, выщелоченными и кавернозными. Мощность биогермных тел достигает 250-300 м (скв. Ламбейшорская-1, Сев. Ламбейшорская-1). Сейсморазведочными работами выявлены и прослежены аномалии сейсмической записи, отождествляемые с органогенными постройками ассельско-раннесакмарского возраста. Одна из построек прослежена в восточной части Денисовской впадины (рисунок 1). Она широкой полосой протягиваются на Восточно-Ламбейшорскую, Усть-Юрьяхинскую и Восточно-Баяндыскую площади. Аналогичные постройки установлены на Костюкском поднятии в скважине Возейская-117. Скважина вскрыла разрез биоморфных известняков ассельского возраста, из которых получен приток пластовой воды с нефтью, а из артинских глинисто-карбонатных – приток нефти дебитом 130,6 т/сут.

Наличие биогермных отложений ассельско-сакмарского возраста в Денисовской впадине подтверждено скважинами, однако, несмотря на это до конца неясны перспективы верхнекаменноугольно-нижнепермских отложений. Возможно, это связано с тем, что в пределах Лайской зоны нефтенакопления развита мощная рассеивающая толща артинского возраста. В северо-восточной части Денисовской впадины толщина артинских отложений достигает 150 м. В юго-восточной части впадины наблюдается уменьшение толщина яруса до 40 м и менее.

С учетом трехслойного строения резервуаров и невыдержанности покрышек внутри промежуточной толщи артинского яруса становится понятной преимущественная приуроченность нижнепермских залежей к мобильным зонам с контрастными валообразными поднятиями и крупноамплитудными ловушками, а также немногочисленность месторождений в тектонически стабильных областях, где не только меньше развиты рифогенные образования, но и преобладают малоамплитудные ловушки. Так, непродуктивность ловушек, наложенных на рифогенные участки в северных районах впадины, объясняется тем, что их амплитуда здесь меньше мощности артинской промежуточной толщи [1].

В северной части Денисовской впадины в большинстве случаев мощность рассеивающей толщи превышает амплитуду структур, поэтому многие из них в данной части впадины обводнены.

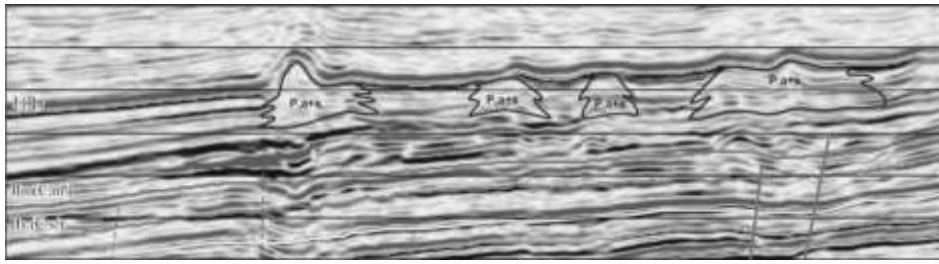


Рисунок 1. Фрагмент временного разреза с органогенными постройками ассельско-сакмарского возраста

Открытое на Тибейвисской структуре месторождение нефти в ассельско-сакмарских отложениях подтверждает перспективы нефтегазоносности данных пород в центральной части Денисовской впадины. На месторождении высота залежи ассельско-сакмарского возраста составляет около 45 м при амплитуде структуры 90 м. Данный факт подтверждает возможность обнаружения залежей нефти и газа только в пределах высокоамплитудных структур.

В южной части Денисовской впадины наблюдается уменьшение мощности рассеивающей толщи до 40 м и менее (рисунок 2). Это увеличивает вероятность обнаружения залежей УВ в пределах малоамплитудных структур.

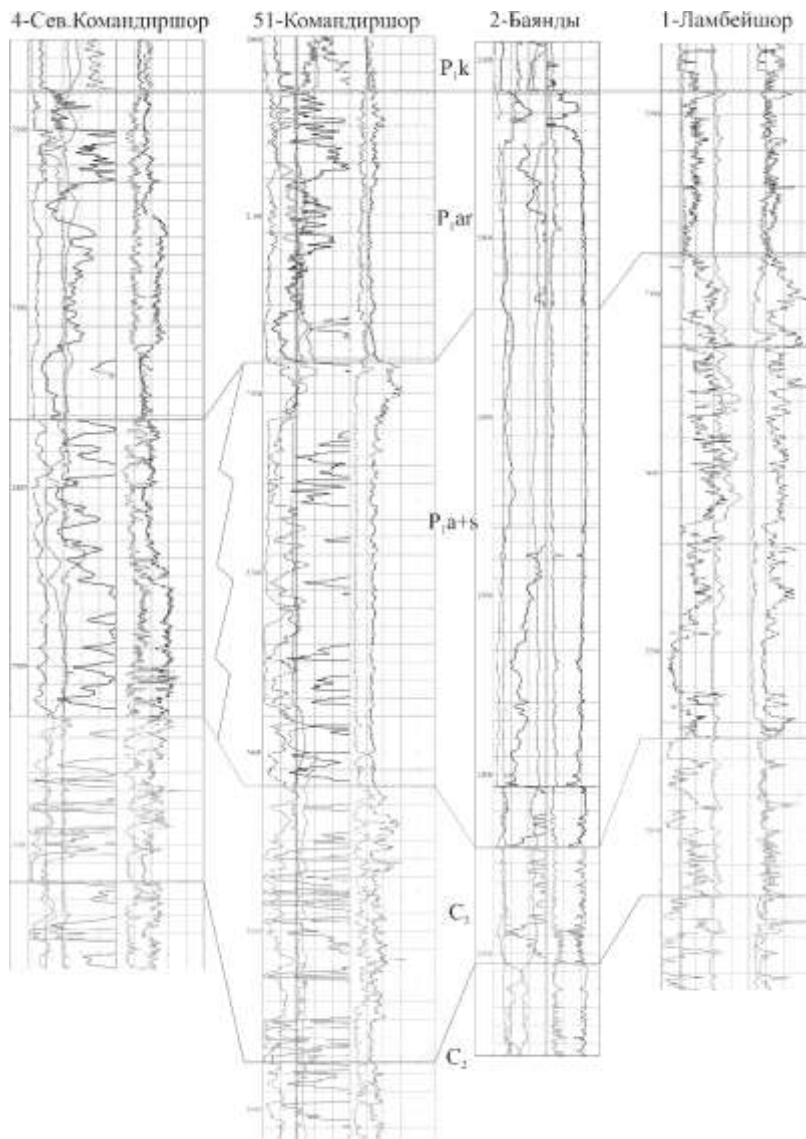


Рисунок 2. Схема сопоставления верхнекаменноугольно-нижнепермских карбонатных отложений

В результате проведенных сейсморазведочных работ МОГТ-3D в южной части Денисовской впадины выделены перспективные объекты в ассельско-сакмарском интервале разреза. С целью поиска залежей нефти в каменноугольно-нижнепермских отложениях на одной из подготовленных к поисковому бурению структур была пробурена поисковая скважина. Скважина вскрыла биогермные отложения ассельского возраста. Разрез сложен известняками светло-серыми, органогенно-детритовыми, массивными, кавернозными, трещиноватыми. По кавернам наблюдались выпоты нефти. При опробовании в открытом стволе получен небольшой приток нефти.

Прогнозируемая залежь массивная, сводовая, приуроченна к органогенной постройке ассельского возраста. Покрышкой для залежи нефти служат глинисто-карбонатные породы, залегающие в основании сакмарского яруса нижней перми. Коллектор представлен пористо-кавернозными известняками ассельского возраста.

Пробуренная скважина доказала перспективность нижнепермских биогермных построек в южной части Денисовской впадины. Положительным фактором послужило наличие органогенной постройки ассельского возраста, структуры амплитудой 45 м и локальной покрышки достаточно хорошего качества.

Таким образом, в пределах Денисовской впадины возможно обнаружение залежей нефти в верхнекаменноугольно-нижнепермских отложениях в зоне развития органогенных построек ассельско-сакмарского возраста:

- на севере – при наличии высокоамплитудной структуры (из-за мощной рассеивающей толщи);
- на юге – при наличии структуры амплитудой 15-40 м.

В зоне распространения глинисто-карбонатных отложений сезымской свиты, возможно, обнаружение залежей нефти в верхнекаменноугольных карбонатных отложениях.

Библиографический список

1. Меннер В. В. Литологические критерии нефтегазоносности палеозойских толщ северо-востока Русской платформы / В. В. Меннер. – М.: Недра, 1989.
2. Богданов Б. П. Карбонатные постройки перми-карбона севера Тимано-Печорской провинции и их свойства / Б. П. Богданов, Ю. С. Кузьменко // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 3.

УДК 622.276.5:556.342.2

Об оценке проницаемости коллекторов по результатам определения остаточного водонасыщения

Федореева М. А., Шкилев В. М., Мамяшев В. Г.
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, РФ

Способность горных пород к фильтрации играет ключевую роль в разделении литологических разностей по коллекторским свойствам, оценке эффективности добычи полезных ископаемых и выбора режима эксплуатации скважин.

Общепринятым для расчета проницаемости считается уравнение Дарси, имеющее следующую зависимость проницаемости от ряда физических свойств, как породы, так и фильтрующейся жидкости:

$$K_{np} = \eta \frac{Q \cdot \Delta L}{\Delta P \cdot F} \quad (1)$$

где Q – объемный расход жидкости, м³/с, ΔL – длина фильтрующей пористой среды, м; $\Delta P = P_1 - P_2$ – перепад давления, Па; η – динамическая вязкость жидкости, Па·с; F – площадь фильтрации, м².

Исследования проницаемости проводились многими другими учеными, одними из них являются Козени и П. Карман, предложившие свою формулу, показывающую

зависимость проницаемости горных пород от структурных особенностей отложений.

$$K_{np} = \frac{K_{п,д}^3}{f \cdot T_{г}^2 \cdot S_{ф}^2} \quad (2)$$

где $K_{п,д}$ – коэффициент динамической пористости, f – коэффициент формы сечения капилляра, $T_{г}$ – гидравлическая извилистость (извилистость эффективных поровых каналов), $S_{ф}$ – удельная поверхность каналов, по которым происходит фильтрация.

На практике, имея дело с керном, принято аппроксимировать зависимость K_{np} от $K_{пэф}$. Согласно теории фильтрации в пористых средах $K_{пэф}$ может быть выражено как:

$$K_{пэф} = V_{пор,о} - V_{в.прсв} - \frac{1}{n} V_{в.рсс} = V_{пор,о} - V_{во} \quad (3)$$

Таким образом, выражение (3) может быть представлено:

$$K_{пэф} = K_n (1 - K_{во}) \quad (4)$$

Исходя из вышесказанного нами выдвинуто предположение о возможности оценки проницаемости пород на основе данных об остаточном водонасыщении. Кроме того, исследование данной зависимости представляется целесообразным из-за непосредственной связи коэффициента остаточной водонасыщенности от адсорбционных свойств пород.

Общеизвестно, что большей способностью к образованию прочносвязанной воды обладают глинистые породы, таким образом, определена дополнительная возможность разделения пород по типу коллектор-неколлектор.

$$K_{np} = 5 \cdot 10^8 K_{OB}^{-4,94} = 5 \cdot 10^8 \cdot \left[\left(\frac{1}{P_n} \right)^{\frac{1}{n}} \right]^{-4,94} = 5 \cdot 10^8 \cdot \left(\frac{1}{P_n} \right)^{\frac{1}{n} \cdot 4,94} \quad (5)$$

n – константа, характеризующая определенный класс продуктивного коллектора, P_n – параметр насыщения.

Представленная информация показывает, что при сравнении K_{np} с $K_{п}$ разброс значений составил около 2 порядков. Для сравнения приведен график зависимости K_{np} с $K_{во}$, где эта цифра достигает всего 0,7 – 0,8 порядка, аналогично для связи K_{np} с $K_{пэф}$. $K_{пэф}$ рассчитывается по формуле (4) и не является величиной, полученной по прямым измерениям в комплексе ГИС, вследствие этого использование зависимости K_{np} от $K_{пэф}$ является неверным подходом при определении проницаемости. Выборки представлены для коллекторов и не включают глинистые, плотные или сильно сцементированные породы.

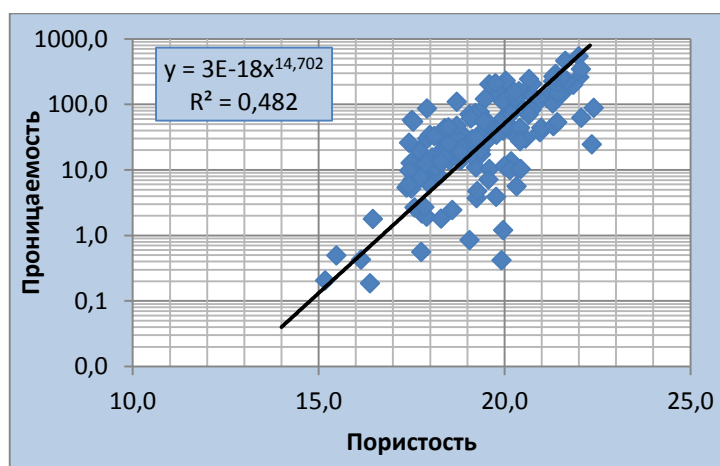


Рисунок 1. Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости

Существующая связь $K_{во}$ с проницаемостью может быть учтена в сопоставлении параметра насыщения и класса продуктивного коллектора. В таком случае, согласно выражению, электрические параметры могут быть дополнительным фактором разделения пород по их фильтрационным свойствам.

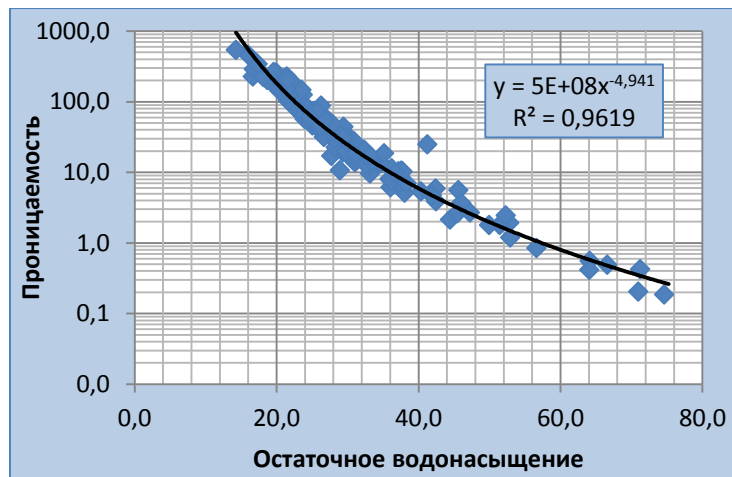


Рисунок 2. Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента остаточного водонасыщения

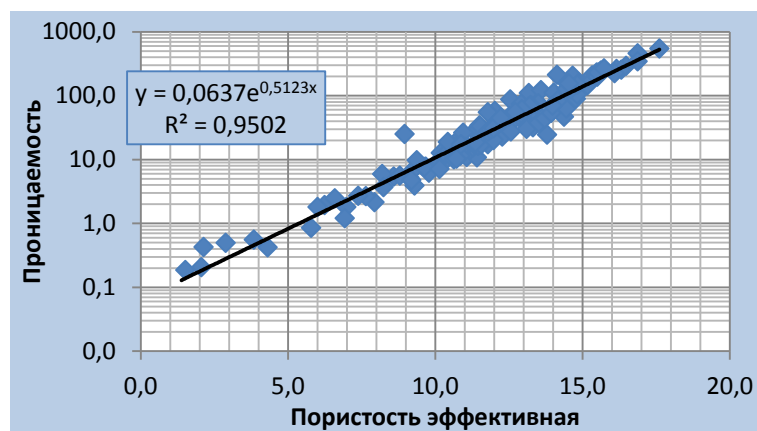


Рисунок 3. Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента эффективной пористости

Библиографический список

1. Кобранова В. Н. Петрофизика: учебник для вузов // В. Н. Кобранова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1986. – 392 с.
2. Леонтьев Е. И. Моделирование в петрофизике // Е. И. Леонтьев. – М.: Недра, 1978. – 125 с.
3. Добрынин В. М. Петрофизика: учебник для вузов // В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, Д. А. Кожевников. – М.: Недра. – 1991. – 368 с.

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА

УДК 622.691.4:620.169.1

Разработка методологии поэтапного обновления эксплуатируемых магистральных газопроводов

Халлыев Н. Х.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, г. Москва, РФ

Надежность и долговечность магистральных газопроводов является важнейшим фактором стабильности экономического потенциала Российской Федерации. После распада СССР из 250 тыс. км в РФ осталось около 100 тыс. км магистральных газопроводов. В настоящее время в эксплуатации находятся более 170 тыс. км магистральных газопроводов, которые требуют безопасной эксплуатации. Большинство этих газопроводов

находится в эксплуатации более 50 лет, что значительно превышает амортизационные сроки, заложенные при проектировании.

Многолетний опыт эксплуатации линейной части магистральных газопроводов (ЛЧ МГ) показал целесообразность разделения жизненного цикла газопроводов на три этапа (рисунок 1) с целью решения задач по повышению надежности на каждом из них.

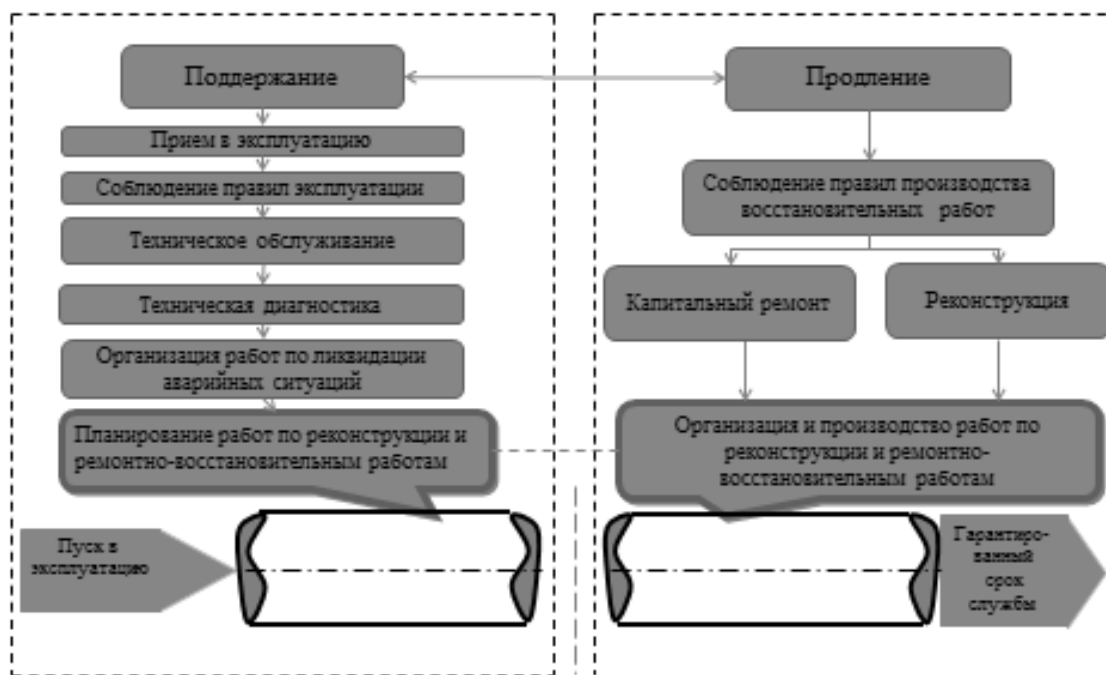


Рисунок 1. Принципиальная схема жизненного цикла (два этапа) – поддержание и продление срока надежной и безопасной эксплуатации ЛЧ МГ

С целью реализации этих отраслевых задач в начале 1999 года была разработана научно обоснованная «Методология поддержания и развития эксплуатационной надежности и безопасности ЛЧ МГ ОАО «Газпром» (рисунок 2) [1, 2].



Рисунок 2. Методология поддержания и развития эксплуатационной надежности и безопасности ЛЧ МГ ОАО «Газпром»

Первый этап жизненного цикла в отрасли выполнялся полностью с соблюдением требований «Правил технической эксплуатации магистральных газопроводов», а с 2010 года – «Правил эксплуатации магистральных газопроводов». Однако в процессе эксплуатации газопроводов в различных природно-климатических условиях возникали различные причины, приводящие к отказам на газопроводах.

В 1990 году в отрасли принята программа по приобретению и созданию технологии и технических средств по комплексному выявлению реального технического состояния действующих магистральных газопроводов. Это позволило разработать и внедрить научно-обоснованные нормативные документы и комплекс специальных средств для проведения экспертизы промышленной безопасности ЛЧ МГ и системного планирования производства ремонтно-восстановительных работ на магистральных газопроводах.

Техническое состояние газотранспортной системы ОАО «Газпром» потребовало безотлагательного проведения мероприятий по сохранению целостности магистральных газопроводов и, в дальнейшем, продлению срока их службы.

Реализация этой программы проводилась в несколько этапов.

Поскольку основным средством обеспечения трудоспособности трубопроводных систем являются качественная диагностика и капитальный ремонт, основными целями Методологии являются:

1. Повышение эффективности, эксплуатационной надежности и безопасности действующих магистральных газопроводов за счет совершенствования методов и средств диагностики.

2. Разработка и создание высокопроизводительной технологии, технических средств и организации производства ремонтных работ на ЛЧ МГ.

3. Разработка технологии капитального ремонта ЛЧ МГ с целью обновления газотранспортной системы до 2030 года.

На первом этапе (1999-2002 гг.) решалась задача сокращения числа аварийных отказов на ЛЧ МГ. Это было достигнуто за счет проведения комплекса мероприятий по определению технического состояния газопроводов методами комплексной технической диагностики, планирования и выполнения выборочного ремонта на отдельных участках.

Для реализации второго этапа (2003-2010 гг.) были разработаны основные требования к технологии капитального ремонта ЛЧ МГ (рисунок 3) [2]. По завершении ремонтных работ был установлен требуемый срок эксплуатации в 25 лет.



Рисунок 3. Основные требования к технологии капитального ремонта ЛЧ МГ

Методология в дальнейшем включает разработку новых технологий, технических средств и изоляционных материалов для создания условий дальнейшей безопасной эксплуатации с гарантированным сроком службы отремонтированных участков.

Для реализации этой цели были разработаны новые технологии ремонта газопроводов в траншее с подкопом и с подъемом в траншее (рисунок 4), создан комплекс специальных технических средств для их промышленного внедрения, а также специальные изоляционные материалы для механизированного нанесения горячей мастики методом экструзии и др. Внедрение этих разработок позволило значительно увеличить годовые объёмы работ, повысить надёжность, а также продлить срок службы длительно эксплуатируемых газопроводов.

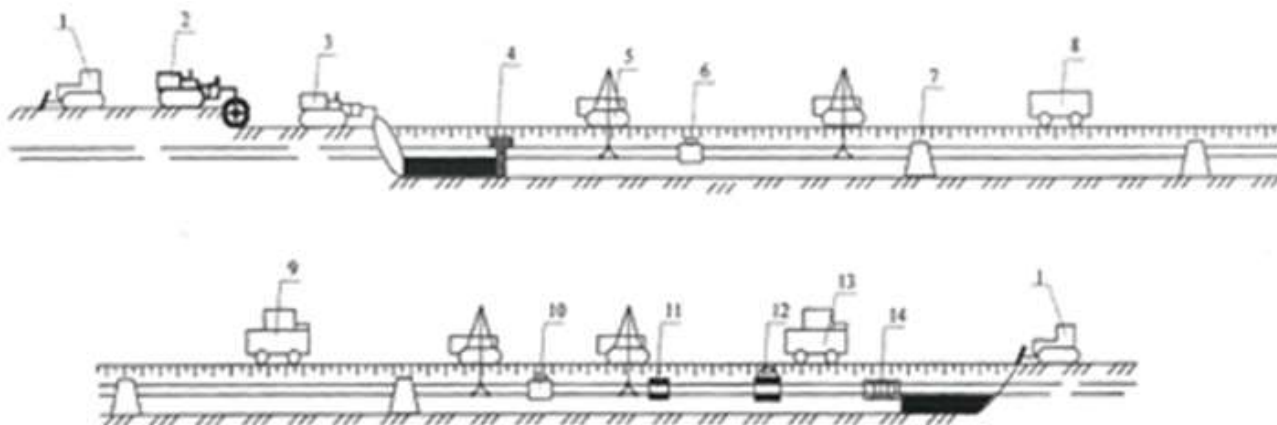


Рисунок 4. Технологическая схема ремонта газопровода в траншее с подкопом:

1 – бульдозер, 2 – машина послойной разработки грунта, 3 – вскрышной роторный экскаватор, 4 – подкапывающая машина, 5 – трубоукладчик, 6 – очистная машина (предварительная очистка), 7 – самоходные опоры, 8 – сварочная установка, 9 – передвижная установка контроля качества сварных работ, 10 – очистная машина (окончательная очистка), 11 – грунтовочная машина, 12 – изоляционная машина, 13 – лаборатория контроля качества изоляционного покрытия, 14 – машина для подсыпки и подбивки грунта под трубопровод

Эти мероприятия позволили значительно снизить аварийность на магистральных газопроводах и перейти к их ремонту в плановом порядке (рисунок 5).

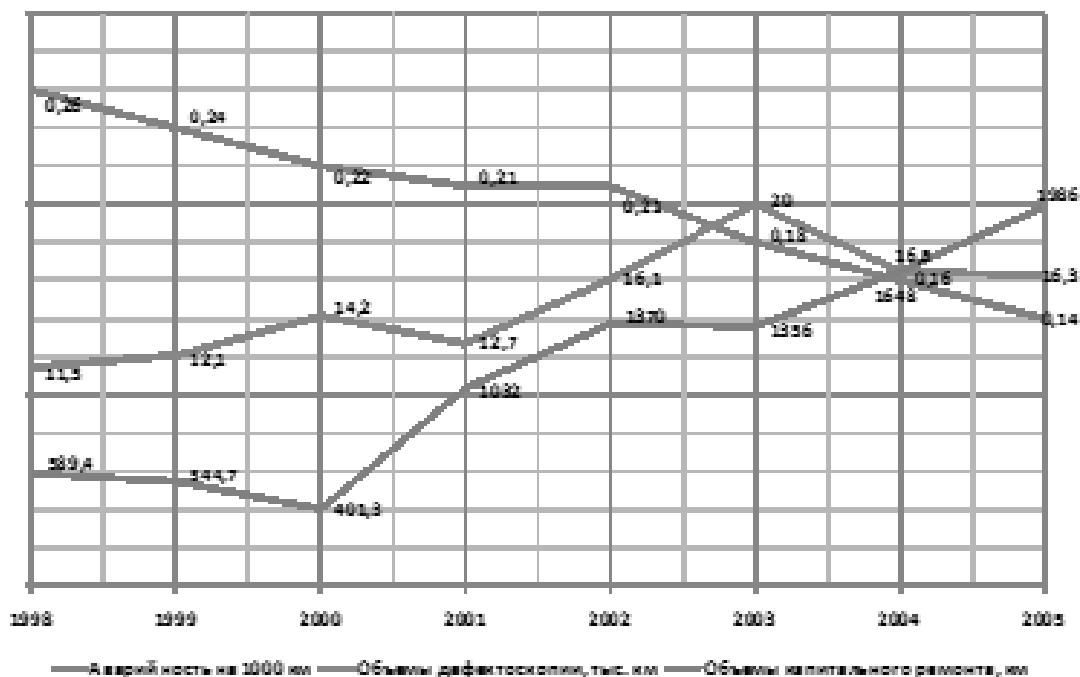


Рисунок 5. Влияние ремонта и диагностики на аварийность трубопроводов

Однако при строительстве магистральных газопроводов с переходом на трубные стали методом контролируемого проката из низколегированных высокопрочных сталей при эксплуатации труб появляется необходимость борьбы с КРН, т.е. коррозионным растрескиванием под напряжением.

КОРРОЗИОННОЕ РАСТРЕСКИВАНИЕ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ (КРН), стресс-коррозия, – специфический вид коррозионного разрушения металлов и сплавов, которое происходит при одновременном воздействии коррозионной среды, внешних или внутренних растягивающих напряжений с образованием трещин, приводящих к потере функциональных свойств изделия. Для каждого металла и сплава существуют предельные (критические) напряжения, химический состав среды и значения потенциала, которые определяют стойкость к КРН. Напряжение, превышающее предел текучести, всегда является опасным [3].

Изучение характера распространения трещин показало, что они развиваются хрупко от внешней поверхности трубы с вязким изломом.

Трещины развиваются перпендикулярно плоскости действия кольцевых растягивающих напряжений, являющихся максимальными для напряженного состояния трубы. Микроструктурные исследования характера распространения трещин показали, что зарождающаяся микротрещина имеет меж- или транскристаллитный механизм развития. То же наблюдается в местах их ветвлений. В процессе своего развития характер распространения трещин меняется. Фрактографическими исследованиями подтверждено, что трещина развивается в три этапа (рисунок 6):

- 1-ый – меж- или транскристаллитно на стадии зарождения и дискретного подрастания;
- 2-ой – коррозионное растворение металла в полости зародившейся трещины и воздействия механических растягивающих напряжений;
- 3-ий – механический долом.

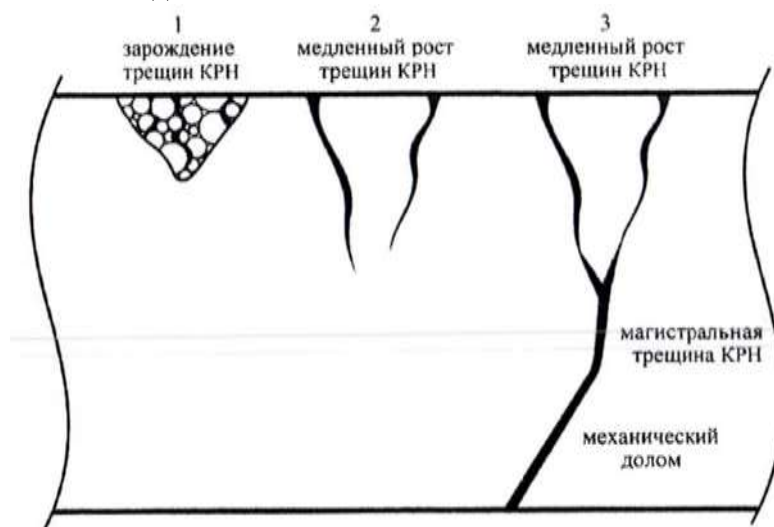


Рисунок 6. Схема развития трещин КРН

По причине КРН на эксплуатируемых газопроводах значительно увеличилось количество аварий. Иногда скорость прорастания стресс-коррозионных трещин вглубь труб (металлы) составляет около 1 мм в год [4, 5, 6].

Борьба с КРН потребовала необходимости разработки методологии обновления линейной части магистральных газопроводов для поддержания и продления жизненного цикла (3 этап) газотранспортной системы (рисунок 7). Для диагностики МГ применительно к КРН с 2003 года стали применяться внутритрубные инспекционные снаряды (ВИС) ЗАО «НПО «Спецнефтегаз» нового поколения с продольным и поперечным намагничиванием.

Методология обновления линейной части эксплуатируемых газопроводов – комплексная система организационно-технических мероприятий по диагностике, отбраковке и восстановлению газопроводов до проектных параметров, технических и эксплуатационных характеристик объектов транспорта газа.

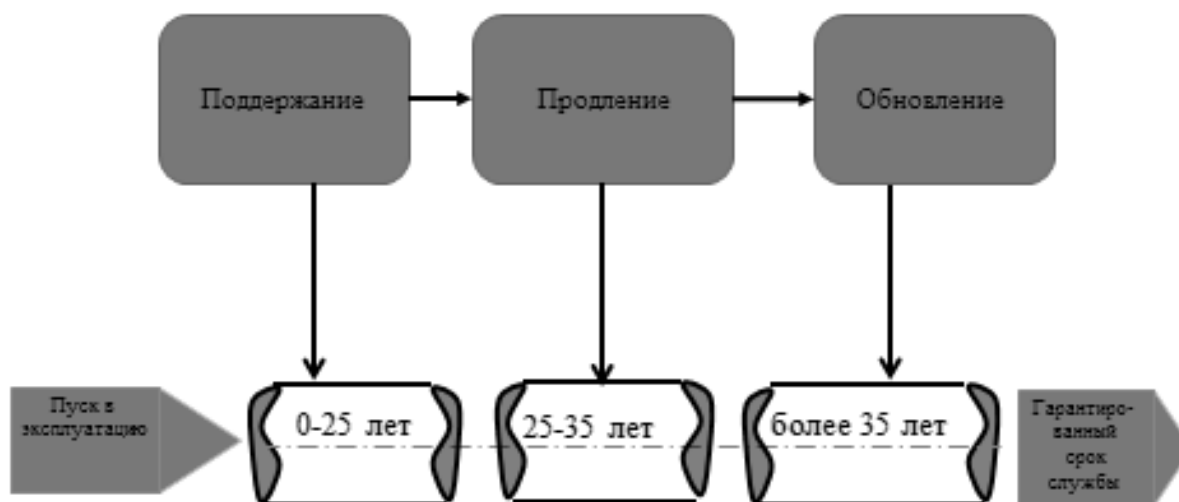


Рисунок 7. Принципиальная схема жизненного цикла (3 этап) – обновление системы газопроводов

Реализация методологии обновления осуществляется в соответствии технологии, техническим средствам и организации производства капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов. Особенность заключается в выполнении дополнительно технологии 3-х операций, т. е. после отбраковки труб обязательным условием является следующее:

1. Отобранные трубы после отбраковки должны быть изолированы по технологии заводской изоляции на мобильной базе или на трубном заводе для предупреждения попадания влаги и воздуха на поверхность металла трубы.

2. Траншея для укладки изолированных труб должна быть профилирована с подсыпкой на дно траншеи 10-15 см мягкого грунта для снятия всевозможных напряжений отремонтированных труб.

3. Испытание отремонтированного участка должно быть только методом «стресс-теста» на прочность и герметичность.

Реализация методологии обновления позволит продлить жизнь линейной части магистральных газопроводов до 30 лет – с гарантированным сроком службы.

Библиографический список

1. Халлыев Н. Х. Капитальный ремонт линейной части магистральных газопроводов / Н. Х. Халлыев, Б. В. Будзуляк, С. В. Алимов, А. А. Филатов, А. Г. Гумеров, А. Д. Решетников. – М.: Макс Пресс, 2011.
2. Халлыев Н. Х. Комплексная механизация капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов / Н. Х. Халлыев, Б. В. Будзуляк, С. В. Алимов, А. М. Тютнев. – М.: Недра, 2010.
3. Российская газовая энциклопедия. – М.: Научное издание «Большая Российская энциклопедия», 2004. – 527 с.
4. Чучкалов М. В. Теория и практика борьбы с коррозионным растрескиванием под напряжением на магистральных газопроводах / М. В. Чучкалов. – М.: Макс пресс, 2016. – 335 с.
5. СТО Газпром 2-3.5-354-2009. Порядок проведения испытаний магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях.
СТО Газпром трансгаз Уфа. 33-1-0877-2014. Технология поэтапного метода ремонта линейной части магистральных газопроводов.

Снижение расхода газа на собственные нужды компрессорных станций

Бегинин С. В., Бойко А. И., Бредников М. В., Ленюский А. И., Черничкин И. А.

ИТЦ ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта, РК, РФ

Часть компрессорных станций ООО «Газпром трансгаз Ухта» работает в суровых северных условиях, где отопительный период колеблется от 260 до 328 дней в году, а температура наиболее холодных суток может достигать $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ [1]. В таких условиях требуется большое количество теплоты для поддержания температуры в ангарах газоперекачивающих агрегатов (ГПА) не ниже $+5\text{ }^{\circ}\text{C}$ при нахождении агрегата в холодном резерве и не ниже $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$ при нахождении агрегата в горячем резерве и работе [2] и трехкратного воздухообмена в ангарах [3], что, выдвигает особые требования к системам отопления.

Одним из наиболее современных и экономичных вариантов отопления ангара ГПА является агрегат воздухонагревательный газовый модульный (АВГМ). Он осуществляет непрямой нагрев приточного воздуха в системах приточной вентиляции за счет сжигания природного газа. Основные характеристики АВГМ представлены в таблице 1 [4].

Таблица 1

№	Наименование показателя	Значение
1	Минимальная теплопроизводительность, кВт	83,25
2	Номинальная теплопроизводительность, кВт	300
3	Номинальная тепловая мощность, кВт	333
4	Расход приточного воздуха, м ³ /час, не более	8 000
5	Температура подогрева приточного воздуха, °С	23,8...120
6	Коэффициент полезного действия, %	90
7	Расход природного газа, м ³ /час, не более	36
8	Выбросы NO в атмосферу, мг/м ³	23,8
9	Выбросы CO в атмосферу, мг/м ³	0,6
10	Температура выхлопных газов, °С	160...290

Не смотря на высокий КПД установки на номинальных режимах, расход топливного газа при работе АВГМ может достигать 864 н. м³/сутки на 1 ГПА, что влечет за собой большие выбросы вредных веществ в атмосферу и финансовые затраты на топливо.

Целью данной работы является снижение количества природного газа, потребляемого на собственные нужды, и уменьшение количества выбросов вредных веществ в атмосферу. Данный эффект можно достигнуть путем повышения КПД за счет предварительного подогрева топливного газа АВГМ и сжигаемого воздуха. Второй путь – это уменьшение количества тепла на отопление ангара ГПА путем предварительного подогрева приточного воздуха от других источников.

Рассмотрим вариант увеличения КПД за счет подогрева топливного газа выхлопными газами АВГМ. Для этого потребуется установить газожидкостные теплообменники на дымовую трубу и линию топливного газа, соединить их двумя линиями циркуляции теплоносителя, установить расширительный бак с группой безопасности, врезать в подающую линию теплоносителя циркуляционный насос, в систему залить антифриз. Антифриз нагреваясь от выхлопных газов будет возвращать часть тепла в цикл работы АВГМ, тем самым повышая КПД агрегата на 1,3-3,4 %, за счет чего расход топливного газа снизится от 0,14 до 1,28 м³/час, в зависимости от режима работы агрегата. Учитывая высокую стоимость доработки рентабельность проекта стремится к нулю. Так же стоит отметить низкую надежность системы. В случае выхода из строя циркуляционного насоса возможно закипание системы, срабатывание группы безопасности и потеря антифриза.

Наиболее перспективным вариантом подогрева приточного воздуха является подвод воздуха, сбрасываемого с ГПА, на пример блока воздухо-воздушных теплообменников (БВВТ).

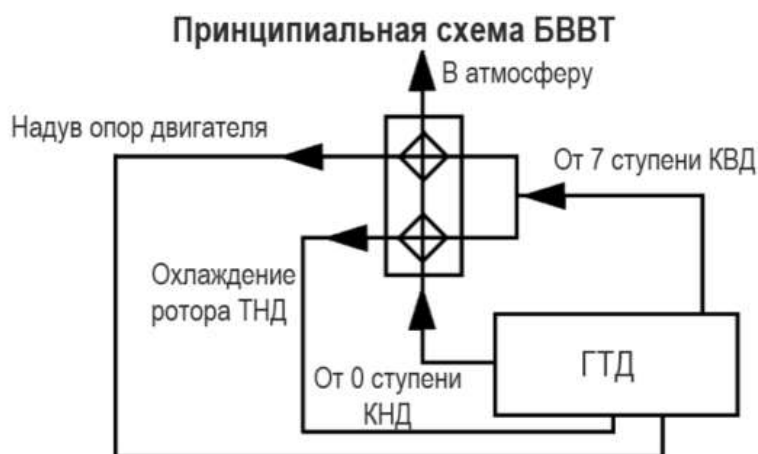


Рисунок 1. Принципиальная схема БВВТ

БВВТ служит для охлаждения воздуха, подающегося на надув опор двигателя и охлаждения ротора турбины низкого давления за счет воздуха продувки, отбираемого за нулевой ступенью компрессора низкого давления. В дальнейшем нагретый воздух продувки сбрасывается в атмосферу. Температура сбрасываемого воздуха выше атмосферного примерно на 74 градуса, при этом в нем отсутствуют природный газ и продукты его горения. Так же воздух прошел очистку на комплексных воздухоочистительных устройствах ГПА. Сравнительная характеристика воздуха, выходящего с БВВТ и с АВГМ, представлены в таблице 2.

Таблица 2

Наименование показателя	БВВТ	АВГМ
Массовый расход воздуха, кг/час	7393	9016
Максимальная температура подогрева воздуха, °С	74	120
Номинальная теплопроизводительность, кВт	172,5	300

Для подвода воздуха от БВВТ до АВГМ требуется трассировка утепленного воздуховода длиной 25 метров квадратного сечения (450 мм), а в помещении ангара необходимо поставить шибер с электроприводом для регулировки распределения потоков воздуха. Подвод воздуха в АВГМ нужно осуществить в полость за фильтрами очистки приточного воздуха и перед нагнетающим вентилятором, что обеспечит дополнительное разряжение по воздуховоду и снизит потери воздуха.

После пуска ГПА на кольцо и до загрузки ГПА в магистраль шибер находится в закрытом положении. При разгрузке ГПА из магистрали или при прохождении сигнала остановки (АО, ВНО, НО) шибер переходит в закрытое положение. При нахождении агрегата в магистрали положение шибера регулируется электроприводом для поддержания в ангаре температуры не ниже +15 °С. В случае полного открытия шибера и температуры в ангаре ниже +15 °С происходит пуск в работу горелок АВГМ. Таким образом мы используем горелки АВГМ только в случае сильных морозов и нахождении ГПА в резерве. Так же данная схема подвода воздуха продувки БВВТ в АВГМ обладает наибольшей надежностью, в случае заклинивания шибера в закрытом положении запираение воздуха с БВВТ не произойдет и, как следствие, перегрев ротора ТНД, а АВГМ перейдет на забор приточного воздуха с улицы с подогревом горелками, то есть все системы будут работать в штатном режиме. В случае заклинивания шибера в открытом положении будет происходить плавный рост температуры в ангаре вместе с ростом температуры наружного воздуха. Для исключения перегрева ангара ГПА предлагается ввести предупредительную установку по температуре воздуха в ангаре на уровне 25 °С, которая позволит минимизировать человеческий фактор и своевременно принять меры по перестановке задвижки в закрытое положение.

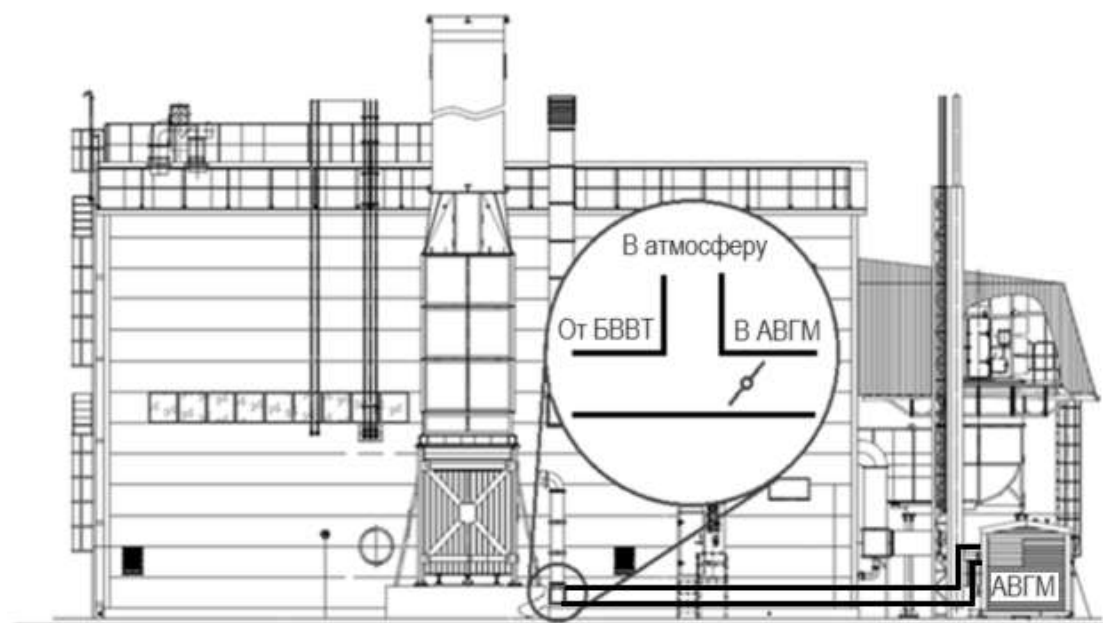


Рисунок 2. Принципиальная схема прокладки воздухопроводов от БВВТ до АВГМ

Был выполнен расчет данной доработки на примере ГПА ст. №14 КС-43 Гагарацкая с учетом среднемесячной наружной температуры [1]. При внедрении данной доработки затраты составляют 200 тысяч рублей, экономия газа за 2017 год составила бы 45,7 тыс. м³, что эквивалентно сумме более 160 тысяч рублей с одного ГПА, снижение выбросов NO в атмосферу на 11 964 мг, CO – 302 мг. Срок окупаемости проекта 2 года.

Библиографический список

1. Строительные нормы и правила: СНиП 23-01-99. Строительная климатология: нормативно-технический материал. – Москва: 2017.
2. Агрегат газоперекачивающий ГПА-25М-02 «Урал» Руководство по эксплуатации. Часть 2. Инструкция по эксплуатации ГПА-25М-02.0000-000 РЭ1. – Пермь: ООО Искра-турбогаз, 2010. – 163 с.
3. ВРД 39-1.8-055-2002 Типовые технические требования на проектирование КС, ДКС и УС ПХГ.– Москва: ОАО Газпром, 2012.
4. Агрегат воздухонагревательный газовый модульный АВГМ-400М. Руководство по эксплуатации АВГМ-400М-04.0000-000РЭ. – Полозна: ООО НПФ «Теплоэнергопром», 2011. – 55 с.

УДК [622.642.4.074+622.692.48](470/1)

Изучение возможных причин потери устойчивости магистральных газопроводов на подводных переходах, эксплуатируемых в условиях Крайнего Севера

Шуклина Н. А., Бердник М. М.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

Проблема обеспечения надежной эксплуатации газопроводов Крайнего Севера объективно связана с увеличением риска аварий и отказов. Это ведет к значительным экономическим потерям и серьезным экологическим последствиям. Решение этой проблемы заключается в количественной оценке линейной части магистральных газопроводов (МГ) и исследовании природно-климатических факторов, воздействующих на газопровод, с целью создания условий его нормальной эксплуатации.

Магистральные газопроводы, проложенные на территории Крайнего Севера, эксплуатируются в области распространения многолетнемерзлых грунтов. Общее техническое состояние линейной части данных газопроводов каждый год ухудшается, их

эксплуатационный ресурс практически исчерпан. Длительность эксплуатации приводит к тому, что предусмотренные проектом балластирующие устройства смещаются, в результате чего трубопровод приобретает положительную плавучесть. Однако, следует отметить, что в ряде случаев даже на достаточно новых участках имеет место всплытие труб. Как правило, наиболее проблемными местами линейной части являются подводные переходы.

В соответствии с официальными данными доля трубопроводов, эксплуатируемых более 10 лет составляет порядка 80 % (рисунок 1, а). По ежегодно приводимым данным Ростехнадзора прослеживается динамика роста аварийности на линейной части газопроводов (рисунок 1, б).

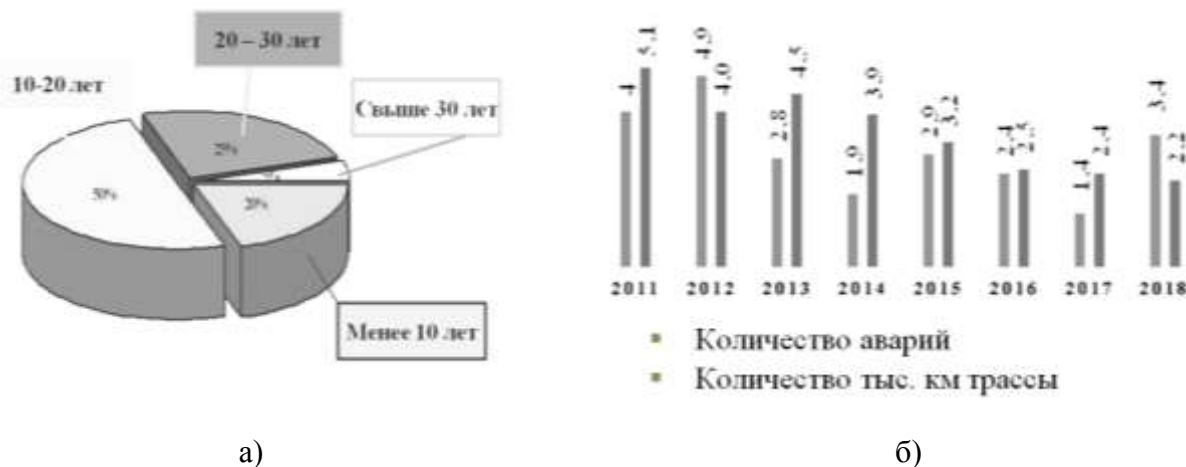


Рисунок 1. Аварийность на линейной части газопроводов: а – срок службы трубопроводов; б – статистика аварий, приходящихся на линейную часть магистральных газонефтепроводов

Эксплуатация объектов большой мощности, а именно, магистральных газопроводов обуславливается решением многих вопросов, которые включают меры проектного обеспечения прочности, надежности и способность выполнять заданные функции в заданный промежуток времени. Это определяется особенностями местности предполагаемого сооружения трубопровода, экономической, экологической и рядом других не менее важных сторон. Обеспечение указанных мер происходит путем системы критериев качества трубопроводов, обеспечивающих его нормальное функционирование в процессе воздействия факторов эксплуатации и природно-климатических условий. С данной точки зрения, важным моментом является наиболее реально учитывающий спектр факторов и особенностей, проектно-регламентирующее решение, так как все уровни надежной эксплуатации формируются еще при проектировании.

Газопроводы эксплуатируются в суровых природно-климатических условиях. Это, прежде всего широкий интервал температур от +40 °С, в летний период, до -60 °С в зимний период, а также наличие криогенных процессов, речные и болотные переходы, которые создают нестабильное напряженно-деформированное состояние.

Итак, для обеспечения необходимого уровня несущей способности и надежного функционирования газопроводов Крайнего Севера, необходимо проводить научно-исследовательские работы. Очень важное место среди данных работ занимают исследования инженерно-геокриологических и природно-климатических условий линейной части магистральных газопроводов, которые эксплуатируются в условиях Крайнего Севера.

Одной из причин изменения проектного положения оси трубопровода являются продольные усилия, формируемые в теле трубы. В теплое время года, имеют место немалые поперечные перемещения упругой оси газопровода, в особенности в местах искривления, и как результат, эти перемещения приводят к выходу газопровода из траншеи и к образованию выпученных участков-арок. В зимнее время газопроводы подвергаются большим продольным усилиям растяжения, которые обусловлены большими перемещениями в

случае наличия пучинистых грунтов или же всплыванием газопроводов на участках подводных переходов или обводненных участках трассы.

Нагрузки, которые испытывает газопровод, по характеру воздействия и его длительности классифицируются в соответствии с СП 36.13330.2012 и делятся на временные (длительные, кратковременные), постоянные и особые (рисунок 2). Как видно, в числе учитываемых нагрузок довольно ограниченный список внешних воздействий. Фактически же перечень внешних нагрузок на трубопровод, в особенности на его подводные участки, значительно шире, причем многие из них невозможно определить с высокой точностью. В результате этого возникают нештатные ситуации, приводящие к возникновению аварий.



Рисунок 2. Классификация нагрузок, действующих на трубопровод

Большая часть нормативных документов, такие как СП 36.13330.2012, ВСН 010-88, СП 107-34-96, ВСН 39-1.9-003-98 используют единую методику расчета устойчивости положения трубопроводов против всплытия. Устойчивость положения участка трубопровода следует проверять по условию:

$$Q_{\text{акт}} \leq \frac{1}{k_{\text{н.в.}}} Q_{\text{пас}} \quad (1)$$

где $Q_{\text{акт}}$ – суммарная расчетная нагрузка на магистральный газопровод, действующая вверх, включая упругий отпор при прокладке свободным изгибом;

$Q_{\text{пас}}$ – суммарная расчетная нагрузка на магистральный газопровод, действующая вниз (включая массу – собственный вес);

$k_{\text{н.в.}}$ – коэффициент надёжности устойчивости положения трубопровода (против всплытия).

При равномерной по длине балластировке одиночными утяжелителями или сплошным обетонированием участка трубопровода, укладываемого способом свободного изгиба, величина нормативной интенсивности балластировки – вес на воздухе определяется из условия:

$$q_{\text{б}}^{\text{н}} = \frac{1}{n_{\text{б}}} (k_{\text{н.в.}} q_{\text{в}} + q_{\text{из}} - q_{\text{тр}} - q_{\text{доп}}) \cdot \frac{\gamma_{\text{б}}}{\gamma_{\text{б}} - \gamma_{\text{в}} k_{\text{н.в.}}}$$

где $q_{\text{в}}$ – расчётная погонная выталкивающая сила воды, Н/м;

$q_{\text{из}}$ – расчётная интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе трубопровода, Н/м;

$q_{\text{тр}}$ – расчётная погонный собственный вес трубопровода, Н/м;

$q_{\text{доп}}$ – расчётный погонный вес продукта, Н/м;

γ_6 – нормативная плотность материала пригрузки, кг/м³;

γ_B – плотность воды, кг/м³.

Важнейшим параметром этой формулы является коэффициент надёжности, который часто принимают на основе недостаточно обоснованных экспертных оценок, что в последующем приводит к серьёзным ошибкам.

Для газопроводов, которые проложены в климатических условиях Крайнего Севера, также важно принимать во внимание факторы взаимодействия трубы со средой, в которой она находится. На подземный газопровод, который находится на обводненных участках, помимо массы засыпки действует и выталкивающая сила, которая увеличивается наряду с увеличением диаметра трубы. В связи с этим условия устойчивости газопроводов, которые возводятся в местах с многолетнемерзлыми грунтами, а также характер преобразования мерзлотной обстановки при строительстве и эксплуатации определяются условиями грунта и условиями мерзлоты.

В ходе проведения литературного обзора были изучены нормативные документы и научные статьи, в которых авторы проводят исследования по выявлению причин потери устойчивости подводных переходов магистральных газопроводов.

На сегодняшний день существует несколько методик расчета величины критической продольной нагрузки. Работа [3] посвящена сравнению расчётных методик, наиболее часто используемых при проектировании. Результаты расчета по четырем рассматриваемым методикам представлены на рисунке 3.

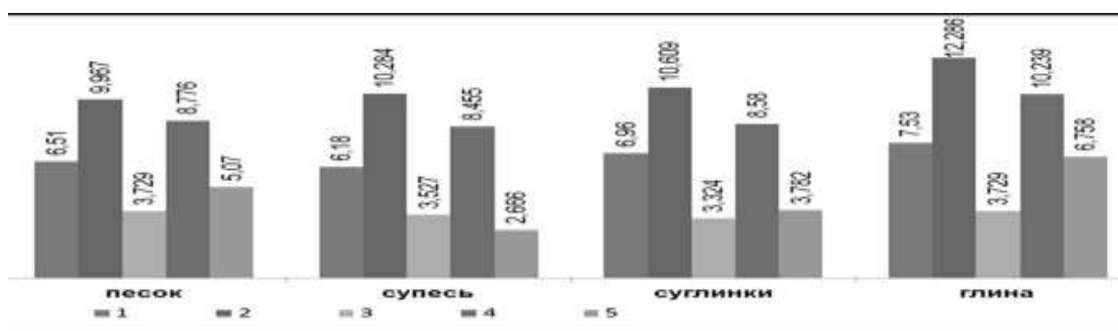


Рисунок 3. Результаты расчета величины критической продольной нагрузки: 1 – по методике СТО Газпром», 2 – по методу П.П.Бородавкина, 3 – по методу А.Б. Айбиндера, 4 – по методу Э. М. Ясина, 5 – $N_{кр}$ по методу СТО Газпром 2-2.1-249-2008

Как видно из представленной на рисунке 3 диаграммы, результаты расчёта существенно разнятся, кроме того существенную роль играет тип грунта, характерный для рассматриваемого объекта. Именно поэтому выявить одну наиболее оптимальную методику невозможно, для каждого конкретного случая величина критической нагрузки должна быть посчитана отдельно. В случае расхождения результатов авторами данной работы рекомендуется предусматривать возможность компенсации продольных усилий, возникающих на участке перехода за счёт установки компенсирующих и стабилизирующих устройств, увеличения балластировки, а также заглубления трубопровода.

Помимо влияния грунтовых условий были установлены ещё ряд факторов, которые способны повлиять на плавучесть трубопровода. В их числе давление транспортируемого газа. Авторами, исследующими данный вопрос [2] было показано, что давление транспортируемого газа приводит к превышению нормативных значений продольного напряжения материала стенки трубопровода, которое может стать причиной нештатного перемещения трубопровода. Задачей исследования являлось экспериментальное подтверждение вышесказанного. На рисунке 4 представлены результаты экспериментального исследования, в ходе которого были получены графики изменения положения трубопровода при сбросе давления, а также параметры напряженно-деформированного состояния металла стенки трубы.

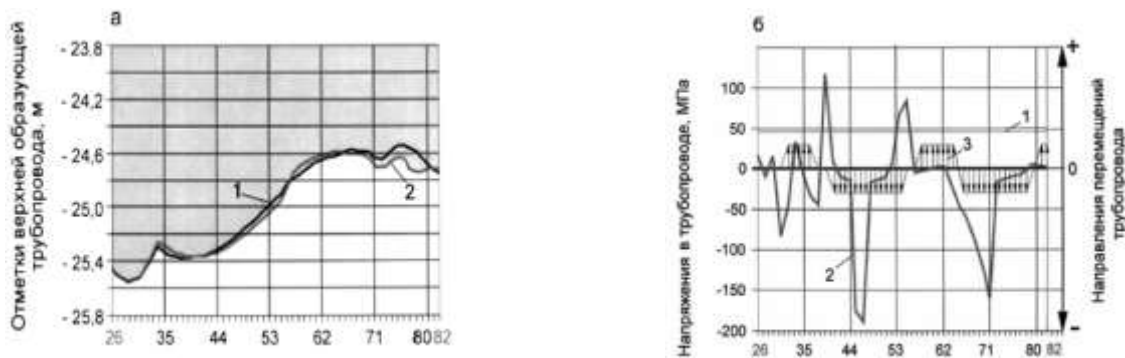


Рисунок 4. Графики изменения положения трубопровода при сбросе давления: а) измеренные положения трубопровода: 1 – без давления газа ($P=0$ МПа), 2 – при давлении газа ($P=4,8$ МПа); б) рассчитанные напряжения и направления измеренных перемещений на исследованном участке: 1 – нормативное продольное напряжение при $P=4,8$ МПа, 2 – распределение изгибающих напряжений, 3 – распределение перемещений

Другое исследование [5] направлено на изучение влияния течения реки на взаимодействие системы «труба-грунт», а также влияния наличия льда на поверхности реки. Авторами работы было установлено, что максимальная плавучесть наблюдается при наличии течения в летний период времени, это показано на рисунке 5.

В силу различных причин, не поддающихся учёту при прогнозировании предельного профиля размыва, появляются участки трубопровода, лишённые поддержки грунта. Это может приводить к состояниям, значительно изменяющим взаимодействие системы труба – дно. К таким состояниям необходимо отнести размывание трубопровода с развитием свободных, ничем не поддерживаемых пролётов.

Таким образом, для трубопроводов, проложенных через реки районов Крайнего Севера, покрывающихся льдом в зимний период необходимо интенсифицировать балластировку за счёт коррекции шага между утяжелителями для практически полного устранения положительной плавучести в тёплое время года. В противном случае на подводных переходах возможно образование свободных пролетов.

Для участков с уже имеющимися свободными пролетами, как показано на рисунке 6, характерно увеличение активной нагрузки за счёт возникновения вертикально направленной подъемной силы течения, которая формируется за счёт разности скоростей водного потока над верхней и под нижней образующей трубы. В результате наблюдается дальнейший рост величины пролета, а значит, возможно возникновение аварийной ситуации. В результате исследования [4] выведена формула результирующей силы, действующей на трубопровод в вертикальной плоскости на 1 м длины свободного пролёта:

$$q_{\text{вер}} = \sum F_n + \sum T_n + 0,5\gamma_v(v_1^2 + v_2^2)S_{\text{эф}}$$

где F_n – архимедова выталкивающая сила, действующая на 1 м длины пролета вместе с элементами балластирующего снаряжения Н/м;

T_n – сила тяжести, действующая на 1 м длины пролета вместе с элементами балластирующего снаряжения Н/м;

v_1 и v_2 – соответственно скорости течения над верхней и под нижней образующими трубопровода;

$S_{\text{эф}}$ – площадь эффективного горизонтального сечения 1 м забалластированного трубопровода.

Еще один фактор, способный привести к изменению плавучести трубы – это её обледенение. Однако данное явление характерно только для трубопроводов, транспортирующих газ с отрицательной температурой. Ход нарастания погонных объёмов льда и мерзлых пород и отрицательной плавучести системы «лед-мерзлый грунт-труба» представлен на рисунке 7. Наличие льда вокруг трубы будет приводить к увеличению

эффективной площади поперечного сечения трубы, в результате чего подъемная сила будет увеличиваться.

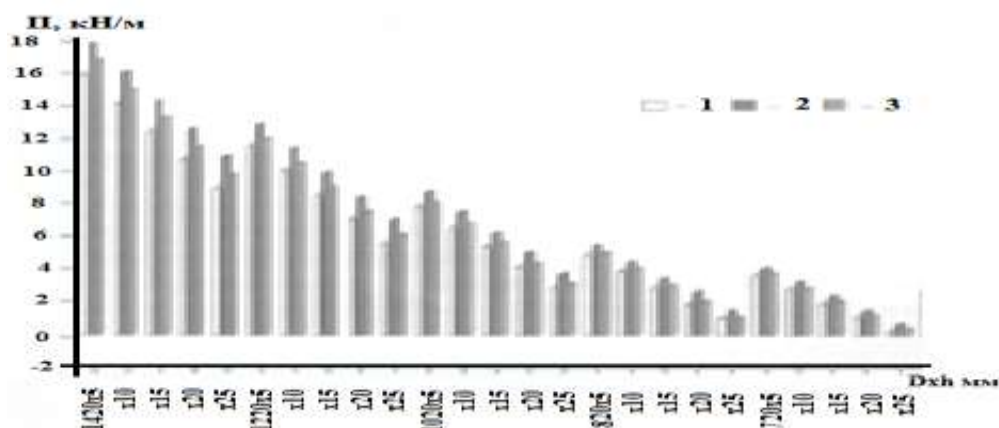


Рисунок 5. Плавучесть трубопровода:
1 – в стоячей воде, 2 – в течении реки, 3 – на течении подо льдом

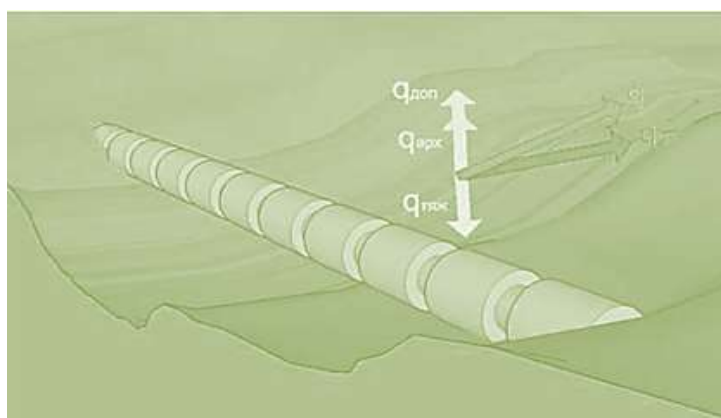


Рисунок 6. Модель участка свободного пролета речного подводного перехода с кольцевыми утяжелителями и векторами равномерно распределенных нагрузок

Однако авторами рассматриваемой работы установлено, что в случае заглубления трубы, обледенение будет приводить к смерзанию частиц грунта, в результате чего будет формироваться естественный балласт. Поэтому всплытие трубы не произойдет.

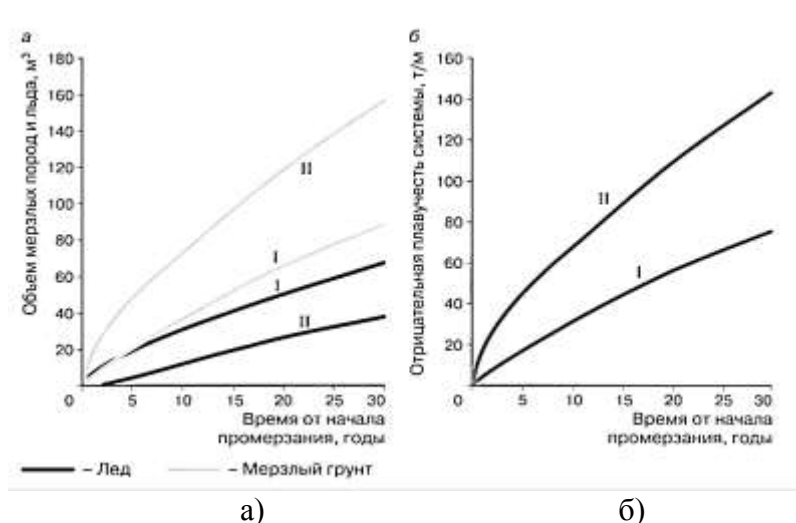


Рисунок 7. Ход нарастания погонных объемов льда и мерзлых пород (а) и отрицательной плавучести системы «лед-мерзлый грунт-труба» (б)

В результате проведенного обзора научных работ, посвященных вопросам

обеспечения устойчивости подводных переходов магистральных газопроводов, установлено, что нормативная документация не учитывает ряд факторов, способных повлиять на плавучесть трубопровода. Существующие методики расчета критической продольной нагрузки также дают разные результаты, при этом выявить универсальную методику невозможно. Также установлено, что на образование свободных пролетов газопроводов, а также взаимодействие системы «труба-дно» оказывает влияние течение реки, при этом максимальная плавучесть наблюдается в летнее время, когда на поверхности рек отсутствует лед. На свободных пролетах дополнительно возникает подъемная сила, которая формируется за счет разности скоростей течения над верхней образующей и под нижней образующей трубы. При транспортировке газа с отрицательной температурой на подводных переходах, предполагающих заглубление трубопровода в грунт, за счет смерзания частиц грунта вокруг трубопровода будет формироваться естественный балласт, который способен обеспечить отрицательную плавучесть газопровода в пределах перехода.

Таким образом, не учитываемые при проектировании нагрузки должны быть заложены в коэффициенте надежности, входящем в формулу (1). Каждый рассмотренный фактор требует детального изучения его влияния на плавучесть трубопровода и учета его при назначении величины коэффициента надежности

Библиографический список

1. Мустафин Ф. М. Диагностика и расчет устойчивости трубопроводов на участке подводного перехода / Ф. М. Мустафин, А. К. Абзалов, К. В. Куценко // Газовая промышленность. – 2013. – № 700 (специальный выпуск). – С. 41-43.
2. Филатов А. А. Особенности перемещений трубопровода на участках речных подводных переходов МГ под воздействием давления газа / А. А. Филатов, И. И. Велиюлин, В. А. Поляков и др. // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2011. – № 5. – С. 72-75.
3. Алимов С. В. Расчет плавучести магистральных газопроводов на речных подводных переходах // С. В. Алимов, И. И. Велиюлин, Э. И. Велиюлин и др. / Газовая промышленность. – 2009. – № 2. – С. 33-36.
4. Филатов А. А. Формирование напряженно-деформированного состояния свободного пролёта речного подводного перехода магистрального газопровода / А. А. Филатов, И. И. Велиюлин, А. С. Добров, Э. И. Велиюлин // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2010. – № 8. – С. 78-81.
5. Захаров А. А. Оценка устойчивости МГ на участке подводного перехода через Байдарацкую губу при отрицательных температурах транспортируемого газа / А. А. Захаров, А. В. Крюков, С. Н. Булдович и др. // Газовая промышленность. – 2014. – № 11. – С. 95-100.

УДК 665.61.085.6: 543.422.4

Присадка для улучшения реологических свойств нефтяных сред при транспортировке вязких углеводородов

Бурова Г. И., Харитонов Е. В., Дусметова Г. И., Шарифуллин А. В., Байбекова Л. Р.

Казанский национальный исследовательский технологический университет, г. Казань, РТ, РФ

Разработана присадка на основе сополимера этилена с винилацетатом, снижающая динамическую вязкость нефтяных сред. Исследования проводились на вискозиметре Брукфильда в различных условиях. Выявлены тенденции влияния типа нефти и пластовой воды, из которых приготовлена эмульсия, на деэмульсионную способность композиции.

В настоящее время при промысловой подготовке нефти наблюдается периодическое поступление на объекты подготовки аномально-стойких, высоковязких и трудно разрушаемых эмульсий гелеобразного вида, которые не поддаются термохимическому разрушению в промысловых условиях и накапливаются в отстойных аппаратах.

Эффективным решением проблемы затрудненной перекачки таких сред является реагентный метод. Введение в поток специальных вязкостных присадок способствует

улучшению реологических свойств нефтяных эмульсий, что позволяет облегчить их течение в трубопроводе и уменьшить энергозатраты на их транспортировку [1].

Нами была разработана присадка, обладающая вязкостными свойствами, которая улучшает реологические характеристики нефтяных сред. На основе литературных данных и патентного поиска были подобраны следующие компоненты.

- Основным компонентом является сополимер этилена с винилацетатом (сэвилен). Данный полимер часто встречается в составе депрессорных и вязкостных присадок, хорошо изучен, может иметь различные свойства в зависимости от содержания винилацетатных звеньев и молекулярной массы.

- Неиногенный ПАВ Реапон-4В, который широко используется в химической промышленности как эффективный и доступный деэмульгатор.

- Олеиновая кислота, используемая в составе некоторых антикоррозионных присадок; также добавляется для улучшения индивидуальных низкотемпературных свойств некоторых депрессоров.

- Также был выбран трет-бутиловый спирт, который способствует лучшему растворению присадки и ее распределению в потоке.

Основным свойством, влияющим на характер течения нефтяной эмульсии в трубопроводе, является ее вязкость. Вязкость в свою очередь зависит от таких факторов: содержание воды и ее минерализация, дисперсность водной фазы, тип нефти (ее фракционный состав), а также температура образования эмульсии, температура перекачки и скорость сдвига. Также стоит отметить, что нефтяные эмульсии проявляют аномальные свойства, так как относятся к неньютоновским жидкостям. В связи с вышеописанными свойствами, для получения целостной характеристики действия присадки: ее вязкостные свойства оценивались по изменению динамической вязкости; опыты проводились в интервале температур от 20 до минус 10 °С на вискозиметре Брукфильда при различных скоростях сдвига; также менялись типы нефти и пластовой воды.

На первом этапе исследовались эмульсии с водосодержанием 10 %, приготовленных из высокосмолистой нефти и высокоминерализованной пластовой воды.

Для оценки эффективности действия присадки на динамическую вязкость 10 % эмульсий, был составлен график 1, в котором отражается зависимость эффективности присадки как от скорости сдвига, так и от температуры.

Данный график показывает, что эффективность разработанной присадки по снижению динамической вязкости нефтяной эмульсии повышается с понижением температуры. Зависимость эффективности от скорости сдвига нелинейна, но наблюдается тенденция увеличения эффективности с ростом значения скорости сдвига.

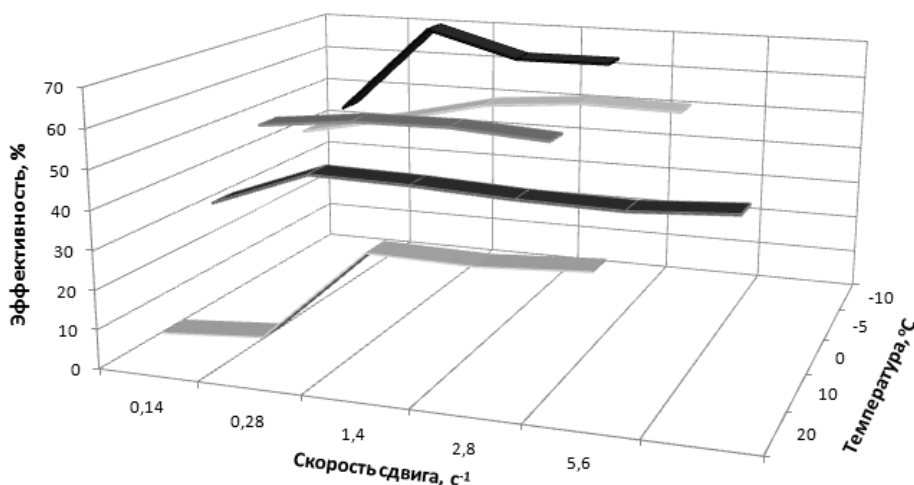


Рисунок 1. График зависимости эффективности присадки от скорости сдвига и температуры для 10 % эмульсии

Далее были исследованы эмульсии с более высоким водосодержанием (40 %), для которых тенденция сохранилась. Но для 40 %-ых эмульсий, приготовленных из парафинистой нефти и пресной пластовой воды и испытанных при 0 и минус 10 °С, эффективность присадки по снижению динамической вязкости достигла более высоких значений (87 %).

Основным фактором, влияющим на устойчивость нефтяной эмульсии, является углеводородный состав нефти, которым в первую очередь определяется количество смол и асфальтенов, участвующих в образовании сольватной оболочки. В свою очередь, асфальтены оказывают наиболее сильное влияние на стабилизацию эмульсий. Так, деасфальтизованные нефти не способны образовывать стойкие эмульсии, что, в частности, доказывается в работах [2, 3].

В работе [4] изучались присадки СНПХ-7941, РТ-1М, Пралът 11 В-3 на их ингибирующее и диспергирующее действие по отношению к АСПО в нефтяных эмульсиях. По полученным данным авторами сделан вывод о том, что присадки на основе неионогенных ПАВ обладают более высокой моющей способностью в эмульсиях на основе высокопарафинистых нефтей, так как данный тип ПАВ легче адсорбируется на гидрофобной поверхности парафина. Также, исходя из экспериментов, проведенных авторами данной статьи, было выявлено, что чем выше степень обводненности эмульсии, тем выше эффективность подобных реагентов. Полученные нами зависимости подтверждают это. Так, эффективность действия присадки выше на эмульсии с обводненностью 40 %, приготовленной из парафинистой нефти и пресной пластовой воды, что наглядно представлено на рисунке 2.

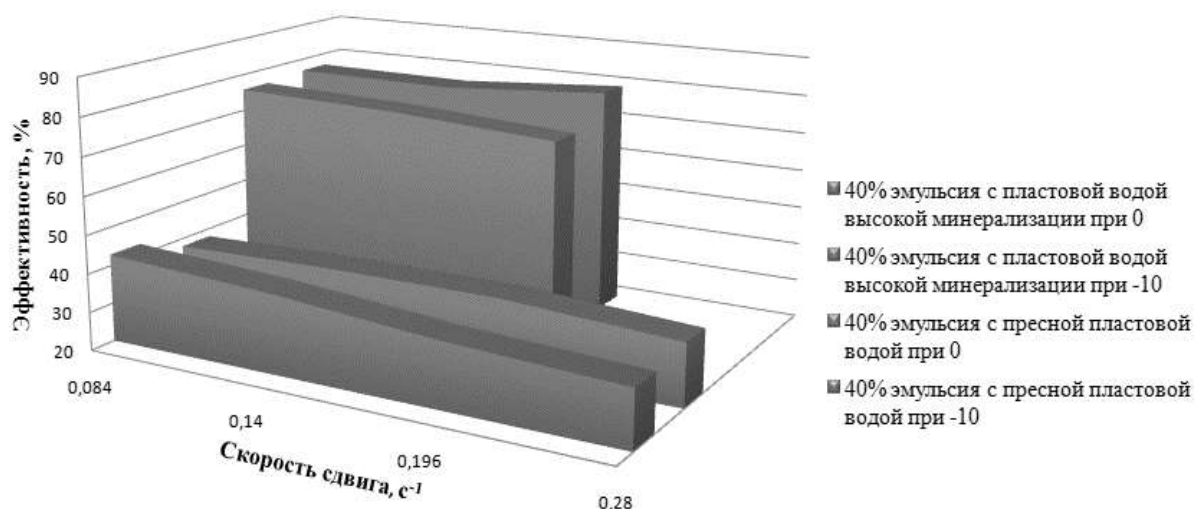


Рисунок 2. График зависимости эффективности присадки от скоростей сдвига и минерализации пластовой воды

Авторы работы [5] исследовали влияние ингибиторов АСПО полимерной основы на нефтяные эмульсии разной обводненности и получили результаты по уменьшению эффективности присадки с увеличением содержания пластовой воды. То же наблюдается на полученных нами зависимостях (рисунок 3). Данную зависимость можно объяснить тем, что с увеличением водосодержания увеличивается межфазная поверхность, в связи с чем сказывается влияние концентрации присадки. Участвуя в кристаллизации парафинов, присадка не в полной мере воздействует на защитные оболочки глобул воды.

Как было сказано, асфальтены в наибольшей степени влияют на стабилизацию эмульсий. Нами была проведена микроскопия эмульсий различной обводненности, на фотографии (а) рисунка 4 эмульсия с обводненностью 20 % с относительно небольшим размером капель, на фотографии (б) 40 % эмульсия, на которой видно увеличение капель в размере. В связи с этим, можно предположить, что в наших эмульсиях также с увеличением воды произошло увеличение доли асфальтенов в межфазном слое. А, как известно, нефтяные эмульсии, защитные оболочки которых представлены в основном асфальтеновым типом

стабилизатора, достаточно эффективно в широком интервале температур разрушаются неионогенными деэмульгаторами. На рисунке 4 на фотографиях (в) и (г) видно, что разработанная присадка на основе полимера сэвилена и неионогенного деэмульгатора Реапона-4В влияет на межфазный слой глобул, способствуя их коалесценции.

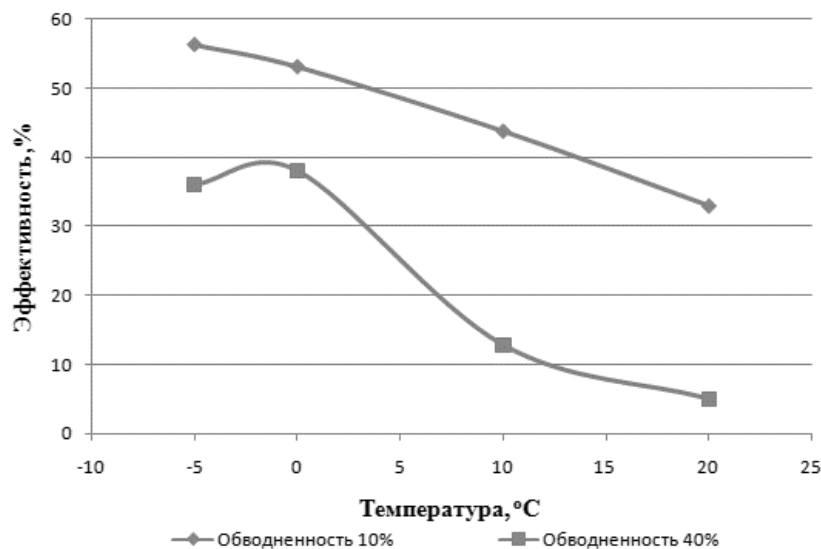


Рисунок 3. График зависимости эффективности присадки от обводненности эмульсии при скорости сдвига $0,28 \text{ с}^{-1}$

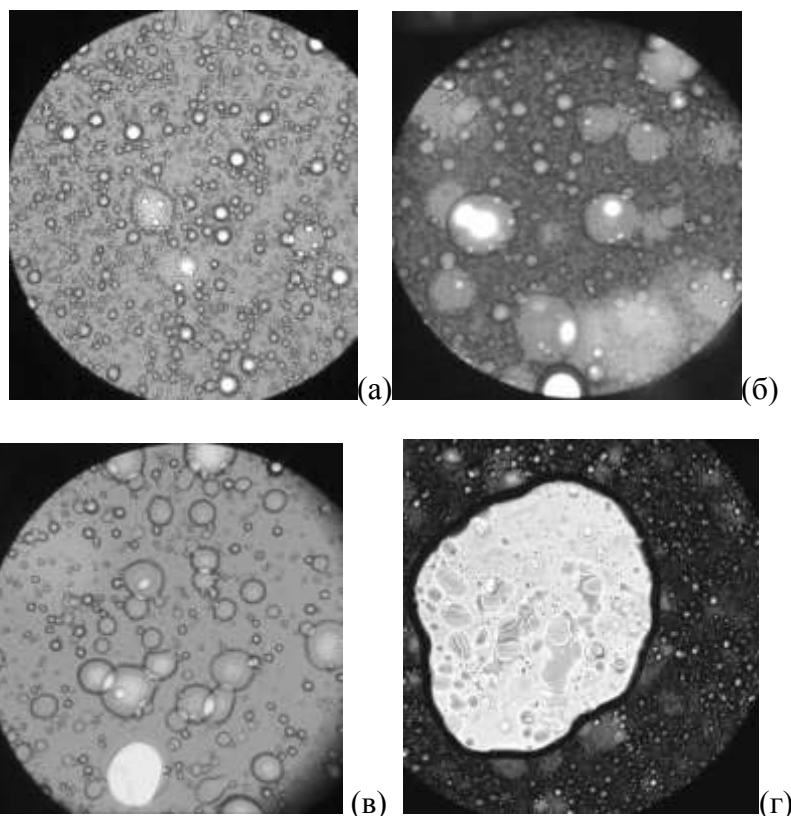


Рисунок 4. Микрофотографии нефтяных эмульсий с водосодержанием 20 % (а) и 40 % (б) и соответственно этих эмульсии с присадками (в, г)

В ходе работы была выявлена эффективность действия разработанной присадки по снижению динамической вязкости нефтяных эмульсий различной обводненности. Данное действие проявляется за счет эффекта синергизма компонентов присадки, которые усиливают действия друг друга. Существует ряд исследований, являющихся примером работ по улучшению свойств имеющихся присадок за счет добавления дополнительных

компонентов, для получения совокупности моющих, деэмульгирующей, депрессорной способностей. В нашем случае основное действие оказывает полимер сэвилен, который, как предполагается, проявляет свойства полиэлектролита, за счет чего усиливается деэмульгирующее действие Реапона-4В. Таким образом, была разработана комплексная присадка, улучшающая реологические свойства нефтяных сред при скоростях сдвига от 0,028 до 5,6 с⁻¹, что говорит о том, что данная композиция способна снижать вязкость как при хранении нефтяных сред в резервуарах, так и при их транспортировке.

Библиографический список

1. Харитонов Е. В. Противотурбулентные присадки в процессах транспорта как пути повышения пропускной способности трубопроводной системы / Е. В. Харитонов, Г. И. Дусметова, Г. О. Бурова // 72-я международная молодежная научная конференция «Нефть и газ – 2018», 23-26 апреля 2018 г.: тезисы докладов. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2018. – С. 106.
2. Гани Х. Ф. Физико-химические факторы образования и разрушения водонефтяных эмульсий: дис. ... канд. техн. наук / Гани Х. Ф. – М., 1976. – 319 с.
3. Петров А. А. Физико-химические основы процесса обезвоживания нефти и очистка сточных вод / А. А. Петров, Г. Н. Позднышев. – М.: Недра, 1971. – 375 с.
4. Миллер В. К. Ингибирование парафиноотложений из высокообводненных нефтей Удмуртии / В. К. Миллер, Л. В. Иванова // Международная научно-практическая конференция «Нефтепромысловая химия»: материалы конференции. – М., 2016. – С. 61-64.
5. Иванова Л. В. Влияние химического состава и обводненности нефти на количество асфальтосмолопарафиновых отложений / Л. В. Иванова, А. А. Васечкин, В. Н. Кошелев // Нефтехимия. – 2011. – № 6. – С. 403-409.

УДК 550.82:622.24

Хранилище-причал компримированного газа

Волкова А. В.¹ (anastasi1995v.volk@mail.ru), Крапивский Е. И.² (eikrapivsky@mail.ru),

Земенкова М. Ю.³ (muzemenkova@mail.ru)

1 – Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, РФ

2 – Ухтинский государственный технический университет, РК, РФ

3 – Тюменский индустриальный университет, РФ

Аннотация

Впервые рассмотрена целесообразность и возможность включения в инфраструктуру морской транспортировки компримированного природного газа плавучего хранилища-причала для заправки судов газозовозов и контейнеровозов. Сформулированы требования к морскому хранилищу-причалу в отношении пожарной и промышленной безопасности. Показано, что без использования хранилища-причала время заправки газозовоза существенно возрастет, а экономическая эффективность морской транспортировки компримированного газа понизится за счет значительного времени загрузки-разгрузки судна-газовоза [1]. Рассмотрена современная нормативно-правовая база создания хранилища-причала. Предложена конструкция хранилища-причала. Рассмотрены маршруты для обеспечения Южной Европы и стран АТР (Республики Корея и Японии) российским компримированным газом с использованием морского хранилища-причала. Показано, что морское хранилище-причал позволяет сократить время загрузки газозовоза КПГ компримированным газом до 48 часов, а время разгрузки до 24 часов. Оценена экономическая эффективность проекта.

Ключевые слова. Компримированный газ, суда-газовозы, суда-контейнеровозы, Южная Европа, Республика Корея, Япония, нормативная база.

Введение

Несмотря на большой интерес, проявляемый в последние годы к транспортировке компримированного природного газа по поверхности морей судами-газовозами и

контейнеровозами (технология Coselle и Vortrans) имеются в основном лишь концептуальные проекты судов для реализации технологии [2]. Одной из причин этого является по нашему мнению недостаточное внимание к технологии быстрой заправки судов-газовозов с многочисленными емкостями для сжатого газа. Целью настоящей работы является концептуальный проект морского хранилища-причала для быстрой заправки таких судов. Разработка технологии быстрой заправки судов КПП, как правило, содержащих более 100 емкостей с (сжатым) газом при соблюдении жестких правил безопасности является актуальной задачей.

Требования к морскому хранилищу-причалу для сжатого газа

На основании анализа российских и зарубежных концептуальных проектов судов-газовозов для морской транспортировки сжатого природного газа, морских трубопроводных систем Северный поток 2, Турецкий поток 1,2, нами сформулированы следующие требования к проектируемому морскому хранилищу-причалу [1].

1. Морское хранилище-причал сжатого природного газа (далее «хранилище») должно располагаться в море на расстоянии не менее 1500 м от инфраструктуры морского порта, других хранилищ нефтепродуктов и газа (в том числе СПГ, бензина, ШФЛУ, дизтоплива и т. д.). Расстояние от морского хранилища до ближайших объектов должно соответствовать нормам безопасности при хранении аналогичного объема сжиженного природного газа (СПГ).

2. Объем газа, содержащегося в хранилище, должен обеспечивать одновременную заправку двух судов КПП по технологии COSELLE или VOTRANS (20 млн м. куб), газоза-контейнеровоза, или с учетом 20 % запаса 50 млн м. куб. Давление газа в емкостях хранилища должно быть не менее давления в емкостях судов газозовов COSELLE или 275 атм.

3. Заправка емкостей каждого из судов КПП должна осуществляться одновременно.

4. Хранилище может использоваться как причальное устройство для двух судов КПП одновременно.

5. Продолжительность загрузки каждого судна КПП не должна превышать 48 часов, а продолжительность разгрузки не более 24 часов.

6. Сжатый газ должен храниться в изолированных от действия внешней среды и морской воды стальных (или композитных) трубах под давлением 300 атм. Трубы должны располагаться поперечными слоями, соединены между собой магистралями высокого давления, содержать управляемые предохранительные и запорные клапаны, устройства для диагностики технического состояния.

7. Средства диагностики должны обеспечивать контроль технического состояния в процессе эксплуатации хранилища

8. Должны быть предусмотрены меры защиты от возгорания и взрыва, осколочного поражения и т. п.

9. Хранилище должно обладать переменной управляемой плавучестью, устойчивостью и иметь возможность буксировки от места изготовления на верфи и для ремонта и других операций, содержать сменные понтоны и пригрузы.

9. Заправка хранилища газом должна осуществляться от двухниточного морского трубопровода высокого давления, обеспечивающего необходимую производительность через дожимной компрессор, оборудованного средствами диагностики.

10. Должна быть предусмотрена заправка хранилища, как природным газом, так и смесями энергетических газов на основе метана.

В настоящей работе ограничимся лишь концептуальным проектом. Детальная проработка конструкции морского хранилища будет сделана в дальнейшем в рабочем проекте.

Параметры хранилища

Поскольку для строительства морского хранилища КПП будут использованы изолированные трубы для морского трубопровода Турецкий поток, длина секции трубы составит 12,3 м, диаметр 1220 мм, толщина стенки 39 мм, марка стали DNV SAWL 485 FD (X 70), масса 9 тонн. Общая длина труб с газом под давлением 300 атм. должна составлять

около 300 км. Для морского хранилища и подводящего двухниточного газопровода наружным давлением воды можно пренебречь. Также можно пренебречь влиянием обледенения трубопровода, тогда как возможность обледенения выступающей над водой части морского хранилища-причала необходимо учитывать [3].

Принимая длину хранилища $8 \times 12,3 = 98$ м (исходя из удобства швартовки судна КПП, длина которого: 280-320 м, ширина: 55-60 м, осадка: 13,5-14,5 м), а ширину 49 м, получаем слой труб общей длиной около 6 км. Отсюда высота хранилища должна быть около 60 м (с учетом противопожарной защиты). При этом для удобства загрузки высота хранилища над поверхностью воды будет около 15 м (рисунок 1):

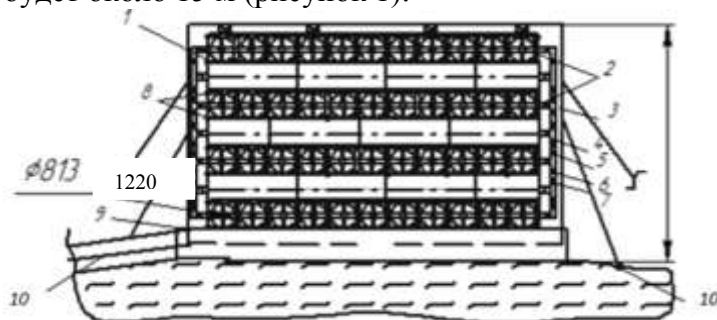


Рисунок 1. Схема морского хранилища: 1 – морское хранилище газа; 2 – блок труб; 3 – опорная конструкция с кевларовым покрытием труб; 4 – газовые магистрали высокого давления; 5 – уравнивательный клапан; 6 – предохранительный клапан; 7 – обратный клапан; 8 – трубы с пламягасящим газом; 9 – утяжеляющее основание; 10 – якорная система; 11 – подводящий двухниточный газопровод

Основы современной нормативно правовой базы строительства и эксплуатации хранилищ компримированного природного газа

Хранилище имеет много общего с судами-газовозами для транспортировки компримированного газа. Проектирование и строительство таких судов в значительной мере регламентируется существующими международными конвенциями и правилами классификационных обществ. Основополагающим документом для проектирования и строительства судов для транспортировки компримированного природного газа и устанавливаемому на них технологическому оборудованию является Международный кодекс постройки и оборудования судов, перевозящих сжиженные газы наливом (кодекс IGC) – International code for the construction and equipment of ships carrying liquefied gases in bulk (IGC CODE) 2016 Edition.

Непосредственно к компримированному (сжатому) газу относится лишь актуализированный 01.01.18 года объединенный документ Российского морского регистра судоходства НД №2-020101 093 «Правила классификации и постройки судов для перевозки сжиженных газов наливом» и «Правила классификации и постройки судов для перевозки сжатого природного газа» [3]. Объединение этих документов свидетельствует о том, что в ряде случаев можно пользоваться нормативными документами для сжиженного газа при анализе требований к морскому хранилищу КПП. Дополнительно необходимо учитывать требования Российского морского регистра судоходства НД 2-020301-005. Правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов. 2018-05-26; Для морских подводных трубопроводов ПАО Газпром разработал на основе норвежского морского стандарта DNV-OS-F101–Rules and standards стандарт СТО Газпром 2-3.7-050-2006 Подводные трубопроводные системы. Последняя актуализация норвежского морского стандарта под измененным названием «DNVGL-ST-F101 Submarine pipeline systems» относится к декабрю 2017 года [4].

При дальнейшем анализе будем учитывать в основном нормативные требования [3]. В анализируемых нормативах рассмотрены многочисленные расчетные нагрузки, действующие на подводный трубопровод: расчетное давление, температурные воздействия,

воздействие течения, воздействие волн и ветра, переменные гидродинамические нагрузки, сейсмические воздействия. Раздел 3 посвящен расчету прочности подводного трубопровода: определение толщины стенки, расчет стального подводного трубопровода на устойчивость (смятие) под действием гидростатического давления, расчет стального подводного трубопровода на локальное смятие, на лавинное смятие, усталостную прочность, сейсмические воздействия. Рассмотрен также расчёт прочности конструктивных элементов из гибких труб, который важен для труб высоко давления, соединяющих стальные трубы в морском хранилище-причале и морской газопровод, соединяющий морское хранилище с береговыми сооружениями. Расчеты морских трубопроводов по различным формулам дают близкие результаты. Поэтому уделено внимание в основном морскому хранилищу-причалу с подводным двухниточным трубопроводом.

Подводящий двухниточный газопровод высокого давления от дожимной компрессорной станции до морского хранилища находится в цунамоопасной мелководной сейсмической зоне Японского моря, поэтому ему присваивается класс G3. При этом коэффициенты запаса прочности по пределу текучести n_e составляет 1,33, а по пределу прочности n_m – 1,92. Морскому плавучему хранилищу-причалу для компримированного газа присвоим базовый уровень надежности G. Согласно [3] коэффициенты запаса прочности по пределу текучести n_e составляет 1,23, а по пределу прочности n_m – 1,78. Так как морское хранилище-причал представляет собой систему лупингов (параллельных трубопроводов) к ним можно применить пониженные в 1,5 раза коэффициенты запаса прочности, т. е. 0,8 и 1,25, соответственно.

Экономический анализ использования морского хранилища основан на сопоставлении количества рейсов судов-газовозов в расчете на транспортировку 5 млрд м куб газа на расстояние 1000 км. При анализе учитывается стоимость морского хранилища в акватории страны-продавца России, стоимость морского хранилища в акватории страны-покупателя (Республики Корея или Японии), время заправки хранилища газом, время заправки суда-газовоза типа COSELLE компримированным газом, время разгрузки судна-газовоза в морское хранилище страны-покупателя.

Библиографический список

1. Крапивский Е. И. Обоснование целесообразности и возможности транспортировки компримированного природного газа судами-газовозами по Чёрному морю из России в Южную Европу / Е. И. Крапивский, Ц. В. Соколов, А. В. Волкова, Е. В. Рыжкова // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2017. – № 1. – С. 57-69.
2. Власьев М. В. Техничко-экономическое обоснование целесообразности создания судов для транспортировки природного газа в сжатом состоянии: автореферат дис. ... канд. техн. наук: 05.08.03 / Власьев Максим Валерьевич. – СПб, 2015. – 27 с.
3. Правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов (издание 2017 года). Морской регистр Российской Федерации. НД N 2-020301-005. Дата актуализации 01.01.2018. – С. 144-177.
4. СТО Газпром 2-3.7-050-2006 (DNV-OS-F101). Подводные трубопроводные системы.

УДК 622.692.23(07)

Нестационарные тепловые режимы теплоизолированных нефтепроводов с путевым подогревом

Вишневская Н. С., Глухов А. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

Ключевые слова: уравнение теплопроводности, магистральный транспорт, нестационарные тепловые режимы, путевой подогрев нефти, теплоизолированные нефтепроводы, вечномёрзлые грунты, тепловая изоляция, термокарст, солифлюкция, пучение, теплооборот, надземная прокладка, промораживание, протаивание, техногенное воздействие.

Описание нестационарных тепловых режимов нефтепроводов сталкивается с большими трудностями как теоретического, так и расчетного характера. Это связано с необходимостью решать сопряженную задачу тепломассопереноса совместно с нелинейной системой уравнений гидродинамики. При этом даже при постановке строгой математической задачи возникают значительные теоретические затруднения. При достаточно строгой постановке задачи получается система нелинейных дифференциальных уравнений большой размерности, решение которой даже на современных ЭВМ связана со значительными вычислительными проблемами. Кроме того, точная математическая модель теплообмена имеет большое число параметров, точность определения которых невелика. Поэтому серьезной проблемой является чувствительность решения к ошибкам исходных данных. Перечисленные выше проблемы делают невозможным единый подход к проблеме расчета и прогнозированию нестационарных тепловых режимов нефтепровода.

Постановка математической задачи зависит от условий работы нефтепровода, целей исследования, точности определения различных параметров процесса. В настоящее время предложено большое число математических моделей расчета нестационарных тепловых режимов нефтепроводов, отличающихся как точностью моделей, так и условием работы нефтепроводов. Как правило, предполагают, что внешние условия или постоянны, или медленно меняются со временем. Указанное допущение вполне обосновано для подземных нефтепроводов, для которых медленное изменение внешних условий обусловлено большой тепловой инерцией грунта. Для расчета тепловых режимов надземных нефтепроводов указанные модели не всегда применимы. В результате достаточно резких изменений температуры воздуха, тепловой режим надземных нефтепроводов практически всегда не стационарен. Поэтому вопрос расчета и прогноза нестационарных тепловых режимов таких нефтепроводов является особенно актуальным.

Строгая математическая постановка задачи содержит в себе уравнение теплообмена в нефтепродукте, стенке трубы, тепловой изоляции и грунте (для подземных трубопроводов). В стенке трубы и тепловой изоляции процесс распространения тепла однозначно описывается уравнением теплопроводности.

$$c_1 \rho_1 \frac{\partial \theta_1}{\partial t} = \lambda_1 \Delta \theta_1 \quad (1)$$

$$c_2 \rho_2 \frac{\partial \theta_2}{\partial t} = \lambda_2 \Delta \theta_2 \quad (2)$$

где c_i , ρ_i , λ_i , θ_i – удельная теплоемкость, плотность, коэффициент теплопроводности и температура стенки трубы ($i = 1$) и изоляции ($i = 2$); Δ – оператор Лапласа.

Распространение тепла в грунте также может быть описано уравнением теплопроводности. Однако на распространение тепла в грунте большое влияние оказывают процессы влаго переноса и процессы замерзания и оттаивания грунта. Процессы распространения тепла в грунте происходят очень медленно, поэтому при рассмотрении нестационарных тепловых режимов с характерными временами в пределах нескольких суток температурный режим грунта можно считать неизменным.

Условия теплообмена в нефтепроводе существенно зависят от скорости движения нефтепродукта. Поэтому принципиально различаются задачи теплообмена в остановленном нефтепроводе и в действующем нефтепроводе. Гидравлический режим действующих нефтепроводов, как правило, турбулентный. При турбулентном режиме течения происходит интенсивное перемешивание нефтепродукта по сечению трубы. Поэтому в данном случае можно пренебречь неравномерностью распределения температуры и скорости потока по сечению трубы и в качестве температуры и скорости нефтепродукта принять средние по сечению величины. Это является основным приближением в постановке задачи. Кроме того, будем предполагать, что характерные времена гидродинамической нестационарности значительно меньше характерного времени тепловой нестационарности.

Рассмотрим теплоизолированный участок нефтепровода с путевым электроподогревом, на вход которого ($x = 0$) подают нефть с температурой $\theta_n(t)$ и расходом $Q(t)$. Тогда из условий теплового баланса получаем уравнение для усредненной по сечению температуры потока:

$$\frac{\rho c \pi D_0^2}{4} \left(\frac{\partial \theta}{\partial t} + v \frac{\partial \theta}{\partial x} \right) = w_1 + w_0 \quad (3)$$

где c , ρ , θ , v – соответственно теплоемкость, плотность, температура и скорость нефтепродукта; D_0 – внутренний диаметр трубопровода; w_1 – мощность теплового потока от стенки трубы к нефти, приходящейся на единицу длины трубопровода; w_0 – теплота трения, выделяющаяся в единицу времени на единицу длины трубопровода.

Средняя по сечению скорость потока связана с расходом $Q(t)$ известным соотношением:

$$v = \frac{4Q}{\pi D_0^2} \quad (4)$$

Тепловая мощность, выделяемая за счет трения, связана с градиентом давления (p) соотношением:

$$w_0 = -Q \frac{\partial p}{\partial x} \quad (5)$$

Мощность теплового потока от стенки трубы к нефтепродукту определяется исходя из закона теплообмена Ньютона, интегрированием по внутренней поверхности трубопровода:

$$w_1 = k_1 r_0 \left[\int_0^{2\pi} \theta_1(x, r_0, \varphi, t) d\varphi - 2\pi\theta \right] \quad (6)$$

где $r_0 = D_0/2$ – внутренний радиус трубы; φ – полярный угол; θ_1 – температура стенки трубы (задача рассматривается в цилиндрической системе координат x, r, φ . $r = 0$ – соответствует оси трубопровода); k_1 – коэффициент теплоотдачи от стенки трубы к перекачиваемому продукту.

Задача может быть существенно упрощена за счет применения теорем сравнения и масштабного разделения по характерным временам процессов теплообмена в стенке трубы, тепловой изоляции и т. д. В случае, когда электронагревательные элементы равномерно распределены по поверхности трубопровода (ε – не зависит от x и φ), система уравнений существенно упрощается.

Анализируя численное значение характерных параметров T_1 и T_2 для реальных трубопроводов. Так как теплофизические свойства материала трубопровода и нефтепродукта изменяются в небольших пределах, а толщина стенки трубы однозначно связана с диаметром трубопровода, то параметры T_1 и T_2 в основном определяются диаметром трубопровода и характеристиками тепловой изоляции. Величина T_1 убывает с увеличением диаметра трубопровода.

Характерная мощность электроподогрева составляет 30-300 Вт/м. Поэтому при достаточно большом коэффициенте теплоотдачи k_1 разность $\theta_1 - \theta$ мала. В частности, для трубопроводов большого диаметра при турбулентном режиме течения характерная разность температур стенки трубы и нефти не превышает 1 °С. Для нефтепроводов малого диаметра эта разность может быть достаточно ощутима. Например, для трубопровода диаметром $D = 0,1$ м и коэффициентом теплоотдачи $k_1 = 10$ Вт/м²К при мощности подогрева $w = 30$ Вт/м указанная разность составляет 10 °С.

Библиографический список

1. Глухов А. А. Оценка состояния вечномерзлых грунтов при магистральном транспорте нефтепродуктов / А. А. Глухов, Н. С. Вишневская // 1-я международная научно-практическая конференция «Булатовские чтения», 31 марта 2017 г.: материалы конференции в 5 томах; Т. 4. – Краснодар, 2017. – С. 45-48.
2. Глухов А. А. Применение путевого электропривода для транспорта высоковязких нефтей и нефтепродуктов / А. А. Глухов, Н. С. Вишневская // Ресурсы Европейского Севера. Технологии

и экономика освоения. – 2015. – № 4.

3. Глухов А. А. Транспорт высоковязких нефтей и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам в районах Крайнего Севера / А. А. Глухов // Международная научно-практическая конференция, г. Липецк, 10 октября 2016 г. – Липецк, 2016. – С. 156-160.
4. Черняев В. Д. Трубопроводный транспорт нефти в сложных условиях эксплуатации / В. Д. Черняев, А. К. Галлямов, А. Ф. Юкин и др. – М.: Недра, 1990. – 232 с.
5. Бахтизин Р. Н. Транспорт и хранение высоковязких нефтей и нефтепродуктов. Применение электроподогрева / Р. Н. Бахтизин, А. К. Галлямов, А. Ф. Юкин и др. – М.: Химия, 2004. – 196 с.
6. Юкин А. Ф. Моделирование нестационарных тепловых процессов в теплоизолированных нефтепроводах / А. Ф. Юкин // Известия вузов. Нефть и газ. – 2003. – № 5.

УДК 622.692.4

Анализ теплогидравлических процессов в низкотемпературном магистральном трубопроводе сжиженных углеводородов с использованием программного комплекса ANSYS/FLUENT

Крапивский Е. И.¹, Закирова Г. С.²

1 – Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

2 – Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, РФ

В области решения задач расчета движения жидкостей и газов известны такие программные средства как ANSYS/FLUENT, Star-CD, Comsol Multiphysics, Cfdesign, ADINA, FLOWVISION и др. В данной работе рассмотрено использование задач вычислительной гидродинамики применительно к трубопроводному транспорту нефти и газов и их решение в программной среде ANSYS/FLUENT. ANSYS/FLUENT является частью универсальной программной системы конечно-элементного анализа ANSYS. В программном комплексе производится моделирование течений углеводородов с широким диапазоном изменения теплофизических свойств путем обеспечения различных параметров моделирования и использования многосеточных методов с улучшенной сходимостью [1].

В данной работе виртуальная модель низкотемпературного трубопровода была построена в программной среде ANSYS/FLUENT. Программный комплекс ANSYS/FLUENT интегрирована в платформу ANSYS Workbench. Такая интеграция позволяет осуществлять обмен данными с другими программными продуктами ANSYS (Mechanical, Maxwell и др.), а также с внешними CAD-системами. Эта среда обеспечивает высокую производительность и простоту в использовании. Структура проекта последовательна и включает в себя следующие этапы: создание геометрии в ANSYS DesignModeler, создание сеточной модели в ANSYS Meshing, предобработка в CFX-Pre, решатель ANSYS CFX-SolverManager и постобработка в ANSYS CFD-Post [2].

Для расчета в программном комплексе ANSYS/FLUENT доступны следующие модели турбулентности RANS: семейство k-ε моделей (стандартная; RenormalizedGroupModel – RNG - на основе техники, заимствованной из теории ренормализованных групп), k-ω-модель, SST (shear-stresstransportmodel - модель переноса сдвиговых напряжений).

Задачам трубопроводного транспорта многокомпонентных углеводородов, какими являются нефть и газ, удовлетворяет стандартная k-ε модель турбулентности. При транспорте по низкотемпературным трубопроводам важным вопросом является характер распределения температуры и давления в потоке перекачиваемого продукта.

В опубликованных работах по методам гидравлического и теплового расчетов трубопроводов сжиженных газов получены аналитические зависимости для распределения температуры и давления по длине трубопровода при стационарном режиме его течения, приняты различные допущения по некоторым физико-химическим и термодинамическим свойствам смеси сжиженных углеводородов [3].

В стандартных расчетах для нефти [4] не учитывается изменение теплофизических

параметров по длине трубопровода. Для трубопровода сжиженных газов такой учет необходим. Мы предлагаем учитывать зависимости изменения теплофизических свойств перекачиваемого продукта (плотности, теплоемкости, вязкости, теплопроводности, сжимаемости и др.) от основных параметров системы (давления и температуры).

Особенностью нижеприведенных гидравлических и тепловых расчетов низкотемпературного магистрального трубопровода является:

1. Низкая температура перекачиваемой смеси для исключения образования двухфазных потоков перекачиваемой среды.

2. Прокладка трубопровода подземным способом, а также по мере надобности наземным, подводным и т. д.

3. Сравнительно небольшой допустимый уровень повышения температуры (принят с запасом по температуре около 10 °С) между промежуточными насосными и промежуточными охлаждающими станциями.

4. Турбулентное движение (автомодельный режим) перекачиваемого продукта.

Для анализа характера распределения температуры и давления в трубопроводе в программном комплексе ANSYS/FLUENT была создана виртуальная модель трубы под подземный низкотемпературный трубопровод, задав все необходимые исходные геометрические данные и граничные условия. Модель трубопровода состояла из четырех тел: тела смеси углеводородов, тела трубы, тела изоляции и тела грунта. А также был проведен гидравлический и тепловой анализ работы модели трубопровода. Данная работа включает в себя следующие этапы: создание геометрической модели трубопровода, генерация расчетной сетки на основе геометрической модели, задание граничных условий модели и запуск модели на расчет.

В программном комплексе ANSYS/FLUENT было произведено численное моделирование неизолированного течения сжиженных углеводородов в низкотемпературном трубопроводе в программном комплексе, проведен анализ характера распределения температуры и давления в потоке смеси сжиженных углеводородов при изменении теплофизических параметров (плотности, коэффициента теплопроводности и коэффициента теплоемкости). При транспортировании смеси сжиженных углеводородов рекомендуется учитывать изменение теплофизических параметров по длине трубопровода.

С целью анализа характера распределения температуры и давления в трубопроводе в программном комплексе ANSYS/FLUENT была создана виртуальная модель трубы под подземный низкотемпературный трубопровод, задав все необходимые исходные геометрические данные и граничные условия (трубопровод условным диаметров 720 мм, длиной 100 м, с пенополиуретановой теплоизоляцией). Модель трубопровода состояла из четырех тел: тела смеси углеводородов, тела трубы, тела изоляции и тела грунта. А также был проведен гидравлический и тепловой анализ работы модели трубопровода. Данная работа включает в себя следующие этапы: создание геометрической модели трубопровода, генерация расчетной сетки на основе геометрической модели, задание граничных условий модели, запуск модели на расчет. Конечный результат создания расчетной сетки виртуальной модели трубопровода представлен на рисунке 1.

С целью сокращения времени расчета целесообразно отсечь два раза полностью симметричные половины виртуальной модели, так как раз все процессы, проходящие в отсеченной половине, будут абсолютно идентичны тем, что проходят в расчетной. Моделирование четверти объема модели значительно сокращает время расчета, не повлияв на конечный результат. В нашем случае плоскости симметрии (сечения) находятся с плоскости XZ и YZ.

Ниже представлены результаты расчета. На рисунке 2 показан пример температурного поля для поперечного сечения потока, трубопровода, тепловой изоляции и грунта.

Нужно отметить, что при перекачке сжиженных углеводородов на значительные расстояния изменение теплофизических параметров значительно.

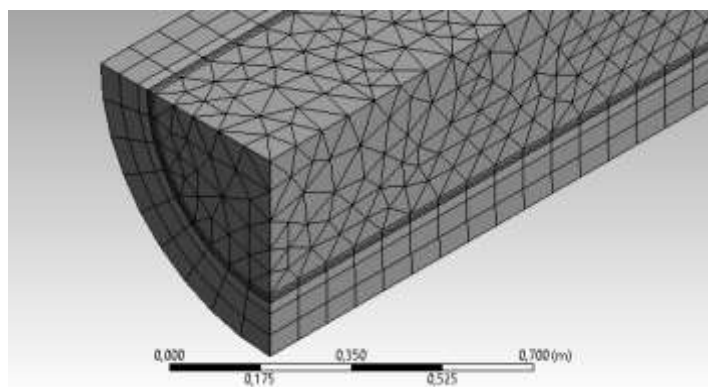


Рисунок 1. Расчетная сетка модели

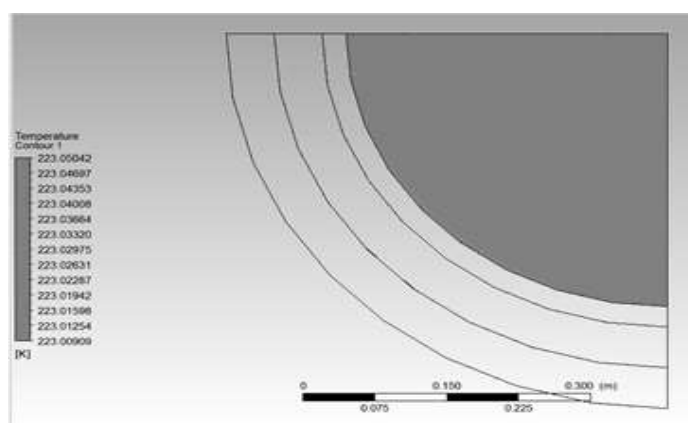


Рисунок 2. Распределение температуры в поперечном сечении потока

На рисунках 3 и 4 показаны графики падения температуры и давления по длине трубопровода длиной 100 м.

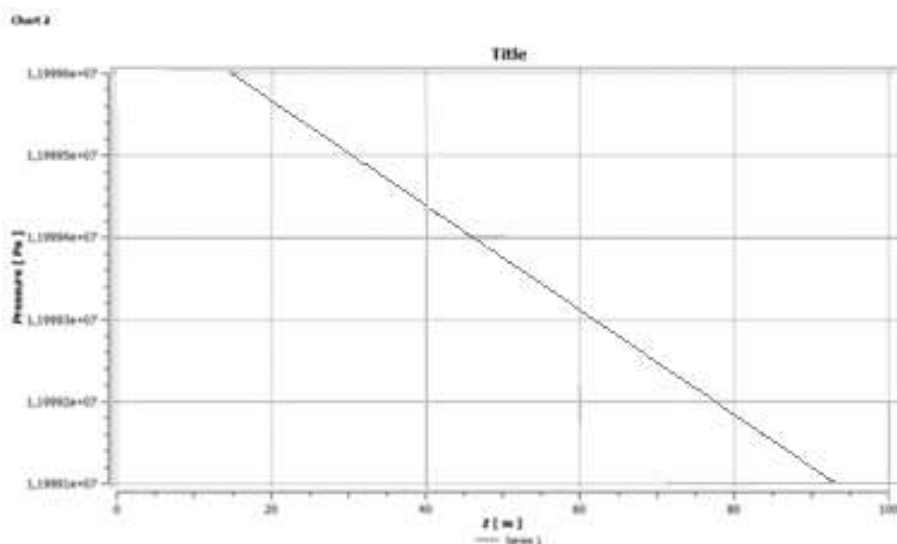


Рисунок 3. Линия гидравлического уклона

Были проведены расчеты для одного участка низкотемпературного трубопровода между двумя перекачивающими промежуточными насосными станциями (ПНС) и промежуточными станциями охлаждения (ПСО). Рассмотрим теплогидравлический расчет низкотемпературного трубопровода производительностью 5 млн. тонн в год (диаметр трубопровода $D=0,72$ м) в программном комплексе ANSYS/FLUENT. При этом использованы следующие исходные данные: начальное давление $P_n = 12$ МПа, допустимое конечное

давление $P_k = 10$ МПа, начальная температура смеси сжиженных газов $T_n = -50$ °С, допустимая температура смеси сжиженных газов $T_n = -40$ °С, длина участка $L = 100$ км, тепловая изоляция – пенополиуретан, коэффициент теплопроводности тепловой изоляции $\lambda_{из} = 0,03 \frac{\text{Вт}}{\text{м}\cdot\text{К}}$. Требуется определить изменение параметров течения (давления, температуры) по длине трубопровода.

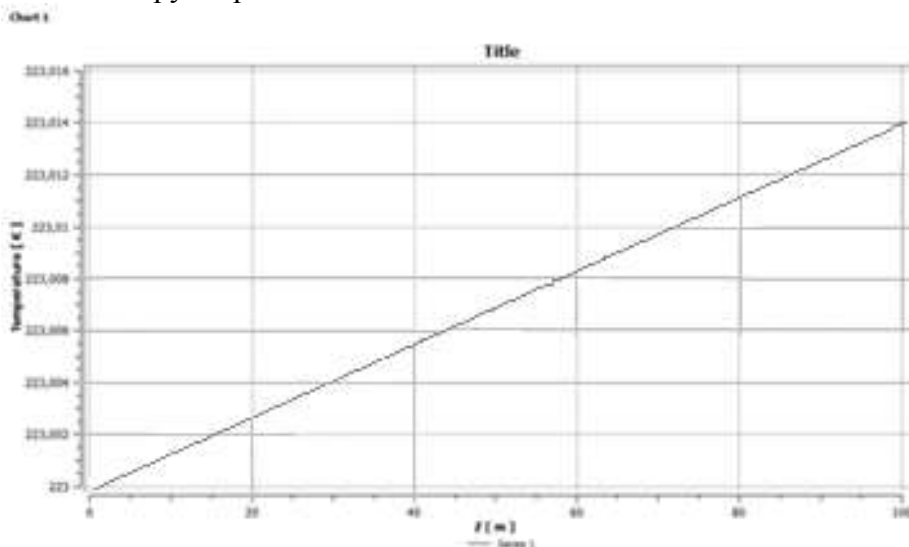


Рисунок 4. График изменения температуры перекачиваемого продукта по длине трубопровода

Результаты распределения давлений и температур по длине участка трубопровода сжиженных газов между ПНС и ПСО представлены на рисунках 5 и 6. На основании проведенного расчета допустимо использовать для расчетов перепадов давлений и температур программный комплекс ANSYS/FLUENT (с учетом изменения теплофизических параметров). Обоснована необходимость применения программного комплекса вычислительной гидродинамики ANSYS/FLUENT при теплогидравлических расчетах низкотемпературных трубопроводов смеси сжиженных углеводородов, если требуется повышенная точность расчетов.

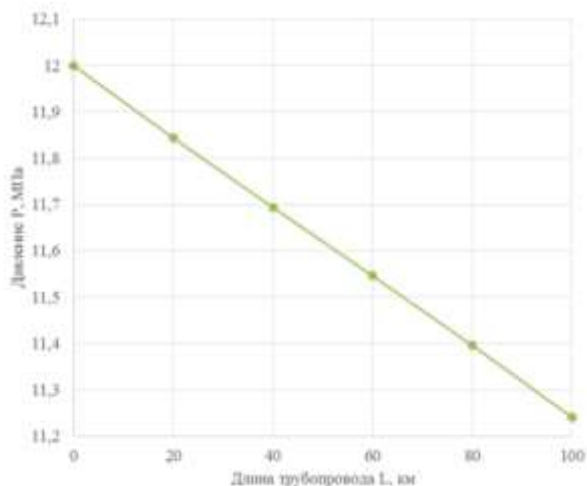


Рисунок 5. Распределение давления по длине участка трубопровода

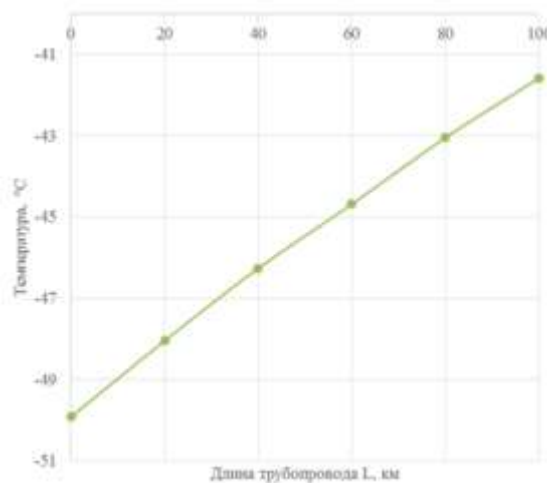


Рисунок 6. Распределение температуры по длине участка трубопровода

Таким образом, в программном комплексе ANSYS/FLUENT было произведено численное моделирование неизотермического течения сжиженных углеводородов в низкотемпературном трубопроводе в программном комплексе, проведен анализ характера распределения температуры и давления в потоке смеси сжиженных углеводородов при изменении теплофизических параметров (плотности, коэффициента теплопроводности и

коэффициента теплоемкости). При транспортировании смеси сжиженных углеводородов рекомендуется учитывать изменение теплофизических параметров по длине трубопровода.

Библиографический список

1. Вишняков И. А. Обоснование рациональных режимов перекачки высоковязкой нефти по трубопроводу с эффектом подогрева пристеночного слоя потока: дис ... канд. технич. наук: 25.00.19 / Вишняков Иван Александрович. – Санкт-Петербург, 2013. – 150 с.
2. Крапивский Е. И. Численное моделирование неизотермического течения нефти в трубопроводе в программном комплексе ANSYS/FLUENT: учебное пособие / Е. И. Крапивский, О. В. Кабанов, И. А. Вишняков, В. И. Клишко. – СПб: Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2013. – 103 с.
3. Блейхер Э. М. Трубопроводный транспорт сжиженного природного газа / Э. М. Блейхер, А. Е. Владимиров, О. М. Иванцов, С. М. Польский. – М.: ВНИИЭгазпром, 1977. – 63 с.
4. РД-75.180.00-КТН-198-09. Унифицированные технологические расчеты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктов. – Гипротрубопровод, 2009. – 207 с.
5. Закирова Г. С. Особенности теплогидравлического расчета подземного низкотемпературного магистрального трубопровода смеси сжиженных углеводородов / Е. И. Крапивский, Г. С. Закирова, Г. С. Миннегулова // Горный информационно-аналитический бюллетень. – М.: МГУ, 2015. – № 6. – С. 332-338.

УДК 621.643.053

Разработка предложений по усовершенствованию методики отбраковки труб повторного применения

Зернова Л. А.^{1,2}, Мусонов В. В.³

1 – НГТУ им. П. Е. Алексеева, г. Нижний Новгород, РФ

2 – УАВР, филиал «Газпром трансгаз Нижний Новгород», г. Нижний Новгород, РФ

3 – АО «Гипрогазцентр», г. Нижний Новгород, РФ

Сохранение работоспособного состояния магистральных и промысловых газопроводов – важнейшая задача трубопроводного транспорта. Большая часть газопроводов, эксплуатирующихся в настоящее время, была построена в 70-80-е годы прошлого века.

Согласно данным годовых отчетов о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору за последние несколько лет произошедшие аварии связаны с коррозионным повреждением газопроводов. В связи с этим необходимо уделять особое внимание диагностированию трубопроводов.

По результатам диагностического обследования трубы делят на 2 категории: трубы, оставляемые в газопроводе и ремонтируемые в траншее или на специализированной базе и брак. Большие объемы капитального ремонта и ремонта, проводимого в ПАО «Газпром», требуют вовлечение большого объема материально-технических ресурсов. Наиболее дорогостоящими и востребованными из них являются трубы большого диаметра. В целях оптимизации затрат было принято решение о повторном применении труб при капитальном ремонте. В соответствии с разработанной инструкцией по применению этих труб, трубы проходят оценку качества, после чего они могут быть повторно вовлечены. Однако после того, как трубы транспортируются на труборемонтный завод или базу и проходят предварительное обследование в 70-ти % случаях трубы относят к категории Б, т. е. бракуют (по причине обнаружения дефектов в околошовной зоне продольного сварного шва). Предлагается методика исследования, которая будет применена в трассовых условиях до транспортировки.

Для разработки методики был выбран способ диагностирования труб – оценка твердости с малой нагрузкой. Однако для этого необходимо определить взаимосвязь предрасположенности структуры металла к возникновению дефектов. Для реализации поставленной задачи было проведено металлографическое исследование.

Изучение структуры методом оптической микроскопии широко используется для

исследования металлов. Это объясняется тем, что между структурой металла, видимой в оптическом микроскопе, и многими его свойствами существует достаточно определенная связь [1].

Применение белого света позволяет наблюдать структуру металла при общем увеличении от нескольких десятков до нескольких тысяч раз, но полезное увеличение, определяемое условиями дифракции света, не может быть выше 1500 раз. При таком увеличении можно обнаружить элементы структуры размеров до 0,2 мкм, что в очень большом числе случаев меньше размеров многих фаз, присутствующих в сплавах.

Существующий метод оптической металлографии мало пригоден для идентификации ранних стадий структурных изменений в металле, и позволяет фиксировать уже сформированные микротрещины. Так, в исследовании Петрова С. В. описаны результаты металлографического анализа образцов металла, вырезанных из очень длительно эксплуатируемого трубопровода. Структура после долгих лет эксплуатации не претерпела значительных изменений и соответствовала новому металлу данной марки стали.

Прогнозировать ресурс по результатам метода оптической металлографии не представляется возможным, т. к. при достижении структурными изменениями в металле масштабов трещинообразования возникает угроза спонтанного разрушения конструкции, что является одним из признаков исчерпания ресурса.

Для более точного и быстрого определения границ зоны термического влияния, а также размеров и границ каждого участка этой зоны, мной была предложена методика определения размеров и границ участков зоны термического влияния сварного шва труб большого диаметра [2].

Одним из критериев, указывающих на возможное охрупчивание из-за структурных превращений, является твердость зоны термического влияния. И хотя связь этих показателей неоднозначна, у большинства сталей величины твердости до HV 350 свидетельствует о том, что образование твердых структурных составляющих при распаде аустенита не происходит. Если твердость зоны термического влияния выше HV 350-400, то в структуре уже присутствует смесь твердых продуктов распада аустенита, которые склонны к образованию холодных трещин.

Свойство материала создавать сопротивление при проникновении в его поверхностные слои индентора, которое не деформируется и не разрушается при сопутствующих нагрузках индентора, характеризуется твердостью. Ее определяют для получения информации о допустимых особенностях и о возможностях эксплуатации; анализа состояния под действием времени; контроля результатов температурного воздействия.

Для определения твердости используют динамические и ультразвуковые твердомеры.

Используя динамические твердомеры, можно измерить твердость практически любого материала. Достоинством данных приборов является лёгкость работы с объектами, имеющими сложную конфигурацию или очень маленькие габариты. Принцип действия основан на реализации метода Лэйба – твердость материала напрямую связана с изменением скорости отскока бойка от поверхности объекта. По величине скорости можно судить о значении твердости.

Принцип действия твердомеров, реализующих ультразвуковой метод, заключается в излучении прибором звуковых волн, а затем регистрации времени их прохождения через исследуемый образец и преобразования полученных данных в значение твердости. Скорость распространения звуковых колебаний, генерируемых ультразвуковыми преобразователями (датчиками), прямо пропорциональна твердости исследуемого образца.

Твердомер позволяет проводить измерение твердости поверхностного слоя металла, подвергнутого наплавлению, напылению, механической и термической поверхностной обработки металла. Такой твердомер позволяет проводить анализ твердости металла непосредственно на месте эксплуатации.

Из рисунка 1 видно, что наибольшее среднее значение твердости обнаружено на участке неполного расплавления и участке перегрева, что полностью соответствует теоретическим сведениям. Наименьшее значение твердости отмечается на участке нормализации.

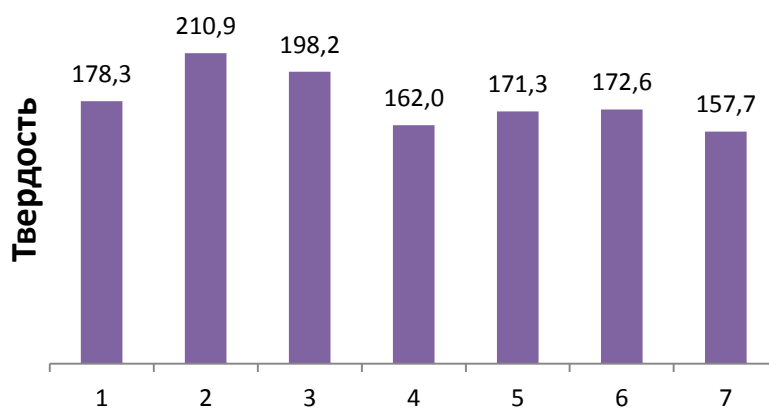


Рисунок 1. Средние значения твердости участков зоны термического влияния:
 1 – наплавленный металл; 2 – участок неполного расплавления; 3 – участок перегрева;
 4 – участок нормализации; 5 – участок неполной перекристаллизации; 6 – участок рекристаллизации; 7 – участок синеломкости

Для определения гомогенности или гетерогенности структуры металла необходимо определить дисперсию участков и сравнить их.

Значительно большая величина дисперсии отличается на участке неполного расплавления и на участке перегрева. Ранее было показано, что именно в этих участках было обнаружено большинство дефектов.

По результатам проведенных металлографических и ультразвуковых исследований можно сделать вывод о наличии изменений в структуре и свойствах зоны термического влияния. Также стоит отметить, что наиболее неблагоприятными по свойствам для дальнейшей эксплуатации газопроводов являются участки неполного расплавления и участок перегрева.

При проведении капитального ремонта линейной части по геометрическим параметрам и по степени коррозионного износа осуществляют первичную отбраковку труб, комплексный дополнительный осмотр, освидетельствование. Трубы с ремонтпригодными дефектами направляют на подготовку к повторному применению, подвергают их восстановительному ремонту с проведением контроля качества. Признанные в процессе осмотра, освидетельствования и ремонта не пригодными для повторного применения трубы бракуют.

После вырезки труб и транспортировки их для ремонта в заводских условиях, трубы проходят диагностический контроль, по результатам которого трубы могут быть отбракованы. Предлагается методика, которая позволит сократить расходы на транспортировку и диагностирование труб. Она заключается в определении критерия, позволяющего определить возможность дальнейшей эксплуатации трубы.

Методика определения критерия может проводиться к трассовых условиях. По результатам диагностирования необходимо сделать заключение о транспортировке труб: на ремонт в заводских условиях, либо к месту временного складирования.

Те трубы, которые по результатам предлагаемого диагностирования, невозможно эксплуатировать дальше, отправляются в брак. Методика позволяет избежать транспортировку труб к месту ремонта в заводских условиях и двух этапов диагностирования.

Библиографический список

1. Кузьбожев А. С. Оптический микроанализ структуры металла трубопроводов / А. С. Кузьбожев, Р. В. Агинец, И. В. Шишкин, С. А. Шкулов, С. В. Петров. – Ухта: УГТУ, 2010. – 126 с.
2. Бараненкова Л. А. Определение размеров участков со структурной неоднородностью в зоне термического влияния сварного шва труб методом неразрушающего контроля / Л. А. Бараненкова // XV Международная молодежная научно-техническая конференция «Будущее технической науки»: сборник статей. – Н. Новгород, 2006. – С. 301.

Изучение температуры застывания смеси высоковязкой и высокозастывающей нефтей в зависимости от их концентраций

Михеев М. М.¹, Ляпин А. Ю.¹, Некучаев В. О.²

1 – АО «Транснефть-Север»

2 – Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

По магистральному нефтепроводу (МН) АО «Транснефть-Север» «Уса-Ухта-Ярославль» перекачиваются смеси аномальных нефтей со сложными реологическими свойствами, имеющие высокую температуру застывания. Физическо-химические свойства этих смесей зависят от соотношения нефтей разных месторождений северной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и изменяются на протяжении всего периода эксплуатации. Кроме того, присутствуют путевые подкачки нефтей различного состава на НПС: «Чикшино», «Зеленоборск» и «Ухта-1». Среди них можно выделить подкачку уникальной высоковязкой нефти (ВВН) Ярегского месторождения на НПС «Ухта-1». По прогнозам, объемы добычи Ярегской нефти в перспективе возрастут до 2-3 млн. т. в год. В связи с чем АО «Транснефть-Север» осуществляет программу увеличения пропускной способности МН «Уса-Ухта». На НПС «Ухта-1» уже построен пункт приема и смешения Ярегской нефти. Знание реологических и физико-химических характеристик смеси нефтей, в особенности, температуры застывания необходимо для расчета оптимальных пропорций смешения и режимов перекачки смесей нефтей по магистральным трубопроводам.

Однако в настоящее время не существует надежных универсальных формул для определения температуры застывания смесей разнородных нефтей через значения этих величин для каждой компоненты смеси в отдельности. Как показывает опыт, часто значения реологических параметров для смеси нефтей не подчиняются правилам аддитивности [1]. Поэтому экспериментальные исследования отклонений от этих правил для смеси высоковязких и высокопарафинистых нефтей являются актуальными.

Цель работы – экспериментально определить температуру застывания смеси высоковязкой нефти Ярегского месторождения и высокозастывающей нефти из МН «Уса-Ухта» для разных концентраций ВВН, а также подобрать расчетную формулу для нахождения температуры застывания смеси, основанную на степенном законе аддитивности.

Определение реологических и физико-химических свойств исследуемых образцов нефтей сводилось к установлению температуры застывания, плотности и вязкости. Температура застывания определялась при помощи аппарата для определения температуры застывания нефтепродуктов НСР 852 в соответствии с ГОСТ 20287. Измерение плотности нефтей проводилось на вибрационном плотномере Anton Paar, согласно ASTM D5002. Вязкость исследуемых нефтей измерялась на ротационном вискозиметре VT-550 согласно методике определения реологических свойств нефти и выбора модели течения.

В таблице 1 приведены свойства нефтей, на основе которых составлены смеси нефтей.

Таблица 1

Характеристики исследуемых нефтей

Нефть	Нефть из МН «Уса – Ухта»	Нефть Ярегского месторождения
Плотность при 20 °С, кг/м ³	869,0	943,1
Температура застывания, °С	6	-25
Массовая доля парафина, %	5,8	1,5
Массовая доля смол, %	15,4	23,9

На рисунке 1 показаны температурные зависимости вязкости «исходных» нефтей, на основе которых составлялись смеси различной концентрации.

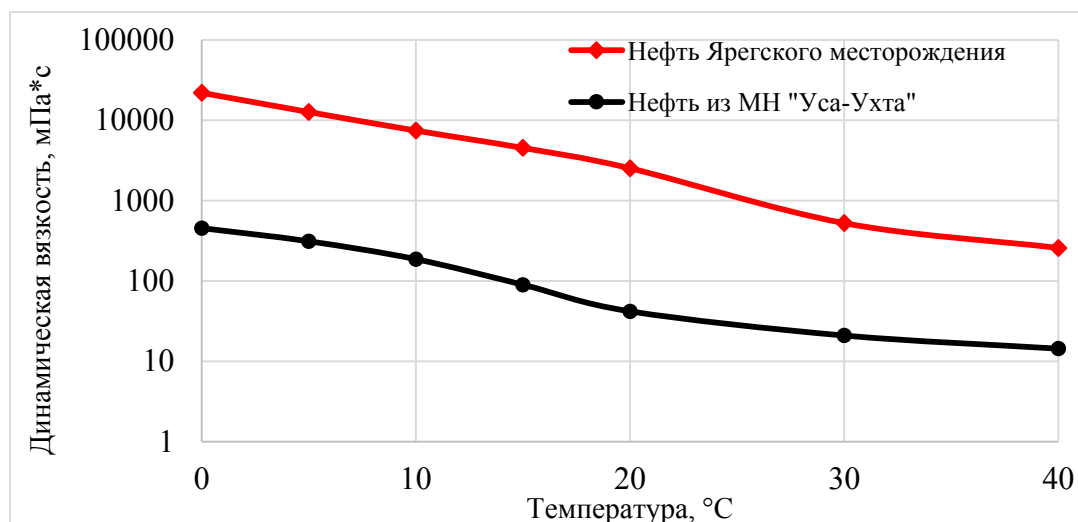


Рисунок 1. Зависимости вязкости от температуры исследуемых нефтей

Транспортную компанию АО «Транснефть-Север» с практической точки зрения интересуют данные по зависимости температуры застывания смеси нефтей в диапазоне содержания тяжелой нефти 0-30 %, поскольку основной поток нефти – это нефть, поступающая с ГНПС «Уса».

Однако с научной точки зрения представляет несомненный интерес измерение вязкости смеси во всем возможном диапазоне изменения содержания тяжелой нефти и сравнения полученных данных с известными эмпирическими формулами. Смеси с различными относительными содержаниями каждой из нефтей готовили путем добавления «легкой» нефти из МН «Уса-Ухта» в «тяжелую» Ярегскую нефть. Перед каждым измерением образец смеси выдерживали в состоянии покоя на протяжении 24 часов.

В научно-технической литературе известен метод прогнозирования температур застывания жидких углеводородов по уравнению (степенной закон аддитивности):

$$(T_{з\text{ смеси}} + C)^k = X_1 \cdot (T_{з(1)} + C)^k + X_2 \cdot (T_{з(2)} + C)^k$$

где $T_{з\text{ смеси}}$ – температура застывания смеси нефтей;

k – параметр, зависящий от свойств нефти;

X_1 – массовая доля 1-й компоненты в смеси;

$T_{з(1)}$ – температура застывания 1-й компоненты в смеси;

X_2 – массовая доля 2-й компоненты в смеси;

$T_{з(2)}$ – температура застывания 2-й компоненты в смеси;

C – коэффициент, зависящий от свойств нефти и определяемый по

экспериментальным точкам методом наименьших квадратов.

На рисунке 2 представлены экспериментальные значения температуры застывания и значения, рассчитанные по формулам аддитивности, при различных концентрациях нефти Ярегского месторождения. Методом наименьших квадратов был подобран параметр $k=3$ и коэффициент $C = 10,52$, максимально точно описывающие экспериментальные значения.

По графику видно, что экспериментально измеренные значения температуры застывания смеси нефтей с различной концентрацией нефти Ярегского месторождения не соотносятся со значениями, рассчитанными по степенному закону аддитивности, что подтверждает невозможность прогнозирования температуры застывания смеси высоковязкой и высокопарафинистой нефти.

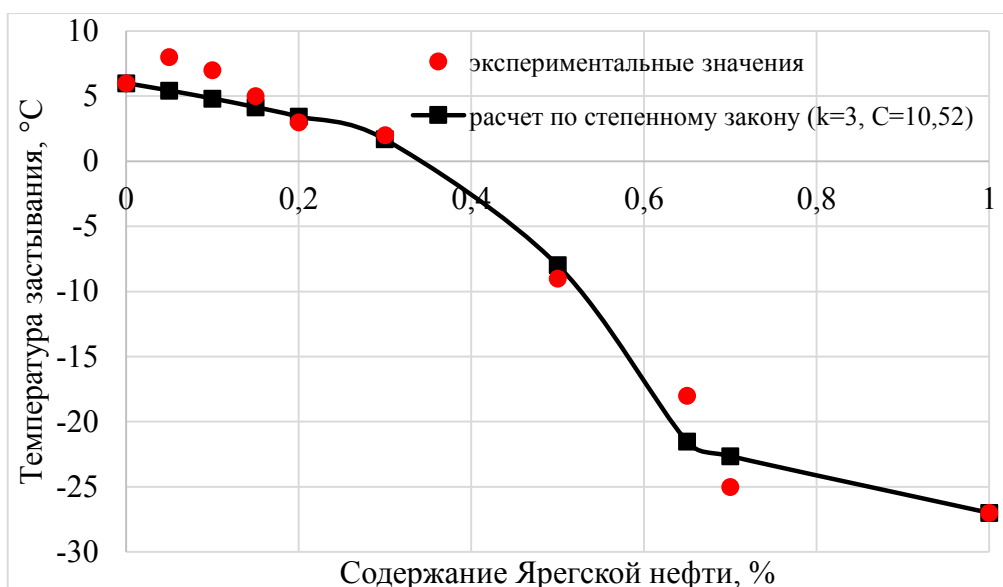


Рисунок 2. Изменение температуры застывания смеси нефтей в зависимости от содержания нефти Ярегского месторождения

Температура застывания нефти, как и любой другой сложной дисперсной системы не является аддитивным свойством. Причинами наблюдаемого отсутствия аддитивности свойств смеси нефтей могут быть нарушения коллоидных структур высокомолекулярных компонент нефти [2]. Существующие модели подобных процессов пока не позволяют прогнозировать изменения температуры застывания с точностью, достаточной для инженерных расчетов, поэтому при смешении нефтей в производственных условиях эти характеристики получаемых смесей целесообразно определять экспериментально, а традиционные правила аддитивности можно использовать лишь для приближенных оценок. Пренебрежение наличием неаддитивности свойств нефтяных смесей может привести к серьезным ошибкам при прогнозировании энергопотребления нефтеперекачивающего оборудования и режимов его работы.

Таким образом, в результате проведения исследования можно сделать следующие выводы:

1. Определены экспериментальные значения температуры застывания при смешении разнотипных нефтей на примере смеси нефтей: 1) нефть из МН «Уса-Ухта»; 2) нефть Ярегского месторождения.

2. Предложен степенной закон аддитивности с параметром $k=3$ и коэффициентом $C = 10,52$, описывающий экспериментальные значения температуры застывания смеси через температуры застывания смешиваемых компонентов.

3. Результаты проведенных лабораторных исследований могут быть использованы при теплогидравлических расчетах режимов перекачки смесей неоднородных нефтей по МН АО «Транснефть–Север», а также для изучения возможностей повышения энергоэффективности транспортировки совместной перекачки нефтей от различных грузоотправителей за счет оптимального распределения грузопотоков по МН АО «Транснефть – Север».

Библиографический список

1. Васенева А. А. Неньютоновские и тиксотропные свойства нефтей Тимано-Печорской провинции / А. А. Васенева, В. О. Некучаев, И. С. Филиппов // Нефтегазовое дело. – 2013. – № 3. – С. 75-86.
2. Евдокимов И. Н. Отсутствие аддитивности свойств нефтяных смесей / И. Н. Евдокимов, А. П. Лосев, А. А. Фесан // Бурение и нефть. – 2012. – № 1. – С. 27-28.

**Статистический анализ качества сварки после проведения диагностики
радиографическим методом контроля на газопроводе**

Зунтов В. В. (zuntovvladimir@gmail.com), Волкова И. И., Вишневская Н. С.
Ухтинский государственный технический университет г. Ухта, РК, РФ

На сегодняшний день этап внутритрубной технической диагностики (далее ВТД) магистральных трубопроводов является неотъемлемой частью контроля их состояния. После проведения ВТД каждый сварной шов признанный аномальным подвергается радиографическому контролю, для последующей оценки его пригодности или не пригодности к дальнейшей эксплуатации. На эту оценку влияет ряд факторов, в том числе общая протяжённость дефектов по периметру сварного шва и их высота. Согласно действующим нормативным документам СТО Газпром 2-2.4-083-2006 суммарная протяженность допустимых по высоте внутренних дефектов на любые 300 мм сварного соединения не должна превышать 50 мм, но не более 1/6 части периметра сварного соединения. Именно эти параметры были приняты для исследования.

В период январь-март на газопроводе автором была проведена диагностика радиографическим методом сварных соединений, признанными аномальными по результатам ВТД.

На основании заключений по радиографическому методу контроля были сделаны две выборки по дефектам случайно отобранных из генеральной совокупности: аномальных x_e и вновь сваренных y_e на месте дефектов сварных соединений. Получены данные о длине дефектов на кольцевом сварном шве. Рассчитана средняя суммарная длина дефектов на сварных швах. Основными требованиями к выборкам являются:

- репрезентативность (представительность);
- однородность;
- случайность.

Все эти требования выполнены для наших статистических выборок.

За исследуемый параметр принято среднее значение протяженности всех дефектов по периметру сварного соединения. В таблицах 1 и 2 приведены фрагменты исходных данных по результатам диагностики сварных швов, признанными аномальными по результатам ВТД, и вновь сваренных швов.

Таблица 1

Фрагмент исходных данных

Диагностика x_e				
№ сварного соединения	Кол-во дефектов	Среднее L, мм, на сварном шве	Среднее Lt, мм, на сварном шве	Среднее L, мм, на каждом снимке
218	50	57,3	12,6	179
196	48	53,5	7,1	160,4
996	38	51,0	1,8	11,8
2066	65	28,3	2,7	115
2067	108	15,2	3,5	102,6

Было решено по имеющимся выборкам x_e , y_e проверить гипотезу о нормальном распределении средней длины дефектов по критерию Колмогорова.

Фрагмент исходных данных

Вновь сваренные y_6				
№ сварного соединения	Кол-во дефектов	Среднее L, мм, на сварном шве	Среднее Lt, мм, на сварном шве	Среднее L, мм, на каждом снимке
5	70	8,25	2,5	36
6	22	2,1	1,25	2,9
14	-	-	-	-
15	8	1	1	1
11	19	2,7	2,5	3,9

Было решено по имеющимся выборкам x_6, y_6 проверить гипотезу о нормальном распределении средней длины дефектов по критерию Колмогорова.

Основной задачей проверки статистических гипотез является использование полученной по выборке информации для суждения о законе распределения генеральной совокупности. В качестве статистических оценок параметров генеральной совокупности использовались оценки, удовлетворяющие одновременно требованиям несмещённости, эффективности и состоятельности. Только среднее значение \bar{x} является одновременно несмещённой, эффективной и состоятельной оценкой параметра a нормального распределения. А, например, выборочная дисперсия S^2 является смещённой оценкой для параметра σ^2 нормального распределения [1]. \bar{x}_6, \bar{y}_6 – выборочные средние x и y соответственно.

Выборочные средние определяем по формуле:

$$\bar{x}_6 = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n}; \quad \bar{y}_6 = \frac{\sum_{i=1}^n y_i}{n}.$$

Выборочные дисперсии равны:

$$S_x^2 = \frac{\sum_{i=1}^n x_i^2}{n} - (\bar{x}_6)^2; \quad S_y^2 = \frac{\sum_{i=1}^n y_i^2}{n} - (\bar{y}_6)^2.$$

Несмещенная оценка выборочной дисперсии определяется по формуле:

$$S_{несм}^2 = \frac{n}{n-1} S^2.$$

Значения выборочных средних и выборочных дисперсий, рассчитанных по двум выборкам, представлены в таблице 3.

Исследуем выборку по диагностике сварных соединений уже бывших в эксплуатации (начало эксплуатации с 1977 г.)

Выдвигаем нулевую гипотезу H_0 : случайная величина имеет нормальное распределение.

$$H_0: F(x) = \frac{1}{2} + \left(\frac{x-a}{\delta} \right), \text{ где } a \approx 31,75, \sigma \approx 588,57.$$

Альтернативная гипотеза H_1 : случайная величина X имеет неизвестное распределение. Затем, вычисляем расчетные значения критерия Колмогорова по формуле:

$$K_{расч} = \max |F(x_i) - F^*(x_i)|, \text{ у нас } K_{расч} = 0,173$$

Таблица 3

Значения выборочных средних и выборочных дисперсий

критерий	Диагностика		Вновь сваренные	
	$\bar{x}_в$	$S_{x,всм}^2$	$\bar{y}_в$	$S_{y,всм}^2$
Средняя длина дефекта по периметру шва	31,75	588,57	2,4	5,74

Задаем уровень значимости $\alpha = 0,05$ и по таблицам распределения Колмогорова находим $K_{кр} = K(0,05;30)$ – критическое значение критерия Колмогорова [1]:

$$K_{кр} = 0,242$$

Так как $K_{расч} < K_{кр}$, нет оснований отвергать H_0 , т. е. можно считать, что случайная величина X подчинена нормальному закону распределения с параметрами $a = 31,75$ и $\sigma = 588,57$.

Аналогично исследуем выборку по вновь сваренным сварным соединениям:

$$H_0: F(x) = \frac{1}{2} + \left(\frac{x-a}{\delta} \right), \text{ где } a \approx 2,4, \sigma \approx 5,74.$$

H_1 : – случайная величина X имеет неизвестное распределение.

Затем, вычисляем расчетные значения критерия Колмогорова:

$$K_{расч} = 0,141$$

Задаем уровень значимости $\alpha = 0,05$ и по таблицам распределения Колмогорова находим $K_{кр} = K(0,05;30) = 0,242$

Так как $K_{расч} < K_{кр}$, нет оснований отвергать H_0 т. е. можно считать, что случайная величина X подчинена нормальному закону распределения с параметрами $a = 2,4$ и $\sigma = 5,74$.

Таким образом, мы доказали, что среднее значение длины дефектов при диагностике с разными параметрами подчинены закону нормального распределения.

Проверим, является ли статистически значимым различие между выборочными данными по диагностике и вновь сваренным соединениям. Для этого используем t-критерий Стьюдента. Для него существует две модификации, которые зависят от равенства дисперсий.

Сначала по критерию Фишера (F-критерий) проверяем гипотезу о равенстве дисперсий двух нормальных генеральных совокупностей.

При заданном уровне значимости $\alpha = 0,05$ проверяем нулевую гипотезу о том, что истинные дисперсии рассматриваемых совокупностей равны между собой: $H_0: D(X) = D(Y)$ при конкурирующей гипотезе $H_1: D(X) \neq D(Y)$.

В качестве расчетного значения критерия рассмотрим отношение большей исправленной выборочной дисперсии к меньшей:

$$K_{расч} = F_{расч} = \frac{S_{\delta}^2}{S_M^2}.$$

$$K_{расч} = 102,54$$

Случайная величина $F = \frac{S_{\delta}^2}{S_M^2}$ имеет распределение Фишера-Снедекора со

степенями свободы $k_1 = n_1 - 1$, $k_2 = n_2 - 1$, где k_1 – число степеней свободы для выборки с большей исправленной выборочной дисперсией (число степеней свободы числителя), k_2 –

число степеней свободы для выборки с меньшей исправленной выборочной дисперсией (число степеней свободы знаменателя). По таблице F -распределения $F_{кр} = F(0,05;28;13) = 2,38$ [1].

Так как $5,74 > 2,38$, нулевую гипотезу отвергаем.

Различие дисперсий существенно, поэтому используем вторую модификацию t -критерия. Выдвигаем две конкурирующие гипотезы:

1) $H_0: M_X = M_Y$,

2) $H_1: M_X \neq M_Y$.

Затем, вычисляем расчетные значения t -критерия по формуле:

$$T_{расч} = \frac{|\bar{x} - \bar{y}|}{S_d}$$

Находим критическое значение критерия $T_{кр}(\alpha, k)$ по таблице критических точек распределения Стьюдента по уровню значимости α и числу степеней свободы:

$$k = (m + k - 2) * \left(0,5 + \frac{S_x^2 + S_y^2}{S_x^4 + S_y^4} \right)$$

$$t_{крит} = t(0,05;29) = 0,69$$

Если $|T_{набл}| < T_{кр}$, то нет оснований отвергнуть нулевую гипотезу H_0 .

Если $|T_{набл}| > T_{кр}$, то нулевую гипотезу H_0 отвергают.

Так как $5,72 > 0,69$, нулевую гипотезу отвергаем (различие между выборками статистически значимо). Вероятность ошибки вывода в данном случае меньше 0,05.

Т. к. мы установили законы распределения средней длины дефекта (нормальные), то используем критерий 3σ как критерий необходимости вырезки конкретного сварного соединения. Если значение суммы длин дефектов выходит за пределы интервала 3σ , то такой сварной шов подлежит вырезке.

$$\text{У нас: } (\bar{x} - 3s; \bar{x} + 3s) = (31,75 - 3 * 24,68; 31,75 + 3 * 24,68) = (0; 105,79)$$

Если сумма длин дефектов > 106 мм, то с точки зрения мат. статистики сварные соединения вырезали правильно. Анализ исходной статистики показал, что все сварные швы, признанные аномальными по результатам ВГД, удовлетворяют и правилу 3σ . Т. е. правило 3σ может служить критерием вырезки сварных швов.

Заметим, что такой параметр дефекта, как его высота, имеет значение как критерий для ремонта, но исследовать его аналогично длине дефекта нет возможности, т. к. в исходных данных указываются только примерные значения в %, со знаками $>$ или $<$.

Библиографический список

1. Волкова И. И. Вероятностные методы исследования зависимостей в нефтяной и газовой промышленности: учебное пособие / И. И. Волкова, Е. В. Пластинина, О. М. Прудникова, Е. В. Хабаева. – Ухта: УГТУ, 2014. – 135 с.
2. СТО «Газпром 2-2.4- 083-2006.

УДК 622.69:532.574.5

Разработка универсальной установки для гидродинамической очистки оборудования объектов транспорта и хранения газа

Ивлев М. В., Стаканов Н. Г.

Филиал ООО «Газпром ПХГ» – «Краснодарское УПХГ», с. Успенское, РФ

Нефть, газ и продукты их переработки оказывают огромное влияние на развитие всех отраслей народного хозяйства Российской Федерации, на повышение материального уровня жителей страны в целом.

В настоящее время развитие газодобывающей промышленности связано с эксплуатацией и сооружением крупных подземных хранилищ газа (далее – ПХГ), строительством мощных магистральных газопроводов и компрессорных станций.

Компрессорные станции (КС) устанавливаются для поддержания заданного расхода транспортируемого газа и обеспечения его оптимального давления.

ПХГ являются неотъемлемой частью Единой системы газоснабжения России и расположены в основных районах потребления газа. Использование ПХГ позволяет регулировать сезонную неравномерность потребления газа, снижать пиковые нагрузки в ЕСГ, обеспечивать гибкость и надежность поставок газа. На газовых подземных хранилищах организуется комплексная подготовка газа к дальнему транспорту, в схеме которой используется одновременно большое количество технических устройств и агрегатов.

Так как газ, извлеченный из пласта, содержит в себе капельную жидкость и различные механические частицы, то одной из современных проблем является процесс отложения твердых осадков неорганических веществ на стенках теплообменного оборудования.

Накопление осадков существенно осложняет транспортировку газа, приводит к выходу из строя дорогостоящего оборудования, трудоемким и высокотратным ремонтным работам, а в итоге – к увеличению стоимости транспорта газа.

Основные месторождения газа в России расположены на значительном расстоянии от крупных потребителей. Поэтому транспортировать природный газ в достаточном количестве и на большие расстояния только за счет естественного пластового давления нельзя. Для этой цели устанавливают компрессорные станции (КС) через каждые 100-150 км в зависимости от геологических условий. На Краснодарском УПХГ для осуществления процесса закачки и отбора газа из пласта применяются газомотокомпрессоры.

Перед подачей газа в магистральные газопроводы его необходимо подготовить к транспорту на головных сооружениях. Подготовка газа заключается в очистке его от механических примесей, осушки от газового конденсата и влаги, а также удаления побочных продуктов: сероводорода, углекислоты и т. д. при их наличии.

При транспортировке к газу добавляются прочие загрязнители – песок, сварной шлам, конденсируются тяжелые углеводороды, вода, масло и т. д.

Источником первоначального загрязнения природного газа является призабойная зона скважины, постепенно разрушающаяся и загрязняющая газ, а также компрессорное оборудование и внутренние поверхности трубопроводов.

Подготовка газа осуществляется на промыслах, от эффективности работы, которых зависит и качество газа. Механические примеси попадают в газопровод, как в процессе его строительства, так и при эксплуатации. Поэтому оборудование для подготовки газа устанавливается не только на промыслах, но и на каждой компрессорной станции магистрального транспорта газа, КС подземных хранилищ газа и газораспределительных станциях, находящихся у конечного потребителя газа.

Наличие механических примесей и конденсата в газе приводит к преждевременному износу трубопровода, запорной арматуры, рабочих колес нагнетателей и, как следствие, снижению показателей надежности и экономичности работы компрессорных станций и в целом газопровода.

Все это приводит к необходимости устанавливать на КС и ПХГ различные системы очистки технологического газа.

Способы очистки газа от капельной жидкости и взвешенных частиц (механических примесей, пыли), условно можно разделить на три основные группы – это механическая очистка газа, электрическая очистка газа и физико-химическая очистка газа. Для улавливания влаги и взвешенных частиц, как правило, используют механическую и электрическую очистку, а для выделения газообразных примесей используют физико-химический способ.

Для очистки газа от растворенной влаги используют химические осушители с твердыми или жидкими абсорбентами (абсорберы).

На промыслах, компрессорных станциях магистрального транспорта и подземных хранилищ газа, на объектах подготовки газа конечных потребителей – газораспределительных станциях в РФ в системах ОАО «Газпром» для очистки газа от пыли, капельной влаги (углеводородов), механических загрязнений используют механический способ очистки газа.

Механический способ очистки газа основан на осаждении влаги и взвешенных частиц под действием силы тяжести (гравитации), инерционной и центробежной силы; фильтрации газа через пористые или волокнистые фильтры (материалы); промывкой газа жидкостью.

В настоящее время в качестве первой ступени очистки широко применяют циклонные и мультициклонные пылеуловители, работающие на принципе использования инерционных сил для улавливания взвешенных частиц, а также масляные пылеуловители.

Пылеуловители различных конструктивных исполнений должны очищать газ от пыли, капельной влаги и других механических примесей из газа. При этом часть энергии газа теряется за счёт собственного сопротивления аппарата, а также за счет дополнительных потерь, обусловленных засорением в распределительной камере, межтрубном пространстве и мультициклонах, на стенках которых происходит отложения тяжёлых углеводородов, пирофорных соединений, прилипание к ним мелких механических примесей и их дальнейшее уплотнение вплоть до полного перекрытия проходного сечения.

Отложения значительно влияют на эффективность работы устройств подготовки газа. Если отложений становится значительное количество, они повышают перепад давления на пылеуловителе в целом; устройство подготовки газа не справляется со своей задачей, в газоперекачивающий агрегат поступает неочищенный газ, а также крупные элементы загрязнений, приводящие к поломке и останову центробежного нагнетателя газоперекачивающего агрегата.

Дополнительные потери энергии являются невосполнимыми и увеличивают расход топливного газа при транспортировке основного газового потока по магистральным трубопроводам, что в свою очередь уменьшает эффективность работы компрессорных цехов. Повышение перепада давления на пылеуловителе приводит к снижению давления газа на входе в турбоагрегат, и, как следствие, вызывает:

- увеличение расхода топливного газа;
- увеличение местной скорости газа и, соответственно, повышение эрозионного износа циклонов.

Поэтому периодически следует проводить работы по очистке пылеуловителей от всех видов загрязнений органических, неорганических и т. д.

При разработке технологии очистки пылеуловителей техническое решение регламентируется следующими требованиями:

- процесс очистки должен быть управляемым и контролируемым на всех этапах его выполнения;
- очистка не должна оказывать отрицательного влияния на структуру и свойства материала;
- процесс должен быть по возможности кратковременным и укладываться в период плановых остановок при проведении ремонтно-профилактических работ;
- процесс не должен требовать значительных финансовых вложений, осуществляться непосредственно на объекте эксплуатации без демонтажа аппарата с фундамента и обеспечивать безопасность при проведении работ.

В настоящее время существуют различные методы, позволяющие осуществлять очистку пылеуловителей от загрязнений. К таким методам можно отнести:

- Термические методы;
- Химические способы;
- Механические методы;
- Гидродинамические способы.

Все они характеризуются различными показателями эффективности от применения на том или ином технологическом оборудовании, имеют свои достоинства, недостатки и ограничения.

Механический способ не позволяет очищать внутренние поверхности без их частичного разрушения из-за воздействия инструментов очистки на очищаемые поверхности. Очистные инструменты производят разрушение не только отложений, но и повреждают металлические стенки установки и приводят к повышенной шероховатости их внутренней поверхности. Его применение при очистке профильных фигурных поверхностей значительно ограничено, особенно при очистке циклонов.

Применение химических методов усложняется тем, что отложения характеризуются сложным составом и содержат соли, выпавшие из перенасыщенных растворов (воды), продукты коррозии, углеводородные компоненты, а также песок, ветошь, доски, резиновые пневмозаглушки и т. п.

За рубежом в нефтяной и газовой промышленности широко применяется для удаления отложений гидродинамический метод (с использованием высоконапорных струй жидкости).

Струйные технологии находят применение и в ряде других областей нефтяной и газовой промышленности.

Одним из достоинств очистки высоконапорными струями жидкости является то, что обработанная поверхность получается более гладкой, чем после механической обработки "(сверления, дробеструйной обработки и т. д.).

Применение гидродинамического метода позволяет очищать поверхности любых конфигураций (плоские, цилиндрические, профильные) от отложений с различными прочностными характеристиками и составом, с любой толщиной, даже в случае полного «зарастания» осадками циркуляционных отверстий. Что особенно важно, гидродинамические методы позволяют производить очистку циклонов изнутри, что наибольшим образом влияет на снижение перепада давления на пылеуловителе.

Принципиальная схема разработанной установки для гидродинамической очистки внутренних полостей пылеуловителей представлена на рисунке 1.

Вода из водопроводной сети поступает на подпорный насос 1, где происходит поднятие давления, далее через фильтры грубой и тонкой очистки 2 вода подается в насос высокого давления 3. Насос высокого давления приводится в движение электродвигателем 4. Вода под высоким давлением проходит по рукавам 5 и поступает в пылеуловитель 10 к гидродинамическому пистолету оператора (не изображен на рисунке). После этого рабочая жидкость (водопроводная вода) со взвешенным шламом поступает по штатной дренажной линии в дренажную емкость 10. Скопившийся шлам с водой и жидкими углеводородами периодически удаляется и нейтрализуется специализированной организацией по удалению промышленных отходов, содержащих углеводороды.

На рисунке 2 показан роторный гидродинамический распределитель с установленными насадками, предназначенный для очистки внутренних поверхностей труб, циклонов и т. п.

Технология гидродинамической высоконапорной очистки мультициклонных пылеуловителей промышленно апробирована в 2013 г на ОАО «Газпром» – Краснодарский ЛПУМГ, г. Горячий Ключ и 2013 г. на ООО «Газпром трансгаз Югорск».

25 ноября 2013 г. проводились опытно-промышленные работы по апробации технологии высоконапорной гидродинамической очистки внутренних поверхностей мультициклонных пылеуловителей от комплексных загрязнений органического и неорганического происхождения.

Основные результаты. Разработки испытаны в 2013 г. при проведении ремонта 2 мультициклонных пылеуловителей. Проведена очистка внутренних труднодоступных полостей от комплексных загрязнений – жидких углеводородов, продуктов коррозии, внешних загрязнителей (щебень, песок и т. п.), элементов резиновых пневмозаглушек и т. п.

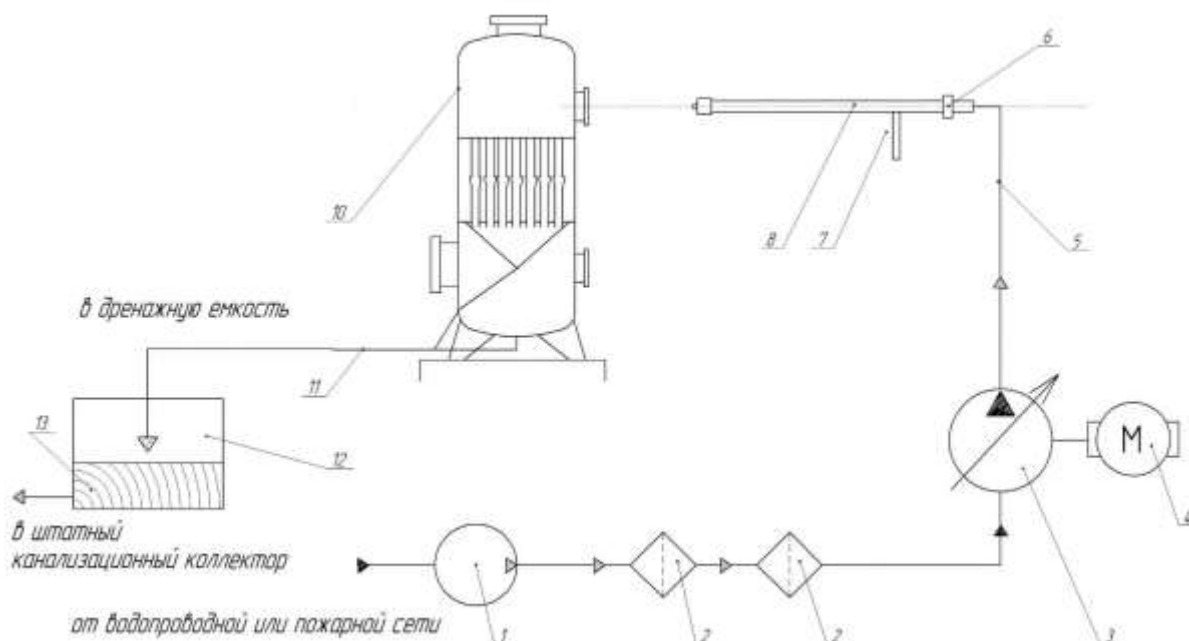


Рисунок 1. Принципиальная схема универсальной установки для гидродинамической очистки оборудования объектов транспорта и хранения газа: 1 – подпорный насос; 2 – фильтр грубой и тонкой очистки; 3 – насос высокого давления; 4 – электродвигатель; 5 – рукава высокого давления; 6 – курок; 7 – рукоятка пистолета; 8 – штанга высокого давления; 9 – насадок; 10 – пылеуловитель; 11 – дренажная линия; 12 – дренажная емкость, 13 – абсорбент

Внедрение разработок позволило:

- обеспечить качественную очистку сложных фигурных поверхностей, особенно внутренних поверхностей циклонов, от различных по химическому составу, прочности, адгезии отложений;

- восстановить паспортное (номинальное) сопротивление пылеуловителей. До очистки на одном из пылеуловителей перепад давления составлял 2,7 МПа, после очистки – менее 0,033 МПа;

- сократить время проведения ремонтных работ до 3-8 раз по сравнению с механическим и химическим способами очистки. Среднее время полной очистки единицы пылеуловителя без учета времени на монтаж-демонтаж люков составило 4 часа;

- достигнуть высокой эффективности очистки оборудования от отложений и загрязнений без негативного (разрушающего) воздействия на стенки оборудования (остаточные отложения не более 3 % от первоначальных; ни одного случая химического или механического повреждения поверхностей).

На рисунке 2 показан гидродинамический распределитель.

Установлено, что применение универсальной установки для гидродинамической очистки оборудования объектов транспорта и хранения газа, является менее затратным и более эффективным методом по сравнению с существующими методами очистки. Степень очистки – выше, чем при тех же временных затратах при комплексном использовании других методов. Разработанные технологии и оборудование позволили очищать поверхности любых конфигураций (плоские, цилиндрические, профильные) от отложений с различными прочностными характеристиками и составом, с любой толщиной, даже в случае полного «зарастания» осадками циркуляционных отверстий.

Были проведены расчеты, подтверждающие экономическую эффективность применения гидродинамической установки. Коэффициент эффективности равен 8,95. Планируемый экономический эффект от внедрения составляет 6,4 млн руб. в год.

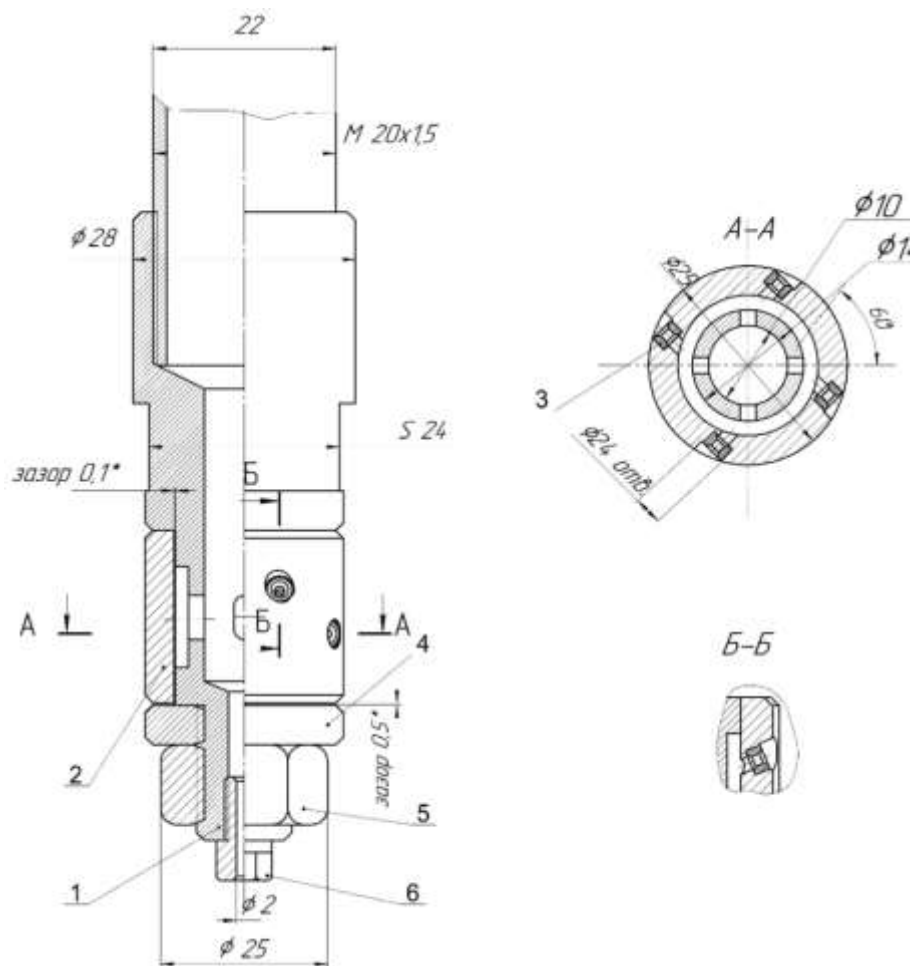


Рисунок 2. Гидродинамический распределитель для очистки оборудования объектов транспорта и хранения газа: 1 – корпус, 2 – золотник, 3 – кавитатор, 4 – опора, 5 – гайка, 6 – осевой насадок

Библиографический список

1. Абрамович Г. Н. Теория турбулентных струй / Г. Н. Абрамович. – М.: Наука, 1984. – 700 с.
2. Анурьев В. И. Справочник конструктора-машиностроителя / В. И. Анурьев; под ред. И. Н. Жестковой. – 8-е изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 2001. – Т. 1. – С. 79-91.
3. Балтаханов А. М. Электрогидроимпульсная технология очистки пылеуловителей от отложений / А. М. Балтаханов, Е. Н. Иванов // Газовая промышленность. – 2007. – С. 41-42.
4. Била В. Дж. Эффективные технологии, основанные на использовании высоконапорных струй жидкости / В. Дж. Била // Нефтегазовые технологии. – 1994. – № 6. – С. 16-20. (пер. WorldOil).

УДК 621.643.053

Развитие методов расчёта на прочность и долговечность магистральных трубопроводов с одиночными и комбинированными дефектами

Игнатик А. А., Сальников А. В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

Актуальность. Магистральный трубопровод (МТ) является сложной протяжённой технической системой. К объектам магистрального транспорта нефти и газа предъявляются требования по обеспечению их надёжной и безопасной работы.

В теории надёжности технических систем выделяются понятия прочность и долговечность. Прочность и долговечность характеризуются количественными показателями.

Дефекты магистрального трубопровода, как правило, изменяют значения количественных показателей надёжности, прочности и долговечности в сторону ухудшения технического состояния магистрального трубопровода.

Существуют дефекты магистральных трубопроводов разных типов и геометрических параметров, они могут иметь разное происхождение, разный механизм развития.

Известны различные подходы к оценке прочности и долговечности магистральных трубопроводов с дефектами. В данной работе развивается подход, связанный с вычислением таких количественных показателей, как разрушающее давление, предельное давление, предельный срок эксплуатации, где применяются расчётные деформационные критерии предельных состояний.

Перечисленные количественные показатели позволяют обоснованно планировать сроки и объёмы ремонтных работ на линейной части магистрального трубопровода для восстановления несущей способности труб.

Степень разработанности. Большое число работ посвящено изучению трубопроводов со следующими типами дефектов: коррозионная потеря металла, стресс-коррозионный дефект, трещина, риска, вмятина, дефекты сварного шва. Недостаточное развитие имеют методики и алгоритмы расчёта магистральных трубопроводов с комбинированными дефектами. В имеющихся правилах расчёта комбинированных дефектов, состоящих из повреждений разных типов, не наблюдается учёт взаимного влияния дефектов. Нормативная литература содержит различные критерии взаимодействия дефектов.

В работах исследователей изучается напряжённо-деформированное состояние дефектных и бездефектных зон трубопровода, определяется теоретически и экспериментально давление разрушения труб. Проводятся эксперименты с натурными и модельными образцами труб, которые содержат естественные или искусственные дефекты. Однако следует выполнять экспериментальные исследования по изучению прочности дефектных труб не только на полигонах и промышленных площадках, но и в лабораторных условиях с использованием оборудования для создания нагрузок на образцы трубы, для измерения деформаций в стенке образцов трубы.

Цель работы – повышение эффективности планирования сроков и объёмов ремонтных работ на линейной части магистральных трубопроводов посредством совершенствования оценки прочности и долговечности трубопровода с одиночными и комбинированными дефектами.

Задачи исследования

1. Выполнить анализ существующих методик расчёта на прочность и долговечность магистральных трубопроводов с дефектами.

2. Разработать алгоритмы расчёта на прочность и долговечность магистральных трубопроводов с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с коррозионной потерей металла».

3. Провести экспериментальные исследования напряжённо-деформированного состояния стенки трубы в зонах со следующими дефектами: одиночная потеря металла, одиночная вмятина, комбинированный дефект типа «вмятина с потерей металла». По экспериментальным данным определить критерий взаимодействия дефектов вмятина и потеря металла между собой.

4. Разработать методику расчёта количественного показателя надёжности участка магистрального трубопровода, содержащего одиночные и комбинированные дефекты, в рамках вероятностно-статистического подхода.

В ходе теоретических изысканий использовались положения теорий упругости и пластичности, механики разрушения, теории тонкостенных оболочек.

Первая задача

При расчётах на прочность и долговечность осуществляется определение компонентов напряжённо-деформированного состояния трубопровода в дефектных зонах. Поэтому были рассмотрены расчётные схемы, представляющие собой формулы и

последовательность их применения для вычисления компонентов напряжённого и деформированного состояний стенки трубы в зонах с дефектами. Рассмотрены следующие расчётные схемы: бездефектной трубы, объёмного дефекта потери металла, объёмного дефекта, поверхностной трещины, одиночной вмятины, дефекта геометрии.

Вводятся расчётные деформационные критерии предельных состояний: критерий исчерпания несущей способности Θ_u и критерий разрушения Θ_c , которые вычисляются по формулам:

$$\Theta_u = \frac{\varepsilon_i \cdot \cos\varphi_\varepsilon}{\varepsilon_{iu}} + \frac{\varepsilon_0}{\varepsilon_{0u}} \quad \text{и} \quad \Theta_c = \frac{\varepsilon_i}{\varepsilon_{ic}} + \frac{\varepsilon_0}{\varepsilon_{0c}},$$

где ε_i – интенсивность деформаций; ε_0 – объёмная деформация; φ_ε – деформационный параметр; ε_{iu} – предельная интенсивность деформаций; ε_{0u} – предельная объёмная деформация; ε_{ic} – разрушающая интенсивность деформаций; ε_{0c} – разрушающая объёмная деформация.

Интенсивность деформаций ε_i , объёмная деформация ε_0 и деформационный параметр φ_ε зависят от величин из следующих групп исходных данных: 1) механические характеристики стали; 2) геометрические параметры трубы (наружный диаметр D , толщина стенки δ , радиус изгиба $R_{изг}$); 3) нагрузки и воздействия на трубопровод (внутреннее давление p , температурный перепад ΔT); 4) тип и геометрические параметры дефектов; 5) скорости изменения размеров дефектов, время эксплуатации трубопровода t .

Если верно одно из равенств $\Theta_u = 1$ или $\Theta_c = 1$, то трубопровод находится в предельном состоянии, недопустимом при эксплуатации. Предлагается способ решения уравнений $\Theta_u = 1$ и $\Theta_c = 1$ по переменным p (внутреннее давление), t (время эксплуатации трубопровода), H (глубина дефекта) в среде электронной таблицы Excel для определения соответственно следующих величин: разрушающего давления p_f , предельного срока эксплуатации $t_{пред}$, разрушающей глубины дефекта H_f .

Для каждого одиночного или комбинированного дефекта трубы вычисляется величина предельного давления $p_{пред}$, которая сравнивается с проектным давлением $p_{проект}$. Производится оценка текущей прочности трубопровода с дефектом. Если $p_{пред} \geq p_{проект}$, то дефект допустим. Если $p_{пред} < p_{проект}$, то дефект недопустим. Однако для развивающихся во времени дефектов оценки текущей прочности недостаточно для обеспечения надёжной и безопасной работы МТ в будущие моменты времени. Поэтому необходима оценка долговечности трубопровода с дефектом. Нужен расчёт на долговечность, чтобы определить предельный срок эксплуатации трубопровода с дефектом $t_{пред}$. Выделяются два механизма развития дефектов – коррозионный и циклический.

Вторая задача

Разработаны алгоритмы расчёта секции МТ на прочность и долговечность с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с коррозионной потерей металла».

При расчёте труб с комбинированным дефектом типа «дефект геометрии с коррозионной потерей металла» приняты следующие исходные положения (гипотезы):

- расчёт каждого из двух дефектов, входящих в сочетание, выполняется отдельно: сначала рассчитывается дефект геометрии, затем дефект коррозионной потери металла;
- влияние дефекта коррозионной потери металла на дефект геометрии выражается в уменьшении толщины стенки трубы; при расчёте дефекта геометрии используется толщина стенки трубы, уменьшенная на расчётное значение глубины коррозионной потери металла;
- влияние дефекта геометрии на дефект коррозионной потери металла учитывается следующим образом: номинальные напряжения при расчёте коррозионной потери металла приравниваются местным напряжениям в области дефекта геометрии;
- долговечность трубы определяется ростом глубины и площади продольного сечения дефекта коррозионной потери металла; эти геометрические параметры увеличиваются по коррозионному механизму с некоторой скоростью.

Третья задача

В работе рассматривается конструкция лабораторного стенда для исследования напряжённо-деформированного состояния образца трубы в дефектных и бездефектных зонах, описана методика проведения экспериментов и обработки экспериментальных данных. Основные элементы стенда: образец трубы, устройство для создания внутреннего давления – опрессовочный насос, манометр для регистрации значения внутреннего давления, тензометрическое оборудование для измерения деформаций стенки образца трубы в дефектных и бездефектных зонах.

Объектами исследований служили образцы трубы (длина $L_{обр} = 1$ м, наружный диаметр $D = 114$ мм, толщина стенки $\delta = 4,5$ мм, марка стали – ВстЗсп). Проведено изучение напряжённо-деформированного состояния в зонах искусственных дефектов следующих типов: 1) одиночная потеря металла; 2) одиночная вмятина; 3) вмятина, взаимодействующая с потерей металла. Образцы трубы с дефектами подвергались воздействию внутреннего давления в диапазоне от нуля до 6,2 МПа. Кольцевые ϵ_{θ} и продольные ϵ_z деформации в дефектных и бездефектной зонах измерялись тензорезистивным методом.

Эксперимент № 1. Изучено напряжённо-деформированное состояние в областях искусственных дефектов потери металла, находящихся на образце трубы. Геометрические параметры дефектов потери металла представлены в таблице 1.

Найдены зависимости деформаций от давления. Установлено, что в зонах дефектов потери металла с глубиной $H = 0,5; 1,0; 1,5; 2,0$ мм (соответствующая относительная глубина дефекта $H/\delta = 0,11; 0,22; 0,33; 0,44$) материал трубы работает в упругой стадии, так как зависимости кольцевой деформации от давления в этих случаях имеют линейный характер, а в зонах дефектов с глубиной $H = 2,5; 3,0; 3,5$ мм (соответствующая относительная глубина дефекта $H/\delta = 0,56; 0,67; 0,78$) – в упругой и упруго-пластической стадиях, так как характер зависимости кольцевой деформации от давления в этих случаях нелинейный.

В ходе обработки экспериментальных данных проводились построения графиков зависимости кольцевой ϵ_{θ} и продольной ϵ_z деформаций в дефектных зонах потери металла от относительной глубины дефекта H/δ . На рисунке 1 продемонстрированы эти экспериментальные графики при давлении $p = 1,0; 2,0; 3,0; 3,4$ МПа, а также аналогичные теоретические графики.

Таблица 1

Геометрические параметры искусственных дефектов потери металла

Номер дефекта	Длина L, мм	Ширина W, мм	Ширина Θ , рад	Глубина H, мм	Относительная глубина, H/δ
№ 1	50	32	0,56	0,5	0,11
№ 2	50	32	0,56	1,0	0,22
№ 3	50	31	0,54	1,5	0,33
№ 4	50	34	0,60	2,0	0,44
№ 5	50	35	0,61	2,5	0,56
№ 6	50	36	0,63	3,0	0,67
№ 7	50	40	0,70	3,5	0,78
бездефектная зона № 8	0	0	0	0	0

Экспериментальные зависимости деформаций в дефектных зонах потери металла от относительной глубины дефекта предлагается описывать двумя законами в интервалах $H/\delta \in [0; 0,55]$ и $H/\delta \in [0,55; 0,80]$.

Зависимость кольцевой деформации от относительной глубины дефекта при $H/\delta \in [0; 0,55]$ подчиняется линейному закону, при $H/\delta \in [0,55; 0,80]$ подчиняется другому линейному закону с большим значением углового коэффициента.

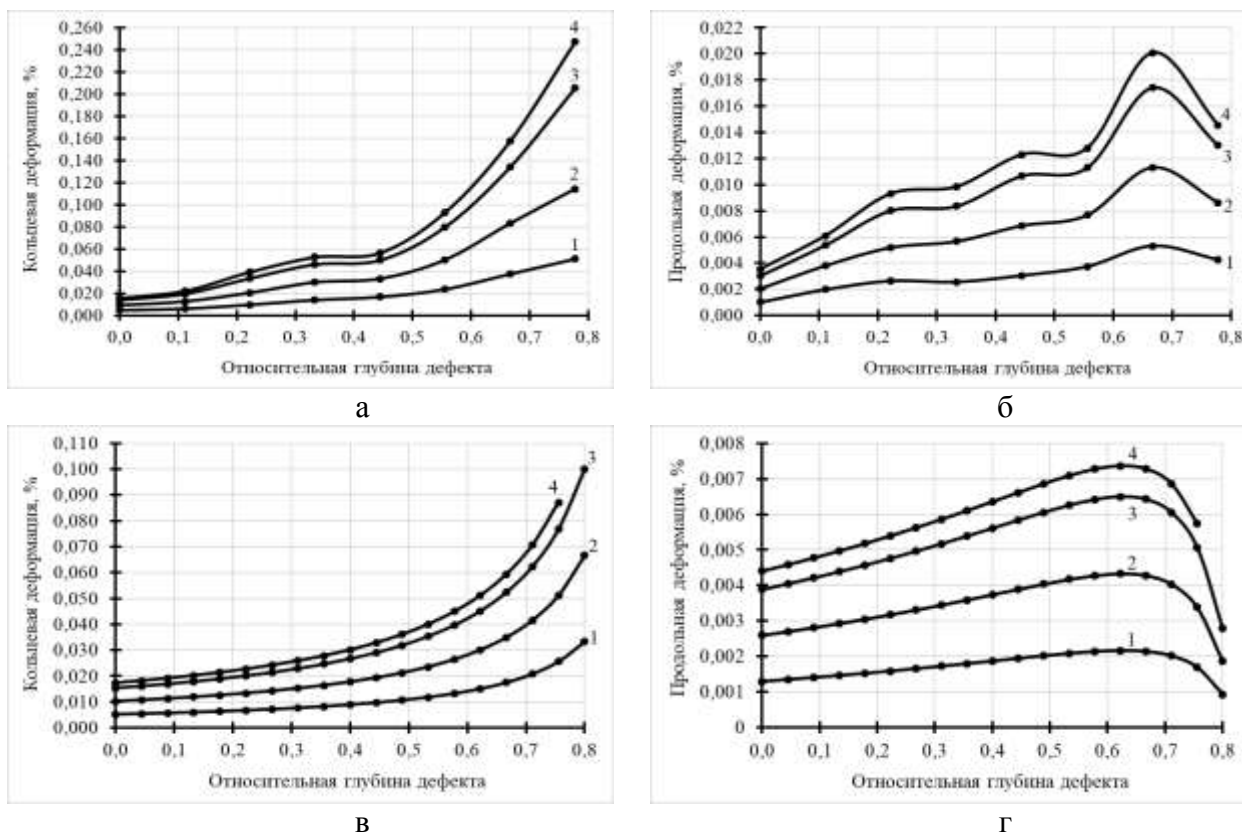


Рисунок 1. Экспериментальные (а, б) и теоретические (в, г) графики зависимости деформаций от относительной глубины дефекта потери металла:
 1 – $p = 1,0$ МПа; 2 – $p = 2,0$ МПа; 3 – $p = 3,0$ МПа; 4 – $p = 3,4$ МПа

Зависимость продольной деформации от относительной глубины дефекта при $H / \delta \in [0; 0,55]$ описывается линейным законом, при $H / \delta \in [0,55; 0,80]$ описывается законом параболы, причём в этом интервале $H / \delta \in [0,55; 0,80]$ наблюдается точка максимума.

Эксперимент № 2.1. На образце трубы была изготовлена вмятина с помощью гидравлического пресса. Геометрические параметры вмятины таковы: длина $L_{\text{вм}} = 134$ мм, ширина $W_{\text{вм}} = 64$ мм, глубина $H_{\text{вм}} = 3,4$ мм.

В области одиночной вмятины было установлено шесть розеток тензорезисторов. Продольные координаты z и окружные координаты Θ тензорезисторов, представленные в таблице 2, отсчитываются от центра вмятины вдоль осевого и окружного направлений образца трубы соответственно.

Таблица 2

Осевые координаты z и окружные координаты Θ тензорезисторов

№ зоны	Тензорезисторы для измерения кольцевой деформации ε_{Θ}		Тензорезисторы для измерения продольной деформации ε_z	
	Осевая координата z , мм	Окружная координата Θ , мм	Осевая координата z , мм	Окружная координата Θ , мм
1	3	0	6	0
2	66	0	58	0
3	4	28	4	28
4	18	0	26	0
5	42	0	34	0
6	4	16	4	16

Экспериментально найдены зависимости деформаций ε_{Θ} , ε_z от давления p в области одиночной вмятины.

Полученные измерением значения кольцевой деформации ε_{Θ} и продольной деформации ε_z позволили рассчитать значения кольцевого напряжения σ_{Θ} и продольного напряжения σ_z в области вмятины по формулам закона Гука в обратной форме для случая плоского напряжённого состояния, а также рассчитать интенсивность напряжений σ_i в области вмятины.

Рисунок 2 содержит распределения интенсивности напряжений вдоль осевого и окружного направлений образца трубы, то есть графики зависимости интенсивности напряжений σ_i от осевой координаты z и окружной координаты Θ .

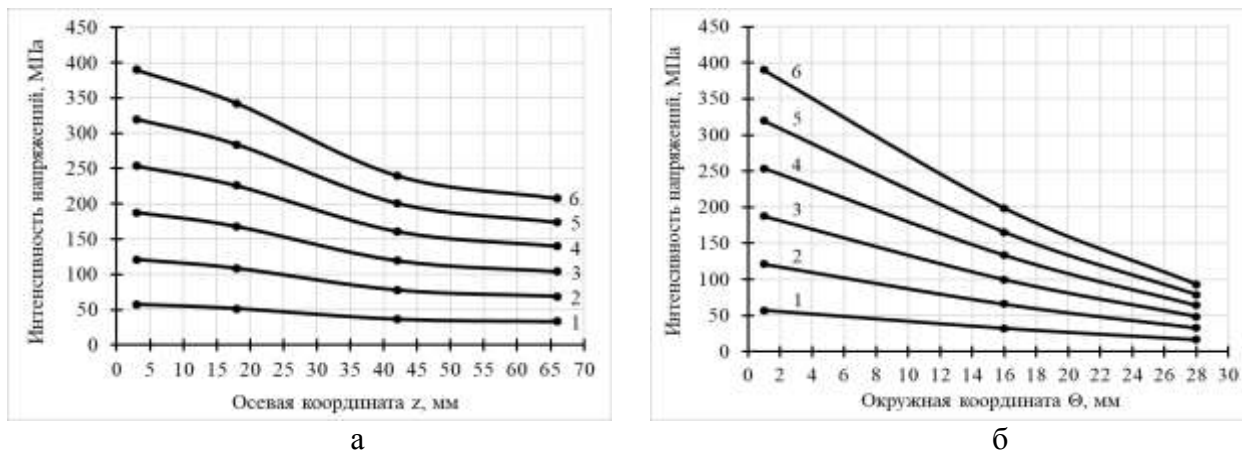


Рисунок 2. Распределения интенсивности напряжений в области вмятины вдоль осевого направления образца трубы (а), вдоль окружного направления образца трубы (б):
 1 – $p = 1$ МПа; 2 – $p = 2$ МПа; 3 – $p = 3$ МПа; 4 – $p = 4$ МПа; 5 – $p = 5$ МПа; 6 – $p = 6$ МПа

Наибольшая интенсивность напряжений наблюдается в центре вмятины. Интенсивность напряжений монотонно убывает от центра вмятины к её границам вдоль осевого и окружного направлений образца трубы.

Предлагается вычислять значения средней кольцевой деформации, средней продольной деформации и средней интенсивности напряжений в области вмятины в осевом и в окружном направлениях трубы по формулам:

$$\left. \begin{aligned} \varepsilon_{\Theta \text{ ос}}^{\text{cp}} &= \frac{2}{L_{\text{BM}}} \cdot \int_0^{L_{\text{BM}}/2} \varepsilon_{\Theta}(z) dz, & \varepsilon_{z \text{ ос}}^{\text{cp}} &= \frac{2}{L_{\text{BM}}} \cdot \int_0^{L_{\text{BM}}/2} \varepsilon_z(z) dz, \\ \varepsilon_{\Theta \text{ окр}}^{\text{cp}} &= \frac{2}{W_{\text{BM}}} \cdot \int_0^{W_{\text{BM}}/2} \varepsilon_{\Theta}(\Theta) d\Theta, & \varepsilon_{z \text{ окр}}^{\text{cp}} &= \frac{2}{W_{\text{BM}}} \cdot \int_0^{W_{\text{BM}}/2} \varepsilon_z(\Theta) d\Theta, \\ \sigma_{i \text{ ос}}^{\text{cp}} &= \frac{2}{L_{\text{BM}}} \cdot \int_0^{L_{\text{BM}}/2} \sigma_i(z) dz, & \sigma_{i \text{ окр}}^{\text{cp}} &= \frac{2}{W_{\text{BM}}} \cdot \int_0^{W_{\text{BM}}/2} \sigma_i(\Theta) d\Theta, \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

где z – продольная координата; Θ – окружная координата; индекс «ср» – среднее значение; индекс «ос» – осевое направление трубы; индекс «окр» – окружное направление трубы.

Итак, средние значения деформаций и интенсивности напряжений являются среднеинтегральными величинами.

Эксперимент № 2.2. Выполнялось исследование взаимодействия дефектов вмятина и потеря металла. Измерения деформаций выполнялось при разном значении внутреннего давления, разных значениях расстояния между границами дефектов в осевом и окружном направлениях. Полученные значения кольцевой и продольной деформаций позволили рассчитать значения кольцевого напряжения, продольного напряжения, интенсивности напряжений, а также средней интенсивности напряжений по формулам (1).

На рисунке 3 представлены графики, благодаря которым изучается взаимодействие дефектов вмятина и потеря металла в осевом направлении образца трубы, где $\sigma_{i \text{ ном}}$ –

интенсивность напряжений в бездефектной зоне; S_z – минимальное расстояние между дефектами в осевом направлении; δ – толщина стенки образца трубы. Горизонтальная ось на графике – это отношение расстояния между дефектами к толщине стенки бездефектной зоны трубы; вертикальная ось – это отношение средней интенсивности напряжений в области вмятины в осевом направлении к номинальной интенсивности напряжений.

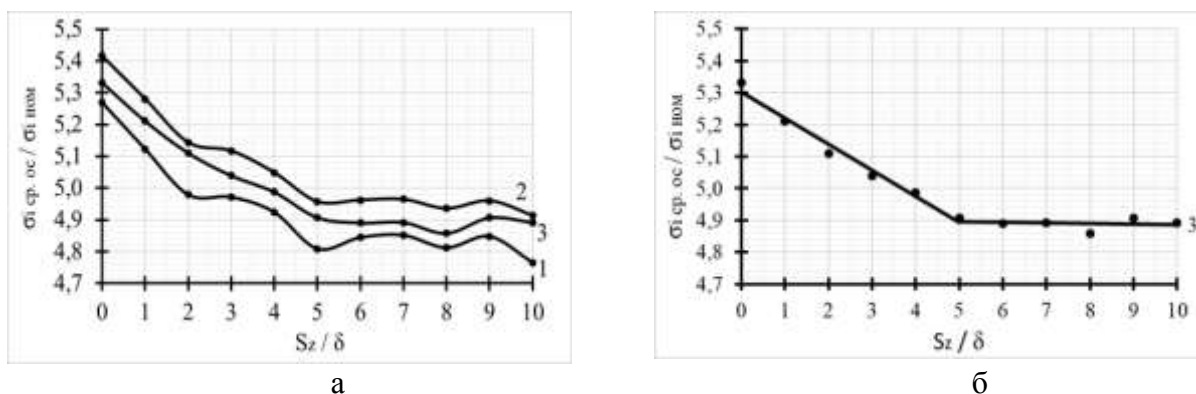


Рисунок 3. Графики для оценки взаимодействия дефектов вмятина и потеря металла в осевом направлении трубы: а – полученные точки соединены гладкими кривыми; б – по полученным точкам построена линия тренда; 1 – $p = 2,0$ МПа; 2 – $p = 4,0$ МПа; 3 – $p = 6,2$ МПа

Из этих графиков видно, что взаимодействие дефектов в осевом направлении проявляется при $S_z \leq 5 \cdot \delta$, так как наблюдается рост значений отношения интенсивностей напряжений при уменьшении S_z начиная с $S_z = 5 \cdot \delta$.

Аналогичные графики изображены на рисунке 4. Они позволяют изучить взаимодействие вмятины и дефекта потери металла в окружном направлении образца трубы. Можно сделать вывод, что дефекты взаимодействуют в окружном направлении, когда выполняется неравенство $S_\theta \leq 5 \cdot \delta$, где S_θ – минимальное расстояние между дефектами в окружном направлении.

Следовательно, получен критерий определения комбинированного дефекта типа «вмятина с потерей металла» (или критерий взаимодействия вмятины и дефекта потери металла) в следующем виде:

$$\left. \begin{aligned} S_z &\leq 5 \cdot \delta, \\ S_\theta &\leq 5 \cdot \delta. \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

Если верны оба неравенства (2), то вмятина и дефект потери металла образуют один комбинированный дефект, то есть вмятина и дефект потери металла взаимодействуют. Если неверно хотя бы одно неравенство, то вмятина и дефект потери металла не взаимодействуют и их следует рассматривать как одиночные.

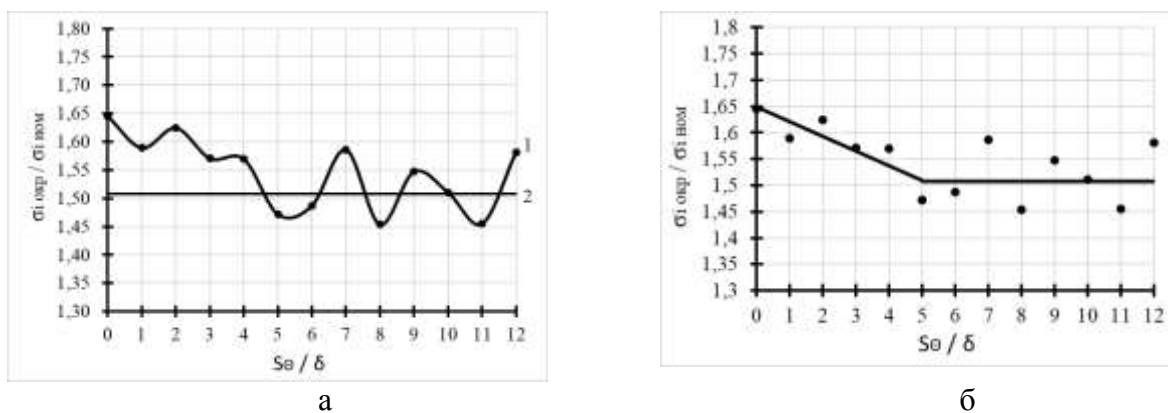


Рисунок 4. Графики для оценки взаимодействия дефектов вмятина и потеря металла в окружном направлении трубы: а – полученные точки соединены гладкими кривыми; б – по полученным точкам построена линия тренда; 1 – отношение $\sigma_{i \text{ окр}} / \sigma_{i \text{ ном}}$ для сочетания вмятины и потери металла; 2 – отношение $\sigma_{i \text{ окр}} / \sigma_{i \text{ ном}}$ для одиночной вмятины

Четвёртая задача

Рассматривается методика вычисления вероятности отказа участка МТ с дефектами, разработанная в рамках вероятностно-статистического подхода.

В методике применяется модель «нагрузка Q – механическое сопротивление R ». В процессе использования методики выполняются операции, известные из теории вероятности и математической статистики. Параметром нагрузки является проектное давление $p_{\text{проект}}$. Проектное давление предполагается неслучайной (детерминированной) и не зависящей от времени эксплуатации величиной. Параметром механического сопротивления является предельное давление $p_{\text{пред}}$. Предельное давление рассчитывается для каждой дефектной зоны. Оно считается случайной и зависящей от времени эксплуатации величиной.

Текущая вероятность отказа рассчитывается по формулам

$$V = \int_{-\infty}^{p_{\text{проект}}} f_R(p) dp \text{ и } V = F_R(p_{\text{проект}}),$$

где $F_R(p_{\text{проект}})$ – значение интегральной функции распределения параметра механического сопротивления $p_{\text{пред}}$ при давлении $p = p_{\text{проект}}$.

Расчётная вероятность отказа V сравнивается с нормативной вероятностью отказа $V_{\text{норм}}$. Если $V \leq V_{\text{норм}}$, то надёжность МТ обеспечивается. Если $V > V_{\text{норм}}$, то надёжность МТ не обеспечивается и требуется планирование ремонтных работ с целью удаления дефектов.

Практическая значимость предложенной методики заключается в том, что величина расчётной вероятности отказа V может использоваться при планировании сроков и объёмов ремонтных работ на линейной части магистрального трубопровода с целью удаления дефектов для поддержания надёжной и безопасной работы системы магистрального трубопровода.

УДК 53.06

Использование метода термостимулированной деполяризации для исследования изоляционного покрытия трубопровода

Ильясов В. Х.¹, Лачинов А. Н.², Карамов Д. Д.²

1 – Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

2 – Институт физики молекул и кристаллов УФИЦ РАН, г. Уфа, РБ, РФ

Работа различных видов трубопроводов происходит в тяжелых условиях, так как они подвержены различным нагрузкам в зависимости от назначения (внутреннему давлению, осевым растягивающим или сжимающим напряжениям, давлению грунтов, перепадам температур). Основная причина, приводящая к авариям на трубопроводах, – коррозия. Для повышения их надежности, применяют различные способы. Один из них – внедрение новых изоляционных материалов и современных технологий их нанесения [1], в которой исследуют перспективность многослойного покрытия на основе полиэтилена и наночастиц. В работе [2] предлагают увеличение толщины полимерного (полипропиленового) покрытия, в связи с тем, что происходит его нарушение при протаскивании трубопровода в скальных грунтах, грунтах с повышенным содержанием обломочного материала. Практикуется увеличение изоляции в сложных инженерно-геологических условиях. При прокладке трубопроводов в известняках, даже для диаметра 530 мм закладывается толщина изоляции в 5 мм. Следует обратить внимание, что вес одного погонного метра трубы при этом составляет всего 180 кг, тогда как у трубы 1420x25 мм он приближается к значению 900 кг/пм.

Как видим, при пятикратном увеличении массы трубы мы имеем толщину изоляции всего 3,5 мм. Такой толщины, конечно же, недостаточно для нагрузки, возникающей при

протаскивании трубопровода диаметром 1420 мм. По нашему мнению, толщина изоляции в таком случае должна составлять как минимум 10-15 мм.

На практике на подводных переходах применяют трубы с увеличенной толщиной изоляционного покрытия. Необходимо привести пример строительства подводных переходов на магистральном газопроводе «Ухта-Торжок» (Первая очередь в 2012 г.). На некоторых переходах применялась труба диаметром 1420 мм, толщина стенки 25,8 мм с полипропиленовой изоляцией. А при изменении условий строительства, толщина покрытий остается неизменной по ГОСТу.

Но при изменении толщины пленок возможно изменяется диэлектрическая сплошность пленки. По ГОСТу 31448-2012, напряженность пробития составляет 5×10^6 В/м (напряжение 5 кВ на 1 мм толщины покрытия). Изменение устойчивости покрытия к термоциклированию (количество циклов без отслаивания и растрескивание покрытия), также не будет известно.

Для решения данных вопросов необходимо проводить неразрушающие полимерные покрытия исследования, для начала в лабораторных условиях. Одним из таких методов, учитывающим электрофизические свойства пленок разной толщины при изменяющейся температуре, является метод термостимулированной деполяризации (ТСД) [3]. Суть которого заключается в измерении тока деполяризации, предварительно поляризованного и охлажденного образца.

С помощью данного метода было исследовано изменение энергии активации пленок полидефениленфталида (ПДФ) разной толщины. При проведении измерений токов ТСД использовался образец, представлявший собой структуру типа «сэндвич» металл – полимер – металл (M_1 -П-П- M_2). На стеклянную подложку методом термодиффузионного напыления наносился электрод из алюминия. Далее методом центрифугирования наносилась пленка из раствора полимера в циклогексаноне. Толщина полимерной пленки определялась концентрацией раствора полимера. В работе использовались растворы концентрациями 0,5, 1, 1,5, 2, 3, 4, 5, 7,5 и 10 %. Образовавшаяся на подложке полимерная пленка высушивалась сначала при комнатной температуре в течение 30 мин, затем отжигалась в сушильном шкафу при температуре 150 °С в течение 60 мин для удаления остатков растворителя. Далее на образец укладывалась пленка фторопласта толщиной 10 мкм. На фторопласт прижимался электрод из индия. Затем по методике, представленной в [3], производилось измерение токов деполяризации.

Некоторые температурные зависимости токов деполяризации для некоторых концентраций (0,5, 3 и 7,5 %), учитывая наглядность, представлены на рисунке 1. На них можно выделить два пика тока деполяризации. Первый пик связан с дипольной поляризацией. Второй – с зарядом, формируемом в объеме полимерной пленки [4].

Для анализа полученных температурных зависимостей токов деполяризации, были рассчитаны энергии активации E_a по методике, представленной в [3], и построены их зависимости от толщины полимерной пленки. На данных зависимостях можно выделить два участка.

Первый участок от 20 до 55 нм, где наблюдается увеличение значений энергий активации для обеих областей. Причем значение энергий активаций для первой области (20, 40 и 55 нм) больше, чем для второй. На втором участке от 10 до 1400 нм энергия активации для второй области больше, чем для первой. Причем до 200 нм наблюдается спад значений, а при больших толщинах расхождение в значениях становится более выраженными.

Данный вид зависимости энергий активаций от толщины полимерной пленки возможно объясняется следующим. На первом участке с увеличением толщины полимерной пленки увеличивается и объем полимерной пленки. В результате увеличивается и формируемый заряд для обеих областей. На втором участке происходит, с увеличением толщины пленки полимера, возрастает и глубина проникновения заряда. В результате энергия активации для второй области увеличивается. Число поляризуемых дипольных групп также увеличивается и поэтому для толщин больших 300 нм, возрастают значения энергий активации.

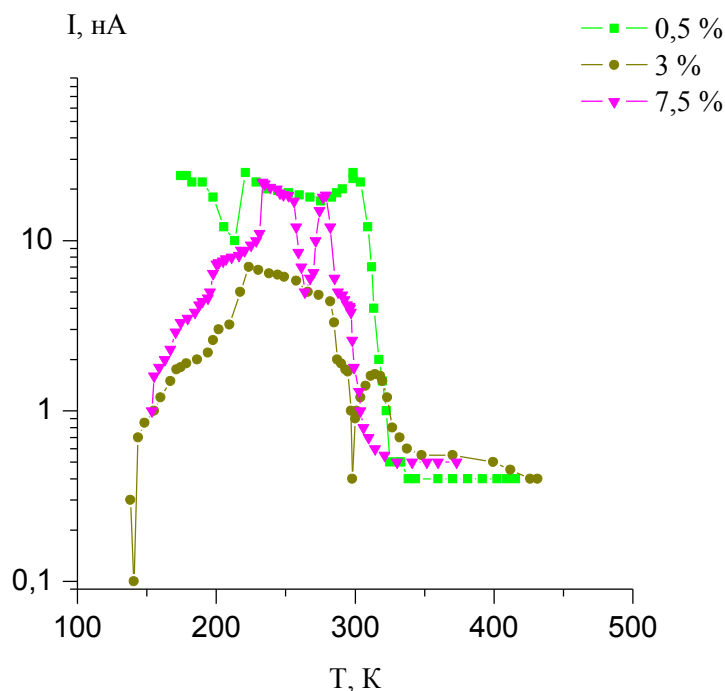


Рисунок 1. Зависимости токов деполяризации, при различных концентрациях раствора полимера, от температуры. Скорость изменения температуры 5 К/мин.

Таким образом, в ходе проведенного эксперимента была установлена зависимость электрофизических свойств тонких пленок полидифениленфталаида от их толщины. При использовании метода термостимулированной деполяризации в случае материалов, применяемых при строительстве трубопроводов, можно провести подобные измерения на начальной стадии исследования материала изоляции трубопровода.

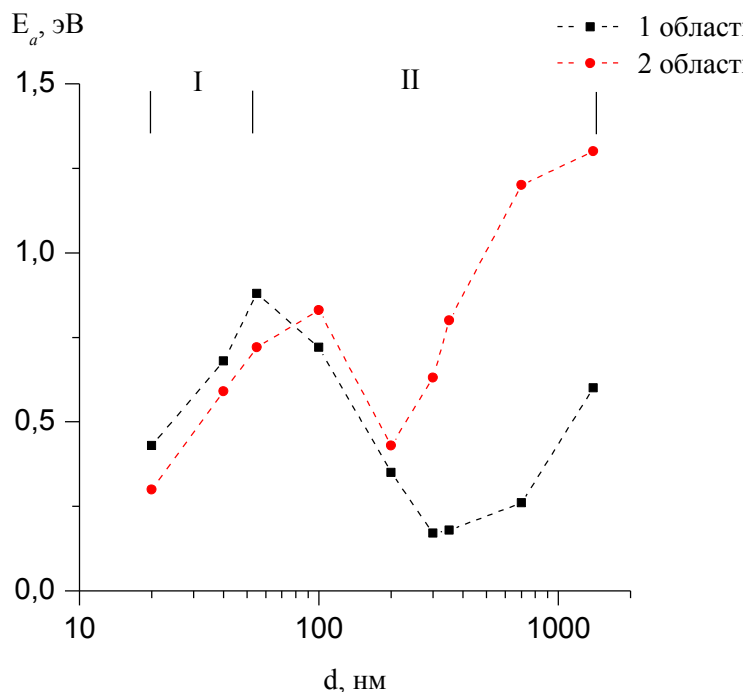


Рисунок 2. Зависимости энергии активации от толщины полимерной пленки

Библиографический список

1. Моисеева Л. Перспективы использования многослойных нано-композиционных полимерных покрытий для нефтегазовых трубопроводов / Л. Моисеева, С. Киреев, А. Евсеев // Наноиндустрия. – 2008. – В. 6. – С. 16-20.

2. Шелков И. А. Строительство подводных переходов трубопроводов в нефтегазовой отрасли методом горизонтально-направленного бурения. Проблемы защитных покрытий (изоляция) и пути их решения / И. А. Шелков // РОБТ. – 2013. – № 3/4. – С. 36-40.
3. Луцейкин Г. А. Полимерные электреты / Г. А. Луцейкин. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Химия, 1984. – 184 с.
4. Лачинов А. Н. О механизмах термостимулированной деполяризации в полидифениленфталиде / А. Н. Лачинов, В. Х. Ильясов, А. Ф. Пономарев // Химическая физика. – 2009. – Т. 28. – № 8. – С. 78-83.

УДК 620.197

Оценка влияния параметров защитных заземлений электроустановок на эффективность электрохимической защиты от коррозии трубопроводов промышленных площадок

Исупова Е. В.¹, Агинея Р. В.²

1 – Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

2 – АО «Гипрогазцентр», г. Нижний Новгород, РФ

Экранирование тока катодной защиты контурами защитных заземлений существенно осложняет обеспечение защищенности подземных трубопроводных систем от возникновения и развития коррозии наружной поверхности стенок труб. Зачастую, проведение электрометрических обследований трубопроводов на территории промышленных площадок (площадки компрессорных, нефтеперекачивающих, газораспределительных станции и др.) показывает, что несоответствие разности потенциалов «труба-земля» предъявляемым требованиям обусловлено электрической связью между защищаемыми трубопроводами и электроустановками, имеющими защитные заземления.

Общеизвестно, что защитное заземление является наиболее простым и эффективным способом защиты человека от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции [1]. Защитное заземление организуется путем преднамеренного электрического соединения с Землей металлических нетоковедущих частей, которые могут оказаться под напряжением вследствие замыкания токоведущих линий на корпус. В качестве основных заземляющих устройств используются естественные заземлители (металлические подземные конструкции, фундаменты зданий и сооружений). Для искусственных заземлителей применяются вертикальные и горизонтальные электроды.

Основными типами материалов, применяемых в системах защитного заземления, являются черная сталь, оцинкованная сталь и медь [2]. Кроме того, в контурах защитных заземлений устройств грозозащиты и защиты от высоких напряжений промышленных объектов могут применяться малорастворимые электроды из электропроводной эластомерной композиции.

На стадии проектирования сложно учесть взаимное влияние контуры защитного заземления могут оказывать влияние на функционирование системы электрохимической защиты (ЭХЗ) трубопроводов. Методики по совместному проектированию данных систем не разработаны. Ситуация усугубляется тем, что, как правило, проектирование систем ЭХЗ и систем защитных заземлений и молниезащиты выполняют разные отделы проектных организаций, а иногда и разные организации. Анализ проектных решений показывает, что наиболее частыми причинами возникновения эффекта экранирования катодного тока является сближение контуров защитного заземления с подземными технологическими трубопроводами, необоснованное использование большого количества точечных заземляющих электродов, увеличение сечения заземлителей и т. д. В работе [3] показано, что наиболее существенный экранирующий эффект возникает при наличии защитных заземлений, выполненных из меди. Однако существуют рекомендации по выполнению

защитного заземления оборудования и заземлителей систем молниезащиты из оцинкованной стали с целью снижения негативного влияния на систему ЭХЗ [4].

В связи с этим, актуальными представляются исследования негативного влияния систем защитного заземления и молниезащиты, позволяющие разработать мероприятия, направленные на повышение эффективности электрохимической защиты от коррозии подземных трубопроводов площадных объектов, которые могут быть реализованы на стадии проектирования, сооружения и эксплуатации систем противокоррозионной защиты, что и является целью настоящей работы.

Задачи исследования:

1) Выполнить исследование изменения величины потенциала «труба-земля», обусловленного различной степенью влияния защитных заземлений в зависимости от материала защитного заземления, его типа и расположения относительно защищаемого сооружения и анодного заземления;

2) Определить коэффициент экранирования тока катодной защиты защитными заземлениями для некоторых случаев, характерных для промышленных площадок;

3) Разработать рекомендации по предотвращению негативного влияния на эффективность противокоррозионной защиты при наличии электрического соединения катоднозащищаемого трубопровода и защитного заземления.

Лабораторные исследования проводились в Ухтинском государственном техническом университете на экспериментальном стенде (рисунок 1). Стенд представляет собой емкость (2500×600 мм), заполненную увлажненным песчаным грунтом на глубину 115 мм. В емкость помещен предварительно изолированный полимерной лентой участок трубопровода ($L=2000$ мм; $D_n=25$ мм; $\delta=2$ мм, марка стали 09Г2С). Имитация работы станции катодной защиты (СКЗ) осуществляется путем подключения к участку трубопровода источника питания постоянного тока и анодного заземления в виде стальной пластины площадью 100 см².

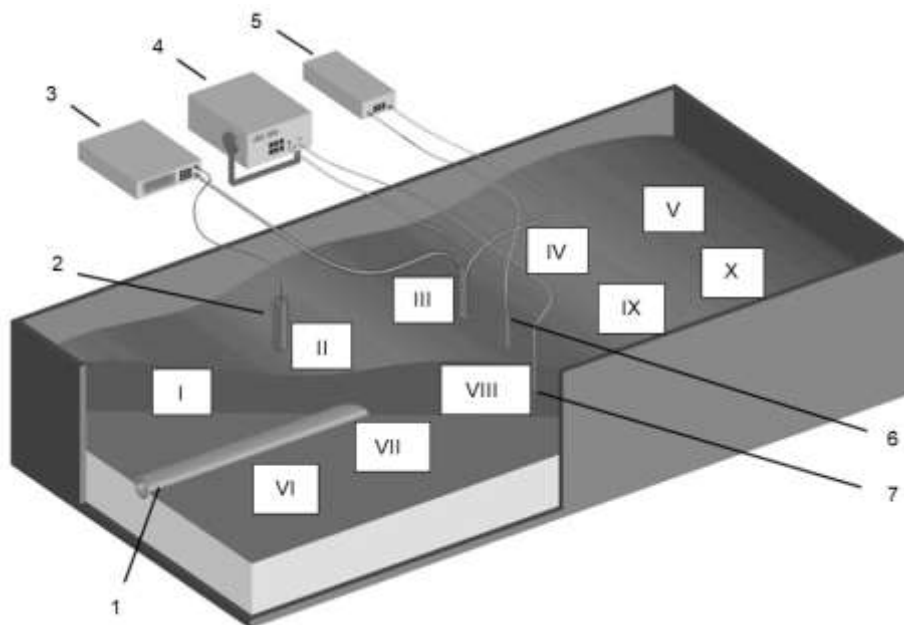


Рисунок 1. Схема экспериментального стенда: 1 – участок трубопровода;

2 – медносульфатный электрод сравнения; 3 – прибор для измерения потенциала «труба-земля»; 4 – источник постоянного тока; 5 – прибор для измерения силы тока, натекающего на защитное заземление; 6 – защитное заземление; 7 – анодное заземление (на схеме не показано)

В качестве имитаторов точечных защитных заземлений последовательно использовались образцы из стали, оцинкованной стали, цинка, меди, алюминия и полимерного токопроводящего композита. Полимерный токопроводящий композит изготовлен АО «ППМТС «Пермснэбсбыт» по ТУ 3435-028-73892839-2012. Защитное

заземление, выполненное в виде пластины и имеющее электрическое соединение с трубопроводом, последовательно размещалось в точках I-X, показанным на рисунке 1. При установке защитного заземления в каждую из рассматриваемых точек фиксировалась величина потенциала «труба-земля» путем последовательного перемещения МЭС по пяти точкам вдоль рассматриваемого участка трубопровода. В качестве примеров полученного распределения величины $U_{Т-З}$, В, на рисунке 2 представлены графики изменения защитного потенциала при установке точечных заземлителей в точках III и VIII.

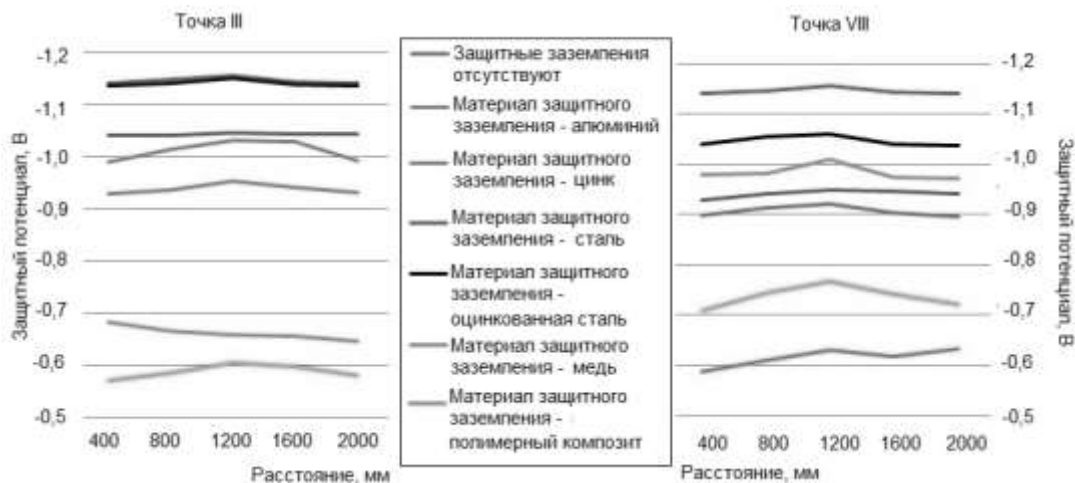


Рисунок 2. Распределение потенциала «труба-земля» при наличии точечных защитных заземлений, выполненных из различных материалов, в точках III и VIII

Имитаторы протяженных защитных заземлений были выполнены из стали, оцинкованной стали и меди, поскольку данные материалы наиболее широко распространены в системах защитного заземления электрооборудования промышленных площадок. Протяженный заземлитель, соединенный с катоднозащищаемым сооружением, располагался в зоне между трубопроводом и анодным заземлением. Полученные в ходе измерений результаты, отражающие изменение величины потенциала «труба-земля», позволяют заключить, что протяженный тип защитного заземления оказывает более существенное влияние на распределение тока катодной защиты по сравнению с точечными заземлителями (рисунок 3).

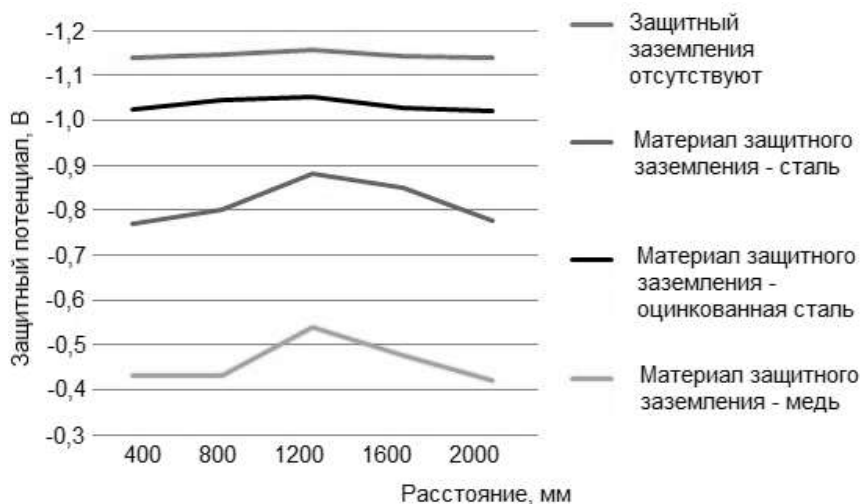


Рисунок 3. Распределение потенциала «труба-земля» при наличии протяженного защитного заземления между трубопроводом и анодом

Результаты экспериментальной работы удовлетворительно согласуются с некоторыми данными, полученными авторами ранее [3]:

– наличие защитных заземлений, выполненных из меди, значительно смещает потенциал «труба-земля» в положительную область;

– наиболее существенное негативное влияние на величину защитного потенциала оказывают точечные заземлители, расположенные вблизи места установки МЭС при измерении потенциала «труба-земля».

С целью оценки негативного влияния защитных заземлений электроустановок на уровень защищенности подземных трубопроводов от коррозии используем понятие, отражающее степень влияния защитных заземлений на эффективность катодной защиты подземных трубопроводов – коэффициент экранирования тока катодной защиты (КЭТКЗ) [3]:

$$KЭТКЗ = \frac{|\Delta U|}{U^0},$$

где ΔU – разность значений потенциалов «труба-земля» при отсутствии и при наличии защитных заземлений, В;

U^0 – разность значений потенциалов «труба-земля» при отсутствии защитных заземлений и естественного потенциала защищаемого сооружения, В.

Для определения допустимой величины КЭТКЗ необходимо руководствоваться величиной минимальной разности значений потенциалов «труба-земля» при отсутствии и при наличии защитных заземлений исходя из требований ГОСТ Р 51164-98. Величина допустимого значения коэффициента экранирования тока катодной защиты, при котором защитные заземления не будут оказывать существенного воздействия, для точек III и VIII составляет $KЭТКЗ_{доп} = 0,34$.

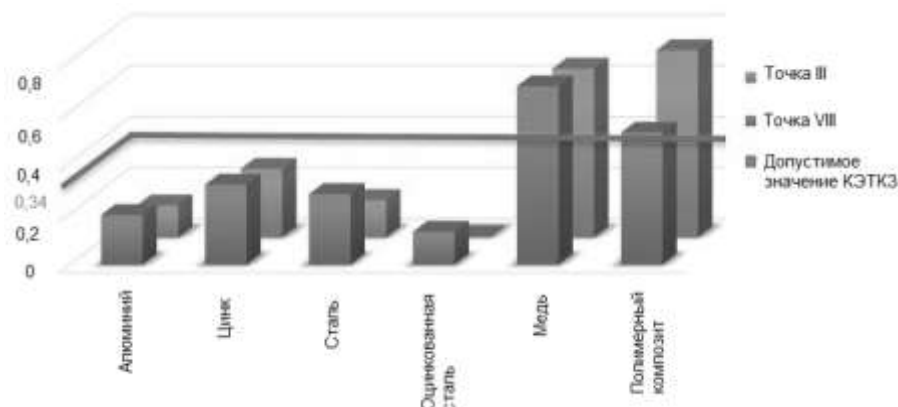


Рисунок 4. Результаты расчета КЭТКЗ для точечных защитных заземлений, установленных в точках III и VIII (на примере результатов измерения потенциала «труба-земля» в середине рассматриваемого участка трубопровода)

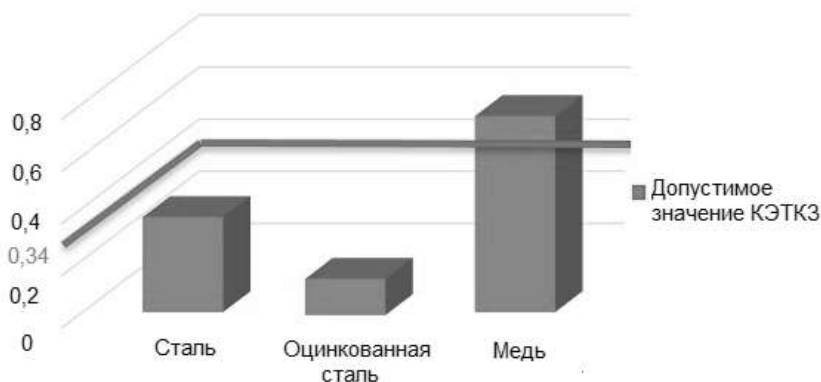


Рисунок 5. Результаты расчета КЭТКЗ для протяженных защитных заземлений (на примере результатов измерения потенциала «труба-земля» в середине рассматриваемого участка трубопровода)

Кроме того, необходимо отметить, что сила тока, натекающего на протяженные заземлители, выше приблизительно в 2 раза в сравнении с результатами измерений, полученных на точечных заземляющих электродах, выполненных из аналогичных материалов (таблица 1).

Таблица 1

Результаты измерения силы тока, натекающего на защитные заземления, IЗЗ, А

Материал элементов защитного заземления		Оцинкованная сталь	Сталь	Медь
Тип защитного заземления	Точечное	0,13	0,18	0,32
	Протяженное	0,29	0,47	0,61

Исходя из полученных в ходе данного экспериментального исследования результатов можно заключить, что, несмотря на то, что защитные заземления являются элементами, экранирующими действие средств ЭХЗ независимо от материала, из которых они изготовлены, не всегда есть необходимость принятия мер, направленных на устранение данного эффекта. Например, анализ данных измерений потенциала «труба-земля» и последующего расчета КЭТКЗ показал, что при размещении защитных заземлений, выполненных из оцинкованной стали, на значительном расстоянии от анодного заземления влияние на уровень защищенности трубопровода от коррозии будет минимальным. Защитные заземления, выполненные из меди, оказывают наиболее существенное влияние на снижение потенциала «труба-земля» по абсолютной величине независимо от исполнения и места их размещения относительно защищаемого трубопровода, что необходимо учитывать при проектировании, проведении пусконаладочных работ и эксплуатации средств ЭХЗ трубопроводов промышленных площадок. В таблице 2 представлены ориентировочные рекомендации для принятия решений, направленных на повышение эффективности защиты от коррозии трубопроводов промышленных площадок, имеющих соединение с системой защитного заземления электрооборудования.

Стоит отметить, что в любом случае рекомендуется произвести электрометрическое обследование участка и выполнить расчет КЭТКЗ [3] для оценки степени экранирования катодного тока для конкретного рассматриваемого случая.

Таблица 2

Оценка необходимости внедрения мероприятий по устранению влияния системы защитного заземления на ЭХЗ трубопроводов

Материал элементов защитного заземления		Оцинкованная сталь		Сталь		Медь	
Расположение относительно трубопровода		$L_{ЗЗ-АЗ} > L_{Т-АЗ}$	$L_{ЗЗ-АЗ} < L_{Т-АЗ}$	$L_{ЗЗ-АЗ} > L_{Т-АЗ}$	$L_{ЗЗ-АЗ} < L_{Т-АЗ}$	$L_{ЗЗ-АЗ} > L_{Т-АЗ}$	$L_{ЗЗ-АЗ} < L_{Т-АЗ}$
Тип защитного заземления	Точечное	–	±	–	±	+	+
	Протяженное	–	±	±	+	+	+
	Комбинированное	–	±	±	+	+	+

$L_{ЗЗ-АЗ}$ – кратчайшее расстояние от защитного заземления до анодного заземления СКЗ, м;
 $L_{Т-АЗ}$ – кратчайшее расстояние от катоднозащищаемого трубопровода до анодного заземления СКЗ, м;

«–» - мероприятия по минимизации влияния защитных заземлений не требуются;

«±» - для принятия решения требуется дополнительная оценка некоторых параметров систем защитного заземления и электрохимической защиты;

«+» - требуется разработка и внедрение мероприятий по минимизации влияния защитных заземлений.

В случае если по результатам предварительной оценки установлено, что требуется дополнительный анализ параметров систем защитного заземления и электрохимической защиты, необходимо:

- исключить или сократить количество элементов системы защитного заземления, размещаемых между защищаемым трубопроводом и анодным заземлением, а также по возможности использовать в качестве заземлителей только оцинкованные электроды (реализуется только на стадии проектирования);

- выявить и по возможности устранить все видимые электрические контакты трубопроводов, находящихся под катодной защитой, и контуров защитного заземления;

- обеспечить требуемый уровень защиты от коррозии на всей территории промышленной площадки исходя из минимально допустимого значения потенциала «труба-земля» путем регулирования параметров СКЗ (реализуется при наличии запаса по напряжению и току не менее 50 %).

Радикальными способами решения проблемы негативного влияния системы защитного заземления на распределение величины потенциала «труба-земля» являются:

- реконструкция средств ЭХЗ (ремонт или дополнительная установка глубинных или распределенных анодных заземлений, увеличение мощности СКЗ, установка дополнительных УКЗ, реализация протекторной защиты в качестве дополнительной меры повышения эффективности ЭХЗ);

- реализация отдельной защиты коммуникаций площадного объекта (установка вставок электроизолирующих [5] и/или устройств для гальванической развязки рассматриваемых систем, выполненных с использованием полупроводниковых элементов [6, 7]);

- реконструкция контура защитного заземления электрооборудования с применением оцинкованных материалов.

Выводы

1. С учетом наличия электрической связи между катоднозащищаемым трубопроводом и защитным заземлением установлена качественная зависимость влияния материала защитного заземления, его вида и расположения относительно защищаемого сооружения и анодного заземления на разность потенциалов «труба-земля».

2. Анализ результатов оценки количественных параметров, характеризующих экранирование тока катодной защиты, показал, что при наличии протяженных защитных заземлений, расположенных вблизи катоднозащищаемого трубопровода, величина КЭТКЗ и силы тока, натекающего на защитное заземление, выше, чем при установке точечных заземляющих электродов. Например, установка стального защитного заземления протяженного типа приводит к увеличению КЭТКЗ приблизительно на 30 % и увеличению силы тока, натекающего на защитное заземление, на 50 % по сравнению с точечными стальными электродами, расположенными между трубопроводом и анодным заземлением.

3. Установлено, что минимальное влияние на показатели ЭХЗ трубопроводов оказывают защитные заземления, выполненные из оцинкованных материалов, однако необходимо отметить, что использование протяженных заземлителей приводит к увеличению силы тока, натекающего на защитное заземление, приблизительно в 2 раза (по сравнению с точечными заземляющими электродами), что обуславливает нерациональное потребление электроэнергии и повышенный расход материала анодных заземлений.

4. Предложены рекомендации по устранению влияния системы защитного заземления на параметры электрохимической защиты трубопроводов от коррозии в зависимости от степени экранирования катодного тока различными типами защитных заземлений, выполненных из стали, оцинкованной стали или меди.

Библиографический список

1. Маньков В. Д. Защитное заземление и защитное зануление электроустановок: справочник / В. Д. Маньков, С. Ф. Заграничный. – СПб.: Политехника, 2005. – 400 с.
2. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – Москва: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2003. – 176 с.

3. Агинея Р. В. Исследование влияния защитных заземлений электроустановок на эффективность электрохимической защиты подземных трубопроводов на территории промышленных площадок / Р. В. Агинея, Е. В. Исупова // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2017. – № 3 (61). – С. 16-20.
4. СТО Газпром 9.2-002-2009. Защита от коррозии. Электрохимическая защита от коррозии. Основные требования. – Москва: ОАО «Газпром». – 23 с.
5. ВСН 39-1.22-007–2002. Указания по применению вставок электроизолирующих для газопровода [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://files.stroyinf.ru/data1/46/46601/> (дата обращения: 05.01.2019).
6. Исупова Е. В. Разработка и испытание опытного образца устройства для гальванического разделения систем защитного заземления и катоднозащищаемых объектов на территории промышленных площадок / Е. В. Исупова, Р. В. Агинея, А. Н. Воробьев // Газовая промышленность. – 2018. – № 2 (764). – С. 20-28.
7. Цхадая Н. Д. Способ снижения затрат электроэнергии на защиту подземных металлоконструкций / Н. Д. Цхадая, С. В. Крючков, А. Е. Жуйков, З. Х. Ягубов, Э. З. Ягубов // Известия Коми научного центра УРО РАН. – 2014. – Вып. № 4 (20). – С. 91-93.

УДК 620.17

Применение неразрушающих методов контроля для определения физико-механических свойств сталей с недопустимыми эксплуатационными дефектами

Казачек С. В.¹, Лютоев А. А.², Габова М. Н.²

1 – НФ ООО «Газпром проектирование» г. Нижний Новгород, РФ

2 – Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

Методы неразрушающего контроля (НК) используются для выявления изменений в структуре металла в конструкциях, определения остаточного ресурса для безаварийной эксплуатации оборудования и возможного продления срока дальнейшей эксплуатации при проведении определённых ремонтных работ на отдельных участках. Результаты обследования контролируемых участков, на основе масштабных методов НК, таких как внутритрубная диагностика, коррозионные обследования, определение напряженно деформированного состояния дают информацию об общем состоянии трубопровода.

Рассматривая специфику применения методов НК для определения напряжений в материале длительно эксплуатируемых объектов, отметим важную проблему установления «нулей отсчета» измеряемых параметров, будь то акустических, рентгеновских, магнитных или других информативных параметров неразрушающего контроля [1]. Недостаточное внимание к этой проблеме приводит к тому, что за результаты контроля текущего состояния конструкции могут быть приняты величины в той или иной степени определяемые свойствами конструкционного материала, а вовсе не напряженного состояния изделия. Поэтому определение напряжений возможно лишь в режиме так называемой «безнулевой» акустической тензометрии [2], когда «начальные» значения акустических параметров, отвечающие отсутствию искомых напряжений, невозможно измерить непосредственно в точке контроля. В таких случаях приходится применять различные косвенные способы определения этих значений. Одним из способов получения информации о «ненапряженном» состоянии материала является использование аварийного запаса труб той же партии, что и трубы исследуемого объекта. Изучение акустических свойств бесшовных и прямошовных труб, применяемых в трубопроводных системах, показало, что эти свойства мало изменяются в направлении образующей трубы и могут существенно меняться вдоль ее направляющей [3]. Поэтому для оценки величин «начальных» значений акустических параметров, являющихся «нулями отсчета» при определении напряжений в конструкции, иногда достаточно кольцевой вырезки из запасной или отработавшей свое трубы.

На основе неоднократного проведения нами акустомеханических испытаний

различных материалов, результатов испытаний других авторов, сделаны следующие выводы:

- для определения напряжений в трубных сталях со значением собственной акустической анизотропии менее 1,5 % достаточно испытания образцов, вырезанных, например, вдоль направления проката материала;

- для сталей с величинами анизотропии более 3 % необходимо провести испытания образцов, вырезанных вдоль и поперек направления проката материала, а при расчете напряженного состояния следует использовать алгоритмы, учитывающие разницу величин коэффициентов упруго-акустической связи для напряжений, действующих вдоль и поперек проката материала (МВИ ФР 1.31.2006.0283 [3], ГОСТ Р 52890-2007 [4]). Ошибка определения механических напряжений, если не учесть данный факт, может составить десятки процентов от величины искомого напряжения.

В рамках научно-исследовательской темы работники Ухтинского Государственного технического университета совместно со специалистами по НК и диагностированию объектов транспорта нефти и газа Нижегородского филиала ООО «Газпром проектирование» провели работу по экспериментальному определению физико-механических характеристик трубных сталей. Проведены измерения твердометрии, выполнен химанализ, определены начальные (нулевые значения) акустических параметров.

Для изучения свойств ненапряженного материала использовался трубопровод, собранный из трубных катушек сталей марок 09Г2С и 10Г2ФБЮ. Данные трубные катушки были демонтированы из действующих магистральных газопроводов в результате отбраковки по дефектам коррозионного растрескивания под напряжением и иных дефектов, значительно превышающих установленные нормы.

Твердометрия выполнена прибором УЗИТ-2М в соответствии с руководством по эксплуатации, нормативным документам [5, 6]. Принцип действия ультразвукового измерителя основан на зависимости резонансной частоты магнитострикционного стержня с алмазной пирамидой на конце, внедренной в поверхность контролируемого изделия с заданным усилием, от площади контакта алмаза с поверхностью. Статистическая обработка результатов (исключение грубых погрешностей, проверка о нормальности распределения результатов, однородности данных [7]) выполнена согласно основным положениям методов обработки результатов измерений [8].

Химический анализ выполнен с помощью переносного оптико-эмиссионного спектрометра GNR EsaPort с дуговым/искровым источником возбуждения спектров и продувкой аргоном. Благодаря аргоновой продувке оптико-эмиссионный спектрометр EsaPort позволяет измерять не только концентрацию легирующих элементов, но и содержание углерода в сталях. Химический состав всех трубных сталей согласно перечня из СТО Газпром 2-2.1-131-2007 [9] введен нами вручную в базу прибора с учетом технических условий на их изготовление.

Аппаратное обеспечение метода акустоупругости реализовано прибором ИН-5101А, внесенного в Государственный реестр средств измерений. Его работа основана на принципе генерации ультразвуковых (УЗ) зондирующих импульсов и регистрации параметров отраженных упругих волн, возбуждаемых в контролируемых объектах, в том числе времени пробега отраженных волн по толщине материала [3]. Данный прибор содержит генератор высокочастотных импульсов, приемник отраженных сигналов, трехкомпонентный пьезопреобразователь, который обеспечивает излучение и прием двух поперечных волн взаимно перпендикулярной поляризации и одной продольной волны. Прибор оснащен программно-вычислительным комплексом, осуществляющим обработку и представление результатов измерений [10].

Проведены замеры нулевых (начальных) акустических параметров времен распространения трех типов УЗ волн (двух сдвиговых взаимно перпендикулярной поляризации и продольной), значений амплитуд отраженных сигналов, проникающей способности УЗ волн. В таблице 1 представлены основные результаты измерений и вычислений.

Акустические измерения, использованные для вычисления собственной акустической анизотропии, проведены максимально локально с целью исключения ошибок измерений связанных с разбросом значений толщины по листам исходного трубопроводного проката в пределах $\pm 1,0$ мм [11].

По результатам измерений сделаны следующие выводы:

- значения твердости испытуемых марок сталей находятся в пределах нормативных значений;
- химический состав сталей 09Г2С и 10Г2ФБЮ по процентному содержанию углерода и легирующих элементов идентифицируется с марками стали базы прибора;
- значения собственной акустической анизотропии превышают 3 %, что свидетельствует о необходимости изготовления как минимум двух образцов вырезанных вдоль и поперек направления проката материала для определения коэффициентов упруго акустической связи используемых в алгоритмах определения механических напряжений;
- выявлен значительный разброс величин коэффициентов затухания без зависимости от применяемых типов УЗ волн и направления поляризации;
- проникающая способность УЗ волны в трубной стали 10Г2ФБЮ не велика, но позволяет производить НК механических напряжений методом акустоупругости;
- проникающая способность УЗ волны в данной партии трубных катушек стали 09Г2С минимальна, в большинстве случаев не позволяет производить НК механических напряжений методом акустоупругости;
- малая проникающая способность УЗ волн связана со структурной неоднородностью материала, препятствующей акустическому контролю механических напряжений и проведению УЗ дефектоскопии.

Таблица 1

Основные результаты измерений и вычислений

Марка стали		09Г2С	10Г2ФБЮ
Класс прочности		К50	К60
Толщина, мм		15,48 и 18,51	19,11
Твердость, НВ	норматив	131-140	151-162
	измерение	135	155
Акустическая анизотропия, %		4,3-6,9	5,6-5,7
Коэффициент затухания	норматив	0,009	0,009
	измерение	0,003-0,028	0,002-0,022
Проникающая способность УЗ волны при 5 МГц, мм		73-93	114-152

Выбор вида неразрушающего контроля, средств и методов технического диагностирования различных трубопроводных систем, металлоконструкций и их элементов, обуславливается также значимостью контролируемых объектов, техническим состоянием конкретных участков, наиболее ответственных и напряженных, представляющих повышенную опасность в связи с развивающимися дефектами и повреждениями. В целях обеспечения достаточно полной объективной информации о контролируемом объекте возможно использование комбинированных методов НК, дополняющих друг друга, для комплексного исследования.

Библиографический список

1. Никитина Н. Е. Использование явления акустоупругости при исследовании напряженного состояния технологических трубопроводов / Н. Е. Никитина, А. В. Камышев, С. В. Казачек // Физические методы неразрушающего контроля: тезисы докладов XXIV Уральской конференции. – Екатеринбург: ИФМ УрО РАН, 2009. – С. 31.
2. Никитина Н. Е. Акустические методы исследования напряженного состояния структурно-неоднородных сред: автореф. дис. ... канд. физ.-мат. наук. – Ленинград: ЛГТУ, 1991.

3. Трубы стальные для трубопроводов. Методика выполнения измерений механических напряжений методом акустоупругости. Свидетельство об аттестации № 531/1700. Регистрационный код МВИ по Федеральному реестру ФР.1.31.2006.0283.
4. ГОСТ Р 52890-2007. Контроль неразрушающий. Акустический метод контроля напряжений в материале трубопроводов. Общие требования.
5. ГОСТ 9031-75. Меры твердости образцовые. Технические условия (с изменениями 1, 2, 3).
6. СТО Газпром 2-2.3-491-2010. Техническое диагностирование сосудов, работающих под давлением на объектах ОАО «Газпром».
7. Степнов М. Н. Статистические методы обработки результатов механических испытаний: справочник / М. Н. Степнов. – М.: Машиностроение, 1985. – 232 с.
8. ГОСТ Р 8.736-2011. Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Измерения прямые многократные. Методы обработки результатов измерений. Основные положения.
9. СТО Газпром 2-2.1-131-2007. Инструкция по применению стальных труб на объектах ОАО «Газпром».
10. Прибор для измерения механических напряжений ИН-5101А. Руководство по эксплуатации. ИНКО. 468160.008 РЭ.
11. ГОСТ 19903-2015. Прокат листовой горячекатаный. Сортамент. – Москва: Стандартинформ, 2016.

УДК 622.691:543.544

Градуировка хроматографов для анализа природного газа

Калеев Ю. В., Данилова И. М., Борисов С. Н., Менцель О. В.
ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта, РФ

В течение года состав транспортируемого и поставляемого через ГРС потребителям природного газа изменяется. Имеются сезонные ежегодные колебания состава, долгосрочные изменения и также изменения, связанные со смешением потоков, которые практически невозможно спрогнозировать.

Для анализа природного газа по ГОСТ 31371.7 используются ПГС – имитаторы природного газа, в которых аттестованы практически все компоненты, содержащиеся в реальном природном газе. На рисунке 1 приведен паспорт на такую ПГС. Срок годности ПГС – имитатора природного газа – 1 год.

ГОСТ 31371.7 накладывает серьезные ограничения на расхождения состава анализируемого газа и ПГС, используемой для ежедневной градуировки. Причем эти ограничения наиболее жесткие для компонентов содержанием выше 0,1 % и особенно выше 1 %. К этим компонентам относятся этан, пропан, бутаны, азот, углекислый газ. Из этих компонентов наиболее сильному колебанию подвержено содержание этана и пропана. Сочетание этих факторов приводит к необходимости иметь не одну, а несколько ПГС для градуировки в течение года. Требуемое суммарное число ПГС для градуировки при анализе газа, транспортируемого в пределах ООО «Газпром трансгаз Ухта» (с учетом запаса по точности при заказе) – не менее 7.

На рисунке 2 показано изменение содержания этана и пропана в период с 2015 по 2018 гг., точка отбора КЦ-4 Сосногорского ЛПУМГ.

Ситуация осложняется тем, что при изменении состава газа содержания отдельных компонентов могут изменяться непропорционально и даже разнонаправлено. Это приводит к необходимости использовать для анализа одной пробы газа нескольких ПГС разного состава и соответствующего увеличения времени градуировки. На рисунке 3 приведена хроматограмма одного запуска ПГС – имитатора природного газа. Время выхода всех компонентов – более 15 минут.

ПАСПОРТ № 22789
НА ПОВЕРОЧНУЮ ГАЗОВУЮ СМЕСЬ
имитатор природного газа (ИПГ-15)

Выпускается в соответствии со свидетельством № 4057
об утверждении типа ГСО
Баллон № 909 Вместимость 4 дм³

Определяемый компонент	Молярная доля компонента		Абсолютная погрешность, ±Δ* (P=0,95)
	%	млн ⁻¹	
гелий [He]	0,0135		0,0005
водород [H ₂]	0,0134		0,0005
кислород [O ₂]	0,0092		0,0007
азот [N ₂]	2,27		0,05
диоксид углерода [CO ₂]	0,173		0,006
этан [C ₂ H ₆]	5,22		0,10
пропан [C ₃ H ₈]	2,26		0,07
2-метилпропан (изобутан) [i-C ₄ H ₁₀]	0,355		0,011
n-бутан [C ₄ H ₁₀]	0,496		0,015
2,2-диметилпропан (неопентан) [neo-C ₅ H ₁₂]	0,00494		0,00023
2-метилбутан (изопентан) [i-C ₅ H ₁₂]	0,129		0,004
n-пентан [C ₅ H ₁₂]	0,127		0,004
n-гексан [C ₆ H ₁₄]	0,0480		0,0015
бензол [C ₆ H ₆]	0,0067		0,0003
n-гептан [C ₇ H ₁₆]	0,0097		0,0004
метилбензол (толуол) [C ₇ H ₈]	0,00164		0,00015
n-октан [C ₈ H ₁₈]	0,00395		0,00024
метан [CH ₄]	88,85		0,11

* соответствует расширенной абсолютной неопределенности U(x) при коэффициенте охвата k=2.

Дополнительные сведения:
 Характеристики, рассчитанные по ГОСТ 31369-2008 (для 20,0 °С и 101,3 кПа):
 - низшая теплота сгорания (36,17 ± 0,06) МДж/м³;
 - относительная плотность (0,6326 ± 0,0009).

Давление в баллоне 4,8 МПа
 Токсичный компонент: есть / нет Смесь воспламеняется: да / нет
 Дата выпуска 27.06.2017 г. Действительно по 27.06.2018 г.
 Поверочная газовая смесь соответствует ТУ 6-16-2956-92 с изм. №1-9.
 Разряд: нулевой / первый / второй

Рисунок 1. Паспорт на ПГС – имитатор природного газа

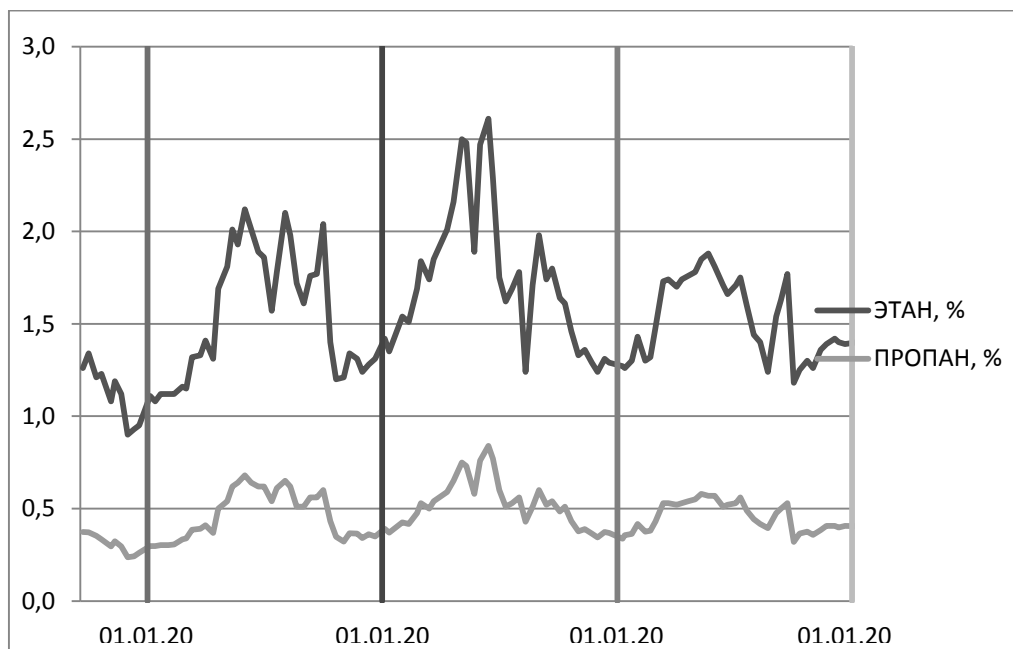


Рисунок 2. Изменение содержания этана и пропана в период с 2015 по 2018 гг., точка отбора КЦ-4 Сосногорского ЛПУМГ

При организации лабораторного контроля качества газа, отобранного в разных точках, возникает необходимость минимизации затрат времени на градуировку

хроматографов, то есть одновременного использования минимального количества ПГС при анализе нескольких проб в течение одного дня.

На рисунке 4 приведено содержание этана по различным точкам отбора природного газа Сосногорского ЛПУМГ.

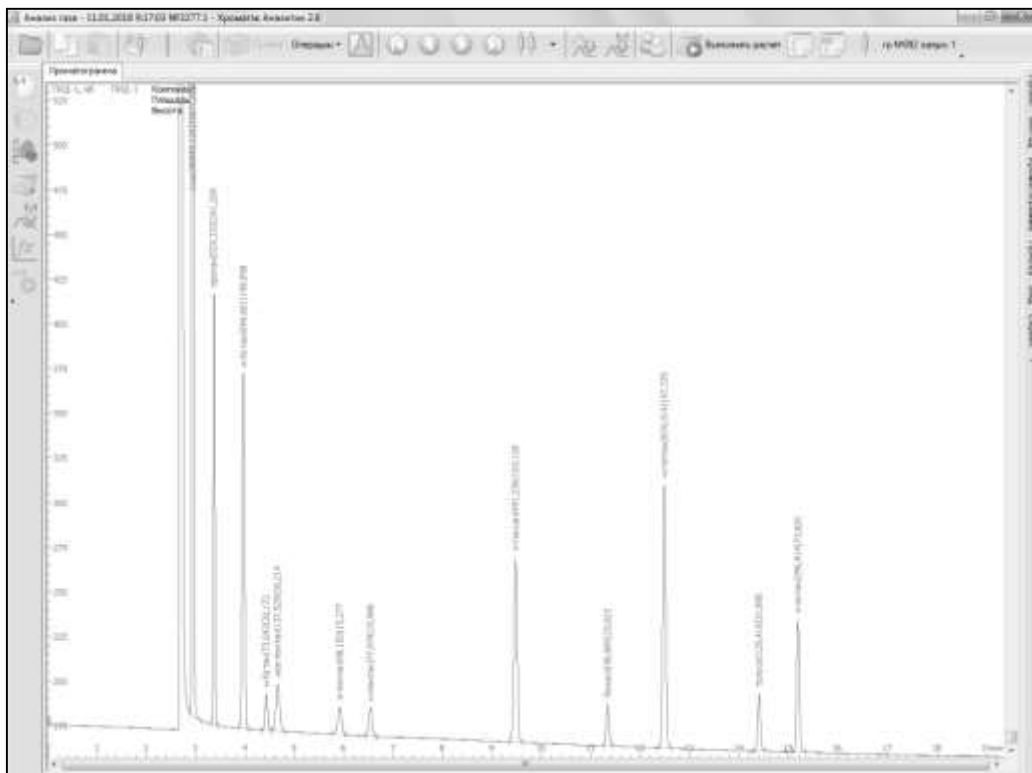


Рисунок 3. Хроматограмма одного запуска ПГС – имитатора природного газа

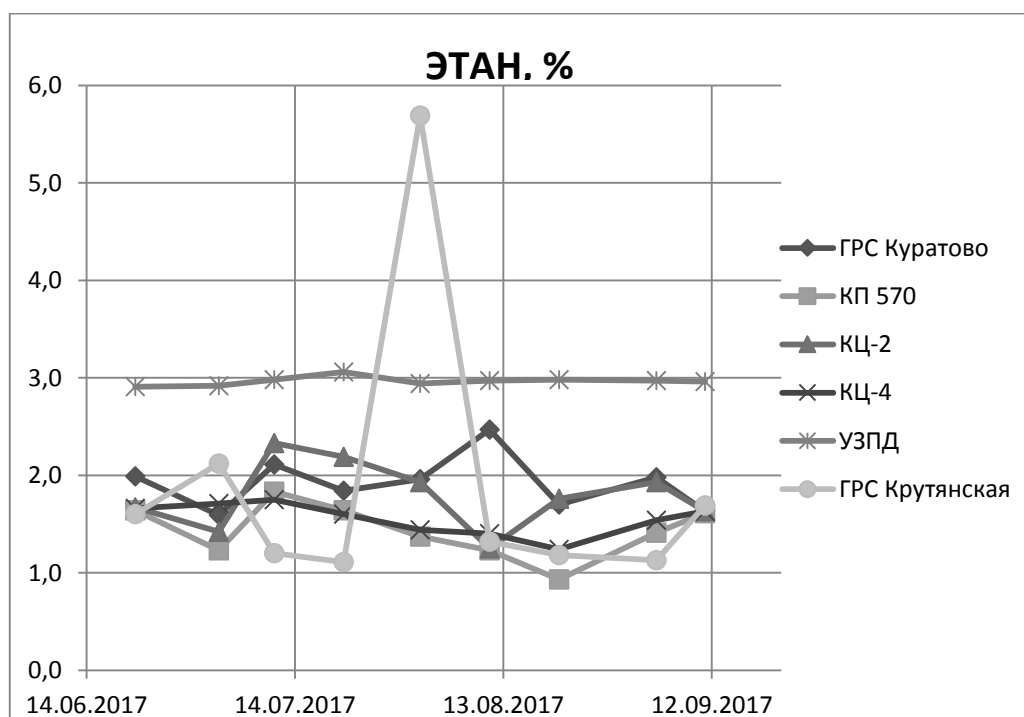


Рисунок 4. Содержание этана по различным точкам отбора природного газа Сосногорского ЛПУМГ

Состав газа в пробах, отобранных в разных точках, существенно отличается, что приводит к необходимости использовать для градуировки не менее трех ПГС – имитаторов природного газа.

Градуировка должна быть выполнена в день анализа. Более того, каждую градуировочную смесь необходимо трижды запустить в хроматограф, а после каждого запуска охладить термостат хроматографа и заново вывести прибор на рабочий режим.

В связи с этим отделом физико-химических исследований Инженерно-технического центра ООО «Газпром трансгаз Ухта» было выдвинуто предложение применять для градуировки хроматографических комплексов ПГС, не являющиеся имитаторами, то есть содержащие в качестве аттестованных только один или несколько из «легких» компонентов: этан, пропан, бутаны, углекислый газ, азот. Основной, неаттестуемый компонент этих ПГС (матрица) – метан. Эти ПГС применяются в дополнение к одной основной ПГС – имитатору природного газа, соответствующей наиболее ожидаемому составу природного газа. «Вспомогательные» ПГС используются для компенсации отклонений по составу «легких» компонентов. Для остальных компонентов, «более тяжелых» и метана в такой компенсации, как правило, нет необходимости. На рисунке 5 приведен паспорт на «вспомогательную» ПГС, где аттестованы два компонента: этан и пропан.



ООО «МОНИТОРИНГ»
 190013, г.Санкт-Петербург, а/я 113
 e-mail: info@ooo-monitoring.ru; тел.(812)323-96-49; факс (812)327-97-76
 www.ooo-monitoring.ru

7004 Б-4

ПАСПОРТ № 36193
НА ПОВЕРОЧНУЮ ГАЗОВУЮ СМЕСЬ

Баллон № 409

Вместимость 2 дм³

Тип, материал баллона 2-150У, углеродистая сталь

Компонент	Молярная / Объемная / Массовая доля компонента		Абсолютная погрешность (±Δ)
	%	млн ⁻¹	
этан [C ₂ H ₆]	1,256		0,019
пропан [C ₃ H ₈]	0,205		0,004
метан [CH ₄]	остальное		

Давление в баллоне 8,1 МПа

Токсичный компонент есть / нет нет

Дата выпуска 06.10.2017 г.

Поверочная газовая смесь выпускается по ТУ 2114-014-20810646-2014.

Разряд: нулевой / первый / второй

Смесь воспламеняется да / нет нет

Действительно по 06.10.2019 г.

Контролер ОТК



Поверочная газовая смесь соответствует утвержденному типу стандартного образца состава искусственной газовой смеси на основе углеводородных газов (УВ-М-1)

ГСО 10540-2014



СО признан в качестве межгосударственного стандартного образца (МСО) решением МГС от 10.12.2015, протокол № 48-2015, внесен в реестр МСО под № 1992:2015 и допускается к применению без ограничений в Азербайджанской Республике, Республике Армения, Республике Казахстан, Республике Молдова, Республике Узбекистан.

Рисунок 5. Паспорт на «вспомогательную» ПГС

Абсолютная погрешность «вспомогательных» ПГС, а именно ГСО 10540-2014 производства ООО «Мониторинг», соответствует требованиям ГОСТ 31371.7.

Цена такой ПГС существенно ниже, чем имитатора природного газа, а срок годности составляет 2 года вместо 1 года у имитатора.

Также «вспомогательные» ПГС содержат только «легкие» компоненты, и хроматографический запуск можно ограничить достаточно малым временем, не более 5 минут, поскольку нет необходимости дожидаться выхода более тяжелых компонентов из колонки и дожидаться охлаждения термостата. На рисунке 6 приведена хроматограмма одного запуска ПГС – не имитатора природного газа.

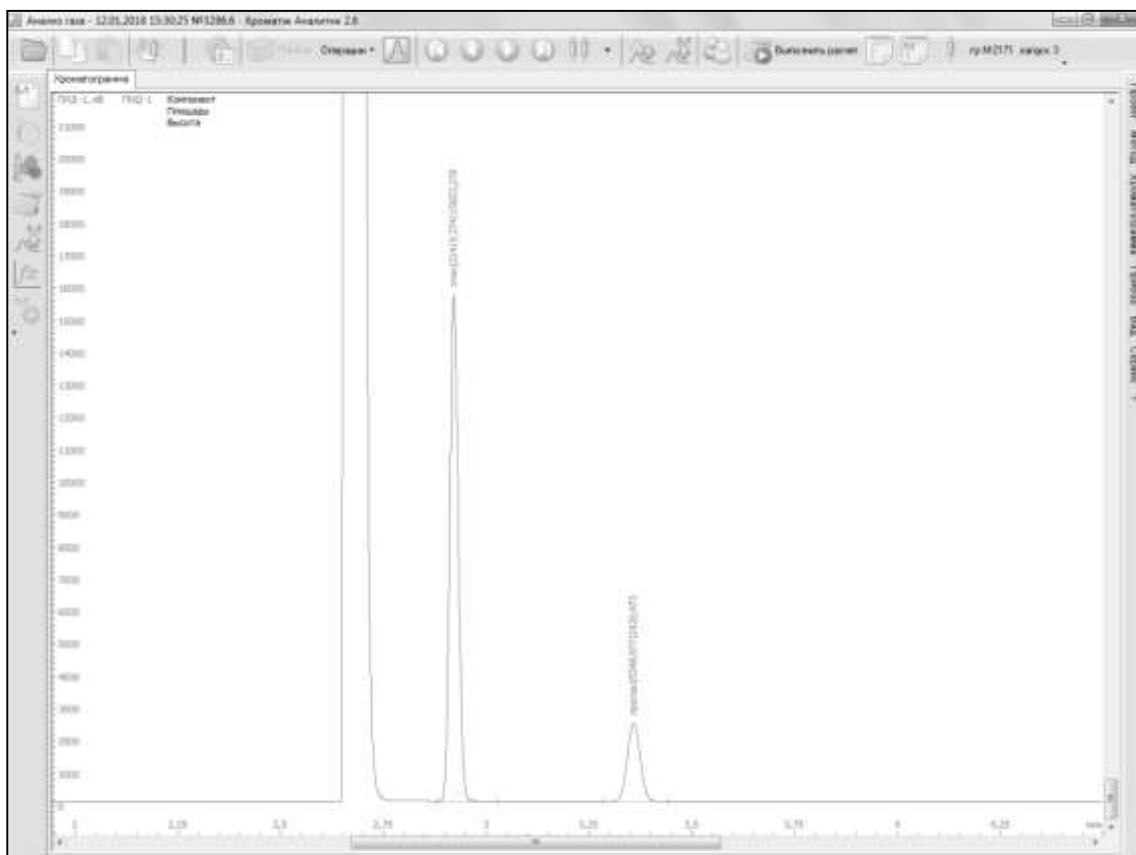


Рисунок 6. Хроматограмма запуска «вспомогательной» ПГС.

Экономический эффект достигается за счет образования разности между затратами на проведение анализов с использованием только ПГС – имитаторов природного газа и затратами на проведение анализов с использованием «вспомогательных» ПГС.

Затраты на приобретение 7 ПГС – имитаторов природного газа составят 551 044,48 руб., трудозатраты на градуировку хроматографического комплекса только ПГС – имитаторами – 320 505,12 руб. Общие затраты на проведение анализа с данными ПГС – 871 549,6 руб.

Затраты на приобретение 1 ПГС – имитаторов природного газа и 6 «вспомогательных» ПГС составят 138 625,31 руб., трудозатраты на градуировку хроматографического комплекса с применением «вспомогательных» ПГС – 160 252,56 руб. Общие затраты на проведение анализа с использованием «вспомогательных» ПГС – 298 877,87 руб.

Итого экономический эффект составит:

$$\mathcal{E} = (871\,549,6 - 298\,877,87) = 572\,671,73 \text{ руб.}$$

Таким образом, применение «вспомогательных» ПГС – не имитаторов природного газа приведет к существенному сокращению времени градуировки хроматографа и анализа в целом, и позволит провести анализ серии нескольких проб природного газа в течение одного

рабочего дня, уменьшатся затраты на приобретение ПГС для градуировки, что приведет к экономии электроэнергии, химических реактивов и сокращению трудозатрат.

Библиографический список

1. ГОСТ 31371.7 – 2008. Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. – Введ. 2008-06-06. – М: Стандартформ, 2009. – 22 с.

УДК 622.692.4.053:620.179.1

Внутритрубная дефектоскопия МГ на участках трубопроводов, не оборудованных КЗ и КП, с использованием МКОР и его усовершенствование

Коновалов В. И.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

В современном мире новые технологии просто входят как в бытовую жизнь, так и в технологическое производство. Важной задачей является продвижение и адаптация перспективных разработок с целью повышения уровня качества технологического процесса.

Большая роль во внедрении новых разработок отводится современному мониторингу и контролю за работой технологических систем. Именно современная диагностика помогает избежать аварий и сбоев производственной системы.

Российская компания Газпром является уникальной транспортной компанией с более 172,1 тыс. км трубопровода, пропускающих через себя 11 % мирового и 66 % российского газа. Вся эта огромная производственная мощь, политическая и экономическая значимость компании в судьбе государства, требует к себе качественного контроля и мониторинга всего технологического процесса.

Отсутствие должного контроля может обернуться негативно

Отказы магистральных трубопроводов приводят к большим экономическим потерям

За период с 1981 по 2015 годы зафиксировано свыше 1000 аварий на линейной части магистральных газопроводов

Основными последствиями аварий явились:

- невосполнимые потери перекачиваемого продукта;
- повреждение трубопроводов;
- вред окружающей среде;
- поражение людей.

Основными причинами аварии, в большинстве случаев, является коррозия и брак при строительно-монтажных работах.

Для поддержания безопасной и надежной эксплуатации газопроводов необходимо качественное определение фактического состояния современными средствами диагностики. Самым эффективным является внутритрубная дефектоскопия. Для участков, не подготовленных к данной инспекции, необходимо использовать специальные методы, для оценки технического состояния

В зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Ухта» имеются не диагностированные участки с момента ввода их в эксплуатацию. Проектной документацией не предусмотрены узлы установки камер запуска (КЗ) и камер приема (КП) для средств очистки и диагностики (СОД).

Для проведения ВТД на участках, не подготовленных к данным мероприятиям, филиалом ООО «Газпром трансгаз Ухта» были приобретены мобильные комплексы организации работ (МКОР) производства компании ООО «Нефтегазовая Промышленная Арматура».

Появление МКОР на рынке открывает новые возможности для контроля за состоянием линейной части трубопроводов.

На данный момент, в компании диагностика осуществляется посредством стационарных камер запуска и приема ВТУ. Главным достоинством МКОР является

установка его на участки, не обустроенные данными узлами.

В состав МКОР входят:

- Основной блок запуска (приема) внутритрубных устройств (ВТУ);
- Обводная линия;
- Узел отбора газа;
- Стол;
- Лебедка;
- Комплект площадок обслуживания.

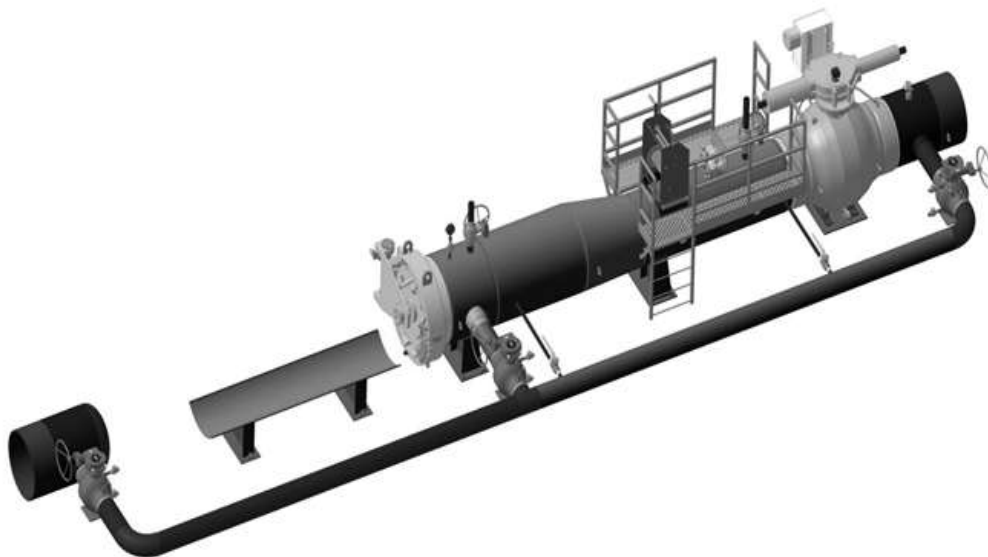


Рисунок 1. Комплект МКОР

Приобретенный нами МКОР, поставлен в исполнении 1400.

В зоне нашей ответственности имеются не инспектированные участки с меньшим диаметром.

Для проведения ВТД на данном участке потребуется закупка МКОР в исполнении 1220, что приведет к большим тратам.

Для экономии средств и времени на договорные отношения, изготовления и доставки оборудования предлагается изготавливать эксцентрический переход, из известного нам металла 09Г2С, нижняя часть которого имеет общую ось с трубопроводом, для безопасности прохождения ВТУ.



Рисунок 2. Переход

Изготавливать предлагается в исполнении 1400-1200, 1400-1000, для дальнейшей работы с более малыми диаметрами.

Так же при изготовлении желательно оборудовать удлинением по диаметрам, для исключения повреждения перехода от возможных ошибок при СМР во время установки.

Данное усовершенствование поможет нам не только получить большой экономический эффект, но и обеспечить долгую и надежную работу по поставке газа потребителям всей газотранспортной системы.



Рисунок 3. Переход, оборудованный удлинениями

В конечном итоге МКОР, оборудованный переходом, будет иметь данный вид.



Рисунок 3. Камера, оборудованная переходом

Учитывая современные тенденции, становится явным, необходимость внедрения новых технологий. Так, внедрение МКОР и его усовершенствование является отличным примером, где совмещение экономической выгоды, экологической эффективности происходит одновременно с усовершенствованием технологического процесса, а также полностью соответствует всем актуальным задачам и целям нашей компании.

УДК 622.691.4:502/504.61

Превентивные меры по защите окружающей среды

Обласов Е. Н.

ИТЦ ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта, РК, РФ

Такие добывающие предприятия как Газпром являются объектами воздействия на окружающую среду не столько разнообразием загрязняющих веществ (ЗВ), сколько массой их образования и обширностью, в разрезе территориальности, воздействия на природную среду. Осознавая степень ответственности и рисков, в компании проводятся ежегодные мероприятия, направленные на сокращение выбросов и сбросов загрязняющих веществ в атмосферу, строятся экологические цели и задачи, внедряются системы экологического и энергетического менеджмента, реализуются мероприятия в соответствии с политиками энергосбережения и экологии. Так одним из пунктов обязательств экологической политики является осуществление предупреждающих действий по недопущению негативного воздействия на окружающую среду, что означает приоритет превентивных мер по предотвращению негативного воздействия перед мерами по ликвидации последствий такого воздействия.

В настоящей работе, рассматриваются пути поиска превентивных мер, их свойства, а так же примеры, в порядке увеличения их важности для Общества.

Некоторые примеры, рассмотрены в разрезе исключения выбросов оксидов и диоксидов азота из выбросов в атмосферу; оценены с точки зрения рентабельности,

соответствия предлагаемым свойствам превентивных мер, представлены на рассмотрение на II научно-практическом семинаре молодых работников Инженерно-технического центра ООО «Газпром трансгаз Ухта». Пример «Пропаганда. Инструмент агитация» признан рационализаторским на уровне филиала Общества. Для остальных готовятся материалы для подачи в качестве рационализаторских предложений, требуется экспертная оценка.

Превентивная мера – относительно молодое определение в экологии, означающее предупреждающее действие, следствием которого является исключение борьбы с последствиями от загрязнения окружающей среды ввиду его отсутствия. Среди всего многообразия применяемых мер по защите окружающей среды превентивные меры можно выделить по некоторым характерным признакам, принимаемых в этой работе в качестве их свойств.

1. Первое свойство – в основе превентивных мер лежит закон сохранения массы М. В. Ломоносова: «Вес всех веществ, вступающих в реакцию, равен весу всех продуктов реакции»;

2. Второе свойство – превентивные меры могут быть выражены качественно и количественно;

3. Третье свойство – превентивные меры направлены на исключение образования ЗВ. Меры, направленные на снижение образования ЗВ, могут рассматриваться как превентивные меры, если это снижение ведет в конечном итоге к исключению образования ЗВ или снижению его до относительно малых значений.

4. Четвертое свойство – интеграция – инструмент реализации превентивных мер.

Основываясь на выделенных свойствах превентивных мер, рассмотрим их применение в различных направлениях деятельности

Превентивные меры в технологических решениях

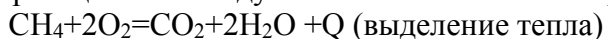
Используя первое свойство превентивной меры можно изменять технологические схемы и решения, приводящие к исключению образованию загрязняющих веществ. Вся задача в этом случае сводится к исключению одного из элементов, который содержится в составе таких веществ.

Рассмотрим, пример решения экологической цели Общества по сокращению выбросов диоксидов азота в атмосферу. В качестве исходных данных рассматривались выбросы загрязняющих веществ и расход газа на собственные технологические нужды КС-11 Синдорского ЛПУМГ с учетом затрат, производимых предприятием на сокращение этих выбросов.

Взамен существующих мероприятий, направленных на снижение выбросов, рассматривается к внедрению (на уровне оценки инициатора идеи) превентивная мера по охране окружающей среды по исключению выбросов оксидов азота из ЗВ выбросов в атмосферу.

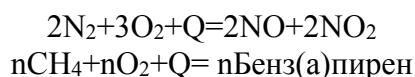
Для полного понимания картины рассмотрим упрощенный вариант физико-химического процесса сжигания газа в топливоиспользующих устройствах.

Из курса органической химии мы помним, что процесс сжигания газа происходит в присутствии кислорода, содержащегося в воздухе. Это можно записать формулой:

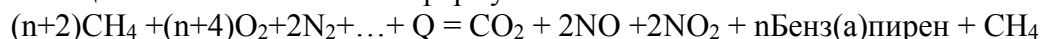


Из присутствующих продуктов сгорания углекислый газ является парниковым газом и является ЗВ.

Однако, в реальной среде, процесс горения немного сложнее. Дело в том, что наш воздух, как известно, состоит из 20,93 % кислорода, 78,1 % азота, углекислого газа, паров воды и пр. Теплота, которая выделяется при горении метана, расходуется не только на обогрев теплоносителя, но и на взаимодействие компонентов воздуха между собой, в результате чего образуются всем нам известные загрязняющие вещества: оксиды азота, бенз(а)пирен. Так же не будем забывать о присутствии в выбросах метана из-за неполноты сгорания топлива. Входящие в состав метана примеси в данной работе не учитываются. По упрощенной формуле это можно написать так:



Таким образом, существующее уравнение реакции по интересующим нас загрязняющим веществам можно свести к формуле:



Пользуясь первым свойством превентивной меры, убирая продукты реакции NO и NO₂, мы должны исключить реакцию взаимодействия азота и кислорода из уравнения реакции. Проведя анализ образования этих веществ, сделать это можно двумя способами:

1. Исключить высокие температуры, как фактор, в месте возможного взаимодействия кислорода и азота.
2. Исключить азот из системы горения метана.
3. Исключить кислород из системы горения метана, что невозможно, поскольку противоречит основам природы горения веществ, потому как присутствие кислорода воздуха является обязательным.

По 1 варианту, как можно увидеть дальше, снижение температуры системы горения метана, путем уменьшения температуры воздуха, подаваемого для горения, действительно ведет к уменьшению количества образования оксидов азота и является превентивной мерой, поскольку снижение температуры воздуха, подаваемого для горения, может в итоге привести к практически нулевым показателям выбросов оксидов азота.

По 2 варианту исключение азота из системы горения метана подразумевает создание искусственной среды, поскольку исключить азот из воздуха возможно путем селективного разделения воздушной смеси на две смеси основным компонентом в одной из которой может быть кислород, в другой – азот. Таким образом, превентивной мерой будет создание искусственной среды горения метана без присутствия азота воздуха.

В настоящее время существуют установки по генерации кислорода с образованием насыщенной кислородом смеси до 99,98 % с расходом подготовленной смеси от 3 до 30000 м³/час.

Здесь превентивной мерой будет использование данного типа установок на местах использования горения топлива. Преимуществом данного типа установок будет повышенная окупаемость установки, поскольку исключится не только плата за загрязнение окружающей среды от выбросов оксидов азота, но и снизится расход газа за счет полного сгорания топлива и повышение КПД всей системы.

По данным КС-11, КЦ №6 проведена оценка стоимости установки обратным расчетом исходя из экономии газа на ГПА, а также снижения платы за загрязнение окружающей среды. Срок окупаемости взят максимальный (7 лет), концентрация кислорода в исходной смеси, подаваемой для горения 99,9 %, снижение расхода газа. По полученным данным и расчетам стоимость установки, со всеми затратами, должна составлять около 35 млн рублей и допустимым расходом подготовленной смеси от 30000 м³/час для одного ГПА. В настоящее время отношение цена/результат подводит нас к рентабельности использования таких установок в процессах снижения выбросов оксидов азота в атмосферу, но не в процессах превентивной меры, ввиду высокой стоимости главных компонентов разделения газов и создаваемых процессов. Однако данная превентивная мера является перспективной, требующей производственного развития и технологического прорыва.

Конечный итог применения данных технологий, представляет собой создание малогабаритных устройств мембранного разделения воздуха, монтируемых непосредственно в инжекционную систему горения.

Превентивные меры. Конструктивные решения

Анализируя конструктивные особенности установок и оборудования (источники выделения загрязняющих веществ) и применяя свойства превентивных мер, можно исключить образование некоторых загрязняющих веществ. Рассмотрим это на примере газового водонагревателя.

Для анализа возможностей исключения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

при сжигании газа в котельных, попробуем представить себе идеальный газовый водонагреватель с точки зрения 3-го свойства превентивной меры, т. е. определим его конструктивные особенности, определяющие технологический процесс, в результате которого не образуются ЗВ. Конструктивные особенности определялись на основе «Методики определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива в котлах производительностью менее 30 тонн пара в час или менее 20 Гкал в час», используемой в расчете нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. Рассматривались максимальные (г/сек) и общие (валовые, в течение года т/год) выбросы бензапирена, углекислого газа, оксидов азота.

Воспользуемся методом подстановки значений влияющих факторов на выбросы в атмосферу: время работы, калорийность газа, расход газа, коэффициенты, учитывающие конструкцию горелки (инжекционные, дутьевые или напорного типа, горелки двухступенчатого сжигания), температуру воздуха, подаваемого для горения, коэффициенты, учитывающие влияние избытка воздуха на образование оксидов азота, рециркуляцию дымовых газов через горелки. Пересчет выбросов проводился в разрезе каждого фактора отдельно.

Для бензапирена, увеличение степени рециркуляции дымовых газов приводит к увеличению валового и максимального выброса в атмосферу. Причем для инжекционных горелок увеличение выброса в единицу времени происходит медленнее, чем для горелок дутьевых и напорного типа. Ступенчатый ввод воздуха в топку так же приводит к увеличению загрязнения бензапиреном. Уменьшение выбросов бензапирена, можно добиться, увеличивая объем топочной камеры. Изменение типов применяемых горелок, а так же температуры воздуха подаваемого для горения в расчетах не приводила к изменению выбросов бензапирена в атмосферу.

Уменьшить выбросы оксидов азота в атмосферу можно, изменив тип горелки. Для типов горелок возрастание выбросов в единицу времени можно расположить в порядке: горелки двухступенчатого сжигания, дутьевая и напорного типа, инжекционные. Организация ступенчатого ввода воздуха в топочную камеру, увеличение степени рециркуляции дымовых газов, и, уменьшение температуры воздуха, подаваемого для горения, поможет добиться снижения максимальных и валовых выбросов оксидов азота в атмосферу.

Таким образом, наш идеальный, с превентивной точки зрения, водонагреватель можно представить так: водонагреватель с горелкой типа двухступенчатого сжигания или аналогичного типа действия, с температурой воздуха, подаваемого для горения 5 °С и ниже. Для горения во второй ступени, возможно повторное использование части отходящих газов в смеси с воздухом. При этом для снижения выброса бензапирена в атмосферу, предусмотрен необходимый для этих целей объем топочной камеры. Для снижения тепловых потерь, в окружающую среду, а, следовательно, и повышения КПД котла, топочная камера и водонагреватель изолированы. В связи с этим поступление воздуха в первую и вторую ступень сжигания организовано принудительно, причем в первую ступень организовано с недостатком воздуха. Сокращение расхода газа, достигается за счет использования дополнительного теплообменника на дымовой трубе, отходящей от водонагревателя, и замкнутым циклом нагрева жидкости: водонагреватель – теплообменник - водонагреватель.

Организационные мероприятия

В данном разделе необходимо уточнить первое свойство превентивных мер. Дело в том, что в оригинале звучит не только закон сохранения массы, но и энергии в целом «...ибо тело движущее своею силою другое, столько же оныне у себя теряет...», а так же прочие процессы «...сколько часов положит кто на бдение, столько же сну отнимет...». Гениальность данного закона, в его универсальности и возможности к применению в различных процессах, а в отношении превентивной меры проявляется ее свойство качества, а не количественной меры.

Спроецировав данное утверждение на организацию, необходимо рассматривать

организацию как потребитель ресурсов, и первое свойство превентивной меры рассматривать относительно ресурсов. Значит, исключение из потребления одного их ресурсов организации является превентивной мерой по защите окружающей среды. Рассмотрим превентивные меры в области организации процессов, так или иначе участвующих в распределении ресурсов.

На ВЭФ - 2018 г. Японский премьер министр говорил об увеличении добавленной стоимости путем организации коннекта, и предложил выступать Японии в качестве огромного ресурса, которая организует эти связи в любой плоскости и пространстве. В более приземленном варианте, по моему представлению, создание коннекта обеспечивает сокращение расходов, связанных с созданием продукта, что в свою очередь и увеличивает добавленную стоимость, о чем говорил Японский премьер-министр. Здесь говорится об излишней бюрократии, в том числе при налаживании связей и обмена информацией.

Превентивной мерой будет максимальное исключение излишней бюрократии в области обмена информации путем внедрения отношений донор-акцептор, при котором организация акцептор принимает на себя обязательства по созданию структуры информационной безопасности (ИБ) как у донора в своих подразделениях. В таком случае подтверждение доверия (а как следствие снижение бюрократии) между организациями подтверждается результатами аудита организации донора и закрепляется договором между организациями.

Тогда ресурс будет доступен посредством простой переписки по электронной почте - обмен всей необходимой информацией, расчетов и данных.

В образном смысле открываются двери к информации, выдавая всем многообразные пропуски.

Решение принято на основе представления И. Адизиса по существующим стилям менеджмента. Актуальность подтверждается мировым трендом к конструированию связей. В России – это путь к цифровой экономике.

Следующее организационное мероприятие – это регламент взаимодействия между отделами и службами, предлагается как инструмент для реализации потенциала превентивных мер.

Регламент взаимодействия должен стать внутренним документом, который внедряет понятие превентивной меры и экологичности в идеях, предложениях и выступлениях, организует обмен опытом в структурных подразделениях и между ними, который дает порядок проведения опытной эксплуатации образцов и разработок, определяет существующие коммуникации и ресурсы компании;

Последнее превентивное мероприятие, которое одновременно является его свойством, «костяком» всего процесса превентивизации, – интеграция.

В своей книге «Стили менеджмента» И. Адизис пишет, что хороший менеджер должен обладать четырьмя качествами, развитыми в той или иной мере: Производительность, Администрирование, Предпринимательство и Интеграция. В понятие интеграции он вносит способность менеджера объединить людей общей целью. По менеджменту экологическому интеграция является способностью менеджмента взаимодействовать с другими типами менеджмента. Таким образом, в разрезе превентивной меры под интеграцией в организации должно пониматься объединение работников общей идеей превентивной меры во взаимодействии с другими менеджментами, что в конечном итоге складывается из каждого работника, работающего над превентивной мерой во взаимодействии с другими работниками. Однако возникает сложность в противодействии изменению работы и мышления работников. Для того чтобы интеграция работала, необходимо учитывать методы влияния и мотивации работников.

Принимая во внимание, что наша компания является международной компанией, предполагается, что возможно применить статистические исследования западных коллег на создаваемый рабочий процесс интеграции как превентивной меры.

Чалдини в своей книге «Психология влияния» не раз упоминает о стремлении к последовательности людей как фактора влияния на сознание людей и считает, что последовательность действий одобряется порой в большей степени, чем правота. Непоследовательность действий, как правило, считается нежелательной чертой: растерянный, неуверенный, двуличный или даже психически больной. Последовательность является движущей силой интеграции.

Еще одним фактором влияния является внешнее давление. Социологи определили, что мы принимаем на себя внутреннюю ответственность за поведение, когда думаем, что предпочитаем вести себя так, а не иначе без сильного внешнего давления.

Применяя эти два подхода можно с уверенностью говорить о следующем инструменте превентивной меры – пропаганда. При детальном рассмотрении можно увидеть как этот инструмент связан с вышеописанным:

- соблюдение условия последовательности. Пропаганда с агитацией, направленной на улучшение эффективной работы является мотивирующей к выполнению мер по рациональному использованию ресурсов. В свою очередь проявляется в виде постоянного внешнего воздействия относительно не большой силы (по сравнению с прямыми приказами, распоряжениями и т. д.).

-такой тип не может быть применен без одобрения руководства компании или уполномоченными лицами. Поэтому данная модель подтверждает заинтересованность компании, подталкивает к большинству, а значит, является последовательным, социально значимым.

Последнее утверждение подтверждает акция проведенная Министерством энергетики РФ по пропаганде энергоэффективного оборудования. Инструментом была использована агитация в виде плакатов и информации побуждающей к действию. В результате такой акции, по данным МЭРФ, важность при выборе техники возросла для 61 % опрошенных.

Предлагаемые меры превентивных мер не являются конечными, используя закон М. В. Ломоносова о сохранении масс в связи с интеграцией и изучением вариаций исполнения технологических схем, возможно добиться того, чтобы исключить или свести к минимуму образование загрязняющих веществ из большинства технологических схем. А чтобы добиться этого, необходимо обеспечить интеграцию на основе последовательности, создать регламенты взаимодействия между отделами, идентифицировать ресурсы; работать над конструктивными решениями и обеспечивать внешние связи с производителями оборудования, обеспечивая их спросом на необходимое оборудование и устраивая взаимосвязи необходимые для совместного решения задач, проблем, в том числе, связанных с загрязнением окружающей среды.

УДК 622.691.4:539.26

Возможности использования рентгеновских дифрактометров при измерении напряженно-деформированного состояния

Осипов С. В., Погуляев С. И.

ИТЦ ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта, РК, РФ

Измерение напряженно-деформированного состояния (НДС) является первостепенной задачей для обеспечения безопасной эксплуатации оборудования, конструкций и сооружений. Своевременный контроль эксплуатационных, монтажных и остаточных напряжений в металлоконструкциях магистральных газопроводов необходим для предотвращения аварий, оптимизации ремонтных технологий и обеспечения безопасных условий труда.

Методы оценки НДС конструкций можно классифицировать по трем группам:

- расчетные методы с использованием теории упругопластического состояния конструкций, метода конечных элементов, компьютерного моделирования.

- экспериментальные разрушающие методы, основанные на разделении элементов конструкций с использованием механических инструментальных приборов, электрических тензометров, твердомерии, лазерной интерферометрии.

- экспериментальные неразрушающие методы, основанные на установлении зависимости различных физических параметров от действующих механических напряжений в металле.

Отдельные методы оценки НДС, входящие в ту или иную группу, используются в зависимости от конкретных условий применимости и жизненного цикла объекта контроля. Так для элементов магистральных газопроводов, находящихся в эксплуатации, для проверки работоспособности по критериям прочности и устойчивости при отсутствии надежных данных о граничных условиях могут применяться методы неразрушающего контроля НДС. К неразрушающему контролю можно отнести методы: магнитных шумов Баркгаузена, акустоупругости, магнитной упругости, рентгеновской тензометрии и т. д.

В рамках данной статьи подробно остановимся на методе рентгеновской тензометрии, это прямой метод измерения механических напряжений по деформациям кристаллической решетки, который в отличие от других методов неразрушающего контроля НДС не требует предварительных калибровочных зависимостей контролируемого физического параметра от механических напряжений, получаемых на образцах аналогичных по материалу объекту контроля. Метод основан на явлении дифракции рентгеновских лучей на кристаллической решетке. Рентгеновский луч, падающий на кристалл, рассеивается его атомами. Рассеянные вторичные волны интерферируют между собой и в направлениях, для которых разность хода лучей оказывается равной целому числу длин волн, возникают дифракционные максимумы. Схематично явление дифракции рентгеновских лучей показано на рисунке 1. На рисунке 1 показаны две параллельные атомные плоскости AA и BB и падающий под углом θ пучок рентгеновских лучей. При этом атомы M, M₁, M₂ становятся источниками вторичного излучения. Рассеяние рентгеновских лучей идет во всех направлениях, но волны, рассеянные атомами M и M₁ усиливают друг друга в направлении, образующем с атомной плоскостью угол θ . То же происходит с волнами, рассеянными любыми атомами плоскости AA, т. е. эту плоскость можно рассматривать как плоское зеркало. Волна, рассеянная атомом M₂ будет усиливаться только в том случае, если длина ломаной PM₂Q, равная разности хода лучей LMN и L₁M₂N₂, будет равна целому числу волн. Очевидно, что отрезки PM₂ и M₂Q равны $d \sin\theta$ [1]. Таким образом, получается условие Вульфа-Брегга для отражения волн от атомных плоскостей:

$$n\lambda = 2d \sin\theta,$$

где n – целое неотрицательное число, λ – длина волны рентгеновского излучения, d – межплоскостное расстояние.

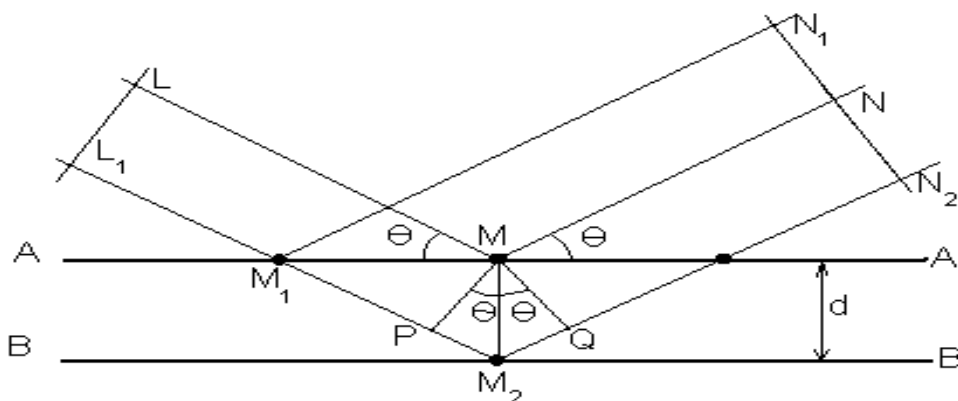


Рисунок 1. Схематизация дифракции рентгеновских лучей

Приборы, реализующие методом рентгеновской тензометрии, называются дифрактометрами. При этом для обеспечения точности и воспроизводимости результатов измерений механических напряжений дифрактометры должны удовлетворять требованиям к

быстродействию, высокой точности измерений и пригодности для измерения напряжений в объектах сложной формы, одновременное выполнение которых затруднено.

Непосредственной величиной, которую измеряет дифрактометр, является смещение дифракционного профиля, которое есть следствие напряженно-деформированного состояния исследуемого материала. Значение смещения дифракционного профиля составляет доли градуса, и должна измеряться с погрешностью, на порядок меньшей измеряемой величины. При этом во время измерения напряжений в больших объектах необходимо обеспечивать максимально точное перемещение источника излучения и детектора относительно контролируемой области исследуемого объекта. Это обуславливает конструктивные особенности специализированных дифрактометров, которые должны быть мобильными и иметь в своем составе механизм перемещения, обеспечивающий доставку измерительной головки прибора (гониометра) в требуемую точку изделия и его надежную фиксацию на время измерения [2]. Принципиальная схема рентгеновского дифрактометра показана на рисунке 2.

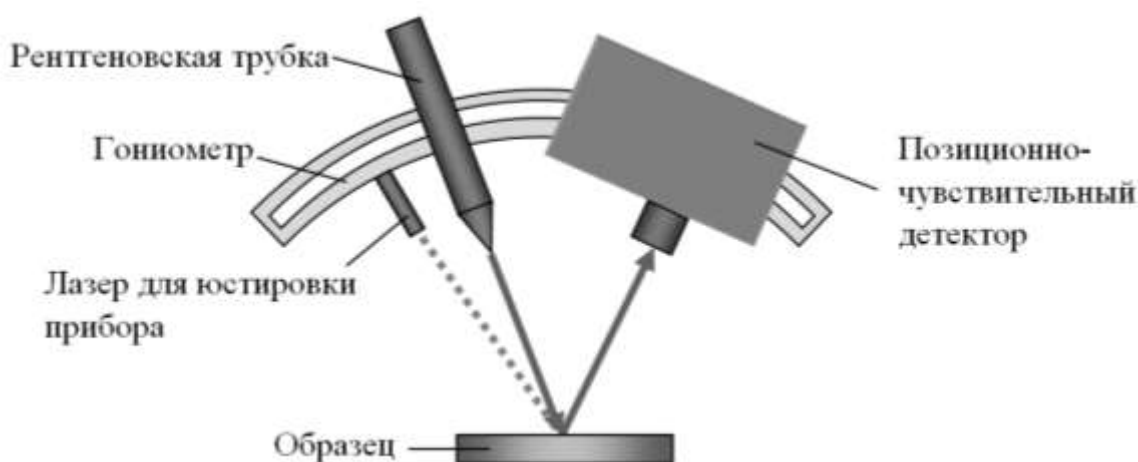


Рисунок 2. Принципиальная схема рентгеновского дифрактометра

В дифрактометрах применяется метод " $\sin^2 \psi$ ", который предусматривает группу измерений при различных углах положения системы излучатель-детектор относительно к нормали исследуемой зоны образца. Кроме того, требуется строгое поддержание заданного расстояния от центра гониометра до центра исследуемой зоны в течение всей группы измерений. Проблема обеспечения юстировки относительно исследуемого объекта связана с тем, что установка системы излучатель-детектор под разными углами наклона изменяет положение центра тяжести гониометра, и в случае отсутствия механического контакта гониометра с исследуемым объектом гониометр может смещаться вследствие изменения упругих деформаций в системе ориентации, задающей исходное положение гониометра [2]. Таким образом, гониометры должны быть высокоточными и в то же время должны обладать наименьшей массой.

В настоящее время существуют несколько различных дифрактометров, предлагаемых различными производителями краткие сведения о некоторых портативных приборах приведены в сравнительной таблице [3, 4, 5].

Представленные в таблице дифрактометры имеют не значительный вес и могут использоваться как в лабораторных, так и в цеховых, полевых условиях. При этом мощность рентгеновской трубки не превышает 5 Вт (кроме StressX), в результате чего радиационный фон вблизи прибора не превышает природный уровень, что позволяет обеспечить безопасность работы оператора с прибором. Кроме того малая мощность рентгеновской трубки не требует отбора тепловых потоков водяным охлаждением, не требует специальной радиационной защиты и обеспечивает уменьшение габаритов гониометра и блока питания и, соответственно, общего веса прибора.

Сравнение дифрактометров различных производителей

Наименование	НерКА	URAN	StressX	SpiderX
Производитель	РаДиаТех	ООО «Амтертек»	GNRNORD	GNRNORD
Страна производитель	Россия	Россия	Италия	Италия
Вес	4 кг	21 кг	130	
Материал анода	Хром	Хром	Хром	Хром
Напряжение в трубке	20 кВ	-	30 кВ	40 кВ
Мощность рентгеновской трубки	5 Вт	4 Вт	210 Вт	4 Вт
Время измерения	30÷300 с	~ 180 с	120÷600 с	120÷600 с
Возможность автоматического позиционирования	Нет	Нет	Да, (6-осевой антропоморфный робот)	Да (программируемый угол ψ)
Мощность эквивалента дозы вблизи прибора	<1,0 мкЗв/ч Не превышает природный фон	Не превышает природный фон	Значительная (необходима установка в защитном корпусе)	-

Важным преимуществом рассмотренных дифрактометров является возможность юстировки прибора и обработки полученных измерений с использованием программного обеспечения установленного персональный компьютер в связи, с чем не требуется специализированного персонала. Кроме того, метод рентгеновской дифрактометрии позволяет осуществлять оценку механических напряжений в режиме «без нулевой» тензометрии, когда не требуется начального значения базовой длины, так как в рассматриваемом методе в качестве таковой принимается межатомное расстояние того или иного материала в ненапряженном состоянии, значение которого можно найти в справочниках. Но в некоторых случаях для более точных измерений производители рекомендуют проводить калибровочные испытания образцов, вырезанных из элементов аналогичных объекту контроля.

Следует отметить, что в некоторых случаях при необходимости определения главных напряжений требуется либо заранее знать их направления, либо в случае отсутствия информации о направлении главных напряжений позиционировать приборы в различной ориентации для последующей обработки информации. Это в свою очередь требует разработки технологической инструкции по работе с дифрактометрами на различных исследуемых объектах и доработки конструкции дифрактометра.

Еще одной особенностью при измерении напряжений на контролируемой поверхности является то, что при выполнении зачистки методом шлифовки или полировки в поверхностном слое возникают остаточные напряжения, которые в свою очередь могут существенно исказить реальную картину распределения механических напряжений в исследуемом объекте. Поэтому для того чтобы убрать поверхностный «перенапряженный» слой применяется химическое или электрохимическое травление зоны контроля при этом состав травителя и продолжительность травления подбирается опытным путем [3].

В целом преимущества метода рентгеновской дифрактометрии с использованием современных приборов дают возможность количественной оценки компонентов НДС конструкционных элементов при относительно простых подготовительных мероприятиях. Это в свою очередь найдет широкое применение на конструкционных элементах

магистрального газопровода. Так, например, появится возможность оценки остаточных напряжений, возникающих в сварных соединениях на ответственных участках (гарантийные стыки, места ремонта). При превышении допустимого уровня напряжений в сварных швах, установленного нормативной документацией, могут быть рекомендованы мероприятия по снижению максимальных значений остаточных напряжений (термообработка, виброобработка). Также при установлении НДС трубопроводов, находящихся в непроектном положении (всплывшие участки, участки, искривленные из-за просадки или выпучивания опор), применение дифрактометров позволит оперативно уточнить уровень механических напряжений, а, следовательно, и установить работоспособность участка. В случаях измерения НДС в различных зонах концентрации напряжений, вызванных особенностями конструкции или дефектами, оценка компонентов НДС позволит выполнить достоверный расчёт остаточного ресурса конструкционного элемента.

Таким образом, использование рентгеновской тензометрии позволит существенно снизить время проведения контроля и повысить достоверность оценки работоспособности и остаточного ресурса, что в совокупности предоставит возможность оптимизировать состав объем мероприятий, направленных на обеспечение безопасной эксплуатации магистральных газопроводов.

Библиографический список

1. Хейкер Д. М. Рентгеновская дифрактометрия / Д. М. Хейкер, Л. С. Зевин. – М: Физматгиз, 1963.
2. Основская М. В. Оценка остаточного ресурса металлоконструкций неразрушающим методом рентгеновской тензометрии: дис. магистра: 150700.68.08 / Мария Владимировна Основская. – СПб.: С.-Петербург. гос. политех. университет, 2014. – 71 с.
3. Сайт ООО «Радационные диагностические технологии» [электронный ресурс]. – режим доступа: <http://radiatech.ru/> свободный. – Загл. с экрана.
4. Сайт ООО «Амтертек» [электронный ресурс]. – режим доступа: <https://amtertek.ru/products/uran.html> свободный. – Загл. с экрана.
5. Сайт GNRNord [электронный ресурс]. – режим доступа: <http://gnr-nord.ru/> свободный. – Загл. с экрана.

УДК 622.692.4.053:621.791

Применение комплексов автоматической сварки при проведении РВР на объектах ГТУ

Печенкин А. С.

ОП «Учебно-производственный центр» ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта, РК, РФ

В последние годы в связи с заметным увеличением стоимости добычи и транспортировки нефтегазовых продуктов на первый план выходит задача снижения себестоимости и сокращения сроков строительства трубопроводов.

Известно, что на сварочно-монтажные работы приходится основная часть всего строительного периода. Именно поэтому при сооружении магистральных трубопроводов остро стоит проблема выполнения сварочных работ с высокой производительностью и стабильным качеством.

Средний возраст трубопроводов более сорока лет. Как следствие с ростом возраста трубопроводов уменьшается их надежность. С каждым годом объемы РВР увеличиваются на пять процентов. Имеющимися силами с каждым годом все сложнее выполнять поставленные задачи. Без привлечения дополнительных ресурсов с задачей поможет справиться применение новых технологий, таких как комплексы автоматической сварки.

Правильная настройка параметров автомата дает возможность исключить появление дефектов из-за человеческой неаккуратности. После подбора параметров, техника будет проводить сварку одинаково во всех случаях, что и требуется для серийного производства.

В 1968 году фирма CRC–EVANS первой в мире разработала и внедрила комплекс автоматической сварки, положивший начало принципиально новому этапу в развитии технологии сварки трубопроводов.

В настоящее время каждый из компонентов систем автоматической сварки CRC EVANS представлен законченным модельным рядом изделий и имеют следующие основные преимущества:

- стабильно высокое качество сварки от стыка к стыку на протяжении всего строительства;
- высокий коэффициент наплавки;
- снижение объема наплавляемого металла;
- качественные и стабильные показатели механических свойств сварного соединения;
- устойчивое качество сварки, даже при незначительных ошибках оператора–сварщика;
- уникальные возможности по оптимизации комплекта оборудования для каждого проекта, с учетом технико-экономических показателей и специфики организации работ;
- снижение физической нагрузки на оператора;
- возможность быстрого освоения технологии сварки и обучения операторов–сварщиков непосредственно перед началом проекта;
- снижение объемов используемого оборудования и количества занятого персонала при сварке труб большого диаметра с большой толщиной стенки;
- сопровождение и техническая поддержка в любой точке земного шара.

Основные компоненты оборудования

Известно, что первым и очень важным фактором, определяющим стабильное качество стыков, выполняемых с использованием автоматической сварки, является качество подготовки кромок труб. В большинстве систем автоматической сварки CRC–EVANS это достигается путем механической переточки кромок труб под узкую разделку с помощью установок для обработки кромок. Специальная разделка кромок позволяет резко повысить качество сварки и повторяемость результатов, увеличить производительность и уменьшить объем наплавляемого металла (и, соответственно, время горения дуги и расход сварочных материалов).

На втором этапе осуществляется сварка корня шва по одной из рекомендованных компанией CRC–EVANS технологий:

- изнутри, с помощью внутренней сварочной станции (IWM — Internal Welding Machine);
- снаружи, с применением внутреннего центратора со встроенным медным подкладным кольцом;
- снаружи, с использованием стандартного внутреннего центратора и разработанной компанией Lincoln Electric технологии STT.

На последнем этапе наружными сварочными головками выполняются горячий, заполняющие и облицовочный проходы. Эти головки устанавливаются снаружи на направляющем поясе, охватывающем трубу. При использовании сварочного процесса STT для сварки корня шва горячего прохода не требуется.

Установка для обработки кромок трубы

Система автоматической сварки компании CRC–EVANS изначально предназначалась для сварки труб, изготовленных в соответствии с требованиями стандарта 5L API – American Petroleum Institute. Этот стандарт устанавливает не только допуски по размерам труб, но и требует, чтобы кромки трубы имели 30-ти – градусную фаску и притупление высотой 1,6 мм для формирования корня шва.

Однако заводская разделка кромок по стандарту 5L имеет большие допуски по размерам, и, к тому же, плоскость разделки зачастую не является строго перпендикулярной оси трубы. То, что приемлемо для сварки вручную, где опытный сварщик в состоянии «отработать» дефекты сборки стыка, становится большой проблемой при автоматической сварке. Для обеспечения качественной автоматической сварки компания CRC–EVANS

решает проблему разделки кромок путем формирования нового составного профиля кромки, строго перпендикулярного оси трубы. Таким образом, удается достичь практически идеальной сборки каждого стыка и одновременно снизить объем наплавляемого металла.

Установка для обработки кромок состоит из двух основных частей – зажимной секции центратора и, собственно, режущей секции. Зажимная секция имеет два набора кулачков с гидравлическим приводом. Эти кулачки расходятся одновременно и равномерно, обеспечивая тем самым надежную фиксацию установки в трубе. Они также позволяют до определённой степени скомпенсировать возможную овальность и обеспечить строгую перпендикулярность режущего инструмента оси трубы.

Каждая установка имеет свой собственный гидравлический привод. В полевых условиях станки для подготовки кромок, как правило, подвешиваются на стреле трубоукладчика или стоят на А-образной раме. Операция обработки кромок обычно занимает от 2-х до 5-ти минут – в зависимости от толщины трубы и навыка оператора. Бригада, обслуживающая одну установку, состоит из оператора, машиниста трубоукладчика и помощника.

Системы для сварки корня шва

Скорость сварки корневого слоя является критическим фактором, определяющим темп движения сварочной колонны и параметры производительности. Автоматическая сварка наиболее рентабельна в тех случаях, когда, помимо качества, она позволяет достичь значительного увеличения скорости сварки – прежде всего, сварки корня шва.

Сварка корня шва изнутри с использованием внутреннего центратора – сварочной станции. Эта установка обеспечивает сборку и фиксацию стыка и выполняет автоматическую сварку корня шва изнутри трубы. Зажимная секция центратора состоит из 3-х центрирующих элементов и двух наборов зажимных кулачков, каждый из которых имеет пневматический привод. Сварочные головки расположены по периметру между двумя рядами зажимных кулачков таким образом, чтобы в раздвинутом состоянии центрирующие элементы находились строго в плоскости сварочных головок.

В процессе сборки, раздвигая все центрирующие элементы и прижимая их к кромке трубы, внутренний центратор – сварочная станция точно позиционируется относительно торца трубы. Затем первый ряд зажимных кулачков раздвигается и фиксирует установку в трубе. Центрирующие элементы возвращаются в исходное положение, и на сборку подаётся следующая секция трубы. Кромки обеих труб приводятся в соприкосновение по всему периметру, и второй ряд кулачков раздвигается, завершая, таким образом, сборку стыка.

Теперь можно начинать сварку корня шва.

Сварочная секция машины состоит из 4-х, 6-ти или 8-ми сварочных головок и применяется для труб диаметром от 24-х до 60-ти дюймов. Сварочные головки смонтированы по периметру на вращающемся кольце, приводимом в движение 24-х-вольтовым мотором.

В состав каждой сварочной головки входит собственный механизм подачи сварочной проволоки от катушки, установленной на самой головке, а также сварочный наконечник и керамический конус для подачи защитного газа. Кроме того, имеется два экрана, предохраняющих от сварочных брызг, которые могут вызвать блокировку подачи газа и повреждения механических частей.

В качестве защитного газа используется смесь, состоящая из 75 % Ar и 25 % CO₂.

Внутренний центратор – сварочная станция приводится в действие управляющим блоком, расположенным на конце выдвигной штанги, протягиваемой через подаваемую секцию трубы. По той же выдвигной штанге осуществляется подача необходимой для сварки электроэнергии и сжатого воздуха. Питание приводов подачи проволоки и вращения головок подается от аккумуляторов, установленных непосредственно на станции. Также на станции расположены баллоны с защитным газом, постоянно подключённые к внешним баллонам, установленным на сварочном тракторе.

После завершения сварки корня шва оператор выдвижной штанги возвращает передние и задние ряды зажимных кулачков в исходное положение. Внутренний центратор – сварочная станция перемещается внутри секции трубы и автоматически останавливается у открытого конца трубы. При сварке на барже для увеличения скорости этой операции возможно применение приводной лебедки, протягивающей станцию на тросе сквозь добавленную к трубопроводу секцию.

При сварке на суше перемещение системы осуществляется с помощью пневматического привода или встроенного электрического двигателя, питаемого от аккумулятора.

Предлагаемая схема разделки и сборки стыка позволяет увеличить скорость и качество сварки. Отсутствие открытого зазора уменьшает объем наплавляемого металла, укорачивает время сборки стыка и фактически исключает прожог. Система также устойчива к дефектам сборки и, в частности, допускает наличие значительного смещения при сборке стыка, гарантируя при этом сквозное проплавление в корне шва.

Горячий проход может выполняться снаружи трубы почти одновременно с выполнением корневого прохода, что снижает общее время сварки стыка. Эта схема предполагает, что и корневой и горячий проходы должны быть выполнены до того, как будет перемещен центратор.

Наружные сварочные системы

Компания CRC–EVANS разработала широкий спектр наружных сварочных аппаратов (сварочных головок), предназначенных для выполнения корневого, горячего, заполняющих и облицовочного проходов.

В настоящее время компания предлагает своим клиентам, в зависимости от стоящих перед ними задач, пять типов механизированных наружных сварочных аппаратов: П200, П300, П600, М220 и М300 (Р200, Р300, Р600, М220 и М300). Они перемещаются по направляющему поясу из пружинной стали шириной 120 мм, охватывающему трубу по окружности. Пояс фиксируется на трубе после обработки новой кромки, перед началом сварки стыка. Обычно пояс размещается на расстоянии 95 мм от края трубы, а точность его установки по окружности обеспечивается специальным шаблоном.

Каждый сварочный аппарат включает в себя три компонента:

- каретку для перемещения по направляющему поясу;
- пульт управления;
- сварочную секцию.

Каретка состоит из шарнирного основания, регулируемого под конкретный диаметр трубы, 24-х-вольтового мотора с редуктором и эксцентрикового зажимного механизма для установки аппарата на поясе. Кроме этого, имеются три желобчатых ведомых колеса и одно колесо с насечкой, перемещающееся по краю пояса и приводимое в движение мотором.

Сварочные аппараты обычно используются парами. Каждый аппарат выполняет сварку половины шва от положения 12 часов до положения 6 часов – в направлениях по и против часовой стрелки соответственно. Правый аппарат начинает горячий проход в положении 12 часов после того, как на этой половине окружности стыка завершено выполнение корня шва. Левый аппарат начинает горячий проход в положении 12 часов после того, как корень шва на его стороне выполнен наполовину. Это обеспечивает быстрое завершение горячего прохода вскоре после выполнения корня шва. Скорость перемещения аппаратов при горячем проходе составляет обычно 1,0-1,27 м/мин (только для П200, П300 и П600).

Аппараты для сварки заполняющих и облицовочного слоев стартуют одновременно, однако, не из одной позиции. Обычно первый заполняющий слой левая головка выполняет от позиции 12 часов до позиции 6 часов за один проход. В то же время правая головка начинает сварку в позиции 3 часа и выполняет её до позиции 6 часов, после чего оператор переводит головку в позицию 12 часов и завершает сварку в позиции 3 часа. Стартовые позиции меняются поочередно для каждого слоя для предотвращения перекрытия стартовых

и конечных точек в вертикальном положении. На трубе с толщиной стенки более 8 мм обычно требуется один заполняющий проход на каждые 3,2 мм толщины стенки. Скорость сварки заполняющих слоев колеблется, как правило, в пределах 330-380 мм/мин при скорости подачи проволоки 11-17 м/мин (только для П200, П300 и П600).

Микропроцессорное управление и программируемость параметров сварки обеспечивают максимальную гибкость и надежность работы головок, позволяя, в частности, устанавливать на головках параметры сварки для каждого прохода и для любого углового положения на окружности трубы.

Бортовой компьютер обеспечивает также ряд других значительных преимуществ — гарантированное качество сварки, максимальную скорость сварки и производительность, а также и средства для распечатки режимов, на которых велась сварка каждого стыка. На жидкокристаллический цифровой дисплей блока управления выводится информация о номере прохода, скорости перемещения и подачи проволоки, амплитуде осцилляции, а также напряжении дуги.

Преимущества

Данная технология не зря получила широкое распространение в промышленности, так как она обладает рядом преимуществ:

- Высокая производительность процесса сварки, если речь идет о серийном производстве;
- Все делается одинаково по заданным настройкам, так что нет негативного человеческого фактора;
- Швы обладают высоким качеством, так как газ дает отличную защиту;
- Можно соединять сложно свариваемые, и даже разнородные металлы;
- Для обслуживания автомата не требуется большого количества людей.

Недостатки

В качестве недостатков стоит отметить следующие факторы:

- При ошибке в параметрах, брак распространится на всю серию изделий;
- Техника имеет ограниченный предел настроек, так что не все параметры можно подобрать;
- Стоимость оборудования делает данную технику недоступной для многих людей;

Нет возможности создать шов в любом положении и с любыми параметрами, так как для этого система может не обладать достаточными параметрами, тогда как вручную это сделать намного проще.

Использование комплексов автоматической сварки в ГТУ

Автоматическая сварка в среде защитного газа магистральных газопроводов производится в соответствии со следующей нормативной документацией:

1. Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов. Часть 1. (СТО Газпром 2–2.2–136–2007);
2. Инструкция по сварке магистральных газопроводов с рабочим давлением до 9,8 МПа включительно (СТО Газпром 2–2.2–115–2007).
3. Инструкция по сварке МГ «Бованенково – Ухта с рабочим давлением до 11.8 МПа.
4. Технология сварки при ремонте магистральных газопроводов из высокопрочных сталей (Р Газпром 2-2.3-650-2012).

В основном автоматическая сварка газопроводов в ГТУ производится комплексами для автоматической сварки «ВОСХОД» и «ПРОТЕУС».

Ознакомимся с устройством комплекса для автоматической сварки «ВОСХОД».

Комплекс «ВОСХОД» является универсальной, автоматизированной многопозиционной сварочной системой, предназначенной для автоматической сварки порошковыми проволоками прямолинейных, криволинейных швов, орбитальной сварки неповоротных стыков трубопроводов во всех пространственных положениях. Предназначен для использования в нефтегазовом комплексе, мостостроении, судостроении. Аттестован по требованиям НАКС.

Технология сварки головками комплекса «ВОСХОД» и порошковой проволокой Power Pipe 60R, Power Arc 60R и металлопорошковыми проволоками типа Power Bridge 60M имеет более высокую производительность (не менее чем в четыре раза), чем сварка электродом с основным покрытием. Коэффициент наплавки указанными проволоками на одной головке достигает 5 кг/час.

Отличительной особенностью конструкции комплекса «ВОСХОД» является программируемый на 12 режимов сварки контроллер, обеспечивающий управление всеми основными параметрами, наличие пульта дистанционного управления, а также маятниковая система колебаний горелки, обеспечивающая как наплавку валиков на поверхность, так и сварку соединений толщиной до 60 мм.

Комплекс «ВОСХОД» прост в эксплуатации. Опытный сварщик может быть обучен работе с системой в течение 1-2 дней.

Конструкция комплекса «ВОСХОД»:

- Комплекс имеет модульное исполнение, позволяющее эффективно производить ремонт и обслуживание в рабочих условиях.

- В состав стандартного комплекса входит 2 головки (правая и левая), направляющий пояс, два пульта ДУ, один программатор, два блока питания головок, два источника питания, комплект соединительных кабелей.

- На каждой головке имеются рама головки с приводом перемещения по направляющему поясу, сварочная горелка, механизм подачи сварочной проволоки с приводом и привода перемещения горелки на головке влево - вправо и вверх - вниз.

- На головке установлена кассета сварочной проволоки (5 кг).

- Каретка кассеты выполнена со встроенным устройством контроля натяжения проволоки;

- Удобный для пользователя программатор на 12 различных режимов сварки (программируется линейная скорость сварки, скорость подачи сварочной проволоки, частота колебаний горелки в единицах на 1 см пути, время задержки горелки на каждой из кромок, амплитуда колебаний горелки, время разгона сварочной проволоки при начале сварки, время заварки кратера при завершении сварки, направление сварки.

- Удобный для пользователя пульт ДУ, с которого производится управление перемещением горелки относительно головки и стыка в направлении вниз-вверх и влево-вправо, управлением пуском и остановкой процесса, корректировка режимов сварки - скорости сварки и амплитуды колебаний горелки в пределах, заданных инженером-технологом;

- Привод перемещения горелки выполнен с удлиненным ходом модулей (до 50 мм) в вертикальном и поперечном направлениях для использования при сварке толстостенных труб и металлоконструкций.

- Угол наклона сварочной горелки поперек и вдоль шва может устанавливаться в диапазоне ± 15 градусов;

- Головка стандартно выполняется для использования с направляющим поясом с насечкой по торцам, но по спецзаказу может использоваться с перфорированным направляющим поясом типа «ПРОТЕУС». Направляющие пояса поставляются по заказу. Пояс изготавливается в исполнении для сварки неповоротных стыков трубопроводов (для каждого конкретного диаметра) или для сварки прямолинейных и криволинейных швов на магнитных присосках (конкретной длины).

- На головке также расположены цифровой блок управления, разъемы подключения программатора и пульта ДУ, кнопки записи программ и тестирования головки;

- Достоинства комплекса «ВОСХОД»:

- Установка колебаний горелки в единицах на один сантиметр пути является характерной особенностью комплекса «ВОСХОД». При изменении скорости сварки, частота колебаний остается неизменной на единицу длины

- сваренного шва. Это очень важно с точки зрения качества сварных швов, так как при изменении скорости сварки, степень перекрытия валиков остается неизменной;
 - Невозможность несанкционированного изменения заданных параметров сварки оператором, за исключением разрешенного изменения скорости сварки и амплитуды колебаний (от 5 % до 25 %);
 - Удобство выполнения сварки оператором достигается за счет применения пульта дистанционного управления;
 - Комплекс «ВОСХОД» может использоваться с направляющим поясом от головки М-300;
 - Наличие левой и правой головок характерно для сварки неповоротных кольцевых стыков в нефтегазовом комплексе, где сварка ведется двумя головками. В экстренных случаях возможно использование двух левых или двух правых головок на одном поясе.
 - В мостостроении или в судостроении, где сварка ведется одной головкой и сварной стык не замкнут, используется левая или правая головка.
 - Применение насыпного кабеля между источником питания и каждой из головок, имеющего повышенную защиту от механических и термических повреждений, а также объединяющего в себе кабель управления, сварочный кабель и газовый рукав;
 - Более эффективная работа осциллятора горелки за счет использования шагового двигателя.
 - Возможность эксплуатации на наклонных участках трассы при сварке кольцевых стыков за счет установки различной задержки горелки на кромках.
- Из выше сказанного можно утверждать, что автоматическая сварка при производстве сварочных работ на магистральных трубопроводах является наиболее эффективным видом сварки.

УДК 662.758

Исследование влияния совместимости нефтепродуктов при смешении в резервуарах на качество при сливо-наливных операциях

Султанбеков Р. Р., Назарова М. Н.

Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, РФ

Объекты для хранения нефтепродуктов должны работать эффективно, чтобы обеспечить качественными энергоресурсами регион и исключить возможность потери качества при транспортировке. Технологический процесс непрерывен, поэтому зачастую в резервуары имеющие остатки, сливают новый продукт, так как свободных емкостей нет. Также смешение происходит преднамеренно для получения другой марки нефтепродукта с меньшей вязкостью, который можно будет использовать для обогрева промышленных и жилых объектов и в качестве судовых топлив. Однако при технологических операциях на резервуарах, всегда остается остаток нефтепродуктов, который может повлиять на качество при смешении различных видов нефтепродуктов.

В последние годы, в мире установилась тенденция более глубокой переработки нефти, а именно использование остаточных продуктов крекинг-процессов. Однако вместе с углублением переработки качество нефтепродуктов снижается из-за увеличения доли асфальто-смолистых продуктов в составе тяжелых топлив. Поэтому стабильность и совместимость нефтепродуктов является важным параметром. Так как при смешивании разных видов темных нефтепродуктов есть риск выпадения осадка [6].

Высокий показатель общего осадка в нефтепродуктах негативно влияет на работу двигателей и топливной системы, способствует их износу и нарушению работы, а также приводит к засорению фильтров и сепараторов [5]. Также выпадение общего осадка способствует активному накоплению «мертвого» остатка в резервуарах, что может привести к ухудшению качества сливаемых нефтепродуктов и снизит полезный объем резервуаров.

Допустимое содержание общего осадка регламентируются стандартами, в России это ГОСТ Р 50837.6-95, который соответствует международным стандартам ASTM D4870-IP 375, IP 390 и ISO 10307. В топливах содержание общего осадка не должно превышать 0,1 %.

Проявления «несовместимости» при смешении нефтепродуктов связаны с возникновением прочных межмолекулярных взаимодействий, вызванных изменением структурно-группового состава и взаимного соотношения концентраций высокомолекулярных соединений нефтепродуктов, что приводит к образованию ассоциатов молекул, объемных коллоидных частиц различной формы и структуры [4].

К проявлению осадкообразования и несовместимости главным образом склонны крекинг-мазуты и остаточные топлива, так как они содержат асфальтены, карбоиды и карбены, которые выполняют функцию центров для коагуляции высокомолекулярных соединений.

Исходя из выше сказанного, можно выделить несколько актуальных проблем, которые вызваны несовместимостью нефтепродуктов при технологических операциях на резервуарах:

- Ухудшение качества нефтепродуктов;
- Способствует износу и засорению технологических систем;
- Увеличение интенсивности накопления «мертвого» остатка на резервуарах, что приводит к снижению полезного объема резервуаров;
- Экономические потери из-за снижения стоимости нефтепродуктов.

Существуют несколько методов для оценки стабильности и совместимости топлива. Наиболее простым, является метод определения стабильности и совместимости по пятну по ГОСТ Р 50837.7. Сущностью метода является визуальная оценка ядра и окраски пятна на бумажном фильтре, образованных каплей пробы в условиях испытания, и сравнение пятна со стандартными пятнами. Однако данный метод не обладает высокой точностью и имеет большую погрешность.

Известны методы определения толуольного и ксилольного эквивалента по ГОСТ Р 50837.3 и ГОСТ Р 50837.4 соответственно, которые позволяют судить о стабильности нефтепродуктов.

Толуольный и ксилольный эквиваленты – критерии стабильности дисперсной структуры, показывающие степень ароматичности топлива, которая необходима для сохранения асфальтенов в диспергированном состоянии.

Величина ксилольного эквивалента, меньшая или равная 25/30, является критерием прямогонности (т. е. отсутствия вторичных остаточных продуктов переработки нефти в исследуемом смесевом топливе).

Общим недостатком обоих способов является низкая точность из-за субъективности визуальной оценки наличия более темного пятна внутри всего (также затемненного) пятна от капли разбавленной порции топлива смесью толуола или ксилола с н-гептаном.

Способ определения прямогонности (отсутствия вторичных остаточных продуктов переработки нефти) в смесевых топливах по показателю «номер пятна» (ГОСТ Р.50837.7-95. Топлива остаточные. Определение прямогонности. Метод определения стабильности и совместимости по пятну).

Этот способ (разделы 7 и 9 ГОСТ Р 50837.7-95) предусматривает отбор пробы топлива в количестве не менее 500 см³, ее подготовку (перемешивание и, в случае необходимости, подогрев ее до жидкого состояния), смешение пробы с дистиллятным компонентом в соотношении 1:1, нагрев смеси (1 капли, нанесенной на специальную хроматографическую бумагу зарубежного производства) до 100 °С, оценку выделившегося осадка (по виду пятна от капли, высушенной при 100 °С) в течение 1 часа. По виду пятна на хроматографической бумаге (а именно, по диаметру более темной окраски в центре пятна в сравнении с остальным менее затемненным пятном) ему (по описанию стандартных пятен) присваивается номер (от № 1 до № 5). При отнесении номера пятна к номеру меньшему или равному № 3 топливо считают прямогонным (т. е. не содержащим вторичных остаточных продуктов переработки нефти) – примечание к разделу 9 ГОСТ Р 50837.7-95.

Недостатком способа является относительно низкая точность и достоверность определения вторичных остаточных продуктов переработки нефти в смесевых топливах, связанная с субъективностью визуальной оценки вида пятна и необходимость использования зарубежных материалов.

Существующие методы оценки стабильности и совместимости нефтепродуктов [1, 2, 3] не обладают высокой точностью и имеют большую погрешность.

Принципиальное отличие используемого метода состоит в том, что для определения совместимости нескольких видов нефтепродуктов, в первую очередь необходимо выполнить испытания для определения общего осадка с предварительным химическим старением (Total Sediments Accelerated – TSA) согласно методу по ГОСТ Р 50837.6 для каждого компонента смеси, которые планируются для смешивания. Далее, после определения общего осадка по каждому из компонентов, следует тщательно смешать данные нефтепродукты в нужной пропорции и затем выполнить испытания для определения общего осадка приготовленной смеси нефтепродуктов согласно методике.

Совместимость нефтепродуктов зависит от многих факторов, начиная от соотношения смешивания и заканчивая показателями качества. Поэтому, для более глубокого понимания процесса совместимости нефтепродуктов и наработки теоретических данных, необходимы практические опыты и внимательный анализ полученных результатов.

Опытные испытания проводились на соответствующей ГОСТ Р 50837.6 лабораторной фильтровальной установке Total SedimentTester компании SetaClean соответствующей схеме (рисунок 1), к которому подключен вакуумный насос, также использовалась масляная баня для старения образца и весы с точностью 0,1 и 0,0001 г. Вся лабораторная посуда и реактивы соответствуют необходимым требованиям.

Также благодаря определению параметра TSP (Total Sediment Potential) становится возможным определения параметров и свойств при выявлении аномалий, а именно при несовместимости нефтепродуктов при их смешении, которое сопровождается резким изменением плотности, вязкости и других показателей отличающихся от расчетных.

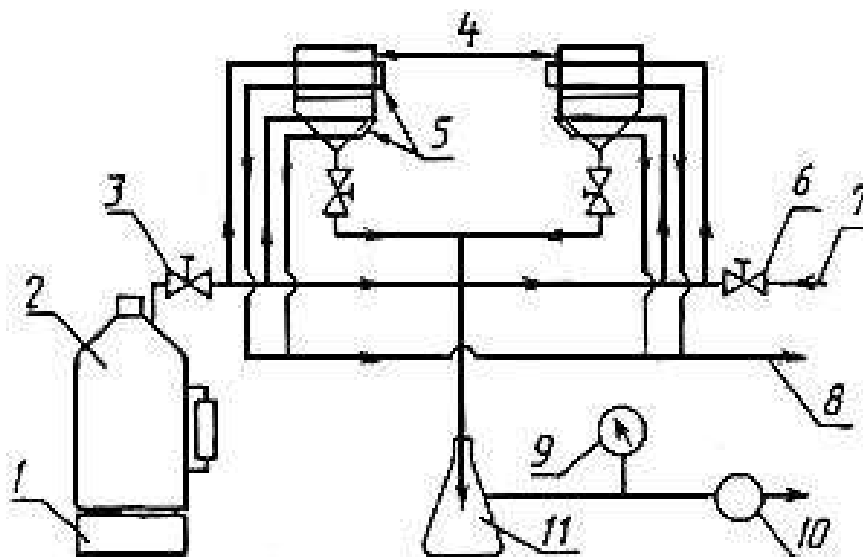


Рисунок 1. Схема аппарата для фильтрации: 1 – источник нагрева; 2 – генератор пара; 3 – пар; 4 – фильтровальный блок; 5 – охлаждающие трубки; 6 – холодная вода; 7 – подвод охлаждающей смеси; 8 – фенольная линия; 9 – вакуумный манометр; 10 – вакуумный насос; 11 – колба Бюхнера

Были проведены опыты определения общего осадка с различными видами нефтепродуктов и с разным соотношением смешивания по представленному методу. В ходе исследований проводились испытания определения вязкости, плотности и содержания воды нефтепродуктов.

Методы определения показателей качества нефтепродуктов

Наименование ГОСТа	№ ГОСТа	Область применения
Методы определения плотности	3900	Метод применяется для определения плотности нефти и нефтепродуктов
Метод определения кинематической и расчет динамической вязкости	33	Стандарт устанавливает метод определения кинематической вязкости стеклянным вискозиметром нефтепродуктов, жидких при температуре испытания, у которых напряжение сдвига пропорционально скорости деформации
Метод определения содержания воды	2477	Настоящий стандарт устанавливает метод определения содержания воды в нефтепродуктах и нефти

Проведены исследования влияния соотношения смешения несовместимых нефтепродуктов. Компонент № 1. Мазут топочный 100 (ИФО-380), компонент № 2. Смола пиролизная тяжелая, марка А. Результаты представлены ниже.

Таблица 2

Определение общего осадка при разных соотношениях смеси компонентов

Компонент № 1. Мазут топочный 100 (ИФО-380) (ГОСТ 10585-2013). Показатели качества: $\rho_{15} = 959,0 \text{ кг/м}^3$; $v_{50} = 269,2 \text{ сСт}$; Воды = 0,2%; TSA = 0,02 %		
Компонент № 2. Смола пиролизная тяжелая, марка А (ТУ 2451-183-72042240-2013). Показатели качества: $\rho_{15} = 1034,0 \text{ кг/м}^3$; $v_{50} = 17,2 \text{ сСт}$; Воды = 0,05 %; TSA = 0,03 %		
Опыт №	Соотношение смешивания компонентов, %	Значение TSA смеси, %
1	№1 – 90, №2 – 10	0,08
2	№1 – 80, №2 – 20	0,11
3	№1 – 70, №2 – 30	0,14
4	№1 – 60, №2 – 40	0,16
5	№1 – 50, №2 – 50	0,19
6	№1 – 40, №2 – 60	0,16
7	№1 – 30, №2 – 70	0,11
8	№1 – 20, №2 – 80	0,08
9	№1 – 10, №2 – 90	0,05

В опытах (таблица 2) проведены анализы совместимости с разными соотношениями смеси нефтепродуктов, наглядно результаты показаны на графике (рисунок 2). Как видно из результатов нефтепродукты не совместимы, а максимальное осадкообразование произошло при соотношении смешивания 50 % на 50 %, также стоит обратить внимание, что в опытах 8, 9 при значительном содержании компонента № 2 осадкообразование снижается и его значение не превышает допустимые нормы. Тем самым, при необходимости становится

возможным подбор соотношения смешиваемых нефтепродуктов, которое позволит сохранить приемлемое качество смеси для его использования без превышения требуемых норм качества нефтепродуктов.



Рисунок 2. Анализ нефтепродуктов на совместимость с разными соотношениями компонентов

Таблица 3

Определение общего осадка при разных соотношениях смеси компонентов

Компонент № 1. Мазут М 100 вид I, (ГОСТ 10585-2013). Показатели качества: $\rho_{15} = 833,1 \text{ кг/м}^3$; $v_{50} = 4,66 \text{ сСт}$; Воды = Следы; $TSA = 0,02 \%$		
Компонент № 2. Мазут топочный 100, малозольный (ГОСТ 10585-2013) $\rho_{15} = 984,0 \text{ кг/м}^3$; $v_{40} = 695,1 \text{ сСт}$; Воды = 0,1 %; $TSA = 0,03 \%$		
Опыт №	Соотношение смешивания компонентов, %	Значение TSA смеси, %
1	№1 – 90, №2 – 10	0,29
2	№1 – 80, №2 – 20	0,38
3	№1 – 70, №2 – 30	0,16
4	№1 – 60, №2 – 40	0,09
5	№1 – 50, №2 – 50	0,05
6	№1 – 40, №2 – 60	0,03
7	№1 – 30, №2 – 70	0,03
8	№1 – 20, №2 – 80	0,02
9	№1 – 10, №2 – 90	0,02

Как видно активное осадкообразование наблюдается при высокой концентрации от 70 % до 90 % компонента № 1 в смеси. Значит, при сливе в резервуар имеющие остатки компонента № 2, то качество всего объема продукта могло снизиться, что привело бы к необходимости применять специальные меры для получения приемлемого качества и к определенным финансовым затратам.

Также после определения совместимости и стабильности нефтепродуктов представленным лабораторным методом, в равной пропорции были смешаны в танке накопителе нефтепродукты, после был осуществлен отбор проб по ГОСТ 2517 и проведена проверка содержания общего осадка полученного продукта. Результаты представлены в таблице 4.



Рисунок 3. Анализ нефтепродуктов на совместимость с разными соотношениями компонентов

Таблица 4

Сравнение результатов определения совместимости нефтепродуктов до смешения и определение TSA после смешивания нефтепродуктов в танках накопителях

№	Компонент №1	Компонент №2	Соотношение	Анализ на совместимость, %	TSA после смешения, %
1	Мазут топочный 100, малозольный (ГОСТ 10585-2013) $\rho_{15} = 981,0 \text{ кг/м}^3$; $\nu_{50} = 692,5 \text{ сСт}$; $TSA = 0,03 \%$	Мазут топочный 100, зольный (ГОСТ 10585-2013) $\rho_{15} = 988,0 \text{ кг/м}^3$; $\nu_{50} = 900,7 \text{ сСт}$; $TSA = 0,04\%$	1/1	0,04	0,03
2	Топливо судовое экологическое, марки А (СТО 00148599-034-2017). $\rho_{15} = 855,5 \text{ кг/м}^3$; $\nu_{50} = 18,45 \text{ сСт}$; $TSA = 0,02 \%$	Топливо для судовых установок, вид Э (СТО 00148725-004-2011). $\rho_{15} = 901,2 \text{ кг/м}^3$; $\nu_{50} = 34,0 \text{ сСт}$; $TSA = 0,03\%$	1/1	0,02	0,02
3	Мазут топочный 100, малозольный (ГОСТ 10585-2013) $\rho_{15} = 970,0 \text{ кг/м}^3$; $\nu_{40} = 450,2 \text{ сСт}$; $TSA = 0,03 \%$	Мазут топочный 100, зольный (ГОСТ 10585-2013) $\rho_{15} = 999,0 \text{ кг/м}^3$; $\nu_{40} = 850,9 \text{ сСт}$; $TSA = 0,05\%$	1/1	0,06	0,05
4	Мазут топочный 100, малозольный (СТО 05747181-2013). $\rho_{15} = 989,0 \text{ кг/м}^3$; $\nu_{50} = 590,5 \text{ сСт}$; $TSA = 0,03\%$	Смола пиролизная тяжелая, марка А (ТУ 2451-183-72042240-2013 $\rho_{15} = 1021,0 \text{ кг/м}^3$; $\nu_{50} = 15,4 \text{ сСт}$; $TSA = 0,03$	9/1	0,05	0,06
5	Мазут топочный 100 ИФО-180 (ТУ 0252-002-10416871-2013) $\rho_{15} = 951,3 \text{ кг/м}^3$; $\nu_{40} = 165,7 \text{ сСт}$; $TSA = 0,03\%$	Мазут топочный 100, мало-зольный (СТО 05747181-2013 с изм. 1-2). $\rho_{15} = 989,0 \text{ кг/м}^3$; $\nu_{50} = 590,5 \text{ сСт}$; $TSA = 0,03\%$	1/1	0,04	0,04

Как видно из результатов, показанных в таблице выше, полученные значения практически совпадают и полностью удовлетворяют требования воспроизводимости по ГОСТ Р 50837.6, значит метод определения совместимости нефтепродуктов применим на практике.



Рисунок 4. Сравнение полученных результатов по определению совместимости до смешивания и после перекачки и перемешивания в танках накопителях показателя TSA

Как видно из результатов, показанных в таблице выше, полученные значения практически совпадают и полностью удовлетворяют требования воспроизводимости по ГОСТ Р 50837.6. Значит, данный метод определения совместимости нефтепродуктов применим на практике.

Проблема «несовместимости» нефтепродуктов крайне актуальна, так как из-за выпадения общего осадка на резервуарах при эксплуатации снижается полезный объем и возникает необходимость чистки резервуаров, также при смешивании нефтепродуктов из-за «несовместимости» в первую очередь ухудшается качество всего продукта, последующее применение которого увеличивает риск износа оборудования.

Библиографический список

1. ГОСТ 33365-2015. Топлива остаточные. Определение прямогонности. Метод определения стабильности и совместимости по пятну (с Поправкой). – М.: Стандартинформ, 2016.
2. ГОСТ Р 50837.3-95. Топлива остаточные. Определение прямогонности. Метод определения толуольного эквивалента. – ИПК Издательство стандартов, 1996.
3. ГОСТ Р 50837.4-95. Топлива остаточные. Определение прямогонности. Метод определения ксилольного эквивалента. – ИПК Издательство стандартов, 1996.
4. Каримов Р. М. Влияние содержания парафинов, смол и асфальтенов на товарные качества нефтей / Р. М. Каримов, Б. Н. Мастобаев // Башкирский химический журнал. – 2012. – Т. 19.
5. Митусова Т. Н. Оценка стабильности и совместимости остаточных топлив. Мир нефтепродуктов / Т. Н. Митусова, Н. П. Аверина, И. А. Пугач. – 2005. – № 1. – С. 33-35.
6. Сергиенко С. Р. Высокомолекулярные неуглеводородные соединения нефти: смолы и асфальтены / С. Р. Сергиенко, Б. А. Таимова, Е. И. Талалаев. – М.: Наука, 1979.

УДК 624.074.433

Применение тонкостенных трубопроводов большого диаметра, выполненных из композиционных материалов

Койнов Е. Г., Разов И. О., Коркишко А. Н.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, РФ

Эффективная эксплуатация трубопроводного транспорта является залогом успешной работы нефтегазовой отрасли, т.к. это один из основных путей транспортировки углеводородных ресурсов от места добычи до потребителей. В тоже время строительство

трубопроводных развязок является одним из основных пунктов затрат при обустройстве месторождений. Транспортировка и монтаж трубопроводов по стоимости значительно превосходят стоимость самих труб.

В связи с тем, что металлические трубы подвержены коррозии, необходимо применять коррозионную изоляцию. Применение такой изоляции является дорогостоящим мероприятием. Современная нефтехимическая промышленность позволяет применять трубы, изготовленные из полипропилена. Такие трубы изготавливаются в различных типоразмерах, включая трубы большого диаметра (более 1000 мм). Преимуществами таких трубопроводов является коррозионностойкость, срок службы, простота монтажа, меньшая масса и т. п.

Помимо агрессивности самой транспортируемой среды, трубопроводы подвержены воздействию и других факторов, таких как давление и температура. В нефтегазовой отрасли рабочие давления и температуры, как правило, выше, чем в водоснабжении, и могут сильно различаться на разных месторождениях в зависимости от применяемых методов добычи и условий залегания нефти и газа. Так нефть транспортируется при температуре от 30 °С до 80 °С, при рабочем давлении от 1,0 до 25,0 МПа. Температура транспортировки газа же варьируется от -8 °С до -1 °С, при давлении от 1,0 до 7,2 МПа. В ходе настоящей работы рассматривались именно газопроводы, т. к. благодаря отрицательной температуре транспортируемой среды данные трубопроводы возможно прокладывать полуподземным способом на территории распространения ММГ.

Но с внедрением новых технологий возникает вопрос их правильного проектирования и безопасной эксплуатации. Полипропиленовые трубы из-за особенности технологии их производства производятся тонкостенными, поэтому для их расчета необходимо применять не стержневую теорию, приведенную в СП 36.13330.2012 [4], а теорию оболочек, которая позволит учесть влияние коэффициента отпора грунта, параметра продольной сжимающей силы, внутреннего рабочего давления и геометрических характеристик. Поэтому для расчета данных труб стоит применять формулу, полученную авторами И. О. Разовым и В. Г. Соколовым [1, 2].

$$\omega_{mn}^2 = \frac{\tilde{\lambda}_n^4 + m^4(m^2 - 1)(m^2 - 1 + p^*) + k^*m^4 - \tilde{\lambda}_n^4 m^4 P / n^2}{\rho^* R h (\tilde{\lambda}_n^2 h_v + m^2 + m^4)} \quad (1)$$

где

$$\lambda_n = \frac{n \pi R}{L \sqrt{h_v}} \quad \text{– параметр относительной толщины оболочки;}$$

$p^* = p_0 \frac{R}{E h h_v^2}$ – коэффициент внутреннего рабочего давления, является безразмерным, при внутреннем рабочем давлении p_0 в МПа;

$$\rho^* = \rho_0 \frac{R}{E h h_v^2} \quad \text{– коэффициент материала оболочки, является безразмерным, при}$$

плотности материала оболочки ρ_0 в $\frac{\kappa H}{m^4 c^2}$.;

$$P = \frac{F}{F_3} \quad \text{– безразмерный параметр продольной сжимающей силы;}$$

$$F_3 = \frac{\pi^2 EI}{L^2} \quad \text{– Эйлерова сила;}$$

k^* - коэффициент постели, является безразмерным, при коэффициенте постели k в Н/м³.

$$k^* = \frac{R^2 k}{E h h_v^2} \quad \text{– для подземных трубопроводов.}$$

На основании формулы (1) произведем расчет и полученные значения сведем в таблицу 1-3 и проиллюстрируем на графиках 1-7.

Таблица 1

Зависимость частот свободных изгибных колебаний полуподземных газопроводов от коэффициента постели грунта k , волнового значения в продольном (n) и окружном (m) направлениях

H/R=1/30 (труба 20x1220); L/R=10, p=1,5 МПа, P=0,05						
Коэфф. постели грунта	m=i	полипропиленовые трубы ППР 100				
		n=1	n=2	n=3	n=4	n=5
k=0,1	m=1	34,89	93,27	186,59	296,95	415,03
	m=2	96,65	99,83	115,44	150,21	203,70
	m=3	162,56	162,41	163,83	169,14	181,00
	m=4	227,97	227,62	227,42	227,98	230,10
	m=5	294,60	294,28	293,88	293,58	293,66
k=1,0	m=1	84,61	117,93	197,82	302,77	418,38
	m=2	138,81	140,53	151,25	178,35	224,44
	m=3	194,00	193,78	194,82	199,10	209,01
	m=4	252,40	252,05	251,83	252,28	254,12
	m=5	314,29	313,98	313,59	313,29	313,34
k=3,0	m=1	142,70	159,63	220,75	315,30	425,73
	m=2	203,30	203,69	210,01	228,82	264,78
	m=3	250,10	249,77	250,30	253,28	260,69
	m=4	299,63	299,29	299,0247	299,29	300,70
	m=5	354,15	353,86	353,4797	353,18	353,17

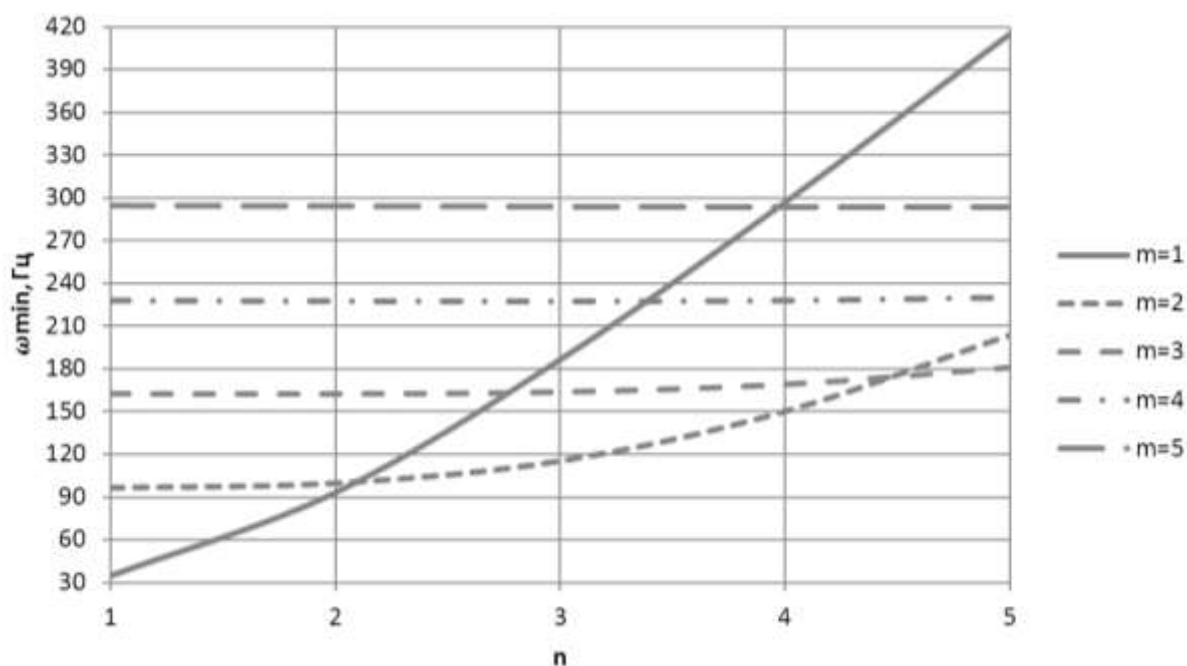


Рисунок 1. Зависимость частот свободных изгибных колебаний ω (Гц) полуподземных газопроводов от волнового числа в продольном и окружном направлениях n и m , при $k=0,1 \text{ кг/см}^3$

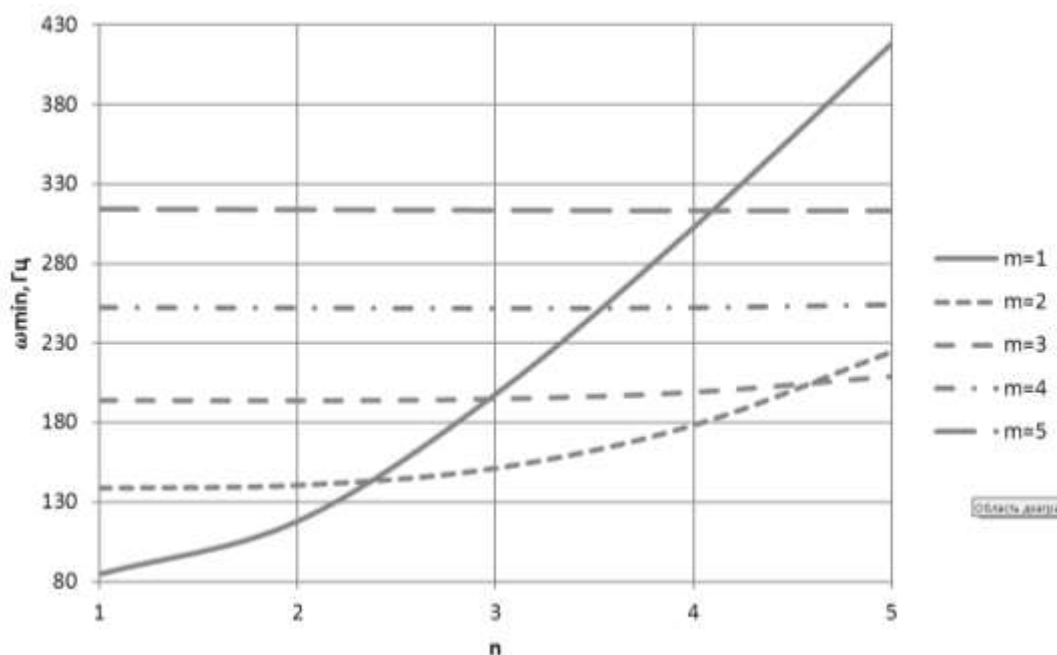


Рисунок 2. Зависимость частот свободных изгибных колебаний ω (Гц) полуподземных газопроводов от волнового числа в продольном и окружном направлениях n и m , при $k=1,0 \text{ кг/см}^3$

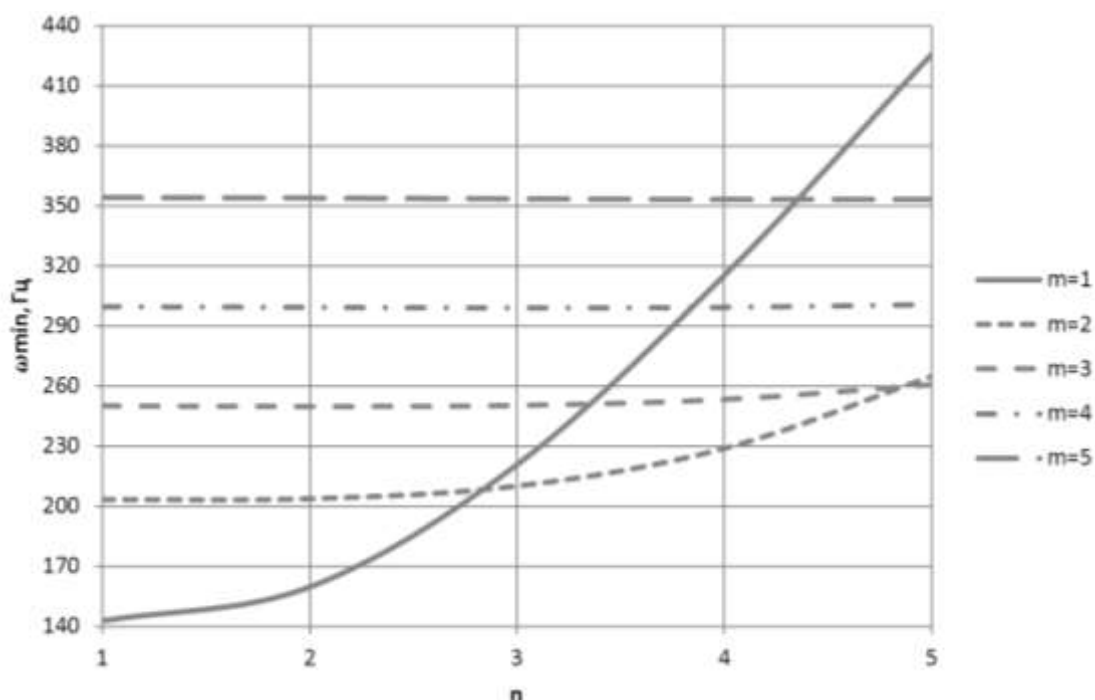


Рисунок 3. Зависимость частот свободных изгибных колебаний ω (Гц) полуподземных газопроводов от волнового числа в продольном и окружном направлениях n и m , при $k=3,0 \text{ кг/см}^3$

Анализ графиков на рисунках 1-3 показал, что на трубы, выполненные из полипропилена, влияет способ укладки трубопровода, состояние поверхности грунта (постели). Так при укладке трубы на ровную поверхность (рисунок 4) минимальные частоты наступают при $m=1$. Однако при неровной поверхности и возникновении 5 полуволн в продольном направлении частоты свободных колебаний при $m=1$ увеличиваются на 91,59 % с $\omega_{11}=34,89 \text{ Гц}$ до $\omega_{15}=415,03 \text{ Гц}$ при $k=0,1 \text{ кг/см}^3$, а при $k=1 \text{ кг/см}^3$ и $k=3 \text{ кг/см}^3$ увеличение частот составляет 79,78 % и 66,48 % соответственно. Частоты свободных колебаний трубопровода при $m=3$ при увеличении волнового числа в продольном направлении напротив

же растут медленнее, и при $n=5$ становятся минимальными, увеличиваясь на 10,19 %, 7,18 % и 4,06 % при $k=0,1 \text{ кг/см}^3$, $k=1 \text{ кг/см}^3$ и $k=3 \text{ кг/см}^3$ соответственно [3].

Различие в тенденциях роста частот обуславливается малым модулем упругости материала и его плотностью, при ровной поверхности укладки трубопровод будет совершать колебания без деформации сечения (рисунок 5), но при появлении неровностей в продольном направлении начинает преобладать деформация сечения с 3 полуволнами в окружном направлении ($m=3$). Увеличение коэффициента постели грунта k приводит к увеличению жесткости грунтовой обоймы и, как следствие, увеличению частоты колебаний трубопровода.

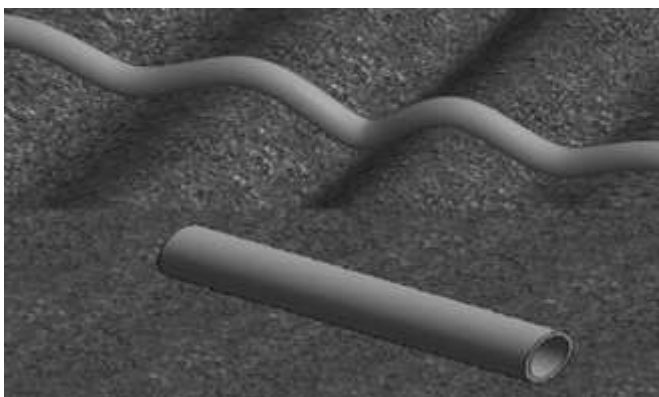


Рисунок 4. Возможные варианты укладки трубопровода, при $m=1$ (нижний), при $m=4$ (верхний)

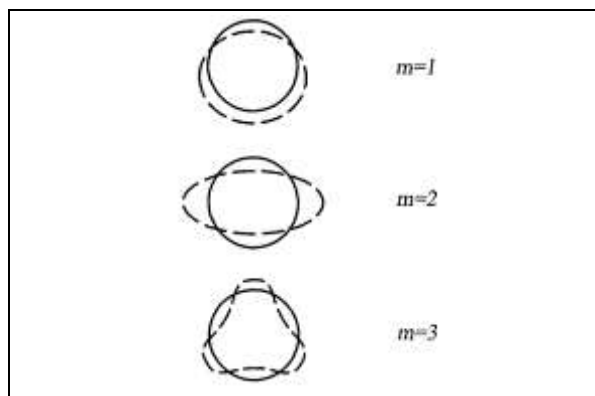


Рисунок 5. Формы колебания газопровода как цилиндрической оболочки

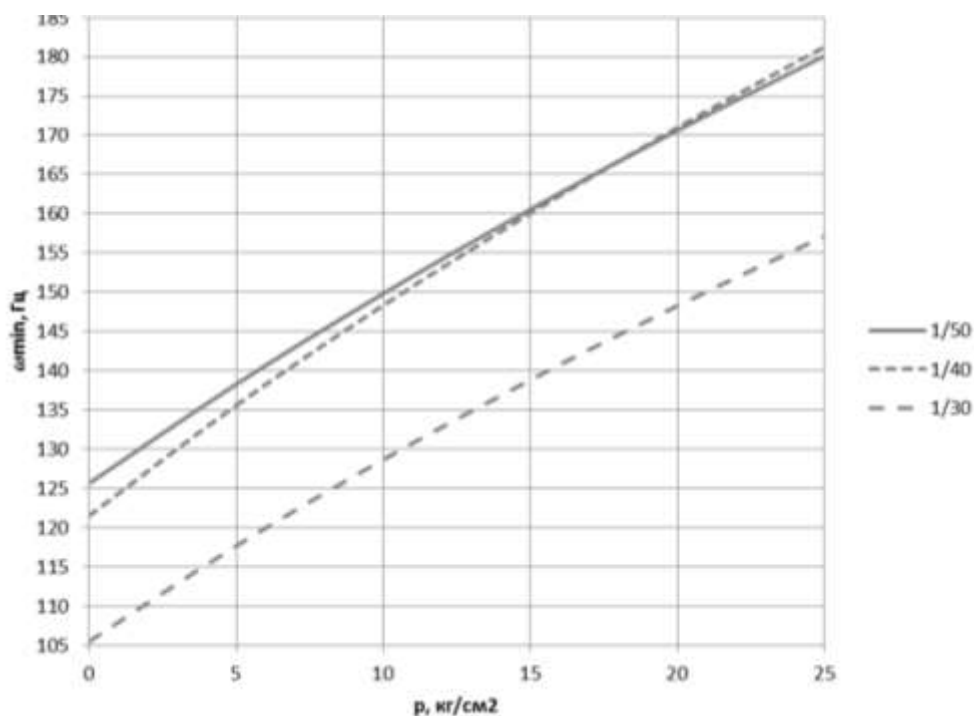


Рисунок 6. Зависимость частот свободных изгибных колебаний ω_{21} (Гц) полуподземных газопроводов от внутреннего рабочего давления для труб с различным коэффициентом тонкостенности h/r

Анализ графика на рисунке 6 показал, что изменение внутреннего рабочего давления p существенно влияет на собственные частоты колебаний трубопровода, увеличивая их. Данное влияние существенней для труб с коэффициентом тонкостенности $h/r=1/30$. Так при изменении внутреннего рабочего давления p от 0 до 25 кг/см² увеличение частот ω_{21} составило 33 % для полипропиленовых полуподземных газопроводов. При соотношении $h/r=1/50$ подъем частот составил 30 %.

Таблица 2

Зависимость частот свободных изгибных колебаний ω_{21} (Гц) полуподземных газопроводов от внутреннего рабочего давления p , коэффициента тонкостенности h/r

p	H/R n=1; k=1 кг/см ³ ; P= 0.05; L/R=10, трубы 14x1420 (1/50), 15x1220 (1/40), 20x1220 (1/30)								
	1/50			1/40			1/30		
	m=1	m=2	m=3	m=1	m=2	m=3	m=1	m=2	m=3
0	99,21	125,66	134,00	96,75	121,53	130,27	84,61	105,51	114,59
5	99,21	138,27	167,28	96,75	135,59	166,92	84,61	117,66	145,95
10	99,21	149,83	194,95	96,75	148,33	196,86	84,61	128,67	171,66
15	99,21	160,56	219,16	96,75	160,06	222,81	84,61	138,81	194,00
20	99,21	170,61	240,95	96,75	170,98	246,04	84,61	148,26	214,02
25	99,21	180,10	260,93	96,75	181,25	267,25	84,61	157,14	232,32

Различие в тенденциях роста частот обуславливается тем, что при увеличении внутреннего рабочего давления, увеличивается давление внутри трубы на стенки оболочки, что в конечном итоге приводит к увеличению общей жесткости трубопровода и, как следствие, к увеличению частот свободных колебаний.

Таблица 3

Зависимость частот свободных изгибных колебаний ω_{21} (Гц) газопроводов от длины трубопровода L/R , коэффициента тонкостенности h/r

L/R	H/R n=1; k=1кг/см ³ ; P= 0.05; p=2 МПа, трубы 14x1420 (1/50), 15x1220 (1/40), 20x1220 (1/30)								
	1/50			1/40			1/30		
	m=1	m=2	m=3	m=1	m=2	m=3	m=1	m=2	m=3
7	103,08	170,26	240,61	102,98	170,66	245,63	92,23	148,01	213,59
9	99,75	170,52	240,89	97,71	170,90	245,96	85,85	148,20	213,94
11	98,96	170,67	240,99	96,22	171,05	246,09	83,91	148,31	214,07
13	98,81	170,76	241,05	95,78	171,13	246,15	83,25	148,38	214,13
15	98,67	170,81	241,08	95,67	171,19	246,18	83,02	148,43	214,16

Анализ графика на рисунке 7 показал, что изменение расстояния между закреплениями существенно влияет на собственные частоты колебаний трубопровода, уменьшая их. Данное влияние существенней для труб с коэффициентом тонкостенности $h/r=1/30$. Так при изменении L/R от 7 до 15 уменьшение частот ω_{21} составило 10 % для полуподземных газопроводов. При соотношении $h/r=1/50$ падение частот составил 4 %.

Различие в тенденциях роста частот обуславливается более высокой жесткостью трубопровода при $h/r=1/30$, за счет большей толщины стенки.

Исследование свободных частот колебаний трубопровода имеют очень большое значение не только в плане собственной устойчивости трубопровода, но и в целях подбора компрессорного оборудования.

Данные агрегаты при работе создают собственные вынуждающие колебания, которые могут, при совпадении частоты с собственной частотой трубопровода, вызывать резонанс, который способен привести к разрушению закрепления трубопровода и самой конструкции труб.

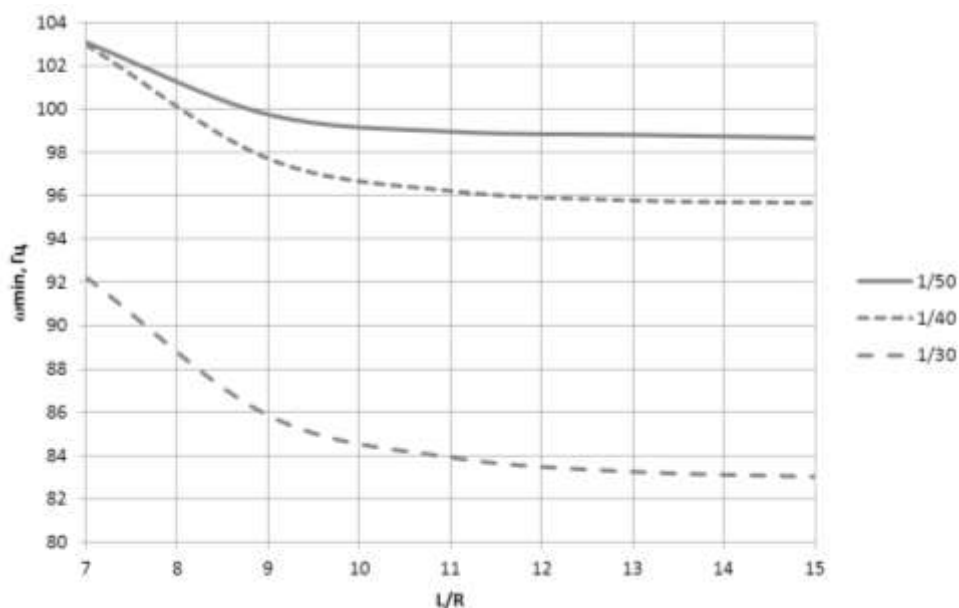


Рисунок 7. Зависимость частот ω_{21} участков полуподземного газопровода от изменения длины для труб с различным коэффициентом тонкостенности h/r

На КС «Помарская» и «Приполярная», принадлежащих ОАО «Газпром» применяются газоперекачивающие агрегаты УНЦ16-76/1,44 с вынуждающей частотой 5300 об/мин = 88,3 Гц. Однако имеется широкий ряд различных аналогичных компрессорных установок, частоты которых варьируются от 50 до 350 Гц.

Так как компрессорные станции представляют из себя помещения надземные сооружения с компрессорными агрегатами, стоящих на железобетонном основании, к компрессорным агрегатам подходят трубопроводы, и не зависимо от способа укладки внутри компрессорной станции они располагаются надземным способом, поэтому используя формулу (2.13) и, приравняв коэффициент постели грунта к 0 ($k=0$), произведем расчет и сопоставление собственно частоты колебаний надземного участка газопровода с вынуждающей частотой компрессорной установки. Поскольку участок трубопровода, находящийся внутри компрессорной станции, имеет постоянную длину, а надземный способ закрепления исключает влияние поверхности основания на количество полуволин в продольном направлении, то принимаем L/R за постоянную, а $n=1$. Сопоставление произведем с компрессорной установкой УНЦ16-76/1,44 [5], которая используется предприятиями периметра ОАО «Газпром». Величину внутреннего рабочего давления варьируем от 0 до 7,5 МПа для металлических труб и до 2,5 МПа для полипропиленовых труб.

Полученные решения сведены в таблицу 4 и проиллюстрированы на графике 8.

Таблица 4

Зависимость частот свободных изгибных колебаний надземного газопроводов от внутреннего рабочего давления p , при постоянном коэффициенте тонкостенности H/R , длине трубопровода L/R , одной полуволины в продольном направлении $n=1$ и без учета коэффициента постели

n=1; H/R=1/30 (труба 20x1220); L/R=10										
m=i	металлические трубы						полипропиленовые трубы			
	p=0	p=1	p=2	p=2,5	p=5	p=7,5	p=0	p=1	p=2	p=2,5
m=1	87,41	87,41	87,41	87,41	87,41	87,41	23,60	23,60	23,60	23,60
m=2	37,32	45,00	51,55	54,53	67,48	78,73	10,08	74,34	104,65	116,89
m=3	96,24	105,67	114,33	118,42	137,05	154,06	25,99	130,43	182,62	203,76
УНЦ16-76/1,44	88,3									

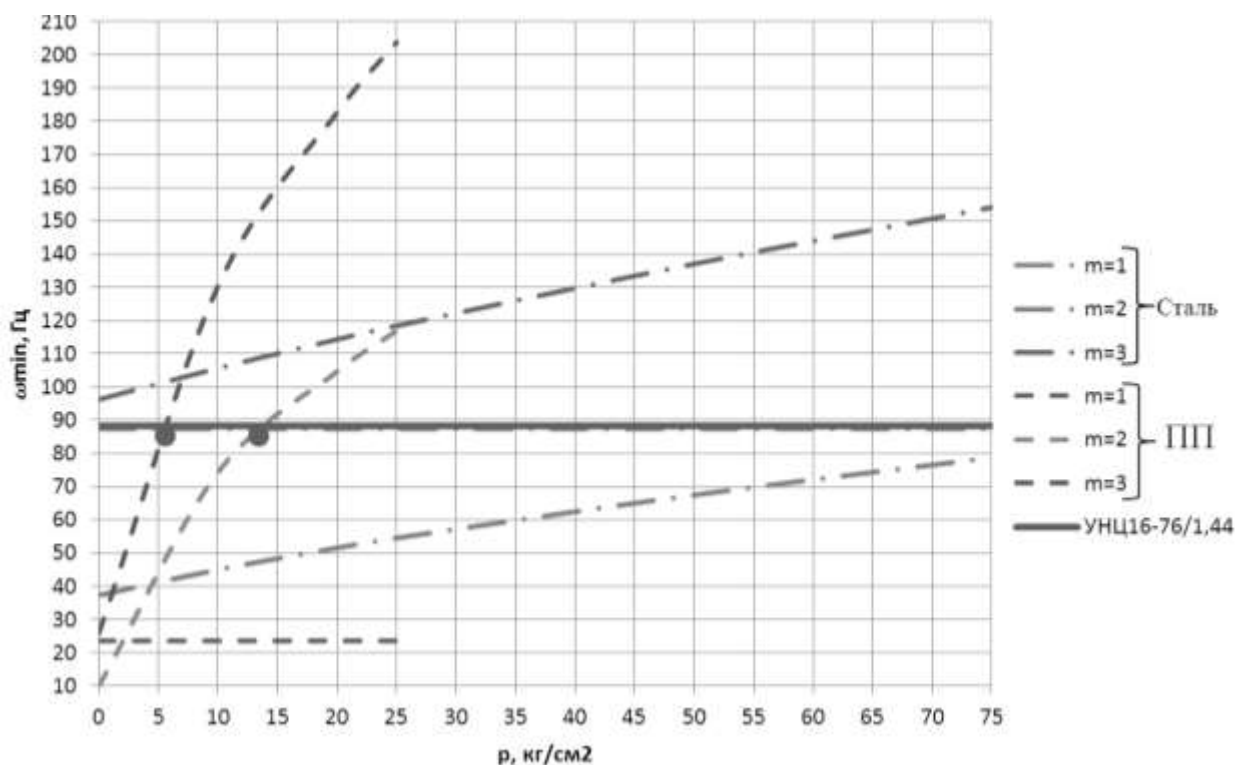


Рисунок 8. Зависимость частот свободных изгибных колебаний ω (Гц) надземного газопровода от внутреннего рабочего давления для металлических и полипропиленовых труб

Анализ графика на рисунке 8 показал, что использующиеся в настоящий момент компрессорные установки УНЦ16-76/1,44 имеют такую вынуждающую частоту, которая не совпадает с собственной частотой металлических трубопроводов даже при максимально возможном давлении, но данный расчет справедлив только для принятого типоразмера трубы.

На основании расчетов по определению частот собственных колебаний магистральных трубопроводов возможно заранее определять и знать их частоты и в ходе подбора оборудования учитывать данные диапазоны частот, и подбирать компрессорные агрегаты с вынуждающей частотой, не входящей в диапазон собственных частот колебаний трубопроводов.

Для сравнения стальных и полипропиленовых труб произведем сметный расчет, результаты сведем в таблицу 5.

1. Анализ полученных решений по определению частот и форм свободных колебаний и статической устойчивости полуподземных полипропиленовых газопроводов показал:

а) для труб, выполненных из полипропилена, имеет большое значение способ укладки трубопровода состояние поверхности, на которые был уложен трубопровод. Так при укладке трубы на ровную поверхность минимальные частоты наступают при $m=1$. Но при возникновении 3 полуволн, наименьшие частоты возникают при $m=2$, что соответствует оболочечным формам колебания;

б) с ростом внутреннего рабочего давления, частоты свободных колебаний увеличиваются на 30-35 %, в зависимости от геометрических характеристик трубопровода;

в) применение компрессорного оборудования на полипропиленовых трубопроводах требует более ответственного выбора режимов работы, назначаемого после расчета собственных частот всей системы.

2. Снижение сметной стоимостью по сравнению со стальными трубопроводами составляет 35 %.

При внедрении технологии применения композитных трубопроводов необходимо проведения риск-сессий, как в стадии ОТР (HAZID), так и на всем жизненном цикле проекта (HAZOP, PHSER).

Таблица 5

Сравнение сметной стоимости стальных и полипропиленовых труб в тыс. руб.

№	Направление затрат	Стальной трубопровод	Полипропиленовый трубопровод
	Прямые затраты в ценах на 01.01.2001 г.		
1	Буровзрывные работы	2,38	2,38
2	Земляные работы	2,18	2,18
3	Устройство песчаного основания	0,11	0,11
4	Электродуговая сварка труб	147,5	0
5	Укладка трубопровода	18,6	51,26
6	Контроль сварных швов	0,13	0
7	Теплоизоляция стыков	1,55	0
8	Изоляция полимерными манжетами стыков	0,11	0
9	Гидроизоляция трубопровода	1,39	0
10	Покрытие ЗУБ-Композит	1,26	0
11	Обратная засыпка траншеи, устройство насыпи	0,45	0,45
	Итого в ценах на 2001 г.	175648,09	56375,48
	Итого в ценах на 2018 г. с учетом поправки на транспорт привозных материалов	50459,04	31670,74

Библиографический список

1. Разов И. О. Свободные колебания тонкостенных газопроводов большого диаметра при полуподземной прокладке / И. О. Разов, В. Г. Соколов // Вестник гражданских инженеров. – 2016. – № 6 (59) – С. 114-120.
2. Соколов В. Г. Колебания, статическая и динамическая устойчивость трубопроводов большого диаметра: дис. ... доктор. техн. наук: 05.23.17 / Соколов Владимир Григорьевич. – Спб., 2011. – 314 с.
3. Sokolov V. Free oscillations of thin-walled bimetallic pipelines of large diameter on an elastic foundation / Vladimir Sokolov, Igor Razov, Evgeniy Koynov // MATEC Web of Conferences. – 2018. – № 193.
4. Магистральные трубопроводы: СП 36.13330.2012 актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. – М.: Москва, 2012. – 97 с.
5. Каталог компрессорного оборудования [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://compressormash.ru/products> (Дата обращения 11.09.2018).

УДК 665.7.035

Энергосберегающие присадки на основе полимеров для транспортировки вязких углеводородов как способ повышения пропускной способности трубопровода

Харитонов Е. В., Дусметова Г. И., Бурова Г. И., Шарифуллин А. В., Байбекова Л. Р.
Казанский национальный исследовательский технологический университет, г. Казань, РТ, РФ

Рост добычи нефти в мире привел к истощению запасов наиболее качественных и легкодоступных нефтей, в связи с чем основные резервы добычи нефти ориентированы на месторождения трудноизвлекаемых нефтей. К таким относятся нефти с аномальными физико-химическими свойствами (тяжелые, вязкие, смолистые, парафинистые). Значительное содержание в высоковязкой нефти асфальтенов, смол и парафинов усложняют её транспортировку. Образующиеся отложения снижают скорость транспортировки нефти, а также ведут к уменьшению потока нефти в трубопроводах. Также увеличение давления в

трубопроводе ведет к росту напряжений в его стальной оболочке, и в сочетании с проблемой коррозии стенки трубы из-за отложений может в конечном итоге привести к разрушению трубопроводов в точках напряжения [1].

Длительная эксплуатация нефтяных месторождений и заводнение нефтеносных пластов приводят к образованию стойких водонефтяных эмульсий обратного типа, обладающих высокими значениями вязкости и стойкости к разрушению. Обводненность нефти вызывает более интенсивное осадкообразование, повышает температуру застывания нефти, увеличивает ее вязкость. Обводнение продуктивных пластов нефтяных месторождений вносит значительные осложнения в технологию механизированной добычи, сбора и подготовки товарной нефти.

Высоковязкие нефти, как правило, содержат уникальные компоненты, стоимость которых может превосходить стоимость стандартного ассортимента нефтепродуктов, и при этом большинство применяемых технологий транспортировки тяжелых высоковязких нефтей – затратны и недостаточно эффективны. Поэтому актуальной является проблема снижения затрат на перекачку высоковязких нефтей.

Одним из наиболее эффективных решений является введение в перекачиваемый поток полимерных присадок. Но, в связи с индивидуальным составом нефтей различных месторождений, использование определенной композиции может быть эффективно для одного типа нефти и не давать положительных изменений на другом [2, 3].

Цель исследований – разработать и синтезировать ПТП, по результатам испытания которой эффективность должна быть не хуже промышленно применяемых ПТП.

Синтезированные противотурбулентные присадки оценивали по снижению гидравлического сопротивления (эффект Томса) перекачиваемой среды при постоянных температурах на специально разработанной установке для стендовых испытаний расходных характеристик гидравлических сопротивлений в условиях, близких к реальным (патент на полезную модель RU 166259, G01F25/00, 21.11.2016. Авторы: Шарифуллин А. В., Байбекова Л. Р., Хуснуллин Р. Р., Дусметова Г. И., Харитонов Е. В., патентообладатель ФГБОУ ВО «КНИТУ») [4]. Общая схема установки представлена на рисунке 1.

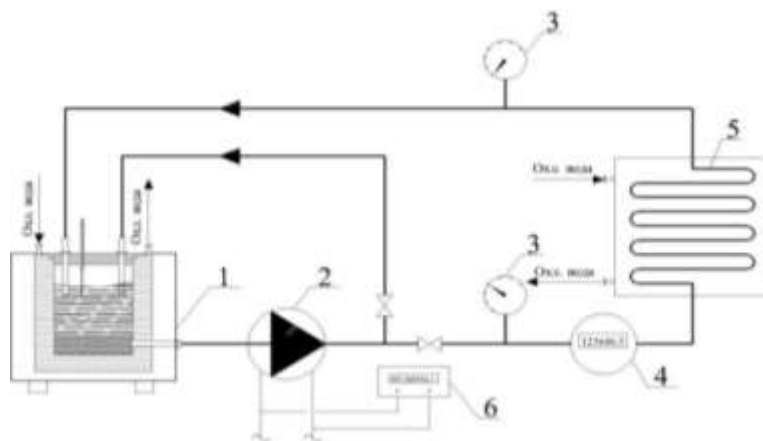


Рисунок 1. Схема установки по определению эффекта Томса:
1 – емкость, 2 – насос, 3 – манометр, 4- расходомер, 5 – змеевик,
6 – электросчетчик

Разработанная противотурбулентная присадка получила название NAVA7, и в данной работе она будет озвучиваться данным обозначением.

В качестве примеров промышленных противотурбулентных образцов были выбраны основные ПТП применяемые в ПАО «Транснефть» таких наименований как: Baker Hughes (присадка FLO-XL), Conoco Philips и присадка M-Flowtreat татарстанской компании ГК «Миррико».

Полученный график зависимости изменения расхода жидкости от числа циркуляционных циклов представлен на рисунке 2.

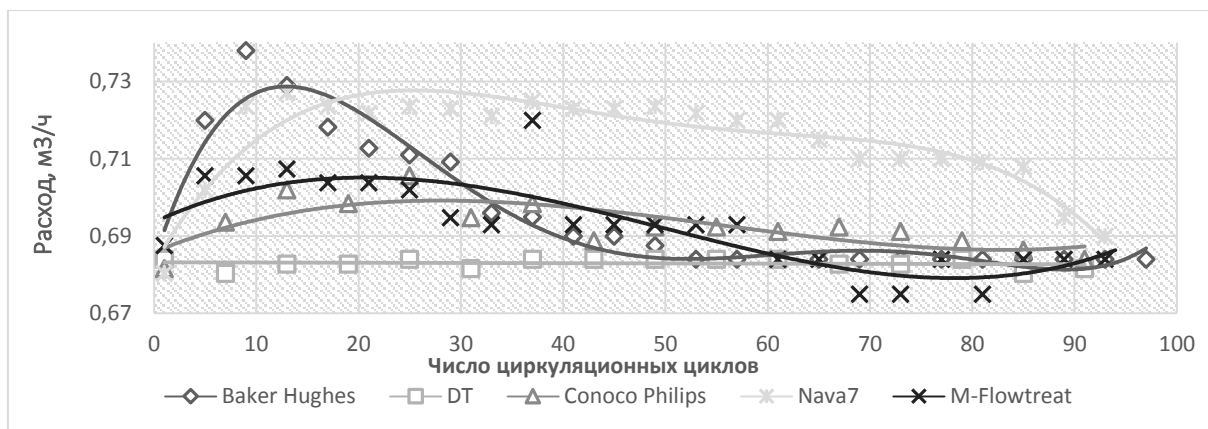


Рисунок 2. График зависимости расхода ДТ от числа циркуляционных циклов для промышленных составов и присадки NAVA7 при концентрации 100 ppm

Оптимальная концентрация для промышленных присадок была выбрана в 100 ppm, так как именно при данной концентрации все присадки показали максимальную эффективность по увеличению гидравлического сопротивления на установке на прямогонной фракции дизельного топлива (модельная жидкость) [5].

Исходя из данных рисунка 2, можно сделать вывод, что присадка Baker Hughes обладает наибольшей величиной эффекта Томса и составляет 13,31% по методике исследования на установке для стендовых испытаний расходных характеристик гидравлических сопротивлений. Присадка NAVA 7 имеет меньшую эффективность по сравнению с промышленным образцом ПТП и равняется 11,02%.

В соответствии с поставленной задачей была разработана противотурбулентная присадка, способная снижать коэффициент гидравлического сопротивления трубопровода, на основе низкомолекулярного полимера, ПАВ и наноразмерного компонента.

Были изучены свойства противотурбулентных присадок на специально разработанной установке для стендовых испытаний расходных характеристик гидравлических сопротивлений. Проведены сравнительные испытания с промышленно применяемыми ПТП BakerHughes и ГК «Миррико». По результатам исследования на модельной жидкости – дизельное топливо получены величины эффекта Томса для присадки NAVA7 – 11,02%. Данные значения ВЭТ являются соизмеримыми величинами по сравнению с промышленными противотурбулентными присадками.

Таким образом, в ходе исследовательской работы была разработана присадка к углеводородным средам, способная эффективно снижать коэффициент гидравлического сопротивления при транспортировке жидких сред и имеющая при этом невысокую стоимость относительно своих аналогов.

Библиографический список

1. Хуснуллин Р. Р. Композиционные составы для снижения гидравлического сопротивления в системах трубопроводного сбора и транспорта продукции нефтяных скважин: дис. ... канд. техн. наук: 02.00.13 / Хуснуллин Руслан Ринатович. – СПб, 2015. – 149 с.
2. Дусметова Г. И. Разработка и испытание вязкостно-противотурбулентной присадки с наноконпонентом // Г. И. Дусметова, А. В. Шарифуллин, В. Н. Шарифуллин, Е. В. Харитонов // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 4. – С. 117-120.
3. Харитонов Е. В. Разработка вязкостной присадки на основе сэйилена с добавлением наноконпонента / Е. В. Харитонов, Г. И. Дусметова, А. В. Шарифуллин, Д. Р. Насыпов // Вестник технологического университета. – 2016. – № 22. – С. 47-50.
4. Пат. 166259 Рос. Федерация, МПК C01F 25/00 Установка для стендовых испытаний расходных характеристик гидравлических сопротивлений / А. В. Шарифуллин, Л. Р. Байбекова, А. В. Хуснуллин, Г. И. Дусметова, Е. В. Харитонов; заявитель и

патентообладатель ФГБОУ ВО «КНИТУ». – № 2016100724/28; заявл. 11.01.2016; опубл. 20.11.2016, Бюл. № 32. – 4 с.

5. Харитонов Е. В. Разработка и испытание вязкостно-противотурбулентной присадки для нефтяных сред / Е. В. Харитонов, Г. И. Дусметова, Д. Увезеимна, Э. Оладеле, А. В. Шарифуллин // Международный форум-конкурс молодых ученых «Проблемы недропользования»: 19-21 апреля 2017 г.: сборник научных трудов; Ч. II. – Санкт-Петербург, 2017. – С. 180.

УДК 621.643

Совершенствование существующих способов контроля величины катодного тока в системе мониторинга средств электрохимической защиты

Шеферов А. И., Мусонов В. В.

АО «Гипрогазцентр», г. Нижний Новгород, РФ

Для снижения и ограничения негативного влияния коррозии на трубопровод организуется его комплексная защита при помощи изоляционных покрытий и средств электрохимической защиты (ЭХЗ). С течением времени происходит ухудшение состояния изоляции трубопровода, на его поверхности появляются сквозные дефекты, обеспечивающие доступ грунтового электролита к металлу трубы, его электрические характеристики снижаются. Это приводит к нарушению эффективности работы всей системы ЭХЗ. В связи с этим возникает необходимость в создании системы мониторинга параметров ЭХЗ трубопроводов.

На настоящий момент согласно [1] основным контролируемым количественным параметром, характеризующим защищенность трубопровода от коррозии, является защитный потенциал, который на протяжении всего периода эксплуатации и на всей протяженности трубопровода должен оставаться в границах минимально и максимально допустимых значений. Однако данный параметр не всегда может с высокой точностью отражать эффективность работы средств ЭХЗ и коррозионную ситуацию на трубопроводе. Так, зачастую на защиту трубопровода оказывают значительное влияние блуждающие токи, обнаружить и оценить которые бывает достаточно затруднительно. Поэтому для более точного описания состояния защиты трубопровода и оценки эффективности работы средств ЭХЗ предлагается в качестве контролируемого параметра использовать величину силы тока, протекающего вдоль трубопровода.

Контроль величины силы тока в трубопроводе имеет большое значение, так как этот параметр позволяет оценить эффективность работы системы ЭХЗ, локализовать и оценить величину дефектов изоляции, а также установить факт возможного коррозионного поражения.

На данный момент контроль величины силы тока на эксплуатирующихся трубопроводах производится методами падения и компенсации напряжения [2]. Силу тока методом падения напряжения (рисунок 1) измеряют милливольтметром. Среднюю силу тока $I_{\text{ср}}$, протекающего по трубопроводу, определяют в этом случае по формуле:

$$I_{\text{ср}} = \frac{\Delta U_{\text{ср}}}{R \cdot l}, \quad (1)$$

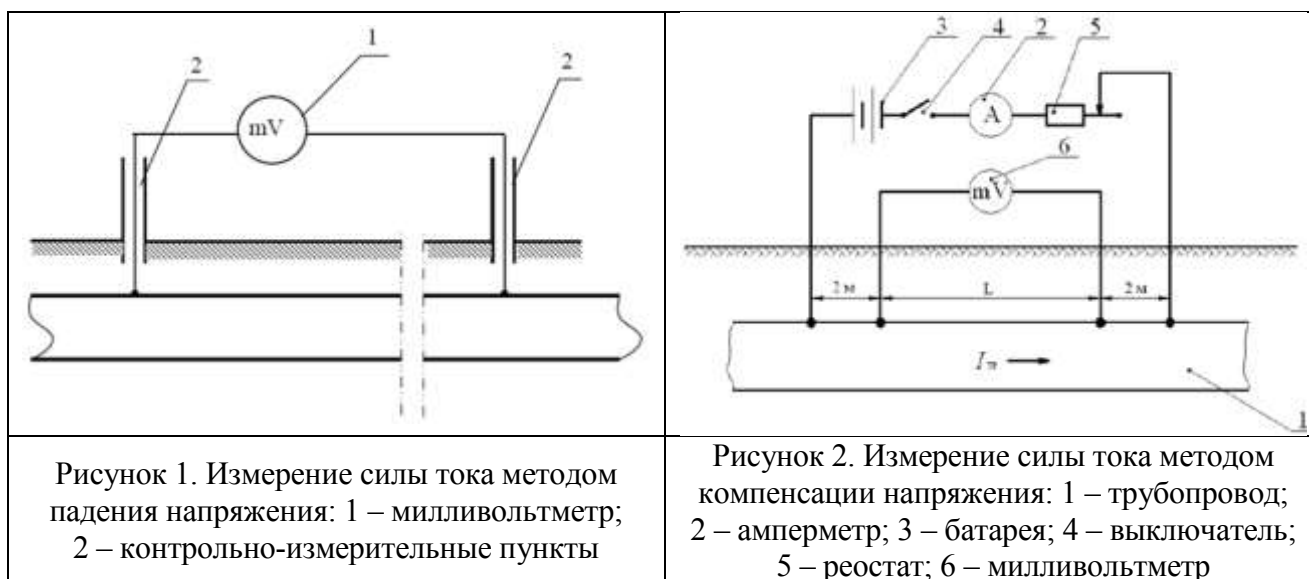
где $\Delta U_{\text{ср}}$ – среднее значение падения напряжения на участке трубопровода, В;

R – сопротивление одного метра трубы, Ом;

l – расстояние между точками измерений, м.

Метод измерения силы тока компенсацией напряжения (рисунок 2) реализуется следующим образом. К трубопроводу подключают реостат 5, амперметр 2, выключатель 4 и батарею 3. Определив направление тока, подсоединяют в схему компенсации батарею 3 так, чтобы ток батареи I_k был направлен навстречу току в трубопроводе $I_{\text{тр}}$. С помощью выключателя и реостата регулируют силу тока так, чтобы милливольтметр показал отсутствие

напряжения. В этот момент, т. е. в момент компенсации, амперметр показывает силу тока, протекающего по трубопроводу.



В рамках диссертационной работы в качестве метода определения силы тока предлагается метод, основанный на бесконтактном измерении напряженности концентрического магнитного поля, созданного током, протекающим вдоль трубопровода. Известно, что напряженность постоянного магнитного поля H в некоторой точке пространства вблизи трубопровода, изготовленного из ферромагнитного материала, представляет собой сумму трех слагаемых:

$$H = H_T + H_3 + H_M, \quad (2)$$

где H_T – напряженность магнитного поля тока, протекающего в трубопроводе, А/м;

H_3 – напряженность магнитного поля Земли и напряженность магнитного поля внешних источников, расположенных на значительном расстоянии от рассматриваемой точки, А/м;

H_M – напряженность магнитного поля, связанного с остаточной намагниченностью металла трубопровода, А/м.

Вектор H_T направлен по касательной к окружности радиуса R , лежащей в плоскости, перпендикулярной к оси трубопровода и центр которой лежит на оси трубопровода. Таким образом, напряженность магнитного поля, созданного протекающим по трубопроводу током I , линейно зависит от силы тока и уменьшается обратно пропорционально расстоянию от оси трубопровода до точки наблюдения при удалении от трубопровода. Тогда, решая обратную задачу, величину силы тока можно определить по следующей формуле:

$$I = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot H_T, \quad (3)$$

где R – расстояние от оси трубопровода до точки измерения напряженности поля.

Для решения задач по определению величины силы тока наибольшее распространение на сегодняшний момент получили: магниторезистивные датчики, датчики на основе эффекта Холла, феррозонды, трансформаторы тока и катушки Роговского [3]. Два последних датчика применяются для оценки величины переменного тока. По подробнее рассмотрим первые три типа датчика, которые могут быть применены для определения величины постоянных токов.

Принцип работы магниторезистивных датчиков основан на изменении направления намагниченности внутренних доменов слоя магниторезистивного ферромагнитного материала под воздействием внешнего магнитного поля. В зависимости от угла между направлением тока и вектором намагниченности изменяется сопротивление материала. Под углом 90° оно минимально, угол 0° соответствует максимальному значению сопротивления.

Принцип работы датчиков Холла заключается в том, что при помещении проводника с

постоянным током в магнитное поле возникает поперечная разность потенциалов, по изменению которых и судят о величине силы тока.

Феррозондовые датчики в простейшем варианте представляют собой ферромагнитный сердечник и находящиеся на нем катушки возбуждения (питаемая переменным током) и измерительной катушки. В отсутствие измеряемого магнитного поля сердечник под действием переменного магнитного поля H , создаваемого током в катушке возбуждения, перемагничивается по симметричному циклу. Изменение магнитного поля, вызванное перемагничиванием сердечника по симметричной кривой, индуцирует в измерительной катушке ЭДС, изменяющуюся по гармоническому закону. Если одновременно на сердечник действует измеряемое постоянное или медленно меняющееся магнитное поле H_0 , то кривая перемагничивания меняет свои размеры и форму и становится несимметричной. При этом изменяется величина и гармонический состав ЭДС в измерительной катушке.

Все вышеуказанные датчики тока могут быть в равной степени использованы для оценки величины тока. Так, в ходе выполнения анализа существующих методов и приборов для оценки величины силы тока было установлено, что на настоящий момент уже существуют устройства способные выполнять эту задачу: «БИТА-2» (АО «Гипрогазцентр»), «ERA-MAX» («НПП ЭРА») и Radiodetection «Stray Current Mapper» («SCM») («Radiodetection»). Все эти приборы используются для оценки величины катодного тока, протекающего вдоль трубопровода, а также применимы для идентификации влияния и определения величины силы блуждающих токов, действующих на трубопровод.

В рамках диссертационной работы был разработан опытный образец датчика тока (рисунок 3) на основе магниторезистивного датчика, который теоретически может быть использован для определения и контроля величины силы тока в системе мониторинга трубопровода. Конструктивно разрабатываемый датчик представляет собой два блока (измерительный блок и блок обработки) состоящих следующих модулей:

- а) измерительный блок:
 - трехкомпонентный датчик поля НМС5883L;
- б) блок обработки:
 - модуль управления ATmega 328P Pro mini;
 - модуль памяти mini miniature SD;
 - стабилизатор напряжения MB 102;
 - преобразователь напряжения LM2596 DC-DC;
 - ЖК-дисплей Nokia 5110.

Данный опытный образец был разработан с целью экспериментального исследований возможности использования подобных устройств для оценки величины силы тока.

Для выполнения исследований в области применения электромагнитных датчиков тока использовался испытательный стенд, находящийся на производственной базе АО «Гипрогазцентр» поселок Большая Ельня. Данный испытательный стенд представляет собой трубу, закрепленную на двух опорах, длиной 10,5 м, с наружным диаметром 219 мм и толщиной стенки 5 мм, с обоих концов трубы приварены днища.

УДК 519.257:62-45

К вопросу о надежности магистральных газопроводов в напряженно-деформированных участках

Волкова И. И., Шиловский И. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

Надземный переход магистрального газопровода является потенциально опасным участком линейной части, т. к. проседание и размытие грунта, разрушение опор и другие причины могут повлечь за собой возникновение напряженного состояния с дальнейшим возникновением аварии. Улучшение качества и количества методов контроля за данными участками должно является одной из первостепенных задач эксплуатирующих организаций.

Цель работы: провести анализ данных диагностического обследования надземных переходов с напряженно-деформированными участками, получение выводов о возможности и необходимости проведения дополнительных методов контроля. Были поставлены следующие задачи: провести анализ результатов неразрушающего контроля (толщинометрии) 11 надземных переходов с наличием напряженно-деформированного состояния (далее НДС), построение профиля надземного перехода по данным геодезической съёмки, провести расчет на прочность и устойчивость согласно СП 36.13330.2012 п. 12.5.

В данной работе рассмотрены 15 многопролетных переходов через реки, в 11 из которых обнаружены напряженно-деформированные состояния (таблица 1). В большинстве случаев это было вызвано проседанием или разрушением опоры, что в свою очередь привело к возникновению непроектного изгиба. Эта информация получена на основании анализа отчетов о диагностическом обследовании.

Таблица 1

Сводная таблица переходов с обнаруженными НДС

	Пролёты									
	1/11	2/12	3/13	4/14	5/15	6/16	7/17	8/18	9/19	10/20
МГ "Грозный-Гойты" переход через р.Сунжа	-/-	+/-	-/-	-/-	-/-	+/-	+/-			
МГ "Грозный-Гойты" переход через оросительный канал "Атаги-Гойты"	-/-	+/-	-/-							
МГ "Новогрозный-Сержень-Юрт" переход через р.Гумс	+/-	-/-	-/-							
МГ "Новогрозный-Сержень-Юрт" переход через р.Гонсол	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	+/-				
МГ "Новогрозный-Сержень-Юрт" переход через р.Мичик	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-				
МГ "Новогрозный-Сержень-Юрт" переход через р.Иснерк	-/-	-/-	-/-							
МГ "Новогрозный-Сержень-Юрт" переход через р.Хумык	-/-	-/-	-/-							
МГ "Новогрозный-Сержень-Юрт" переход через р.Хулхулау	-/-	-/-	+/-	-/-	-/-	-/-	-/-	+/-	+/-	+/-
МГ "Новогрозный-Сержень-Юрт" переход через р.Хумык	+/-	+/-	-/-	-/-	-/-					
Газопровод-отвод к ГРС "Урус-Мартан" переход через р.Мартанка	-/-	-/-	-/-	-/-						
МГ "Аксай-Гудермес-Грозный" переход через реку Джалка	-/-	+/-	-/-							
МГ "Аксай-Гудермес-Грозный" переход через реку Аргун	-/+	-/+	-/-	-/-	-/-	+/-	-/-	+/-	-/-	-/-
МГ "Кази-Магомед-Моздок" воздушный переход через реку Терек	-/+	+/+	+/-	-/-	+/-	+/-	-/-	-/-	-/-	-/-
ГП-перемычка "Моздок-Кази-Магомед"- "Аксай-Гудермес-Грозный"	+/-	-/-	+/-	-/-	-/-	-/-	-/-	+/-	-/-	-/-
МГ "Аксай-Гудермес-Грозный" переход через р. Белка	-/-	+/-	-/-	-/+	-/-	-/-	+/-	+/-	-/-	-/-

Была проведена толщинометрия газопроводов, и выполнено сравнение значений между участками без напряженного состояния в проектное положение и участками с напряженным состоянием (таблица 2, таблица 3). Данное сравнение выполнено для проверки – влияет ли наличие напряженного состояния на скорость коррозии. Выявлено, что толщина стенки в напряженных участках слабо отличается от толщины стенки без напряженного состояния (таблица 4). Максимальная разница между средней толщиной без НДС и с НДС составляет 6 %, средняя разница между средней толщиной без НДС и с НДС 1,9 %, максимальная разница между минимальной толщиной без НДС и с НДС 6,5 %, средняя разница между минимальной толщиной без НДС и с НДС 1,6 %.

Наличие такого непроектного состояния может повлечь возникновение дефектов в виде трещин, расслоений и других внутренних дефектов швов.

На надземных переходах выполнена геодезическая съёмка для оценки прогиба. Прогиб между опорами и в местах с разрушенными опорами находится в пределах максимального значения, которое прописано в СП 86.13330.2014 в таблице 10. На рисунке 1 представлен профиль высотных отметок надземного перехода магистрального газопровода через р. Сунжа.

Далее был проведен расчет на прочность и устойчивость надземных переходов согласно СП 36.13330.2012. Расчетные формулы представлены ниже.

Проверку на прочность надземных трубопроводов следует производить из условия:

$$|\delta_{пр}| \leq \psi_4 \cdot R_2$$

где $\delta_{пр}$ – максимальные продольные напряжения в трубопроводе от расчетных нагрузок и воздействий, МПа;

ψ_4 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб; при растягивающих продольных напряжениях ($\delta_{пр} \geq 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\delta_{пр} \leq 0$) – определяемый по формуле:

$$\psi_4 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\delta_{кц}}{R_2}\right)^2 - 0,5 \cdot \frac{\delta_{кц}}{R_2}}$$

где R_2 – расчетное сопротивление, МПа, определяемое по формуле:

$$R_2 = \frac{R_2^n \cdot m}{k_2 \cdot k_n}$$

где R_2^n – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб, принимаемое равным минимальному значению предела текучести, МПа (ГОСТ 10705-80);

m – коэффициент условий работы трубопровода, таблица 1 СП 36.13330.2012;

k_2 – коэффициент надежности по материалу, таблица 11 СП 36.13330.2012;

k_n – коэффициент надежности по ответственности газопровода, таблица 12 СП 36.13330.2012;

$\delta_{кц}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\delta_{кц} = \frac{n \cdot p(D_n - 2\sigma_n)}{2\sigma_n}$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке, табл. 14 СП 36.13330.2012;

p – рабочее давление, МПа;

D_n – наружный диаметр, м;

σ_n – номинальная толщина стенки, м.

Таблица 2

Толщинометрия участков без НДС

	Толщина стенки (участки без НДС), мм:					
	00:00	03:00	05:00	06:00	07:00	09:00
МГ "Грозный-Гойты" переход через р.Сунжа	6,5	6,3	6,0	6,4	6,3	6,6
МГ "Грозный-Гойты" переход через оросительный канал "Ат"	6,4	6,3	6,6	6,4	6,3	6,3
МГ "Новогрозный-Сержень-Юрт" переход через р.Гумс	7,5	7,5	7,6	7,5	7,7	7,7
МГ "Новогрозный-Сержень-Юрт" переход через р.Хумык	7,6	7,6	7,7	7,6	7,9	7,9
МГ "Новогрозный-Сержень-Юрт" переход через р.Хулхулау	7,9	8,0	7,8	7,8	7,9	7,7
МГ "Новогрозный-Сержень-Юрт" переход через р.Хумык	7,5	7,7	7,4	7,3	7,3	7,4
МГ "Аксай-Гудермес-Грозный" переход через реку Джалка	7,9	8,0	7,9	7,8	7,8	7,8
МГ "Аксай-Гудермес-Грозный" переход через реку Аргун	7,8	7,8	7,9	7,7	7,9	8,0
МГ "Кази-Магомед-Моздок" воздушный переход через реку	14,3	14,0	14,4	14,5	14,3	14,3
ГП-перемычка "Моздок-Кази-Магомед"- "Аксай-Гудермес-Гр"	6,5	6,4	6,4	6,6	6,9	7,1
МГ "Аксай-Гудермес-Грозный" переход через р. Белка	7,5	7,6	7,4	7,2	7,6	7,7

Максимальные продольные напряжения в трубопроводе:

$$\delta_{пр} = 0,3\delta_{кц} - \alpha E \Delta t \pm \delta_{и}$$

где α – коэффициент линейного расширения, табл. 13 СП 36.13330.2012;

E – модуль упругости, табл. 13 СП 36.13330.2012;

Δt – температурный перепад;

$\delta_{и}$ – изгибные напряжения, МПа, по формуле:

$$\delta_{из} = \frac{E D_n}{2\rho}$$

где ρ – минимально-допустимый радиус упругого изгиба, табл. 9.3 СП 86.13330.2014.

Таблица 3

Толщинометрия участков с НДС

	Толщина стенки (участки с НДС), мм:					
	00:00	03:00	05:00	06:00	07:00	09:00
МГ "Грозный-Гойты" переход через р.Сунжа	6,0	6,2	6,2	6,4	6,4	6,3
МГ "Грозный-Гойты" переход через оросительный канал "Ат"	6,3	6,3	6,4	6,4	6,5	6,5
МГ "Новогрозный-Сержень-Юрт" переход через р.Гумс	7,4	7,4	7,6	7,5	7,5	7,4
МГ "Новогрозный-Сержень-Юрт" переход через р.Хумык	7,8	7,7	7,8	8,0	7,9	7,9
МГ "Новогрозный-Сержень-Юрт" переход через р.Хулхулау	7,5	7,4	7,2	7,3	7,4	7,2
МГ "Новогрозный-Сержень-Юрт" переход через р.Хумык	7,1	7,2	6,9	7,2	7,3	7,2
МГ "Аксай-Гудермес-Грозный" переход через реку Джалка	7,9	7,9	7,7	7,7	7,7	7,9
МГ "Аксай-Гудермес-Грозный" переход через реку Аргун	7,7	7,8	7,7	7,7	7,8	7,9
МГ "Кази-Магомед-Моздок" воздушный переход через реку	14,0	14,1	14,1	14,2	14,3	14,3
ГП-перемычка "Моздок-Кази-Магомед"- "Аксай-Гудермес-Гр"	7,0	6,3	6,4	6,4	6,2	6,3
МГ "Аксай-Гудермес-Грозный" переход через р. Белка	7,1	7,1	7,3	7,4	7,2	7,2

Таблица 4

Сводная таблица анализа толщинометрии.

	Ср.δ (без НДС), мм	Мин. δ (без НДС), мм	Ср. δ (с НДС), мм	Мин. δ (с НДС), мм
МГ "Грозный-Гойты" переход через р.Сунжа	6,4	6,0	6,3	6,0
МГ "Грозный-Гойты" переход через оросительный канал "Атаги-Гойтинский"	6,4	6,3	6,4	6,3
МГ "Новогрозный-Сержень-Юрт" переход через р.Гумс	7,6	7,5	7,5	7,4
МГ "Новогрозный-Сержень-Юрт" переход через р.Хумык	7,7	7,6	7,9	7,7
МГ "Новогрозный-Сержень-Юрт" переход через р.Хулхулау	7,9	7,7	7,3	7,2
МГ "Новогрозный-Сержень-Юрт" переход через р.Хумык	7,4	7,3	7,2	6,9
МГ "Аксай-Гудермес-Грозный" переход через реку Джалка	7,9	7,8	7,8	7,7
МГ "Аксай-Гудермес-Грозный" переход через реку Аргун	7,9	7,7	7,8	7,7
МГ "Кази-Магомед-Моздок" воздушный переход через реку Терек	14,3	14,0	14,2	14,0
ГП-перемычка "Моздок-Кази-Магомед"- "Аксай-Гудермес-Грозный" 3 км.	6,7	6,4	6,4	6,2
МГ "Аксай-Гудермес-Грозный" переход через р. Белка	7,5	7,2	7,2	7,1

Условием прочности в данном расчете является неравенство $|\delta_{пр}| \leq \psi_4 \cdot R_2$. Так как данные переходы уже находятся на этапе эксплуатации, то единственным переменным параметром является давление. Предельным максимальным давлением из данного неравенства, это его значение на пересечении графика с осью абсцисс (рисунок 2).

Порядок и методы проведения диагностического обследования прописаны в данных документах: ВСН 39-1.10-003-2000 Положение по техническому обследованию и контролю за состоянием надземных переходов магистральных газопроводов, СТО Газпром 2-2.3-095-2007 Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов. Среди основных методов выделяются визуально-измерительный контроль, ультразвуковая дефектоскопия, капиллярный контроль и магнитный контроль.

Данные методы не позволяют оценить насколько критично напряженное состояние, так как находят уже образовавшиеся дефекты, а не зоны их потенциального образования. В ВСН 39-1.10-003-2000 прописано, что для оценки НДС применяют средства мониторинга НДС участка МГ, такие, как интеллектуальные вставки, ультразвуковые системы, струнные датчики и др. Так же там прописано, что для выявления ЗКН используют бесконтактную магнитометрическую диагностику.

В данной работе предлагается использоваться бесконтактную магнитометрическую диагностику именно для оценки НДС и его мониторинга, в случаях, когда невозможно проведение ВТД. На рисунке 3 представлен график магнитограммы, полученный при проведении бесконтактной магнитометрической диагностики. БМД основана на измерении

искажений магнитного поля Земли (H_z), обусловленных изменением намагниченности металла трубы в зонах концентрации напряжений (ЗКН) и в зонах развивающихся коррозионно-усталостных повреждений.

Существует множество статей, где рассказывают про плюсы и минусы данного метода. Но, если оценивать конкретно надземные переходы, то выделяются ряд преимуществ в оценке НДС, такие как: не требуется подготовка объекта контроля, выявление потенциально опасных зон, мониторинг НДС.

В настоящий момент уже были проведены работы по магнитометрическому обследованию подземного газопровода, были выявлены ряд недостатков, таких как необходимость нахождения оси газопровода, наличие большого количества помех, неравномерность территории. Планируется выезд на объект и проведение БМД на надземных переходах для анализа полученной информации и получения выводов о точности данного метода.

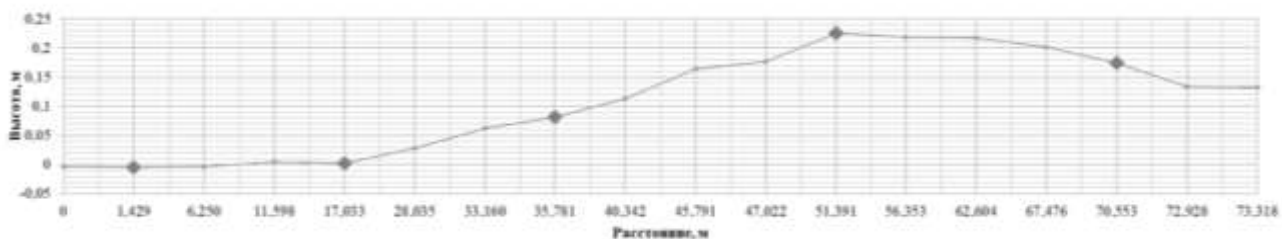


Рисунок 1. Высотные отметки надземного перехода магистрального газопровода

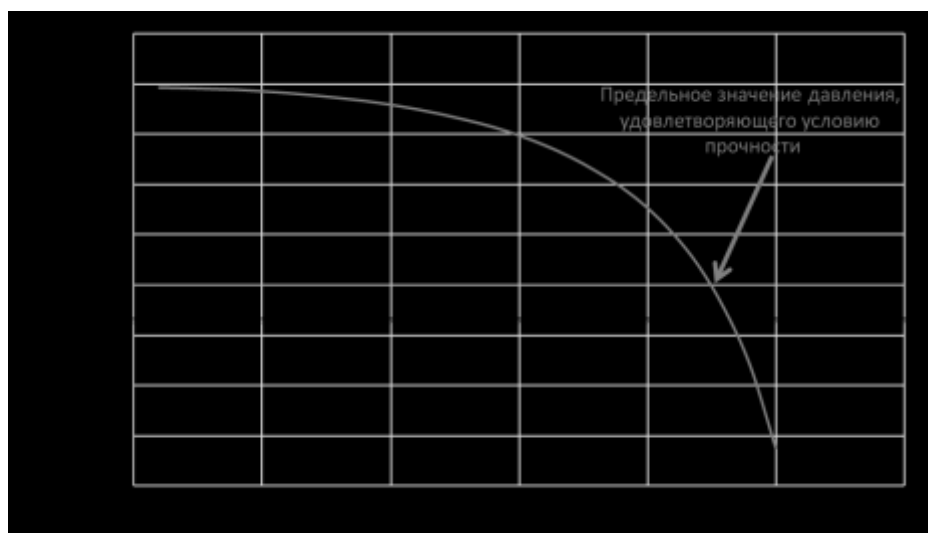


Рисунок 2. График зависимости запаса прочности от рабочего давления

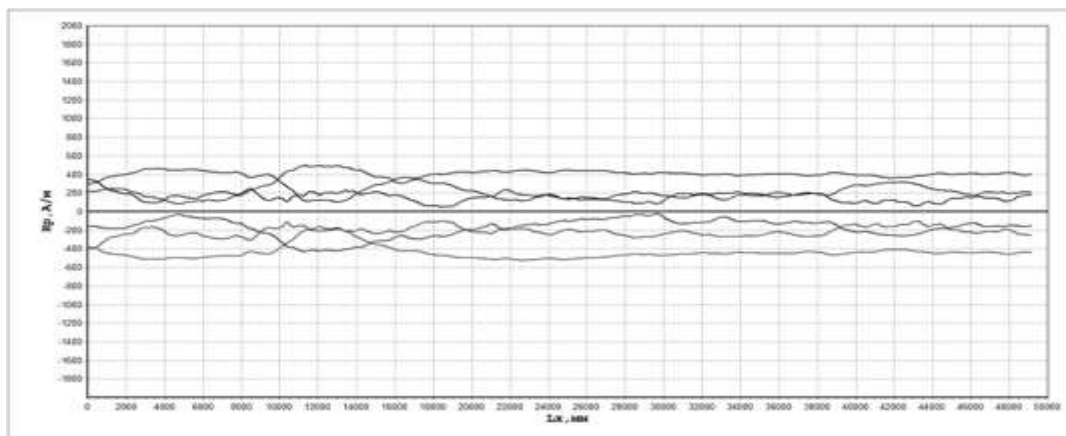


Рисунок 3. График магнитограммы

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

- Существующие популярные методы обследования надземных переходов МГ (ВИК, УЗК) с проведением геодезической съёмки и расчетов не в полной мере позволяют оценить НДС;

- Бесконтактная магнитометрическая диагностика в совокупности с методом магнитной памяти металла может позволить оценивать НДС без воздействия на объект внешних полей.

Библиографический список

1. ВСН 39-1.10-003-2000. Положение по техническому обследованию и контролю за состоянием надземных переходов магистральных газопроводов.
2. СТО Газпром 2-2.3-095-2007. Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов.
3. Волкова И. И. Вероятностные методы исследования зависимостей в нефтяной и газовой промышленности: учебное пособие / И. И. Волкова, Е. В. Пластинина, О. М. Прудникова, Е. В. Хабаева. – Ухта: УГТУ, 2014. – 135 с.

УДК 621.646.8

Некоторые особенности функционирования мультифазных морских трубопроводов

Исмаилов Г. Г., Сейфуллаев Г. Х., Зейналова Г. А.

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, г. Баку,
Азербайджанская Республика

Развитие добычи нефти и газа на Азербайджанском секторе Каспийского моря привело к необходимости строительства значительных подводных трубопроводов различного назначения. Строительство широкой сети внутрипромысловых и магистральных трубопроводов в настоящее время позволяет транспортировать добываемые на Каспийском море углеводороды на континентальный берег самым экономичным способом [1].

Анализ результатов натурных исследований систем, как внутрипромысловых, так и магистральных трубопроводов, транспортирующих продукции скважин (нефтегазовые или газоконденсатные смеси) показал, что в результате нестабильной работы добывающих скважин, а также фазовых превращений в подводных и подводных магистральных трубопроводах, образуются различные структуры течения, возникают ощутимые пульсации давления и расхода, которые нарушают нормальную работу всей системы сбора и транспорта нефти и газа. В некоторых случаях наличие вредных пульсаций предопределяет возможность возникновения аварийных ситуаций в морских трубопроводных системах [2-4].

Одной из серьёзных проблем освоения морских нефтяных и газовых месторождений являются большие энергозатраты в системах внутрипромыслового сбора и транспорта продукции скважин, обусловленные мультифазностью и многокомпонентностью потоков. Анализ показывает, что режим работы существующих морских мультифазных трубопроводов часто нарушается и усложняется, происходит не рациональное распределение потоков в сети трубопроводов. Как правило, сбор продукции морских скважин производится в осложнённых рельефных и термогидродинамических условиях. Основной причиной осложнения, связанного с рельефными условиями является то, что добывающие скважины, пункты сбора и подготовки продукции находятся на разных платформах, и поэтому сборные коллекторы с разных платформ имеют спуски в море и подъёмы на платформы. Поэтому при рассмотрении влияния профиля трассы на величину гидравлического сопротивления, следует учесть некоторые особенности мультифазного транспорта по сравнению с однофазным:

- При монофазном движении на подъёмных участках силы гравитации увеличивают сопротивление движению, на опускных участках – уменьшают сопротивление трубопровода

за счет существования сифона. Общее влияние сил гравитации определяется разностью высот конца и начала трассы;

- При расслоенном режиме движения смесь не представляет собой сплошной среды, сифоны разорваны, поэтому все участки трассы (подъемные, опускные и горизонтальные) работают самостоятельно, увеличивая общее сопротивление трубопровода;

- При малой скорости движения смеси низкие участки профиля заполнены жидкостью, а верхние-газом;

- Жидкость в низких участках профиля создает дополнительное сопротивление движению газа. Жидкость увлекается газом за счет сил трения вверх по течению, под действием сил гравитации она возвращается вниз по течению. Таким образом, на подъемных участках трассы создается циркуляционное движение жидкости;

- Газ в верхних участках профиля создает дополнительное сопротивление движению жидкости. Газ увлекается жидкостью вниз по сечению за счет сил трения. Силами гравитации газ возвращается вверх по сечению. Таким образом, на нисходящих участках профиля создается циркуляционное движение газа.

- Чем больше протяженность подъемных участков трассы, чем выше затраты энергии на циркуляцию жидкости. Чем больше протяженность нисходящих участков трассы, тем больше затраты энергии на циркуляцию газа.

Для смесей с высоким газосодержанием при малых скоростях движения потока, чем больше протяженность восходящих участков трассы, тем больше гидравлическое сопротивление движению мультифазной смеси. Это влияние можно учитывать величиной коэффициента рельефа трассы.

Представляет интерес сценарий перехода раздельной структуры движения в дисперсно-кольцевую при постоянном расходе смеси в восходящем трубопроводе. При малом расходе фаз напряженность потоков газа и жидкости недостаточно для создания эмульсионной структуры движения. В начальный момент работы трубопровода происходит полное разделение фаз. В этом случае жидкость не может перемещаться по трубопроводу вверх, т. к. сечение трубопровода не замкнуто жидкой фазой, а газовый поток из-за малой напряженности не в состоянии удерживать жидкую фазу в своем ядре. При неизменном расходе газа и жидкости газ проходит над жидкостью, жидкость накапливается в трубопроводе, перекрывая его поперечное сечение. Процесс накопления жидкости в восходящем трубопроводе сопровождается изменением геометрии газового канала. Поперечное сечение газового потока со временем уменьшается, скорость движения газа увеличивается. Происходит увеличение поперечного градиента статического давления. Изменение этих параметров потока с накоплением жидкости в трубопроводе будет продолжаться до тех пор, пока величина напряженности газового потока не станет достаточной для захвата жидкости в свое ядро. Это состояние наступает при выполнении условия $(dP/dr)_m > \gamma_{ж} - \gamma_{г}$. В этом случае жидкость переходит во взвешенное состояние. Она разделяется на отдельные элементы и за счет силы Бернулли (F_B) в виде капель переходит в ядро газового потока[3, 5]. Согласно формуле (1):

$$F_B = 8,39 \rho d^3 u^2 \alpha (1 - \alpha^2) / D \quad (1)$$

были вычислены значения сил Бернулли в трубопроводах при наличии механических частиц диаметром $d=0,01$ м.

Где: ρ – плотность дисперсионной среды, кг/м^3 ; u – объемная скорость потока м/с ;

$\alpha = \frac{r}{R}$; R, D – радиус и диаметр трубопровода.

Для расчетов параметры ρ и u имели следующие значения:

а) для газопровода $\rho = 5 \text{ кг/м}^3$, $u = 10 \text{ м/с}$;

б) для нефтепровода $\rho = 850 \text{ кг/м}^3$, $u = 1,5 \text{ м/с}$;

Результаты расчетов в виде графиков $F_B = f(\alpha)$ при различных значениях диаметров соответственно для газопровода и нефтепровода представлены на рисунках 1 и 2. Как видно из рисунков 1 и 2, сила Бернулли с ростом диаметра трубопровода увеличивается, при $\alpha=0,577$ доходит к своему максимальному значению, в центре потока $\alpha=0$, на стенке трубы ($\alpha = 1$) превращается в ноль.

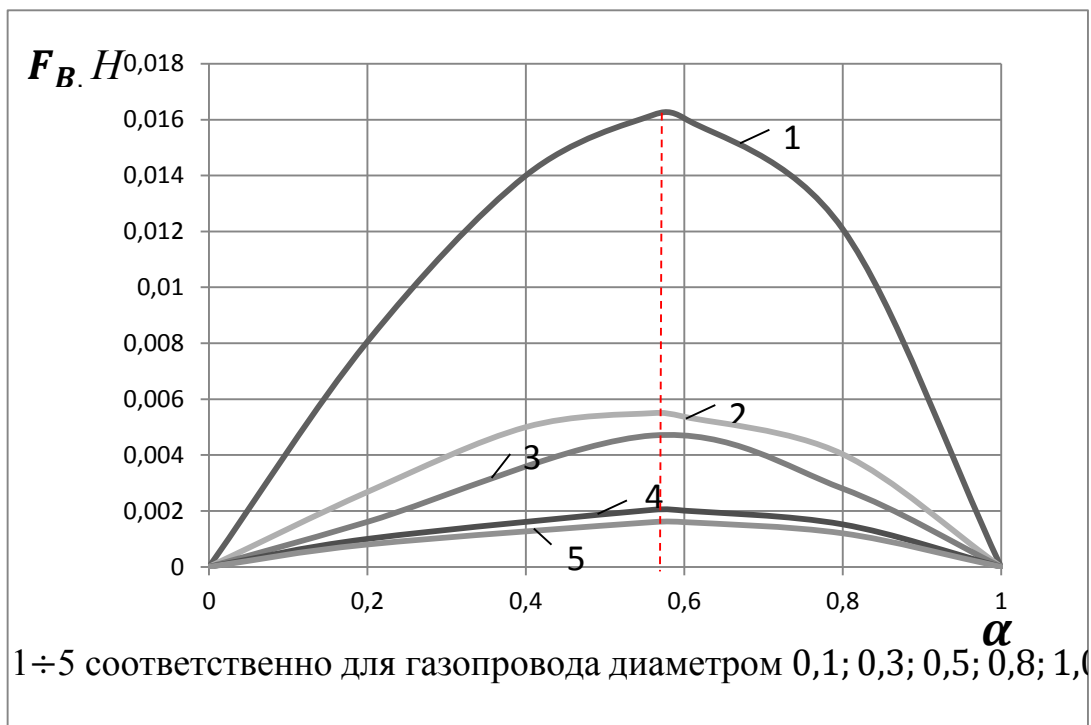


Рисунок 1. Зависимость F_B от α и D газопровода

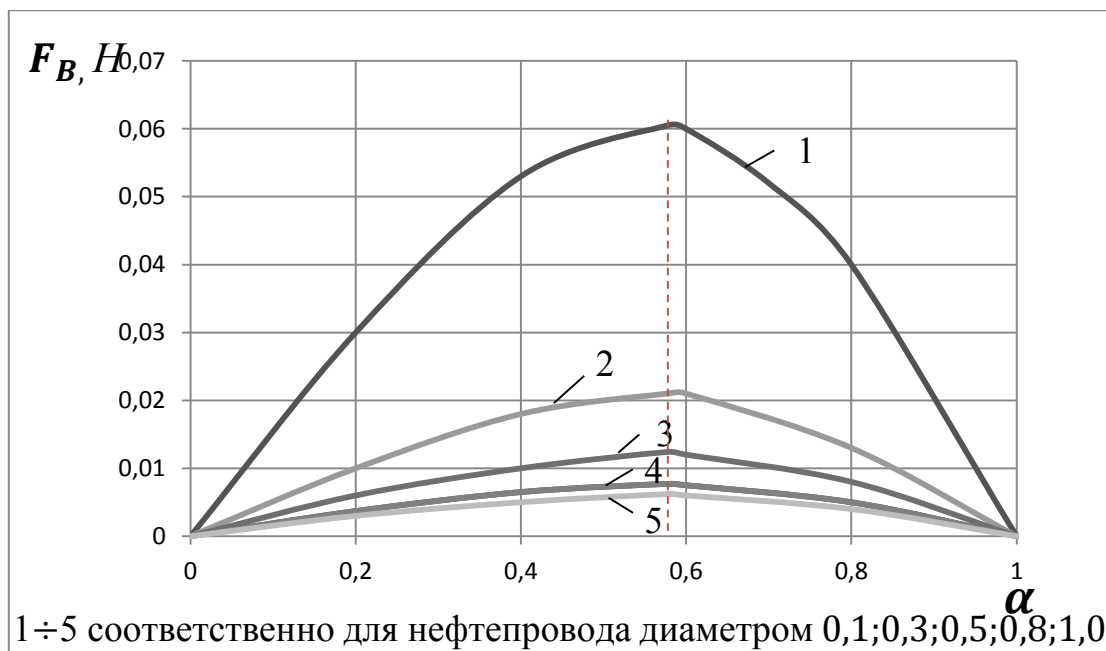


Рисунок 2. Зависимость F_B от α и D нефтепровода

Захват жидкости газом и снижение границы раздела фаз в трубопроводе объясняют причину периодичности изменения параметров потока. Газожидкостной поток движется в пульсирующем режиме с удивительным постоянством частоты изменения параметров.

Движение газожидкостной смеси над слоем жидкости является типичным примером дисперсно-кольцевой структуры потока. Эта структура возникает в результате накопления жидкой фазы в низких точках трассы трубопровода. Дисперсно-кольцевая структура потока реализуется и при более высоком расходе смеси, когда величина поперечного градиента статического давления в потоке соответствует обозначенной разности удельных весов жидкости и газожидкостной смеси в ядре газового потока. Описанный сценарий изменения параметров газожидкостного потока характерен для движения конденсирующегося газа или при движении смеси с высоким расходным газосодержанием.

Аналогичная картина наблюдается при движении вскипающей жидкости или смеси с малым расходным газосодержанием. В этом случае активной фазой является жидкость, а газ накапливается в нисходящих ветвях, запирая верхние участки трубопровода. Накопление газа приводит к снижению площади поперечного сечения жидкостного потока. Далее все происходит аналогичным образом, как в ранее рассмотренном случае. Накопление газа происходит до тех пор, пока напряженность жидкостного потока достигнет разности удельных весов фаз. В этом случае жидкость захватывает газовые элементы в свое ядро и выносит их в следующий подъемный участок трубопровода. Захват газа сопровождается ростом объема газожидкостной смеси, увеличением среднерасходной скорости движения поперечного градиента давления в жидкостном потоке. В этом сценарии также наблюдается цикличность смены параметров движения, что приводит к пульсации мультифазного потока в подъемных трубах [5, 6]. Пульсация как нестационарное явление может быть разбито на 4 шага (рисунок 3).

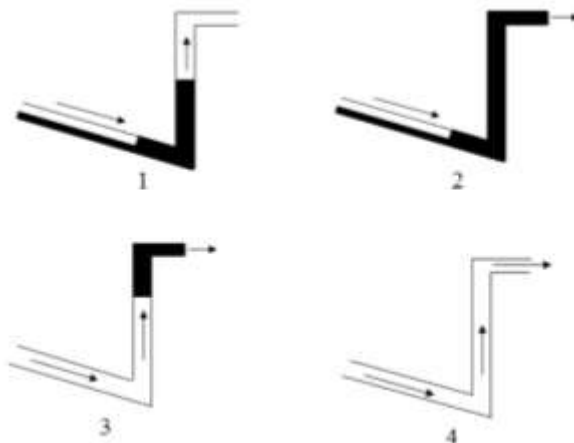


Рисунок 3. Фазы образования пульсации в подъемных трубах

1. Скорость газа недостаточная, чтобы выносить капли жидкости вверх по стояку. Они начинают накапливаться на дне стояка, блокируя его и увеличивая противодействие на трубопровод.

2. Выход пробки, когда уровень жидкости достигает выхода из стояка и начинает выработываться, пока газ не достигнет основания стояка.

3. Пузырьки газа снова доставляются до стояка, таким образом гидростатическое давление уменьшается. В результате скорость газа увеличивается.

4. Соответствует выработке газа. Когда газ выработывается у основания подъемных труб и достигает выхода из стояка, давление минимально, и жидкость больше не выносится. Уровень жидкости падает и начинается новый цикл.

При расслоенном режиме движения напряженность градиента-скоростного поля не обеспечивает переноса жидкости в ядро газового потока. Жидкая и газовая фазы существуют самостоятельно, взаимодействуя друг с другом на границе раздела фаз.

На нисходящем участке трубопровода жидкость перемешается вниз по течению под действием продольного градиента давления и сил гравитации. Жидкость обгоняет газовую фазу, у которой нет выхода в следующий подъемный участок. Газ накапливается в

нисходящем участке. Жидкость за счет сил трения на границе раздела фаз увлекает за собой газовую фазу. Из-за отсутствия выхода газ под действием сил гравитации возвращается назад. В нисходящем участке создается циркуляционное движение газа.

В восходящем участке накапливается жидкость, перекрывая поперечное сечение трубопровода, т. к. она не может пройти в следующий нисходящий участок трубопровода. Накопление жидкости сопровождается уменьшением поперечного сечения газового канала с соответствующим увеличением скорости движения газа и поперечного градиента статистического давления. При достижении равенства поперечного градиента давления и разности удельных весов жидкости и газа происходит захват жидкости газом, ее дробление на отдельные капли и перенос в ядре газового потока вверх по течению. Плотность газожидкостного ядра увеличивается с соответствующим ростом поперечного градиента давления. Граница равновесия перемещается вниз. Восходящий участок трубопровода частично освобождается от жидкости до минимального уровня, соответствующего новому состоянию равновесия. Как только это состояние достигнуто, вынос жидкой фазы прекращается, газовый поток оказывается не в состоянии удерживать жидкую фазу. Она вновь начинает накапливаться в восходящем участке трубопровода до нового состояния равновесия.

Библиографический список

1. Сулейманов А. Б. Эксплуатация морских нефтегазовых месторождений / А. Б. Сулейманов, Р. П. Кулиев и др. – М.: Недра, 1986. – 285 с.
2. Гриченко А. И. Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах / А. И. Гриченко, О. В. Клапчук, Ю. А. Харченко. – М.: Недра, 1994. – 238 с.
3. Исмаилов Г. Г. К совершенствованию технологии трубопроводного транспорта нефти / Г. Г. Исмаилов, Г. Ф. Мираламов, Ю. Р. Рзаев, Э. Г. Гасанлы // Известия высших технологических вузов Азербайджана. – 2008.
4. Мирзаджанзаде А. Х. Теория и практика применения неравновесных систем в нефтедобыче / А. Х. Мирзаджанзаде, Ф. Г. Максудов, Р. И. Нигматулин и др. – Баку: Элм, 1985, 220 с.
5. Ситенков В. Т. Эффективность применения многофазной технологии при сборе, подготовке и транспорте нефти / В. Т. Ситенков, В. И. Перевозченко, Е. Г. Осипов, Г. П. Титова // Нефтегазовые технологии. – 2000. – № 6. – С. 5-9.
6. Воронов В. А. Сравнительный анализ однофазного и двухфазного режимов транспортировки природного газа по трубопроводным системам / В. А. Воронов, Я. В. Мартиненко // Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – № 4 (58).

УДК 66.063.12

Исследование кинетики обезвоживания нефтяных эмульсий различными деэмульгаторами

Серкебаева Б. С.¹, Исмайылов Г. Г.², Адыгезалова М. Б.²

1 – АО «КазНИПИМунайгаз», г. Актау, Республика Казахстан

2 – Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, г. Баку, Республика Азербайджан

В процессе разработки месторождения периодически проводятся уточнения типов и оптимальных дозировок реагентов-деэмульгаторов при подготовке сырой нефти в связи с тем, что устойчивость водонефтяной эмульсии претерпевает изменения в результате естественного роста обводненности добываемой продукции, изменениями физико-химических свойств нефти и попутно добываемых вод (в результате их рециркуляции через продуктивные пласты, обогащения солями пород продуктивного пласта и др.), а также в связи с тем, что в обстановке высокого темпа технического прогресса создаются более эффективные и менее дорогостоящие нефте-, водо- и **нефтеводорастворимые** реагенты-

деэмульгаторы, в использовании которых заинтересовано каждое нефтедобывающее предприятие.

В связи с этим изучалась кинетика водонефтяной эмульсии на примере месторождения Узень в целях определения оптимальной дозировки реагента-деэмульгатора по содержанию в нефти остаточной воды (прямое назначение реагента-деэмульгатора) и в сточной воде нефтепродуктов. Результаты лабораторных исследований представлены в таблице.

Таблица

Кинетика выделения воды при обработке водонефтяной эмульсии

Деэмульгатор	Тип деэмульгатора	Остаточное содержание	Кинетика при 60 °С				
			90	110	130	150	170
Dissolvan 4411	водорастворимый	воды в нефти, %	20,1	16,0	15,0	16,0	17,0
		нефтепродуктов в воде, мг/дм ³	79,4	29,2	29,7	32,4	37,8
Randem 2201	-«-	воды в нефти, %	20,8	17,8	16,9	18,0	20,0
		нефтепродуктов в воде, мг/дм ³	77,8	33,3	40,2	52,6	88,6
СПГК Д 1/1	нефтерастворимый	воды в нефти, %	16,5	16,0	15,6	15,8	16,0
		нефтепродуктов в воде, мг/дм ³	61,5	24,8	28,4	31,5	35,7
СПГК Д 1/3	-«-	воды в нефти, %	15,8	15,5	15,4	15,6	16,0
		нефтепродуктов в воде, мг/дм ³	64,6	26,3	29,7	35,2	46,2
Ср. наименьшее остаточное содержание воды в нефти	водорастворимый		15,95/130				
	нефтерастворимый		15,5/130				
Ср. наименьшее остаточное содержание нефтепродуктов в воде	водорастворимый		31,25/110				
	нефтерастворимый		25,55/110				

На основе данных проведенных лабораторных исследований кинетики обезвоживаний нефтей были построены зависимости остаточного содержания воды в нефти (%) и остаточного содержания нефтепродукта в воде (мг/л) от количества указанных в таблице деэмульгаторов. Указанные зависимости для водорастворимых и нефтерастворимых деэмульгаторов представлены соответственно на рисунках 1-4.

Как следует из рисунков 1-4, все испытуемые деэмульгаторы с дозировкой от 90 до 170 г/т обладают высокой деэмульгирующей способностью и способностью к снижению содержания нефтепродуктов в сточной воде. Однако дозировки деэмульгаторов, обеспечивающих минимальные содержания остаточной воды в нефти и минимальные содержания нефтепродуктов в сточной воде не одинаковы. Для достижения наименьшего содержания в нефти воды удельный расход деэмульгатора составляет 130 г/т, а для достижения наименьшего содержания нефтепродуктов в сточной воде удельный расход деэмульгатора составляет 110 г/т. По способности снижения остаточного содержания нефтепродуктов в сточной воде наиболее эффективными оказались нефтерастворимые деэмульгаторы. Причем при такой дозировке обеспечивается достижение наименьшего остаточного содержания нефтепродуктов в сточной воде и вполне удовлетворительное остаточное содержание в нефти воды.

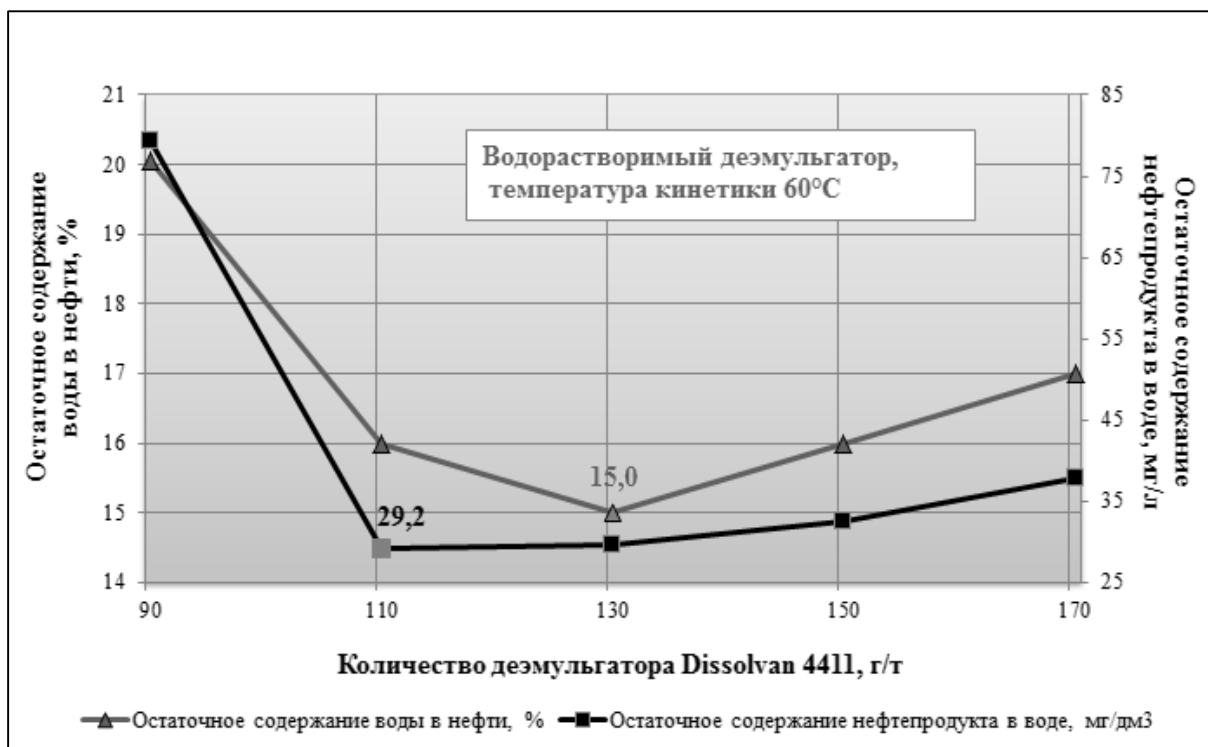


Рисунок 1. Кинетика разрушения водонефтяной эмульсии с использованием реагента-деэмульгатора Dissolvan 4411

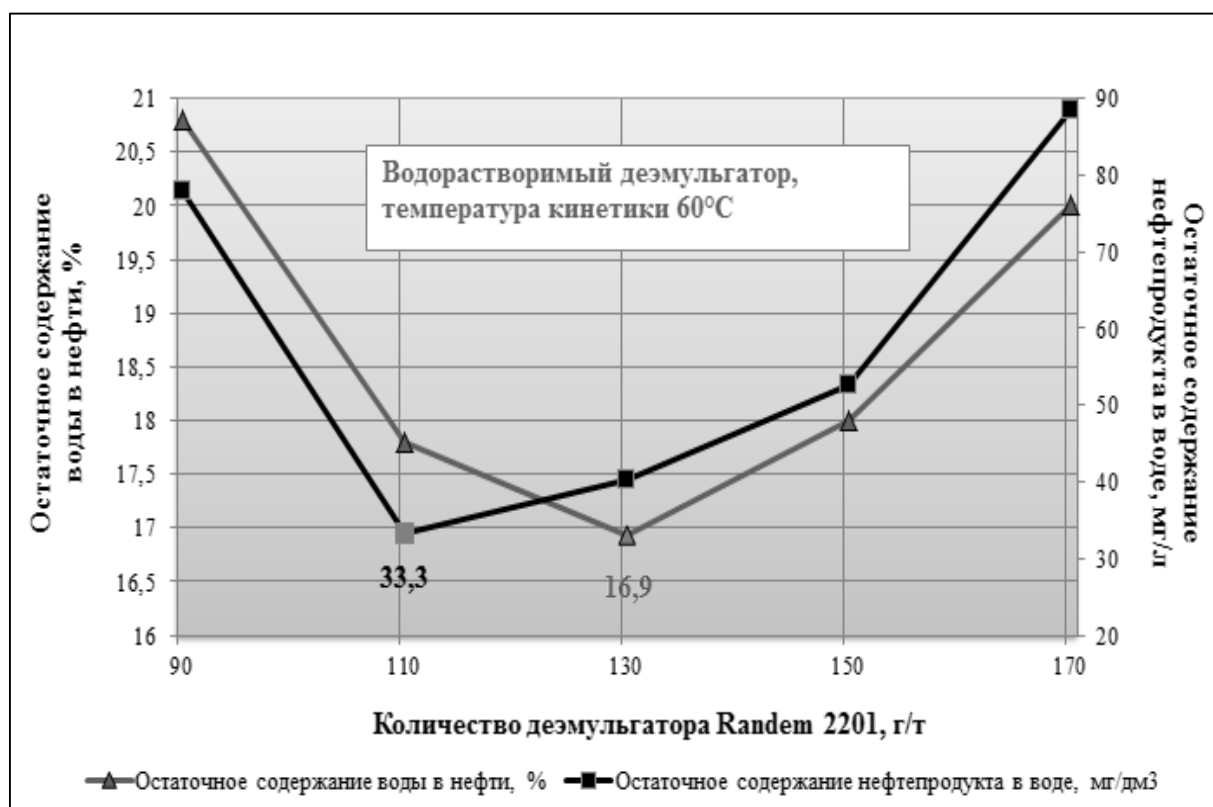


Рисунок 2. Кинетика разрушения водонефтяной эмульсии с использованием реагента-деэмульгатора Dissolvan 4411

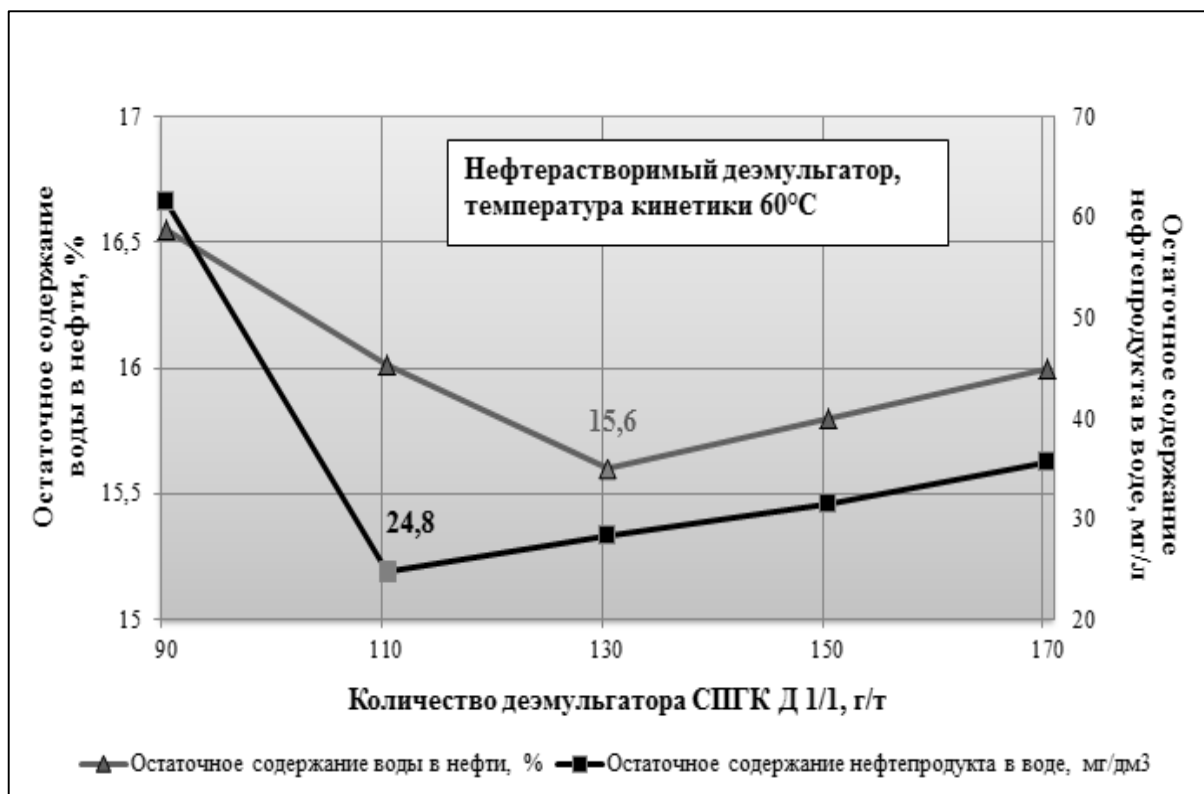


Рисунок 3. Кинетика разрушения водонефтяной эмульсии с использованием реагента-деэмульгатора СПГК Д 1/1

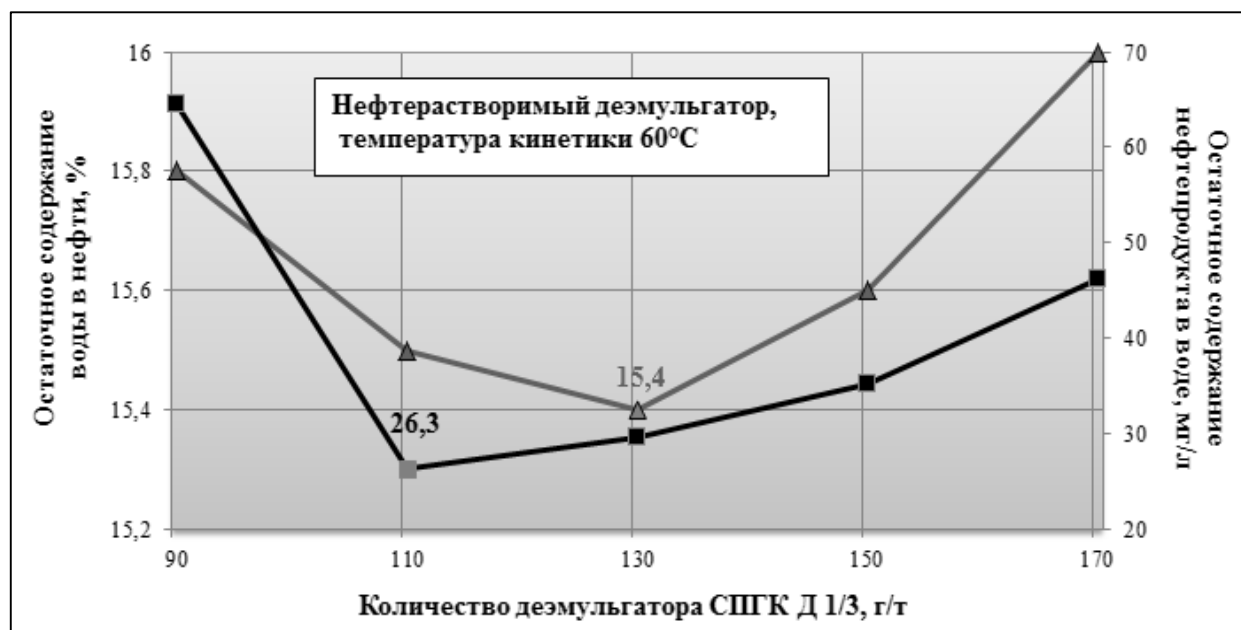


Рисунок 4. Кинетика разрушения водонефтяной эмульсии с использованием реагента-деэмульгатора СПГК Д 1/3

Предложенный простой и дешевый способ снижения содержания нефтепродуктов в сточной воде по подбору типа реагента-деэмульгатора и по оптимизации его удельного расхода на объектах предварительной подготовки нефти по показателю содержания нефтепродуктов в сточной воде прост в реализации и открывает перед разработчиками новые перспективы по созданию деэмульгаторов, обладающих, наряду с высокими деэмульгирующими свойствами, способностью **к снижению** также содержания нефтепродуктов в сточной воде.

Таким образом, было предложено на промысловых объектах предварительной подготовки нефти подбор типа реагента-деэмульгатора и оптимизацию его дозировки осуществлять с учетом наименьшего содержания нефтепродуктов в сточной воде, при обязательном условии совместимости применяющихся реагентов-деэмульгаторов на объектах предварительной и товарной подготовки нефти, и не в ущерб, естественно, достижения высокого качества товарной продукции.

УДК 622.323.502

Вероятные варианты эколого-экономического риска для различных сценариев разлива нефти

Исмайлова Х. Г., Фарзализаде З. И.

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, г. Баку,
Республика Азербайджан*

Такие природно-технические системы – как разрабатываемые месторождения нефти и газа, магистральные нефтегазопроводы, подземные хранилища углеводородов уже самим фактом своего существования создают потенциальный риск возникновения опасных ситуаций, что чревато негативными экологическими и социально-экономическими последствиями. Анализ показывает, что для таких объектов учет влияния фактора аварийных разливов приобретает большую эколого-экономическую эффективность. Этот фактор необходимо учитывать наряду с другими факторами еще на стадии проектирования объектов природопользования, что позволяет оптимально размещать скважины, трубопроводные системы и тому подобные объекты, а также применять превентивные меры по предотвращению аварийных ситуаций и снижению ущерба.

Часть утечек, которые не приводят к нефтяным разливам, могут рассматриваться как инциденты. Эти утечки, хотя и приносят экологический ущерб, но не несут угрозы возникновения чрезвычайной ситуации. Расчетная частота подобных разливов по экспертным оценкам составляет один раз в несколько лет. Последствия незначительных аварийных утечек нефти и нефтепродуктов в экологическом плане (без учета сценариев с возможным воспламенением), как правило, незначительны.

Как известно трубопроводные конструкции и системы находят широкое применение практически во всех отраслях народного хозяйства. Трубопроводы относятся к категории энергонапряженных объектов, отказы которых сопряжены, как правило, со значительным материальным и экологическим ущербом. Многочисленные отказы на технологических трубопроводах, транспортирующих пожаро-взрыво-опасные продукты, приводят к локальным и общим загрязнениям окружающей среды, создают повышенный риск с точки зрения безопасности персонала и населения. Особую остроту приобретает проблема надежности и экологической безопасности в системах магистрального трубопроводного транспорта газа, нефти и нефтегазопродуктов, аммиакопроводов и других продуктопроводов. Отказ магистрального трубопровода, проявляющийся в местной потере герметичности стенки трубы, трубных деталей или в общей потере прочности в результате разрушения, приводит, как правило, к значительному экологическому ущербу с возможными непоправимыми последствиями для окружающей природной среды.

Определяющим критерием экологической безопасности трубопроводов является их надежность – один из основных показателей качества любой конструкции (системы), заключающийся в способности выполнять заданные функции, сохраняя свои эксплуатационные свойства в течение требуемого промежутка времени «жизненного цикла».

Надежная работа трубопроводных систем зависит от целого ряда факторов, и прежде всего от качества выполненных работ по производству оборудования, труб, проектированию и строительству, эксплуатации нефтегазопроводов. Поэтому к трубопроводам предъявляются высокие требования по обеспечению надежности и безопасности их функционирования.

Появление повреждений на трубопроводах приводит к нарушению режима его работы, к возникновению утечек, а также создает большую опасность для людей и объектов, расположенных вблизи трассы. Величина аварийных потерь нефти и нефтепродуктов зависит от места и размера аварии, а также от скорости ее обнаружения и устранения.

Аварийные утечки всех видов в зависимости от вызываемых последствий можно разделить на три категории: 1) Малые утечки, определяемые по анализу содержания газов и напор нефтепродуктов в воздухе; 2) Средние утечки, определяемые косвенным путем; 3) Большие утечки, определяемые по данным штатных приборов [1]. Последствиями аварий, вызванных выбросами нефти или нефтепродуктов из объектов ее транспортировки, может явиться значительный и продолжительный ущерб, что соответствует очень серьезным эколого-экономическим последствиям.

Так как магистральные нефте и нефтепродуктопроводы до конца срока их эксплуатации остаются потенциальными источниками опасности, вероятностная оценка рисков для различных сценариев разлива нефти и их социально-экономических последствий имеет немаловажное значение [2, 3].

Известно, что уровень риска при этом во многом зависит от масштаба ожидаемых потерь и вероятности их возникновения. Поэтому процедура оценки риска предполагает, прежде всего, знание двух параметров – стоимость ущерба от аварии (отказа) и вероятность этого события. Интегральный риск для ряда событий определяется как сумма рисков этих событий. При этом вероятность конечного события определяется произведением вероятностей событий. Опираясь на опыт эксплуатации нефтепроводов по сей день, и в соответствии с классификацией разлива нефти из трубопроводов, можно оценить факторы эколого-экономического риска. Примем, что величина аварийного разлива составляет q ($\text{м}^3/\text{час}$), тогда степень разлива составит $\frac{q}{Q_0}$ (Q_0 – расход ($\text{м}^3/\text{час}$) в трубопроводе до проявления аварии). Дополняя это определение элементами теории вероятностей и статистической теории распознавания образов, для оценки эко-экономического риска (R) при разливе нефти из трубопроводов можно использовать следующую формулу [4]:

$$R = P_1 \cdot P_2 \cdot Y \quad (1)$$

где P_1 – риск аварийных разливов с экологическими последствиями; P_2 – уязвимость объекта, т. е. вероятность того, что данный уровень аварийных разливов окажется достаточным для вывода объекта из строя или нормального функционирования. Согласно формуле (1) величина эко-экономического риска (R) для максимального ущерба прямо пропорциональна вероятностям P_1 и P_2 . Можно прийти к логическому выводу о том, что между вероятностью проявлений P_1 и степенью разлива существуют зависимости различного монотонно убывающего характера. Очевидно, вероятность уязвимости P_2 (с точки зрения возникновения аварии) рассматриваемого объекта, который устанавливается особой группой экспертов или компетентными органами, будет монотонно возрастающей функцией степени разлива.

С учетом изменений вероятностей P_1 и P_2 в зависимости от относительной величины разлива нефти q/Q_0 были определены вероятности наступления повреждений объектов (с последующим возникновением аварии). Изменение этих вероятностей, для различных вариантов, т. е. рисков (P_R) представлены на рисунке 1. При этом, как видно из рисунка 1, максимальные значения этих рисков составили:

$$\begin{aligned} P_{R1} &= P_{1.1} \cdot P_{2.1} = 0,52 \\ P_{R2} &= P_{1.3} \cdot P_{2.1} = 0,25 \\ P_{R3} &= P_{1.3} \cdot P_{2.3} = 0,08 \\ P_{R4} &= P_{1.1} \cdot P_{2.3} = 0,26 \\ P_{R5} &= P_{1.1} \cdot P_{2.2} = 0,42 \\ P_{R6} &= P_{1.2} \cdot P_{2.3} = 0,14 \\ P_{R7} &= P_{1.2} \cdot P_{2.1} = 0,40 \\ P_{R8} &= P_{1.2} \cdot P_{2.2} = 0,25 \\ P_{R9} &= P_{1.3} \cdot P_{2.2} = 0,15 \end{aligned}$$

Как видно из рисунка 1 максимум рисков для рассматриваемых вариантов соответствует варианту ($P_{11} : P_{12}$) и составляет 0,52 при величине разлива приблизительно 50 %. Иными словами, наиболее вероятный ущерб или риск составит $R_{\max} = 0,52 \cdot Y$, который может поступить с вероятностью 0,52. Как видно из результатов анализа, для других рассматриваемых вариантов максимальный уровень риска меняется также в зависимости от степени разлива нефти. Однако необходимо отметить, что как бы маловероятны не были эти причины риска, не следует исключать их в перспективе. Даже при такой низкой вероятности ущерба риск аварийности такого объекта нефтегазодобычи, как одна скважина, может достигать значительной величины суммы средства.

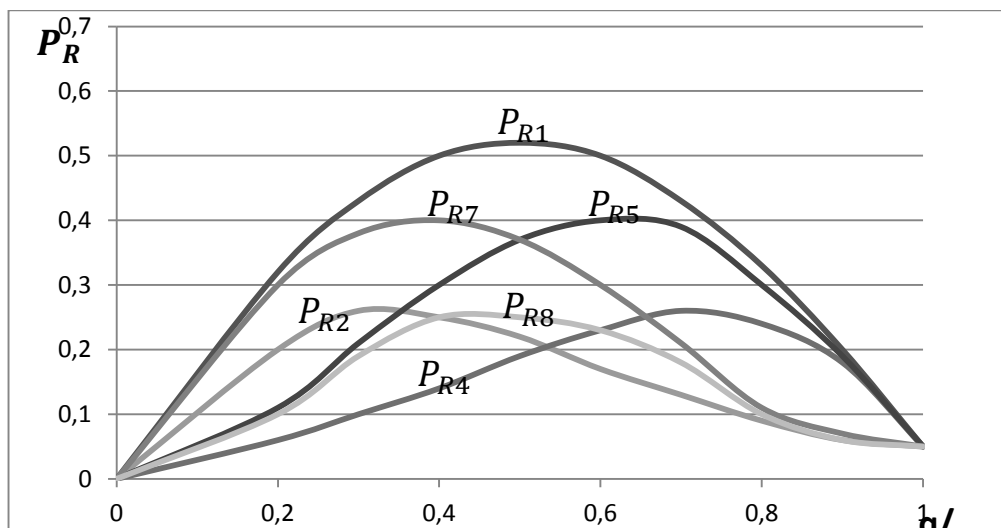


Рисунок 1. Варианты эколого-экономического риска для различных сценариев разлива нефти

Библиографический список

1. Алиев Р. А. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р. А. Алиев, В. Д. Белоусов, А. Г. Немудров и др. – М.: Недра, 1988. – 368 с.
2. Грачева М. В. Анализ проектных рисков: учебное пособие / М. В. Грачева. – М.: Недра, ЗАО «Финстатинформ», 1999. – 295 с.
3. Трохимчук К. А. Прогнозирование аварийных ситуаций в системе «атмосферный воздух – почвенный слой» на объектах нефтегазового комплекса / К. А. Трохимчук, И. А. Гвоздилов // Качество внутреннего воздуха и окружающей среды: материалы VI международной научной конференции. – Волгоград, ВолгГАСУ, 2008. – С. 58-62.
4. Шахов В. В. Введение в страхование: экономический аспект / В. В. Шахов. – М.: Финансы и статистика, 1992. – 192 с.

УДК 338.2(5), 339.132(133), 339.97

Европейский рынок газа и проекты ПАО «Газпром»

Сочнева И. О.

Международный институт энергетической политики и дипломатии ФГАОУ ВО «Московский государственный институт международных отношений (университет) Министерства иностранных дел Российской Федерации» – МИЭП МГИМО МИД России, г. Москва, РФ

За последние десять лет Европейский рынок газа сильно изменился. Изменились условия его регулирования, появились новые схемы контрактования поставок газа, а главное, прекратился быстрый рост потребления газа в Европе. Но, неизменным осталось одно – глобальным игроком европейского рынка газа является российская компания Газпром.

ПАО «Газпром» – это традиционный поставщик трубопроводного газа в Европу. Он стал наследником всей газотранспортной системы Советского Союза после его распада. В настоящее время доля на рынке газа Европы, принадлежащая Газпрому, составляет 35 %, и по прогнозам экспертов к 2030 году может уже составить – 40 %.

Последние 20 лет на европейском рынке газа можно разделить на три периода (рисунки 1, 2): первый период – 1998-2008 гг. постепенный рост потребления газа в Европе на фоне медленного, но постоянного роста цены на газ; второй период – 2008-2014 гг. снижение потребления газа на фоне мирового финансового кризиса и высокой стоимости газа; третий период – с 2014 г. по настоящий момент – восстановления спроса на газ при низких ценах на него.

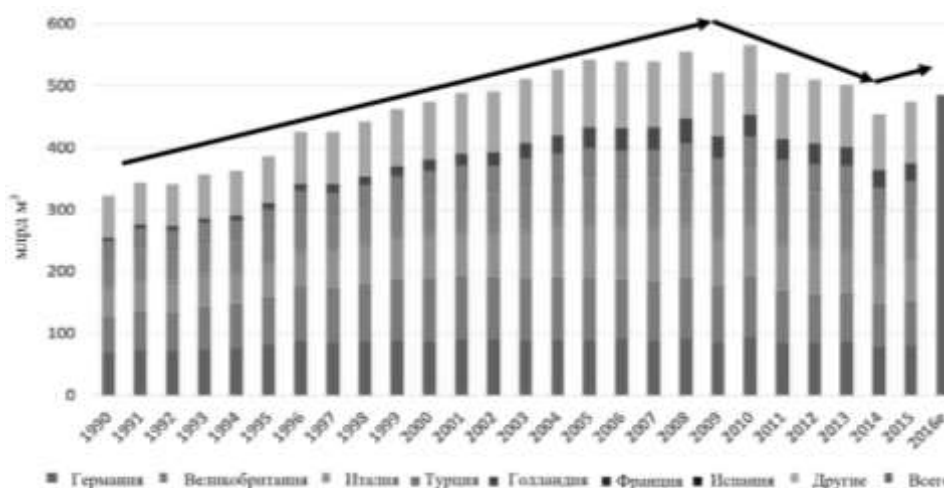


Рисунок 1. Спрос на газ в Европе в 1990-2015 гг., млрд м³ [1]

Каждый из периодов характеризовался своими трудностями и вызовами, которые он ставил перед ПАО «Газпром», но основными из них являлись следующие:

- *Волатильность цен на газ.*

Рост экономики Европы до 2008 года приводил к росту потребления энергоресурсов, которые требовались для развития промышленности. Соответственно происходил рост цен на газ. Кризис 2008 года привел к тому, что в начале 2010-х годов цена на газ устанавливает рекордно высокие значения, но к концу 2014 году она (цена) падает в три раза. Данное падение цен связано с использованием в Европе относительно дешевого угля и динамичным развитием возобновляемых источников энергии (ВИЭ), а также появления на рынке сланцевого газа из США. С 2016 года и по настоящее время существуют низкие цены на газ, в условиях расширения предложения СПГ, за счет ввода новых регазификационных мощностей, и повышающихся цен на уголь.

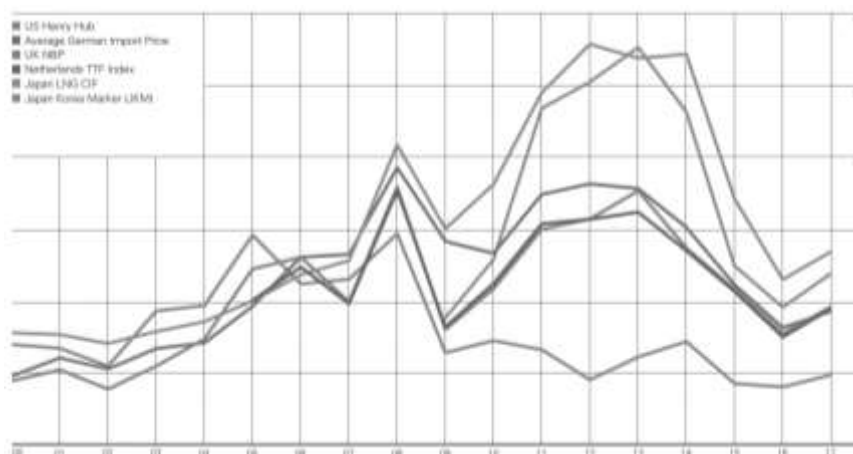


Рисунок 2. Цена на газ в 2000-2017 гг., долл./млн БТЕ [2]

- Зависимость рынка газа не только от рынка нефти, но и рынка угля.

Европейские энергогенерирующие компании использовали в 2010-е годы уголь в качестве сырья для выработки электроэнергии и тепла, так как данный энергоресурс был доступен и имел низкую цену (рисунок 3), и не использовали газ в качестве альтернативного вида топлива. В Германии до настоящего момента есть новые проекты по постройке электростанций, которые будут работать на угле.

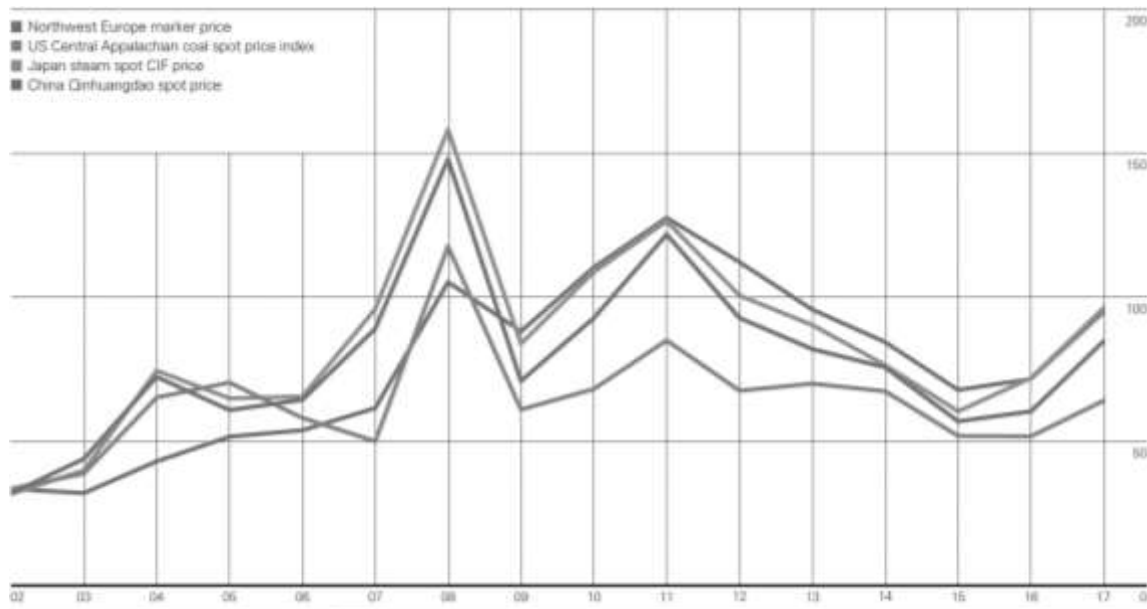


Рисунок 3. Цена на уголь в 2002-2017 гг., долл./т [2]

- Существенное сокращение стоимости проектов в области ВИЭ и их быстрое развитие.

Проекты развития ВИЭ, имея государственную поддержку в Европе, быстро развивались на протяжении последних двадцати лет. В результате происходил переход с использования угля (заккрытие ТЭС, работающих на угле) сразу на ВИЭ, без промежуточного использования газа. Сейчас газ выступает только в качестве резервного энергоресурса, на случай перебоев в генерации энергии ВИЭ.

- Увеличение платы за выбросы углерода в Европе.

Проводимая в Европе политика декарбонизации и сохранения качества воздуха в городах, привела к принятию в Европе нормативных актов о повышении платы за выбросы углерода. Сжигание газа не приводит к значимому сокращению выбросов углекислого газа по сравнению со сжиганием угля.

- Организация единого внутреннего рынка газа ЕС в соответствии с Третьим энергетическим пакетом.

Разделение европейского рынка теперь осуществляется не по страновому принципу, а на основе регионального деления, где в каждом регионе создан свой газовый хаб, при этом на каждом хабе должно присутствовать минимум три поставщика газа. Реально произошла фрагментация рынка – появилось большое количество компаний вдоль всей цепочки создания ценностей.

- Развитие поставок сжиженного природного газа.

Строительство большого количества регазификационных терминалов в Европе привело, в настоящее время, к высокому резерву мощностей.

- Вопросы экологии.

Газ не является экологически чистым топливом – это один из видов ископаемого топлива. При добыче и применении газа в производственных процессах выделяется метан (добыча и старые трубопроводы) и углерод. При этом метан более сильный парниковый газ, чем углекислый газ. В результате обращения Европы в сторону ВИЭ и дешевого угля, и отказа от

использования дополнительных объемов газа, совокупные выбросы углерода не увеличились.

- *Логистические возможности поставок.*

Европе требуются бесперебойные и безопасные поставки газа из различных регионов мира (рисунок 4). Значительная зависимость от одного крупного поставщика газа не приемлема для экономического развития европейских стран, так как сопряжена с высокими рисками.

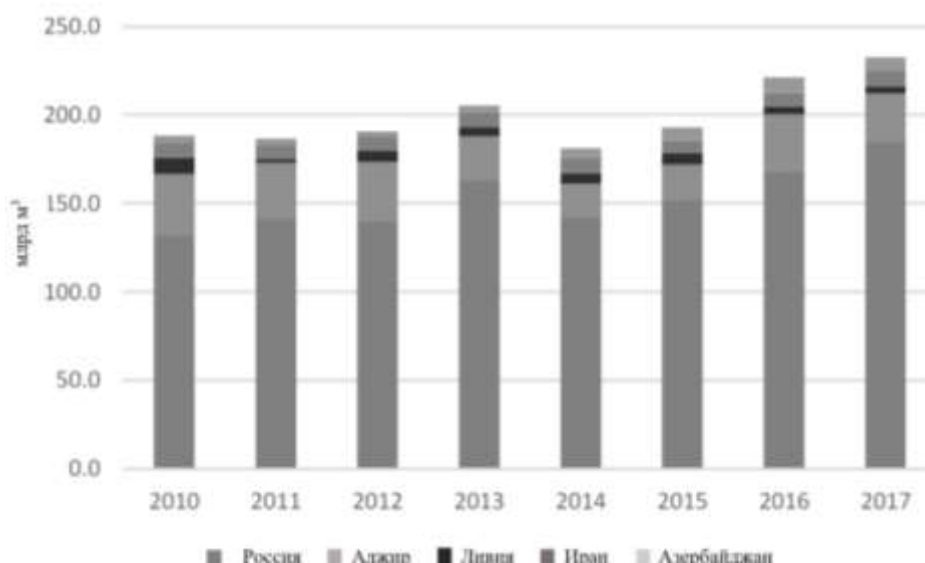


Рисунок 4. Основные импортеры трубопроводного газа в Европу в 2010-2017 гг., млрд м³ [3]

- *Политические вопросы.*

Сложная политическая обстановка вокруг Украины, фактически «холодная война» с США, санкционное давление США и Европы, привели к тому, что отношения с Россией строятся только как со страной, которая является поставщиком дешевых энергоресурсов.

Чем же ответил Газпром на все эти вызовы, которые поставила перед ним Европа? ПАО «Газпром» продает большие объемы газа по низкой цене и реализует несколько крупных дорогостоящих проектов.

Фактически Газпром продавал и продает в Европу «чистое» голубое топливо по цене «грязного» угля (рисунок 5). «Грязного» угля – в данном случае имеются в виду, не выбросы углекислого газа, а прямое загрязнение атмосферы микрочастицами в процессе сжигания. В Европе цены на газ догнали цену угля в секторе производства электроэнергии. В 2016-2017 годах Россия продавала газ по цене угля.

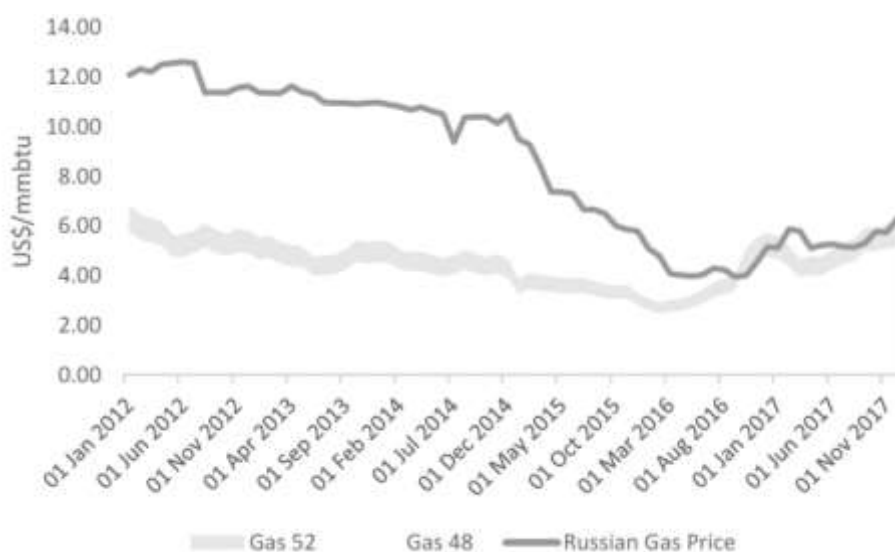


Рисунок 5. Цена российского газа в Европе по сравнению с ценой угля в 2012-2017 гг. [3]

Под давлением европейцев (требование выполнения Третьего энергопакета ЕС) компания изменила маркетинговую стратегию: изменились условия и методология расчета цены по контрактам. Газпром отвязал цену на газ от исторической привязки цены на нефть. В настоящее время, 30 % контрактов компании долгосрочные, 30 % – это спотовые продажи и 30 % – смешанные (рисунок 6).

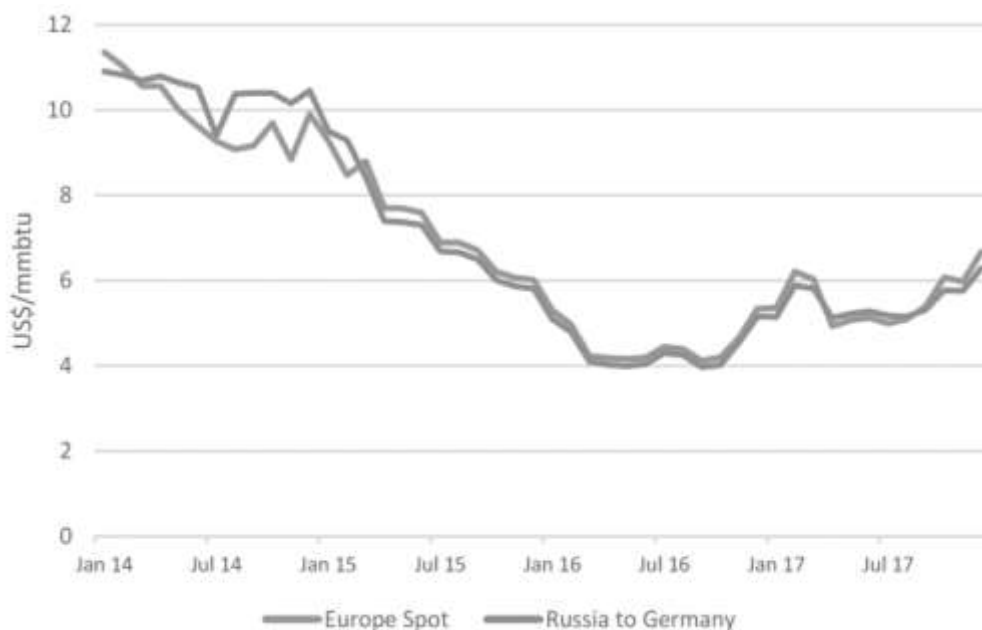


Рисунок 6. Цена российского газа по сравнению с европейской спотовой ценой на газ в 2014-2017 гг. [3]

С целью усиления своих позиций в Европе, ПАО «Газпром» стал активно реализовывать крупные инфраструктурные проекты по постройке новых трубопроводов. Проекты «Северный поток 2» и «Турецкий поток» необходимы для создания резерва объемов поставки газа по трубопроводам, так как в настоящее время действующие трубопроводы заполнены на 87 %, а также с целью исключения транзита газа через Украину. Реализация проектов осуществляется за счет средств самой компании, в результате годовая прибыль Газпрома в 2017 году упала в 4 раза по сравнению с данным показателем в 2016 году. (411,425 млрд руб. в 2016 г и 100,297 млрд руб. 2017 г.) (рисунок 7).



Рисунок 7. Чистая годовая прибыль ПАО «Газпром» по РСБУ в 2010-2017 гг.

К сожалению, ПАО «Газпром» фактически потерял рынки газа в странах Прибалтики и Украины. Данные рынки стали однозначно ориентированы на страны Запада. К тому же, Украина подала пример Европе как можно вести себя по отношению к России и Газпрому, открыто не соглашаясь с требованиями, которые ставит Газпром по цене газа и стоимости транзита через свою территорию, подавая иски в Международные суды и не санкционировано отбирая газ из транзитной трубы. Страны Прибалтики взяли курс на использование американского СПГ, считая поставки из-за океана более безопасными и надежными, чем поставки из России (рисунок 8).

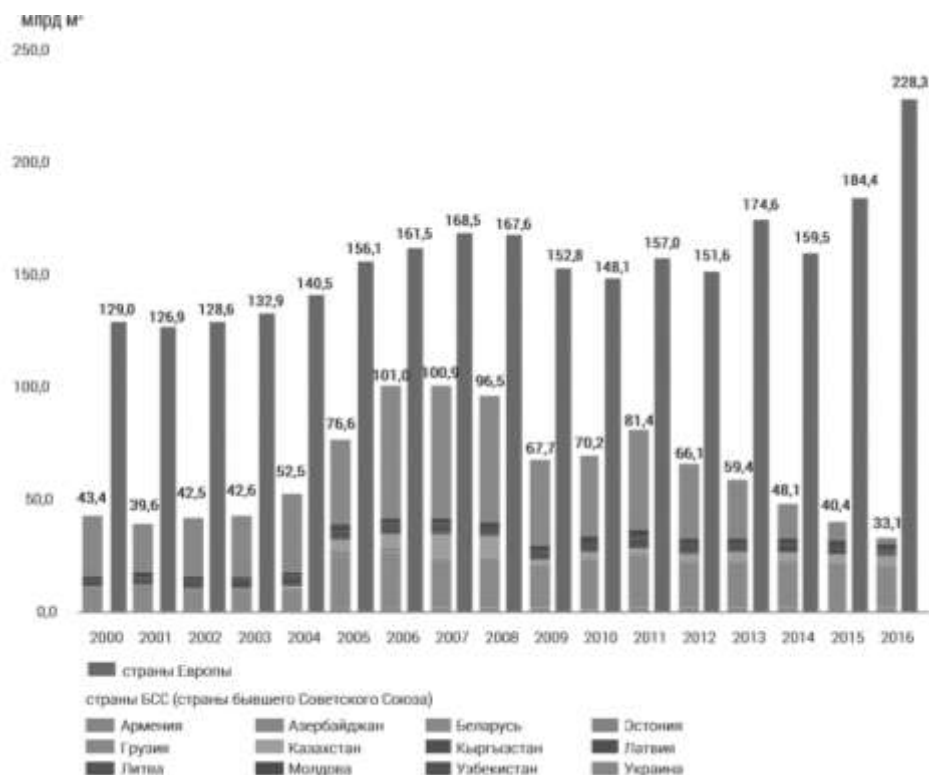


Рисунок 8. Реализация трубопроводного газа ПАО «Газпром» в страны Европы и БССТ, млрд м³ [4]

В свете этого, для усиления своих позиций на европейском рынке основными направлениями стратегического развития ПАО «Газпром» должны стать следующие:

- Газпром должен придерживаться понятной для европейцев ценовой политики. Компания должна будет по-прежнему увеличивать долю спотовых продаж газа, и, по возможности, отказаться от долгосрочных контрактов на трубопроводный газ. Скорее всего, Газпрому придется самому покупать часть газа на европейских хабах и перепродавать потребителям, чтобы сохранить цену на энергоресурс.

- Добиться расширения системы экспортных газопроводов. Необходимо подписание соглашений с ЕС о сухопутных продолжениях газопроводов «Северный поток 2» и «Турецкий поток» (рисунок 9). Нормативные требования в отношении газопровода «Северный поток 2» отличаются от требований в отношении газопроводов OPAL и NEL. Морские трубопроводы не подпадают под регулирование Европейского Союза, в то время как продолжение этих трубопроводов на суше должно быть согласовано и регулироваться в соответствии с европейским законодательством.

- Газпрому необходимо участвовать в строительстве на территории Европы регазификационных терминалов СПГ. Большинство европейских экспертов считают, что вложения после 2020 года в крупномасштабные проекты в газовой сфере в Европе сомнительны. Нет смысла в расширении трубопроводных поставок газа. СПГ проекты менее уязвимы к изменению ситуации.



Рисунок 9. Европейские трубопроводы OPAL and NEL [3]

- Нормализация отношений с Украиной. Газпрому необходимо продлить в 2019 году контракт на поставку газа в Украину и сохранить имеющийся транзит, или даже увеличить объем прокачки газа. Один из способов это сделать – предложить Украине финансирование для поддержания и восстановления ее трубопроводной системы.

- Снизить цены на газ для стран Прибалтики, приравняв их значение к уровню цены в южных странах Европы.

- Контролирование стоимости угля и темпов развития ВИЭ в Европе. Постараться извлечь дополнительную выгоду в период высоких цен на уголь и повышения ставок за выбросы углерода.

- Диверсификация бизнеса. Не трубой единой должен быть силен Газпром. Требуется строительство новых СПГ заводов в России, на имеющейся огромной ресурсной базе (рисунок 10).

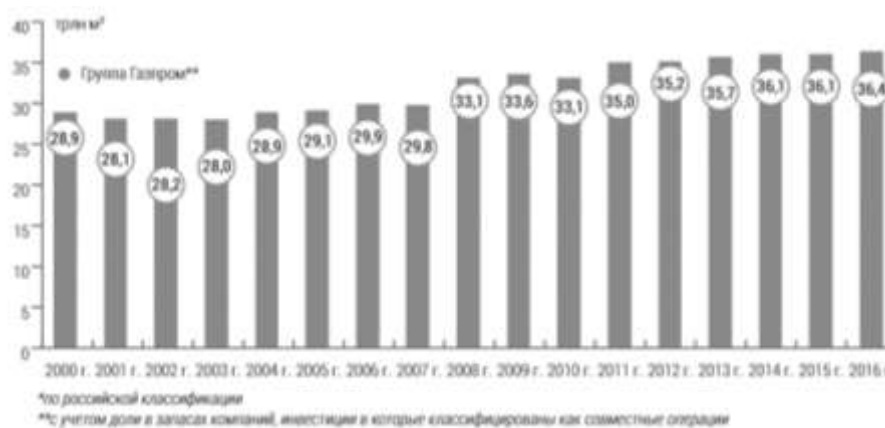


Рисунок 10. Запасы природного газа* (категории A+B+C₁) группы «Газпром» на территории России трлн м³ [4]

Необходимо создать конкурентные объемы СПГ на Европейском рынке, чтобы не только США и Катар имели возможность поставок СПГ на этот рынок. Необходимо подписание (на первых порах хотя бы рамочных) долгосрочных контрактов на поставки российского СПГ в Европу и Прибалтику, иначе начавшийся процесс экспансии

американского СПГ в Европе будет не остановить. (На данный момент Польша подписала двадцатилетний контракт на поставки американского СПГ в объеме 2 млн тонн/год. Причем, цена на американский СПГ на 30 % ниже, чем цена российского трубопроводного газа. 23 октября 2018 г. немецкий канцлер Ангела Меркель заявила, что намерена предоставить правительственную поддержку проекту строительства в Германии терминала для приема доставляемого из США сжиженного природного газа) (рисунок 11).

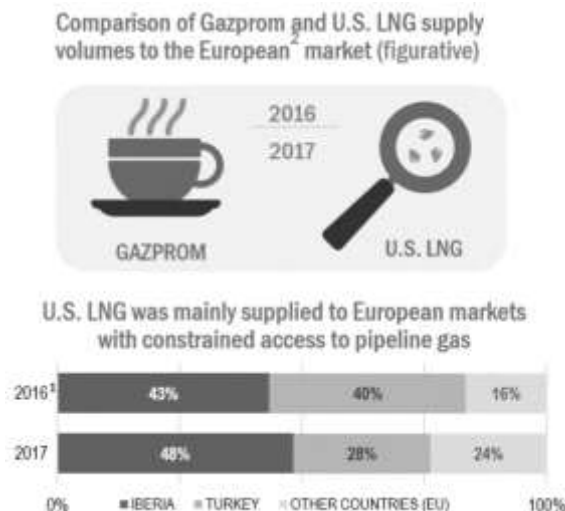


Рисунок 11. Оценка ПАО «Газпром» влияния американского СПГ на газовый рынок Европы [5]

- Улучшение имиджа компании в Европе. Компания должна позиционировать себя как надежный поставщик экологически чистого топлива, проводя различные рекламные мероприятия и акции. Открытие сети газо- и электро-заправочных станций в Европе, безусловно будет способствовать более дружелюбному восприятию компании на рынке. Поддержка культурных связей между Россией и странами Европы, тоже должно быть важным направлением деятельности Газпрома.

- Улучшение качества менеджмента компании. Целесообразно налаживание подготовки специалистов для газовой отрасли в России, омолаживание существующей структуры персонала, привлечение западных менеджеров (но не в качестве сотрудников компании, а только как экспертов в определенных областях).

Указанные выше мероприятия, позволят компании остаться лидером европейского газового рынка, каким она является сейчас. Но реакция компании на экономическую, политическую и социальную ситуацию в Европе должна стать превентивной, а не реактивной, как это есть сейчас.

Надежные, бесперебойные поставки газа по низкой цене могут подорвать энергетическую политику Европы, которая ориентирована, на самом деле не на газ, а на дешевый уголь и ВИЭ.

К середине 21-го века может сложиться ситуация, когда газ не станет необходим Европе, поэтому фактически Газпром должен успеть сейчас (ближайшее 10-20 лет) продать максимальные объемы газа, по максимально высокой цене.

Библиографический список

1. Stern J. The Future of Gas in Decarbonising European Energy Markets: the need for a new approach / J. Stern. – Oxford Institute for Energy Studies, January 2017.
2. BP Statistical Review of World Energy, June 2018.
3. Henderson J. Gazprom in Europe – two «Anni Mirabiles», but can it continue? / J. Henderson, J. Sharples. – Oxford Institute for Energy Studies, March 2018.
4. Тихонов С. Газпрому-25 / С. Тихонов // Нефтегазовая вертикаль. – 2018. – №3.
5. Презентация ПАО «Газпром». – Investor Day Presentation (in English), 2018.

Исследование температурных процессов в грунте при нарушении герметичности магистрального подземного трубопровода

Шевалдина Е. В., Смычек М. А.

АО «Гипрогазцентр», г. Нижний Новгород, РФ

При эксплуатации магистральных трубопроводов зачастую приходится сталкиваться с проблемами, приводящими к разгерметизации трубы, что влечет за собой значительную стоимость ущерба окружающей среде, в случае возникновения аварии, а также затрат на аварийно-восстановительные ремонтные работы.

Основная часть российских магистральных газо- и нефтепроводов была построена более 20 лет назад, поэтому работа уже устаревшего оборудования требует повышения уровня надежности применяемых диагностических систем, в том числе и систем обнаружения утечек.

Существуют различные методы и средства обнаружения утечек на линейной части магистральных трубопроводов, которые имеют свои преимущества и недостатки. Для максимальной достоверности этих методов, их используют в комбинации, что во многих случаях является достаточно трудоемким и неоперативным процессом.

Применение комплексных систем мониторинга значительно упрощает контроль целостности протяженных объектов магистральных трубопроводов. Система обеспечивает непрерывную передачу параметров, например, давление, температуру и деформацию трубы или окружающего грунта в режиме реального времени на диспетчерский пункт, что позволяет оперативно регистрировать утечки и повреждения трубопровода, и в значительной мере (до 20-23 %) снизить риск возникновения аварий при транспортировке нефти и газа [1].

В качестве распределенного чувствительного элемента, для передачи информации в системах мониторинга, может использоваться волоконно-оптический сенсор (ВОС).

Принцип обнаружения утечек, посредством распределенного ВОС, основывается на данных анализа температурных эффектов, происходящих в грунте вблизи трубопровода. При возникновении утечки происходит образование теплового пятна, которое сопровождается изменением температуры под действием постоянного перепада давлений у стенки трубопровода. В зависимости от транспортируемого продукта происходит повышение температуры грунта, в случае утечки нефти, либо снижение температуры, в случае утечки газа (рисунок 1) [2].



Рисунок 1. Локальное изменение температуры окружающего пространства относительно среднего нормального значения температуры грунта при возникновении утечки нефти или газа

В настоящее время использование ВОС как средства обнаружения утечек больше распространено на магистральных нефтепроводах. В данном случае, монтаж системы осуществляется только при строительстве новых магистральных трубопроводов: чувствительный элемент укладывается в траншею рядом с трубой, после чего производится его послойная засыпка. ВОС подключают к температурному анализатору и при помощи специального программного

обеспечения производят анализ и интерпретацию данных с анализатора.

Актуальность оснащения подобными системами контроля целостности линейной части эксплуатируемых магистральных нефтепроводов, в особенности на потенциально-опасных участках, или нефтепроводах, срок эксплуатации которых превышает 20 лет, обосновывается тем, что монтаж ВОС возможен не только в одной траншее с трубопроводом или в непосредственной близости от него, но и на некотором расстоянии, без проведения полного объема земельных работ (вскрытие нефтепровода, обратная засыпка траншеи). Дополнительные меры мониторинга состояния магистрального нефтепровода необходимо предпринимать с целью предупреждения убытка транспортируемого продукта, а также возможности нанесения ущерба окружающей среде.

Максимально возможное расстояние размещения ВОС определяется расчетным путем, через построение температурного поля нефтепровода при полностью герметичном состоянии и в случае возникновения утечки.

В общем случае, распространение теплового потока от теплоносителя (нефтепровода), в двухмерном отображении, представляет собой форму концентрических окружностей (рисунок 2).

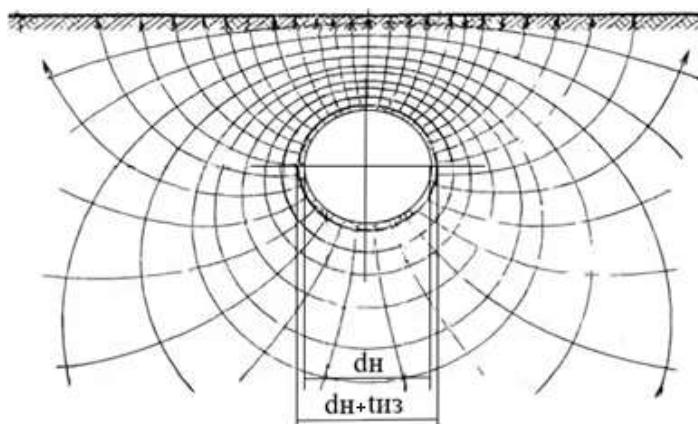


Рисунок 2. Распространение теплового потока от теплоносителя (нефтепровода):
 dn – номинальный диаметр нефтепровода; $dn+tiз$ – номинальный диаметр нефтепровода с учетом толщины изоляции

При нарушении герметичности магистрального нефтепровода, как было сказано выше, температура окружающего грунта повышается, следовательно, распространение теплового потока сместится на величину Δ . Величина Δ и чувствительность применяемого сенсора являются определяющими параметрами, которые влияют на размещение ВОС относительно магистрального нефтепровода.

Одним из вариантов определения величины Δ является применение методов численного моделирования.

Существует большое количество программных средств и подходов, позволяющих рассчитать температурное поле нефтепровода в поперечном сечении. Например, применение комплекса для численного моделирования ANSYS позволяет осуществить трехмерный расчет теплового поля вокруг трубопровода, но только для участка небольшой протяженности (максимум несколько десятков метров). При этом расчет занимает от 5-ти и более часов и требует определенной вычислительной мощности используемого оборудования, а также квалификации и навыков расчетчика [3].

Расчет теплового поля вокруг нефтепровода требует численного решения нелинейного уравнения теплопроводности, в котором обязательно должны учитываться следующие параметры: температура перекачиваемого продукта и трубопровода, температура и плотность грунта, удельная теплота фазового перехода, суммарная весовая влажность, теплоемкость воды и грунта, теплопроводность грунта, коэффициент теплообмена между грунтом и трубопроводом.

При отсутствии необходимых ресурсов для расчета трехмерного температурного поля

возможен расчет температуры в любой точке грунта вокруг однотрубного теплопровода [4]:

$$t = t_0 + \frac{\tau - t_0}{R} \frac{l_{\text{гп}}}{2\pi\lambda_{\text{гп}}} \ln \sqrt{\frac{x^2 + (y+h)^2}{x^2 + (y-h)^2}}, \quad (1)$$

где t_0 – температура окружающей среды; τ – температура теплоносителя; R – термическое сопротивление; $l_{\text{гп}}$ – коэффициент теплопроводности грунта; $\lambda_{\text{гп}}$ – коэффициент теплопроводности грунта, зависящий от типа грунта и его влажности; x – расстояние по горизонтали от оси трубопровода до рассматриваемой точки, м; y – расстояние по вертикали от рассматриваемой точки до поверхности грунта, м; h – глубина заложения оси трубопровода, м.

Термическое сопротивление грунта определяется:

$$R = R_{\text{из}} + R_{\text{гп}}, \quad (2)$$

где $R_{\text{из}}$ – термическое сопротивление изоляции; $R_{\text{гп}}$ – термическое сопротивление грунта:

$$R_{\text{гп}} = \frac{l_{\text{гп}}}{2\pi\lambda_{\text{гп}}} \ln \left[2 \frac{h}{d} + \sqrt{\frac{4h^2}{d^2} - 1} \right], \quad (3)$$

где d – диаметр трубы. Если $h/d > 2$, то термическое сопротивление грунта определяется:

$$R_{\text{гп}} = \frac{\ln(4h/d)}{2\pi\lambda_{\text{гп}}}. \quad (4)$$

Данный расчет будет являться приближенным, т. к. в выражении (1) не учитывается характеристика грунта (влажность, плотность), однако им можно воспользоваться в качестве первого приближения к конечному результату.

Библиографический список

1. Воробьев А. Е. Инновационная система обнаружения утечек и контроля активности трубопроводов // А. Е. Воробьев, Д. Н. Хабаров, М. Т. Мусса, А. В. Янкевский / Вестник РУДН, сер. «Инженерные изыскания». – 2013. – № 3. – С. 58-62.
2. Nikles Marc. Leakage Detection using Fibre Optics Distributed Temperature Sensing / Marc Nikles, Bernard Vogel, Fabien Briffod, Stephan Grosswig, Florian Sauser, Steffen Luebbecke, André Bals, Thomas Pfeiffer // 11th SPIE Annual International Symposium on Smart Structures and Materials; San Diego, California, USA, March 14-18, 2004. – Proc. SPIE. – 2004. – Vol. 5384. – P. 18-25.
3. Гишкелюк И. А. Прогнозирование оттаивания многолетнемерзлых грунтов вокруг подземного трубопровода большой протяженности / И. А. Гишкелюк, Ю. В. Станиловская, Д. В. Евланов // Технологии транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов, сер. «Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов». – 2015. – № 1 (17). – С. 20-25.
4. Карнаухов Н. Н. Инженерные коммуникации в нефтегазодобывающих районах Западной Сибири / Н. Н. Карнаухов, Б. В. Моисеев, О. А. Степанов, Н. А. Малюшин. – Красноярск: Стройиздат. Красноярское отделение, 1993. – 160 с.

ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ

УДК 550.3

Реконструкция геоплотностных моделей Предуральского краевого прогиба

Вельтистова О. М., Мотрюк Е. Н.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

Основной целью исследований является анализ строения Предуральского краевого прогиба для выявления фациальных и структурно-тектонических особенностей геологического строения с использованием современной методики и технологии построения

геоплотностных моделей сложнопостроенных сред на основе комплексной интерпретации геолого-геофизических данных.

В статье представлены результаты применения современных программных продуктов для моделирования геологической среды. Данная технология разработана в УГТУ под руководством профессора А. И. Кобрунова [3-6], базируется на инверсии геофизических полей и применяется для решения задач поискового характера. Построенные плотностные модели сложнопостроенных и слабоизученных сред с заданной степенью точности удовлетворяют наблюдаемому гравитационному полю.

Моделирование геологической среды основано на комплексировании данных сейсморазведки и гравиразведки с использованием всей априорной информации, которая включает в себя: сведения по скважинам, плотностные и скоростные характеристики горных пород, анализ проведенных геофизических исследований скважин. Алгоритм построения моделей базируется на решении прямых и обратных задач гравиразведки. Для решения обратных задач применяются различные виды критерия: интегральный квадратичный; равномерный и содержащий в качестве функционала функцию принадлежности распределенных параметров [4], где происходит учет меры доверия к имеющимся значениям параметра. Критерий оптимальности позволяет учитывать задаваемую величину отклонения параметра плотности от начального приближения, а также дает возможность вводить разную степень варьирования изучаемого параметра, в частности, в пределах изучаемого комплекса пород. Использование заданного критерия позволяет установить диапазон изменения плотности и определить влияние на гравитационное поле плотностных границ. Вычисляемая невязка между наблюдаемым и вычисляемым полем позволяет контролировать достоверность построения геолого-плотностной модели.

Предложенная технология основана на методике, которая заключается в последовательном выполнении следующих этапов.

1. *Анализ геологической информации.* Для структурно-плотностного моделирования требуются: скоростные характеристики, наблюдаемое гравитационное поле по профилям, данные по скважинам на изучаемой территории.

2. *Установление зависимостей между физическими параметрами среды.* Скорости пересчитываются в плотности, при этом учитывается вся имеющаяся геологическая информация об объекте.

3. *Формирование нулевого приближения.* При помощи программы PlayGround решается прямая задача гравиразведки (и структурная и плотностная), получаем нулевое приближение по каждому профилю.

4. *Решение двумерной обратной задачи гравиразведки.* Импорт данных в GeoVIP и решение обратной задачи в критериальной постановке.

Территория исследований включает северные области Предуральяского краевого прогиба, которые характеризуются сложным тектоническим строением и неоднозначностью интерпретации геофизических данных. Интерпретация потенциальных полей, совместно с данными сейсморазведки и бурения, а также применение новейших технологий и программных средств, позволит снизить неоднозначность интерпретации и повысить эффективность геологоразведочных работ.

При моделировании были использованы региональные сейсмогеологические профили, наблюдаемое гравитационное поле, структурные карты, сделан анализ плотностных характеристик отложений горных пород, слагающих основные литолого-стратиграфические комплексы, и влияющие на формирование аномалий силы тяжести.

На рисунке 1 представлен геолого-геофизический разрез по линии профиля 13РС, пересекающий Косью-Роговскую впадину с запада на восток и охватывающий внешнюю и внутреннюю ее зоны, различные по своему строению. Для западной и центральной областей впадины характерно относительно спокойное залегание слоев горных пород. Центральную часть профиля занимает Абезьская депрессия, наиболее прогнутая часть впадины. Для нее характерно региональное погружение всех стратиграфических слоев. Восточная часть

характеризуется наличием надвигов и взбросо-надвигов. На рисунке 2 изображена построенная геоплотностная модель по указанному профилю. Рассчитанное в результате решения обратной задачи гравirazведки в классе распределения плотностей гравитационное поле с заданной точностью удовлетворяет наблюдаемому, а полученная невязка соответствует точности вычислений.

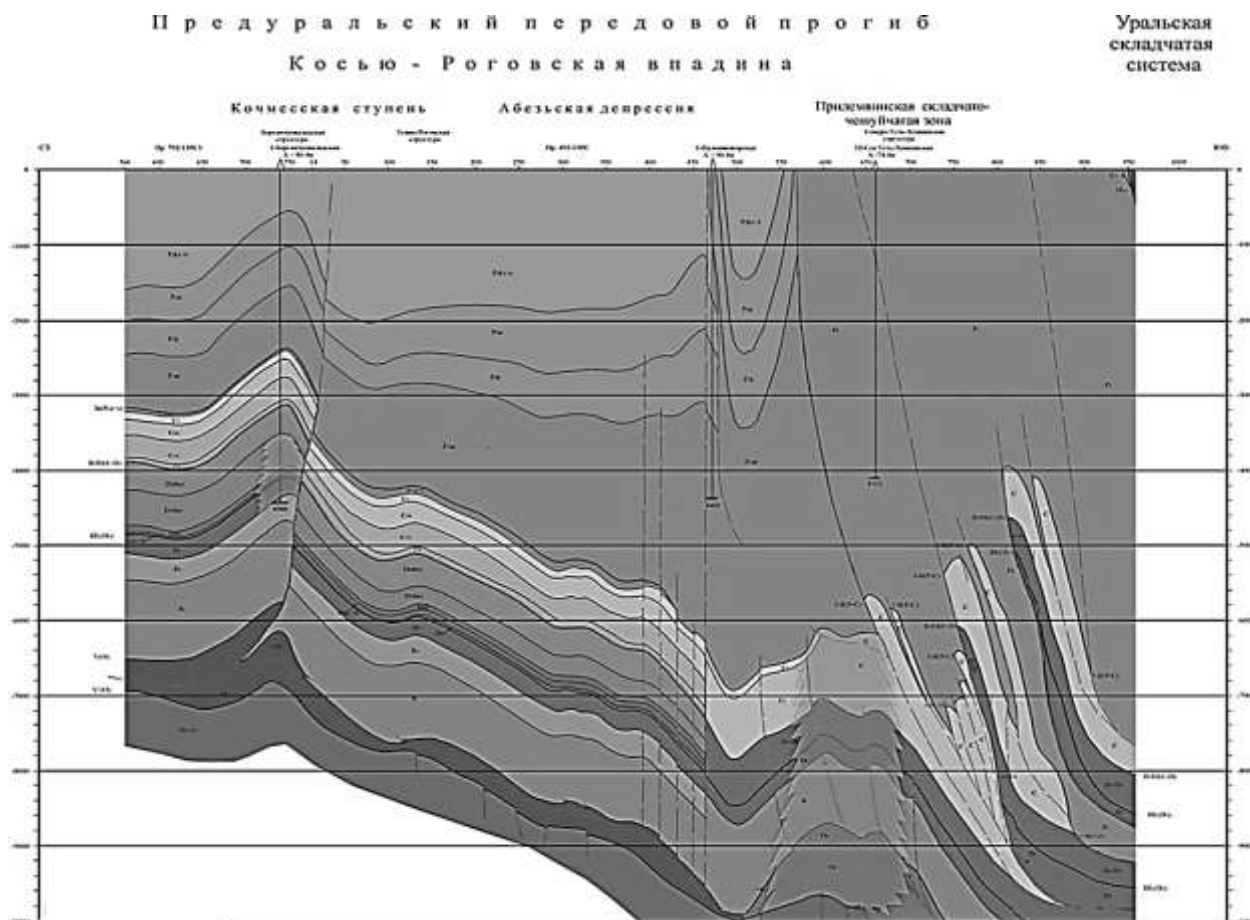


Рисунок 1. Сейсмогеологический разрез по линии РС 13

График поля силы тяжести хорошо коррелирует с поведением кровли карбонатов и поверхностью фундамента. Региональный максимум в пределах Кочмесской ступени отвечает Бергантымылькской структуре. В восточной части профиля Прилемвинский вал отмечается повышением значений гравитационного поля, которые обусловлены сдвоением карбонатных пластин. Мощная толща терригенных отложений верхнего отдела пермской системы характеризуется значениями плотностей от 2,52 до 2,60 г/см³. Плотности осадков каменноугольной и верхнедевонской систем варьируют от 2,67 до 2,72 г/см³. По всему профилю в пределах этих отложений отмечается чередование участков пород с повышенной и пониженной плотностью, что свидетельствует о наличии зон рифообразования.

Отмечается увеличение плотности до значений 2,74-2,76 г/см³ в пределах Бергантымылькской структуры и Северо-Усть-Лемвинской структуры Прилемвинского вала, что, связано с рифогенными отложениями.

Надвиги Прилемвинской структурно-чешуйчатой зоны в восточной части профиля не выделяются на графике поля силы тяжести, вследствие относительно «невысоких» значений плотности – 2,62-2,67 г/см³.

Комплекс палеозойских пород ордовикско - силурийско - нижнедевонского возраста на представленной модели характеризуется постепенным и плавным изменением плотности с глубиной. Расчетные плотности колеблются от 2,78 г/см³ в силурийской части, до 2,60 г/см³ в ордовике. Уменьшение значений связано с солями в отложениях ордовика.

Для плотностей пород фундамента отмечается большой разброс значений – от 2,80 до 2,90 г/см³. Такой диапазон свидетельствует о нахождении в фундаменте пород, различных по своему составу и свойствам. Можно предположить о наличии интрузий основного, ультраосновного состава (и не только), что подтверждает качественный анализ магнитного поля.

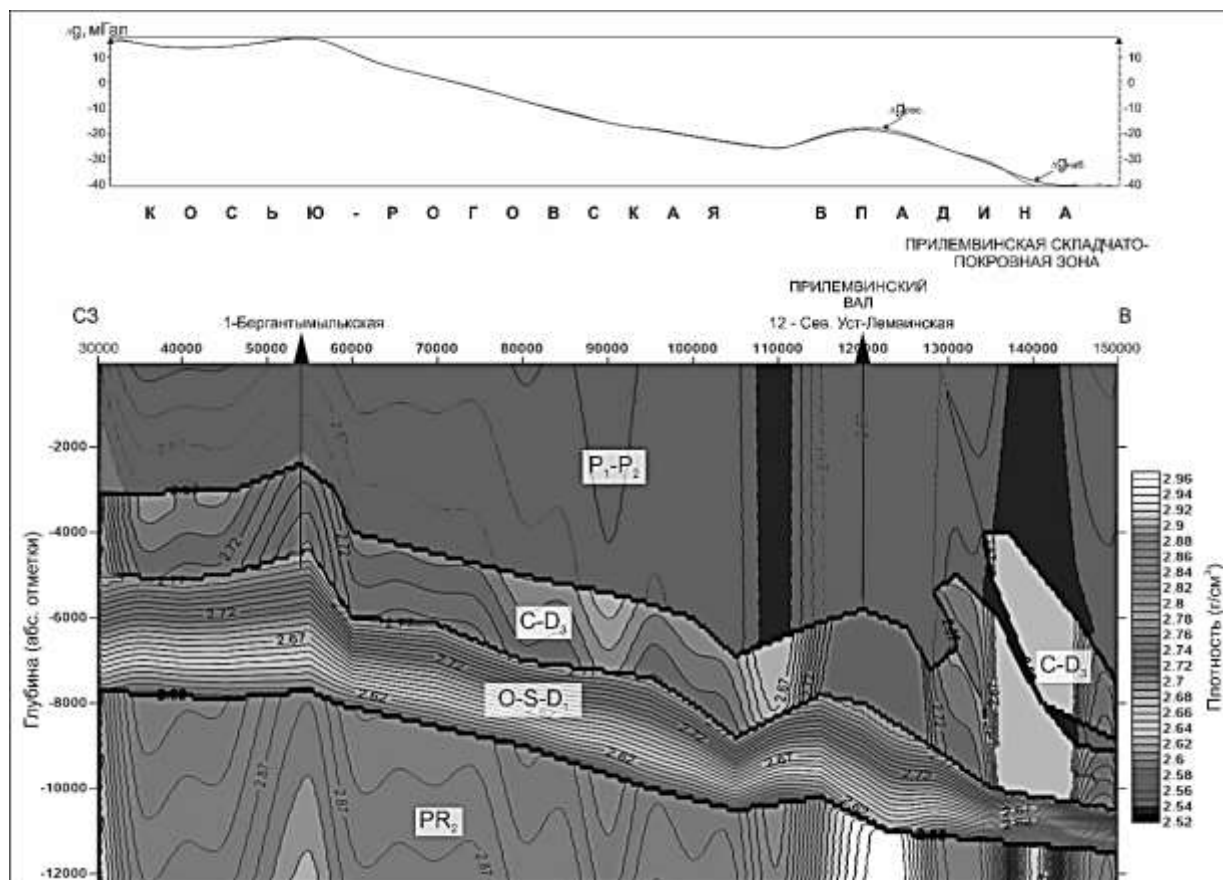


Рисунок 2. Геоплотностная модель по профилю РС 13

Для получения более полной информации о площадном распределении плотности и выяснения поведения выделяемых литологических толщ, были построены карты-срезы на разных глубинах. Для построений были использованы сейсмогеологические разрезы по основным каркасным линиям, структурные карты: подошва доманикового горизонта верхнего девона D_{3dm}, подошва визейского яруса нижнего карбона C_{1v}, карты поверхности фундамента. Все расчеты при геоплотностном моделировании были выполнены с шагом 250 м по X (шаг по профилю) и 100 м по Z (шаг по глубине).

Геоплотностные срезы на разных уровнях от 1500 м до 6000 м содержат следующую информацию: элементы тектонического районирования и информацию о местоположении месторождений и скважин, условные границы выходов литолого-стратиграфических комплексов и границы распространения органогенных построек в пределах доманико-турнейского комплекса.

Анализ полученных карт позволил выделить наиболее информативные участки и по ним определить зоны рифообразования, характеризующиеся повышенными значениями плотности и зоны разуплотнения (рисунок 3).

Таким образом, в работе показано, что реконструкции существующих структурно-плотностных моделей, полученные на основе последней информации и применения созданной и апробированной методики и технологии, позволяют уточнять строение территории, определять области и зоны плотностных неоднородностей, влияющие на формирование залежей углеводородов.

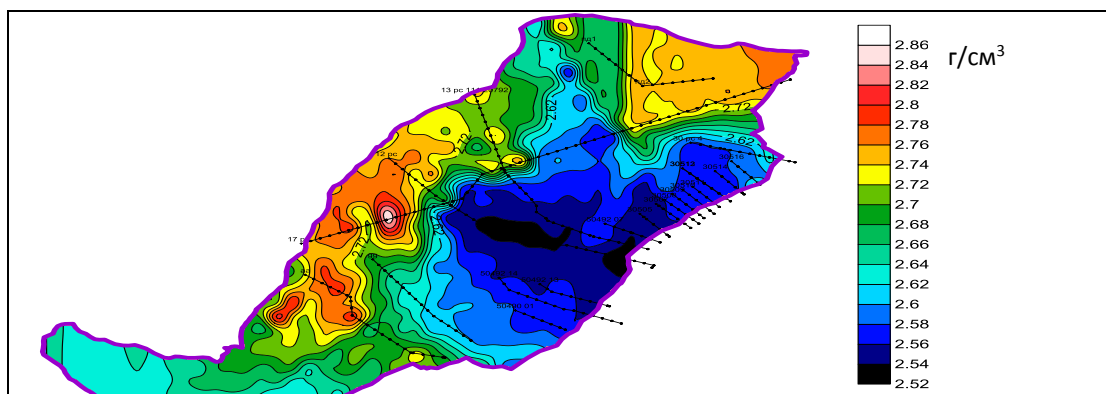


Рисунок 3. Плотностной срез объемной модели на глубине 3500 м со схемой расчетных профилей

Библиографический список

1. Богданов Б. П. Возможности современных геолого-геофизических методов для картирования Лемвинского барьерного рифа и его периферии / Б. П. Богданов, П. И. Приймак, О. М. Вельтистова и др. // Всероссийское литологическое совещание «Геология рифов», 2015 г.: материалы совещания. – Сыктывкар: Институт геологии Коми НЦ УрО РАН им. Н. Юшкина, 2015. – С. 19-22.
2. Вельтистова О. М. Структурно-плотностные модели территорий северной части Предуральяского прогиба / О. М. Вельтистова, Е. Н. Мотрюк, С. В. Шилова // Международный семинар им. Д. Г. Успенского «Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей», 22-26 января 2018 г.: материалы семинара. – Казань: Изд-во КФУ, 2018. – С. 88-89.
3. Кобрунов А. И. Математические основы системного анализа геолого-геофизических данных / А. И. Кобрунов // Геофизический журнал. – 2012. – № 3. – С. 22-31.
4. Кобрунов А. И. Использование функций принадлежности параметров модели и критерии оптимальности при решении обратных задач гравиметрии // А. И. Кобрунов, Е. Н. Мотрюк / Успехи современной науки и образования. – 2017. – Т. 5. – № 2. – С. 196-201.
5. Мотрюк Е. Н. Теория и методы объемной реконструкции плотностных моделей сложно построенных геологических сред: дис. ... канд. техн. наук / Мотрюк Екатерина Николаевна. – Ухта, 2004. – 148 с.
6. Мотрюк Е. Н. Моделирование геологических структур на основе комплекса геолого-геофизических данных / Е. Н. Мотрюк, О. М. Вельтистова // Международный семинар им. Д. Г. Успенского «Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей», 22-26 января 2018 г.: материалы семинара. – Казань: Изд-во КФУ, 2018. – С. 42-43.

УДК 519.673

Разработка нечеткой модели влияния химического фактора на здоровье работников предприятий нефтегазовой отрасли

Климова И. В., Смирнов Ю. Г.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

Работники предприятий нефтегазовой отрасли в течение рабочей смены подвергаются воздействию веществ различного характера воздействия. Среднестатистический нефтеперерабатывающий завод, имеющий в своем составе установки первичной, вторичной переработки нефти, установку изомеризации и каталитического риформинга, поставляет в атмосферу, и, соответственно, в зону дыхания работников, около 40 наименований химических веществ [1, 2].

По результатам исследования, проведенному в 2012 году на ООО «РН-Комсомольский

НПЗ» (до введения установки замедленного коксования), из всех веществ, присутствующих в воздушной среде технологических площадок завода, было отобрано 35 неканцерогенов, по которым имеется информация о критическом органе или системе. Из этого перечня на органы дыхания оказывает воздействие 31 вещество, ЦНС – 12, по 5 веществ на печень и почки, на кровь оказывают воздействие 4 вещества, на глаза – 3, на сердечно-сосудистую, костную, нервную системы и развитие – по 2 вещества, на иммунную и систему и массу тела – по 1 веществу [1].

В качестве главного пути воздействия принят именно ингаляционный. Предполагается, что вероятность контакта человека с вредными веществами максимальна при вдыхании загрязненного воздуха и именно этот путь приводит к накоплению веществ в организме. И в первую очередь негативному воздействию подвергаются органы, выполняющие фильтрующие функции, либо имеющие первичный контакт с веществами (например, органы дыхания).

В методологии оценки риска в качестве параметров для оценки неканцерогенного риска принято использовать референтные уровни воздействия, в данном случае, для ингаляционного пути поступления – референтные концентрации. Стоит отметить, что превышение этих концентраций не обязательно связано с развитием определенного вредного эффекта. Подразумевают, что чем выше воздействующая концентрация и чем больше она превосходит референтную, тем выше вероятность появления так называемых «вредных ответов». Пороговый принцип установления референтных уровней воздействия представлен на рисунке 1.

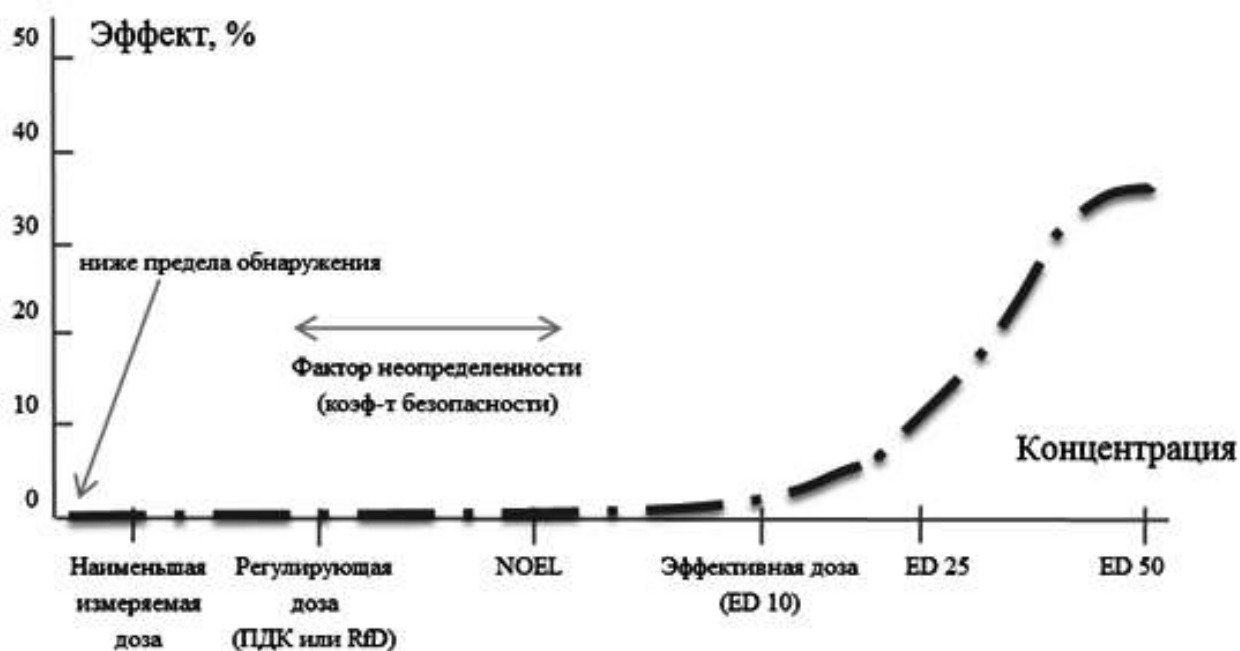


Рисунок 1. Установление референтного уровня воздействия на основе пороговой или недействующей дозы

Рассмотрим подробно расчет неканцерогенного риска для рабочего места машиниста технологических насосов 4-го разряда блока изомеризации. Так как некоторые вещества могут воздействовать на несколько органов и систем одновременно, то были рассчитаны коэффициенты НИ и для таких групп веществ (таблица 1) [1].

Считается, что если коэффициент опасности превышает единицу, то вероятность возникновения вредных эффектов у человека возрастает пропорционально увеличению коэффициента, но точные указания на величину этой вероятности пока отсутствуют.

Стоит обратить внимание, что неканцерогенный риск рассчитывается с учетом того, что вещества действуют на человека в течение всей жизни. Если в качестве продолжительности жизни принять возраст 70 лет, по рекомендации ВОЗ, то для того, чтобы

получить риск за 1 год, величины рассчитанных коэффициентов следует уменьшить в 70 раз. На диаграмме (см. рисунок 2) представлено соотношение индексов неканцерогенной опасности в расчете на 1 год в зависимости от органов и систем, на которые оказывают воздействие вещества.

Таблица 1

Индексы опасности НИ при комбинированном воздействии

Критический орган (система)	Вещества	HQ	НИ
Органы дыхания	Сероводород	207,05	316,93
	Ксилол	36,82	
	Углеводороды пред. (C ₆ – C ₁₀)	28,17	
	Серы диоксид	16,63	
	Углеводороды пред. (C ₁ - C ₅)	11,74	
	Гидрохлорид	7,50	
	Углеводороды пред. (C ₁₂ – C ₁₉)	4,69	
	Взвешенные вещества	2,56	
	Азота диоксид	0,82	
	Фенол	0,44	
	Толуол	0,30	
	Азота оксид	0,20	
	Аммиак	0,01	
Печень	Ксилол	36,82	109,86
	Углеводороды пред. (C ₆ – C ₁₀)	28,17	
	Керосин	28,00	
	Углеводороды пред. (C ₁ - C ₅)	11,74	
	Углеводороды пред. (C ₁₂ – C ₁₉)	4,69	
	Фенол	0,44	
ЦНС	Ксилол	36,82	82,72
	Углеводороды пред. (C ₆ – C ₁₀)	28,17	
	Углеводороды пред. (C ₁ - C ₅)	11,74	
	Углеводороды пред. (C ₁₂ – C ₁₉)	4,69	
	Углерода оксид	0,56	
	Фенол	0,44	
	Толуол	0,30	
Почки	Ксилол	36,82	81,86
	Углеводороды пред. (C ₆ – C ₁₀)	28,17	
	Углеводороды пред. (C ₁ - C ₅)	11,74	
	Углеводороды пред. (C ₁₂ – C ₁₉)	4,69	
	Фенол	0,44	
Глаза	Углеводороды пред. (C ₆ – C ₁₀)	28,17	44,60
	Углеводороды пред. (C ₁ - C ₅)	11,74	
	Углеводороды пред. (C ₁₂ – C ₁₉)	4,69	
Кровь	Азота диоксид	0,82	1,58
	Углерода оксид	0,56	
	Азота оксид	0,20	
Серд.-сосуд. система	Углерода оксид	0,56	1,00
	Фенол	0,44	

Критические
органы/системы

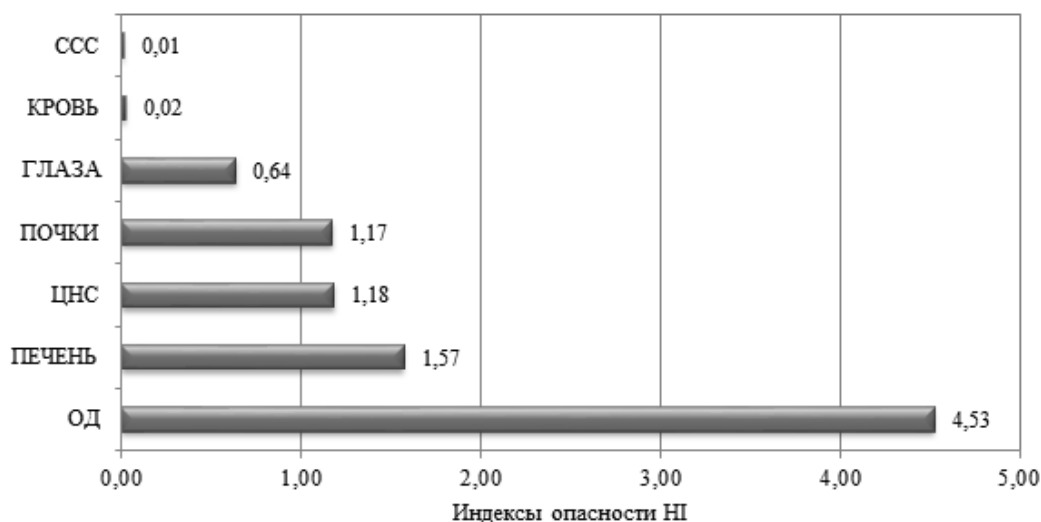


Рисунок 2. Индексы неканцерогенной опасности HI на 1 год

Тогда при стаже работы в 1 год, общий коэффициент опасности для рассматриваемого рабочего места машиниста технологических насосов составит $TNI=9,12$. То есть риск повреждения здоровья имеется и в 9 раз больше допустимого.

По результатам расчетов было сформировано 29 профессиональных групп в зависимости от принадлежности к определенному цеху, подразделению или установке цеха и сопоставлены им соответствующие значения заболеваемости. Так как итоговая выборка небольшая, целесообразно использовать аппарат нечетких множеств, реализованный, в частности, в системе компьютерного моделирования MATLAB.

Разработка подобных нечетких моделей санитарно-токсикологической безопасности персонала промышленных предприятий позволяет получить численную и визуальную оценку профессионального риска [3, 4].

Основным интерактивным инструментом MATLAB Fuzzy Logic Toolbox является редактор систем логического вывода FIS, который содержит средства для функционального отображения входных и выходных переменных [5].

Рассмотрим результаты выполненного нечеткого моделирования по этапам:

1. Фазификация (приведение к нечеткости) – точное множество входных данных преобразуется в нечеткое множество, которое определяется с помощью функций принадлежности (рисунок 3), в качестве которых выбраны наиболее часто применяемые функции треугольной и трапецидальной формы [6].

Введены следующие обозначения: «взв» и «хим» – для показателей неканцерогенного риска по взвешенным и химическим веществам, соответственно; «заболев» – для числа случаев заболеваний органов дыхания на 100 работников.

2. Построение базы правил нечетких продукций (рисунок 4). В качестве инструментального средства, реализующего рассмотренный подход, использован пакет расширения Fuzzy Logic Toolbox среды компьютерной математики MATLAB, позволяющий создавать системы нечеткого логического вывода и нечеткой классификации.

3. Далее осуществляется композиция с использованием методов агрегирования.

4. Дефазификация (приведение к четкости) - исполнительный модуль нечеткой системы на основании многих нечетких выводов формирует однозначное решение по отношению к входным переменным (рисунок 5).

5. Для общего анализа адекватности нечеткой модели строится поверхность нечеткого вывода, что позволит оценить и скорректировать влияние изменения входных данных на значения выходных нечетких переменных (рисунок 6).

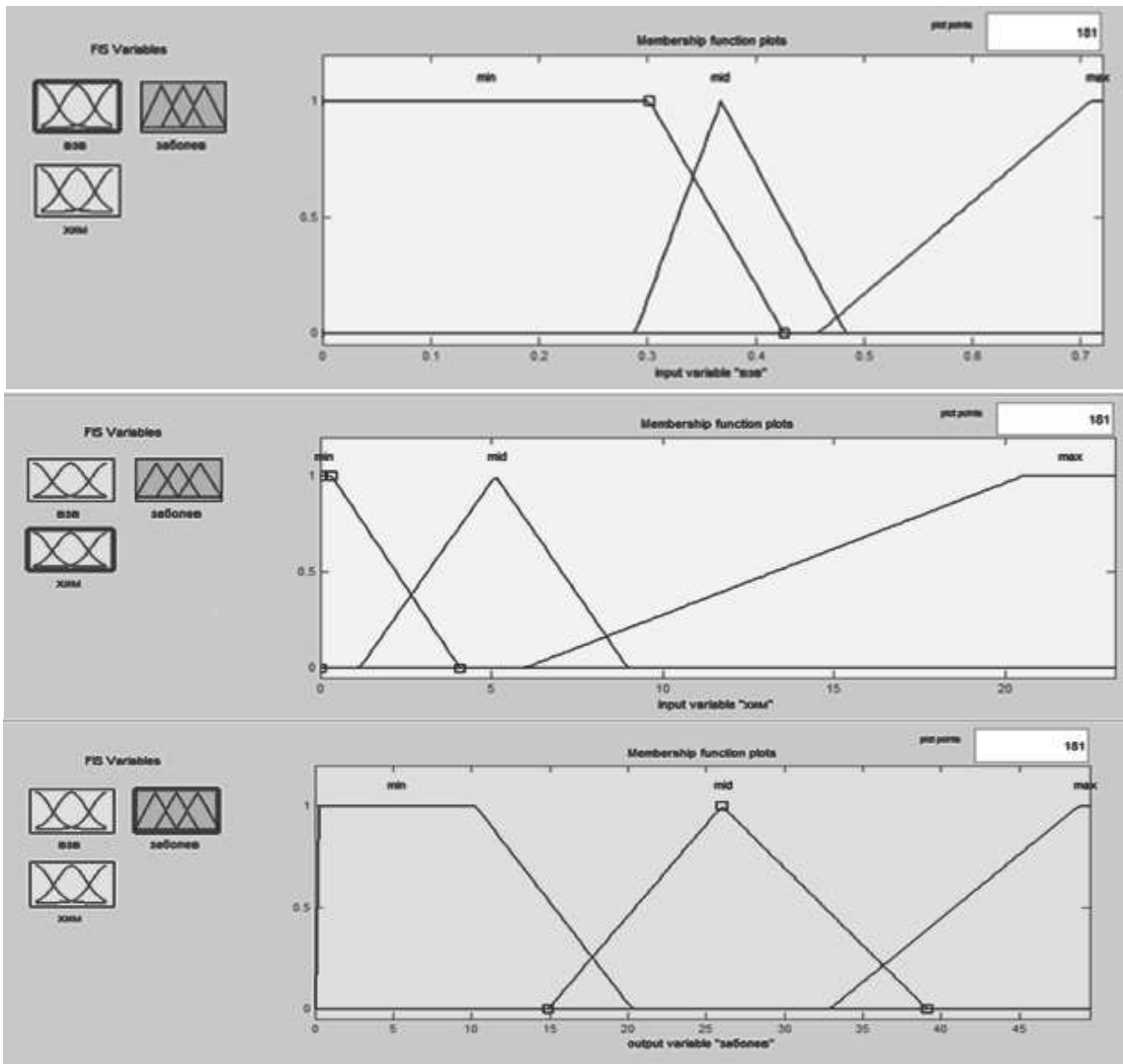


Рисунок 3. Вид функций принадлежности в редакторе FIS пакета расширения Fuzzy Logic Toolbox

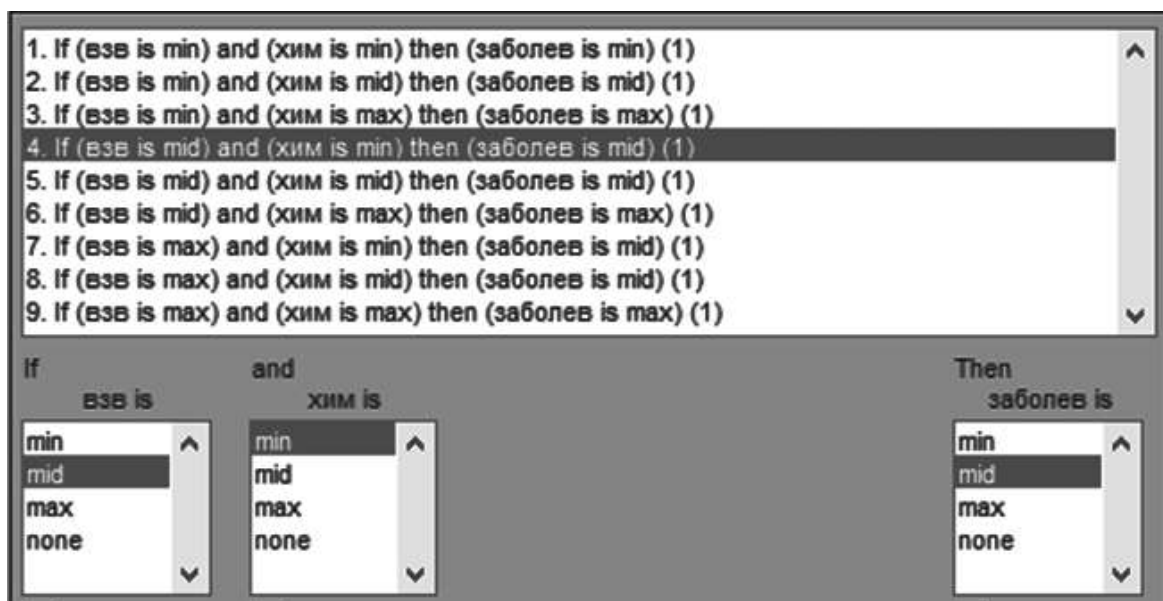


Рисунок 4. Вид окна определения продукционных правил в редакторе FIS

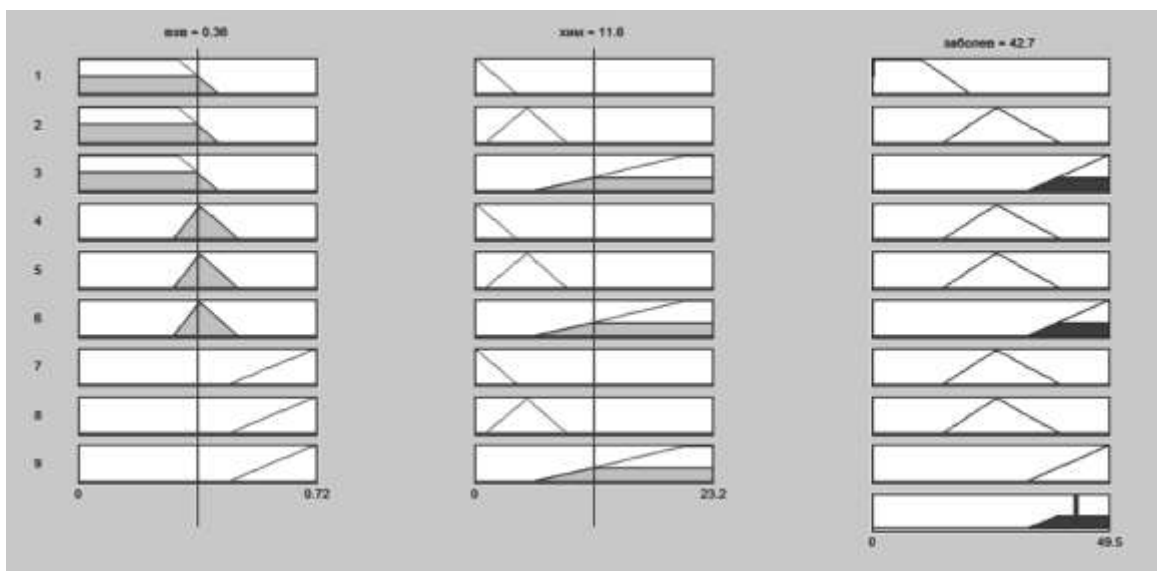


Рисунок 5. Вид программы просмотра нечеткого вывода Мамдани

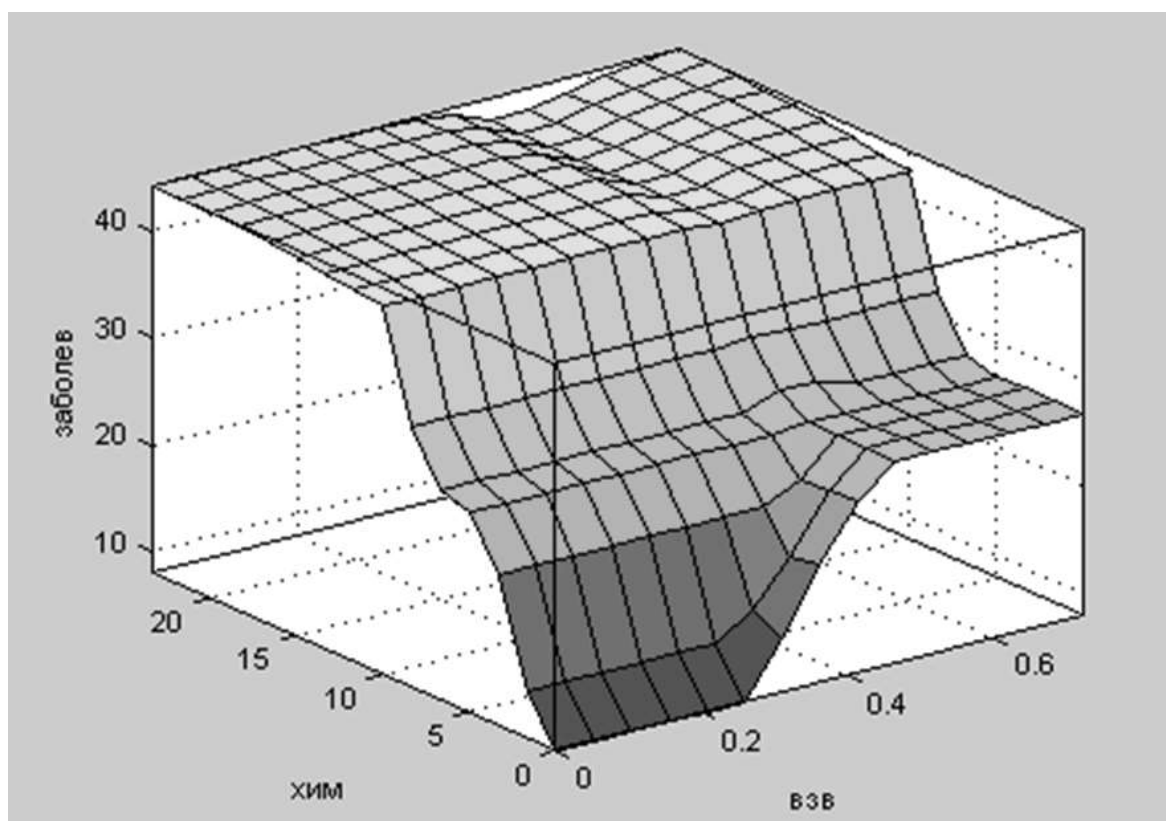


Рисунок 6. Поверхность нечеткого вывода для разработанной нечеткой модели

Результаты выполненных исследований дают возможность сделать следующие выводы:

1. Персонал предприятий нефтегазовой отрасли подвержен значительному уровню риска повреждения здоровья вследствие вдыхания химических веществ, превосходящему, в среднем, в 9 раз допустимое значение.

2. Математический аппарат нечеткой логики применим в случаях, когда имеющейся количественной информации о комплексном влиянии параметров функционального состояния человека на эффективность его работы недостаточно, либо она недостаточно полная для получения надежных статистически значимых выводов.

3. Наряду с классическими аналитическими методами целесообразно использовать аппарат нечетких множеств, реализованный, в частности, в системе компьютерного

моделирования MATLAB, что позволяет разработать нечетко-множественную модель для оценки, анализа и визуализации показателей правильности и своевременности принятия решений персонала.

4. Разработка нечетких моделей позволяет получить численную оценку качества принятия управленческих решений при влиянии на человека различных параметров функционального состояния, характеризующих, как правило, сложные субъективные ощущения работника.

Библиографический список

1. Оценка неканцерогенного риска для профессиональных групп ООО «РН-Комсомольского НПЗ» / И. В. Афанасьева, В. В. Анисимов // Ученые записки Комсомольского-на-Амуре государственного технического университета. Науки о природе и технике. – 2012. – № II–1 (10). – С. 89-96.
2. Апробация методики комплексной оценки канцерогенного риска на примере персонала ООО «ЛУКОЙЛ-Ухта-нефтепереработка» / И. В. Афанасьева, С. Н. Донин, М. И. Красноярова // Безопасность труда в промышленности. – 2014. – № 2. – С. 67-70.
3. Климова И. В. Применение методов нечеткого моделирования для установления связи между величиной индекса неканцерогенной опасности и заболеваемостью персонала / И. В. Климова, Ю. Г. Смирнов // Физико-математическое моделирование систем: материалы XVIII международного семинара. – Воронеж: ВГТУ, 2017. – Ч. 1. – С. 169-180.
4. Klimova I. V. Application of fuzzy modeling to predict the disease of staff from exposure to working conditions / I. V. Klimova, Yu. G. Smirnov // International scientific journal Mathematical Modeling. – 2017. – N. 2. – P. 113-116.
5. Леоненков А. В. Нечеткое моделирование в среде MATLAB и fuzzyTECH / А. В. Леоненков. – С-Пб.: БХВ-Петербург, 2005. – 736 с.
6. Дилигенский Н. В. Нечеткое моделирование и многокритериальная оптимизация производственных систем в условиях неопределенности: технология, экономика, экология / Н. В. Дилигенский, Л. Г. Дымова, П. В. Севастьянов. – М.: «Изд-во Машиностроение-1», 2004. – 397 с.

УДК 550.8:510.6

Методика прогноза параметров нефтегазоносности, основанная на использовании нечеткого моделирования

Кобрунов А. И., Мотрюк Е. Н.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

Процедура прогноза геолого-промысловых параметров в выделенных объектах (модель месторождения, модель залежей) выполняется по данным ГИС и испытаний по сетке скважин. В результате строится нечеткая петрофизическая модель коллектора – это установленная зависимость между петрофизическими свойствами коллектора, определяемыми по данным ГИС, и литологическими, фильтрационно-емкостными свойствами и параметрами насыщения.

Метод нечеткого прогнозирования параметров геологической модели на основе нечетких данных и нечетких отношений между переменными основан на теоретических принципах нечеткого логического вывода, выраженного в построении композиций Мамдани и нечетких композиций с целью исключения промежуточных параметров.

Он включает в себя следующие этапы:

Формализация и анализ. Построение структурно-логической связи между измеряемыми, промежуточными и прогнозными параметрами для каждого из пропластков изучаемой залежи, которые представляют собой самостоятельные единицы исследования. Все следующие операции выполняются для каждой из изучаемых единиц – пропластков залежи.

Фазификация. Для каждой цепочки структурно-логической связи фазификация состоит в представлении исходных данных, относящихся к изучаемой единице месторождения, в виде нечётких величин и нечётких отношений:

- **Фазификация исходных данных.** Состоит в построении функций принадлежности $\mu(x, R_i)$ для исходных величин параметра x в локальных интервалах R_i , в которых будет выполняться прогнозирование.

- **Фазификация отношений.** Состоит в построении функций принадлежности для отношений между исходными x , промежуточными y, h, \dots, ξ и прогнозными параметрами z : $\mu(x, y), \mu(y, h), \dots, \mu(\xi, z)$ для каждой из изучаемых единиц. Осуществляется пересмотр и обобщение материалов, служащих основанием для создания петрофизической модели.

Расчёт композиций нечётких отношений. Служит для установления отношений $\mu(x, z)$ между начальными и конечными параметрами в цепочке для каждой изучаемой единицы.

Прогнозфункции принадлежности $\mu(z, R_i)$ для параметра z , в локальной точке пространства R_i , на основе принципа нечеткого логического вывода в реализации композиции Мамдани $\mu(x, z)$ и $\mu(x, R_i)$, и, на основе этого **построение и анализ пространственных моделей.**

Анализ результатов, включающий систему дефазификации и построение сечений по достоверности.

Нечеткость исходных данных и объективная нечеткость петрофизических моделей в задаче нефтегазовой геологии приводит к введению понятия нечеткого моделирования при создании математических моделей нефтегазоперспективных объектов и оценке его параметров. Нечеткое моделирование состоит в преобразовании нечетких данных и системы нечетких петрофизических моделей в модели геологического строения. Математической основой такого моделирования служат *нечеткие величины, нечеткие отношения, способы их описания* и оперирования с ними включая *алгебраические, логические операции, и правила композиции* нечетких величин (прежде всего нечетких отношений) [1].

Формализация и анализ исходных данных

Прогнозный параметр – это параметр физико-геологической модели, который прогнозируется на основании входных данных и имеющихся связей. Это может быть пористость, проницаемость, нефтегазонасыщенность, или что-либо иное: z . Формализация и анализ данных для прогноза параметра z состоит в выявлении всех возможных цепочек взаимосвязей между параметрами, которые начинаются с доступных для измерения – **стартовых параметров**, которые обозначим $x_i, i = \div$ через **промежуточные параметры** y_j, h_k, \dots и связями между ними, ведущими к конечному – прогнозному параметру z .

Итогом анализа служит: выявление структурно-логической связи между измеряемыми, промежуточными и прогнозными параметрами для каждого из пропластков изучаемой залежи, которые представляют собой самостоятельные единицы исследования; подготовка данных, служащих основой для установления таких связей; установление значений параметров, служащих для выполнения конкретного прогноза. Все операции выполняются для каждой из изучаемых единиц – пропластков залежи. Данные для установления связей представляют собой табличные данные и их графическое представление – **полигоны**, полученные на основе анализа данных в петрофизических лабораториях. Граф прогноза для z , по стартовым параметрам $x_i, i = \div$ через промежуточные параметры y_j, h_k, \dots обозначим $(x_i \rightarrow y_j, h_k, \dots \rightarrow z)$. Таких графов может быть несколько ($t = 1 \div T$), так как для прогноза могут использоваться различные данные.

Фазификация отношений

Задачей фазификации служит представление всех используемых данных и

зависимостей в форме нечетких величин и нечетких отношений. Конструирование функции принадлежности происходит на основании экспериментальных данных. Исходными данными формирования функции принадлежности $\mu(x, y), \mu(y, h), \dots, \mu(\xi, z)$ для отношения между нечеткими величинами $(x, y), \dots$ служат результаты измеренных пар значений $s_i = (x_i, y_i), g_j = (y_j, h_j), i = 1 \div N, j = 1 \div M$ для всех из рассматриваемых отношений. Для построения функции принадлежности отношения между нечеткими величинами x и y по экспериментальным данным \mathfrak{A} , совокупность измерений $s_i = (x_i, y_i)$ следует трактовать как экспериментальные наблюдения над одноименным нечетким множеством \mathfrak{A} , описываемым нечетким отношением $\mu_{\mathfrak{A}}(s) = \mu_{\mathfrak{A}}(x, y)$ [1].

Поле рассеяния для данных $s_i \in S, i = 1 \div N$, называется функция $\mathfrak{A}^\varepsilon(s)$ в области S фазового пространства переменных $s = \{x, y\} \in S$, такая, что для достаточно малого $\varepsilon \geq 0$ существует его разбиение на совокупность покрывающих S подмножеств ΔS_l , таких, что:

$$\bigcup_i \Delta S_i = S, \Delta S_k \cap \Delta S_l = \emptyset$$

и выполнено неравенство:

$$\max_{\Delta S_l \in S} |\mathfrak{A}^\varepsilon(s) \Delta S_l - \mathfrak{A}(\Delta S_l)| \leq \varepsilon,$$

где $\mathfrak{A}(\Delta S_l)$ – число значений из экспериментальных данных, целиком лежащее в ΔS_l , ε – погрешность в аппроксимации исходных данных полем рассеяния и последующего представления функции принадлежности $\mu_{\mathfrak{A}}(x, y)$.

Алгоритм построения поля рассеяния $\mathfrak{A}^\varepsilon(s)$ состоит, по сути, в расчете удельного числа экспериментальных значений, попавших в $\Delta S_l = \Delta S_{l(i)}$, отнесенных к площади элементарной ячейки, с естественным условием нормировки, состоящим в том, что все фазовое пространство параметров S покрывается сеткой $\Delta S_l, l = 1 \div L$, покрывающей все параметры: $\sum_{l=1 \div L} |\mathfrak{A}(\Delta S_l)| = N$. Далее из этих значений конструируются системы экспериментальных значений функции принадлежности $\mu_{\mathfrak{A}}(s_i)$, отнесенных к центру элементарной площадки.

Приближенное значение функции принадлежности $\mu_{\mathfrak{A}}^\varepsilon(s)$ (экспериментальная функция принадлежности) для измеренных значений параметров $s \in S$ как нечетких величин есть нормированное к единице поле рассеяния $\mathfrak{A}^\varepsilon(s)$:

$$\mu_{\mathfrak{A}}^\varepsilon(s) = \frac{\mathfrak{A}^\varepsilon(s)}{\max_s [\mathfrak{A}^\varepsilon(s)]} \quad (1)$$

Каждое измерение s_i из \mathfrak{A} порождает свое поле рассеяния $\mathfrak{A}^\varepsilon(s, s_i)$, и функция принадлежности между нечеткими величинами x и y после акта измерения s_i порождает свою функцию принадлежности $\mu_{\mathfrak{A}}^\varepsilon(s, s_i)$. Совокупность всех измерений соответствует синтезу всех элементарных информационных полей и есть объединение $\mu_{\mathfrak{A}}^\varepsilon(s, s_i)$, которое вычисляется по формуле суперпозиции – объединения:

$$\mu_{\mathfrak{A}}^\varepsilon(s) = \bigcup_i \mu_{\mathfrak{A}}^\varepsilon(s, s_i) = \max_i \mu_{\mathfrak{A}}^\varepsilon(s, s_i) \quad (2)$$

В связи с тем, что значения элементарных функций принадлежности (элементы информационного поля для связи параметров) лежат в интервале $0 \leq \mu_{\mathfrak{A}}^{\varepsilon}(s, s_i) \leq 1$, вычисление операции максимума не выводит значения общей функции принадлежности из того же интервала.

Выбор функций принадлежности для нечетких отношений

Суть функции принадлежности $\mu_{\mathfrak{A}}^{\varepsilon}(s, s_i)$ есть пространственное распределение достоверности информации о связи любых параметров x и y , образующих двумерную переменную s . Построение $\mu_{\mathfrak{A}}^{\varepsilon}(s, s_i)$ состоит в экстраполяции измеренных данных $s_i = (x_i, y_i)$ в область S , а построение $\mu_{\mathfrak{A}}^{\varepsilon}(s) = \bigcup_i \mu_{\mathfrak{A}}^{\varepsilon}(s, s_i)$ определяет процедуру интерполяции меры доверия измерениям в область между фиксированными точками s_i . Для выбора аналитической зависимости, принимаемой для экстраполяции в $\mu_{\mathfrak{A}}^{\varepsilon}(s, s_i)$, воспользуемся представлением о затухании достоверности значения параметра $s = (x, y)$ по мере удаления от $s_i = (x_i, y_i)$. Измерения $s_i = (x_i, y_i)$, позволяют предполагать возможные значения $s = (x, y)$ с тем меньшей достоверностью, чем они более удалены от $s_i = (x_i, y_i)$. Мера этой достоверности выражается в функции принадлежности, которая убывает по мере удаления от $s_i = (x_i, y_i)$ в однородном и изотропном фазовом пространстве S , что означает отсутствие корректирующей информации о достоверности значений $s = (x, y)$, иной, чем измеренные $s_i = (x_i, y_i)$. Примем экспоненциальную модель для нахождения аналитического вида функции принадлежности [1]:

$$\mu_{\mathfrak{A}}^{\varepsilon}(s) = \max_i \mu_{\mathfrak{A}}^{\varepsilon}(s, s_i) = \max_i \left\{ \frac{1}{(\zeta \sqrt{\pi})} \exp\left(-\frac{|s - s_i|^2}{\zeta^2}\right) \right\} \quad (3)$$

$\zeta = 2a\sqrt{\tau}$ - эффективный параметр рассеяния для моделируемой $\mu_{\mathfrak{A}}(s)$.

Исходя из карты плотности источников поля рассеяния могут быть получены параметризованные эффективным параметром рассеяния ζ модели функции принадлежности для характеристики нечеткого отношения.

Выбор оптимального параметра рассеяния.

Выполняя моделирование функции принадлежности на фазовом пространстве S , по параметру эффективного рассеяния ζ , на основе суперпозиции функций принадлежности построенных по полю рассеяния с минимальным числом носителей, следует учитывать изменчивость параметра ζ , в зависимости от относительной плотности источника в ячейках для поля рассеяния $\mathfrak{A}^{\varepsilon}(s)$.

Экспериментально получено для постоянного параметра ζ , и меняющегося по закону

$$\zeta_k = \frac{\zeta}{\sqrt{\mu_{\mathfrak{A}}^{\min}(s_k)}}, \text{ где } \zeta - \text{некоторое принятое среднее значение этого параметра для всего}$$

набора данных. Было получено отношение $\mu_{\mathfrak{A}}(x, y)$: «пористость по ГИС - пористость по керну», и $\mu_{\mathfrak{M}}(y, z)$ «пористость по керну – нефтенасыщенность». Функция принадлежности $\mu_{\mathfrak{A} * \mathfrak{M}}(x, z)$, характеризующая отношение «пористость по ГИС - нефтенасыщенность» рассчитывается по правилу композиции отношений Мамдани:

$$\mu_{\mathfrak{A} * \mathfrak{M}}(x, z) = \max_y \left\{ \min \left[\mu_{\mathfrak{A}}(x, y), \mu_{\mathfrak{M}}(y, z) \right] \right\}.$$

Как видно из приведенных результатов моделирования, учет в параметре эффективного рассеяния числа точек, попавших в соответствующую характеристику поля источников, мало информативен. Поэтому, при реальных расчетах, следует пользоваться единым для всего поля данных параметром эффективного рассеяния, подбирая его таким образом, чтобы выполнялось 90 % покрытие моделируемой функции принадлежности исходного полигона данных. В данном случае поучился оптимальный $\zeta = 2$.

Фазификация исходных данных

Фазификация входных данных состоит в построении функций принадлежности $\mu(x, R_i)$ для исходного параметра – аргумента x в локальных интервалах R_i , в которых будет выполняться прогнозирование на основе нечеткого логического вывода в нечеткой петрофизической модели. Если измерена серия значений $x_j, j = 1 \div N$ параметров в одной и той же пространственной точке, то функция принадлежности $\mu(x, R_i)$ для x в точке R_i примет вид [1]:

$$\mu(x, R_i) = \max_j \frac{1}{\sigma_i \sqrt{2\pi}} \exp \left[-\frac{|x - x_j|^2}{2\sigma_i^2} \right], \quad (4)$$

где σ_i – оцененная погрешность измерений параметра x в точках пространства R_i . Схема фазификации соответствует объективному представлению данных ГИС в форме функций принадлежности, отражающих структуру и достоверность информации.

Пространственное положение единицы прогноза – пропластка, либо залежи, для которой приняты построенные функции принадлежности отношений и функции принадлежности параметра x , служащего основанием для прогноза, контролируется пространственной переменной R_i . Она не участвует в вычислительных формулах, проявляясь лишь в оценке погрешности измеренных параметров, отнесённых именно к этой точке. Пространственное положение прогнозных параметров далее используется при интерполяции моделей.

Примем за исходный параметр – аргумент x – пористость, интервал R_i – глубина пропластка в тестируемой скважине, для которого имеются измеренные значения пористости $x_j, j = 1 \div N$.

На рисунке 1 приведены фазификация параметра пористости для одной из скважин тестового месторождения для разных глубин.

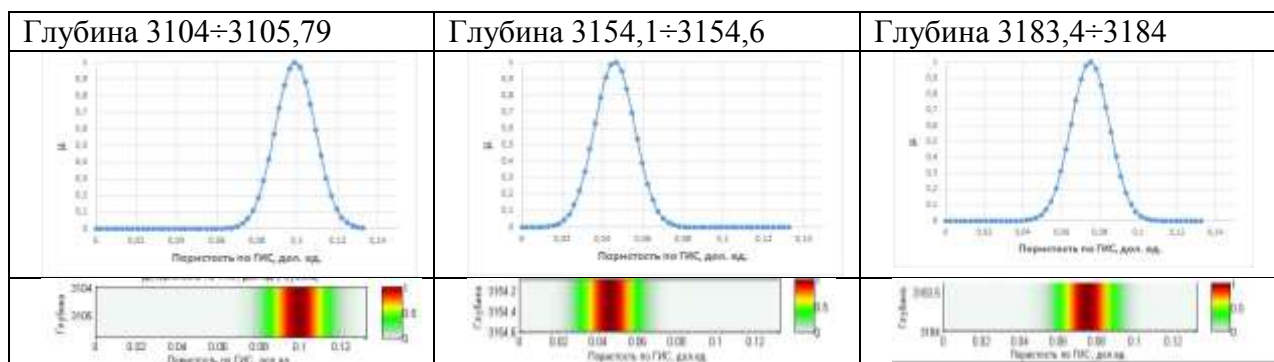


Рисунок 1. Фазификация параметра пористости для разных глубин тестируемой скважины

Прогноз функции принадлежности параметров – значений

После того, как построены функции принадлежности для отношения $\mu(x, z)$, между входными параметрами x и прогнозными z на основе экспериментальных данных $\mathcal{A}, \mathcal{M}, \dots$ прогнозная функция принадлежности $\mu(z, R_i)$ для изучаемой компоненты залежи (пропластка) выполняется по рассмотренному правилу Мамдани:

$$\mu(z, R_i) = \max_x \left[\min \{ \mu(x, z), \mu(x, R_i) \} \right]. \quad (5)$$

Дефазификация

Итогом нечеткого моделирования относительно прогнозного параметра z , служит функция принадлежности $\mu(z)$ этого параметра. Однако, в итоге, конечному пользователю чаще всего необходимо знать некоторые числовые характеристики – четкие величины, отражающие основные свойства $\mu(z)$. Это необходимо для того чтобы, конечному пользователю проще было судить об ожидаемых значениях параметра z .

Дефазификация состоит в представлении полученного поля достоверности μ в форме привычной для геологических приложений – в качестве распределения параметра геологической модели $z \in R$. **Дефазификация** - это визуализация и представление поля достоверности в форме числовых и графических объектов, характеризующих поле достоверности. Дефазификация может быть выполнена многими различными способами, основанными на желаемых к визуализации компонент модели геологической среды.

В качестве характеристик, позволяющих судить об ожидаемых значениях параметра z , служат:

мода $\bar{z} : \mu(\bar{z}) = \max_z \mu(z)$;

локальные центры z^k , служащие локальными экстремумами для $\mu(z)$;

α -сечения $S^\alpha(\mu(z)) = \{z : \mu(z) > \alpha\}$.

α – параметр доверия и $0 \leq \alpha \leq 1$. Нетрудно видеть, что при $\alpha_1 \geq \alpha_2 : S^{\alpha_2}(\mu(z)) \subseteq S^{\alpha_1}(\mu(z))$. α -сечение характеризует интервал значений для нечеткой величины z , которые прогнозируются с уровнем доверия выше величины α .

Построение сечений

Анализ функции принадлежности $\mu(z(R))$, определяющей нечеткую функцию $z(R)$, состоит в построении системы ее локальных дефазификаций $z^k(R), k=1 \div K$ и, далее, последовательности α -сечений для них $S^\alpha(\mu(z^k(R)))$. Для демонстрации идеи α -сечений для одной из принятых моделей распределения параметров пористости 0.1 – сечения функций принадлежности $\mu(z(R))$ (рисунок 3).

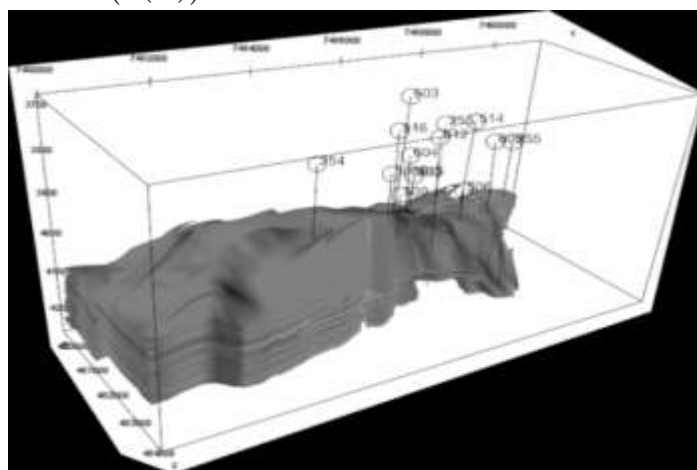


Рисунок 2. Пространственная модель пористости по уровню достоверности $\alpha = 0.1$

Критерием, для выбора эффективного параметра рассеяния, является график зависимости площади от α -сечения. Эффективный параметр должен принимать наименьшее значение, и при этом, график зависимости площади от α -сечения должен плавно убывать (согласно экспоненциальному закону). При $\zeta = 1$ график зависимости

площади от α – сечения (рисунок 3) имеет характер ломаной линии. С увеличением данного параметра график зависимости площади от α – сечения становится более плавным. При $\zeta = 1,75$ график начинает плавно меняться, а также при данном значении параметра поле рассеяния покрывает исходные данные на 90 %. Таким образом, можно считать, что оптимальный параметр эффективного поглощения при построении нечеткой петрофизической модели между парой переменных «пористость в пластовых условиях» и «пористость в атмосферных условиях» есть $\zeta = 1,75$.

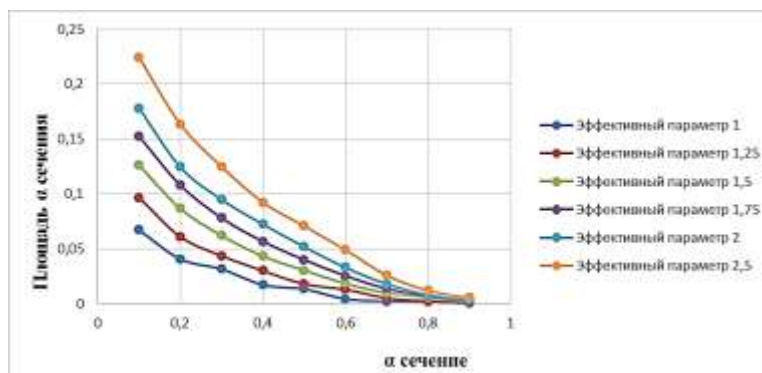


Рисунок 3. График зависимостей площади от α – сечения функции принадлежности нечеткого отношения между парой переменных «пористость в пластовых условиях» и «пористость в атмосферных условиях»

Таким образом, основной информацией для построения модели являются результаты интерпретации ГИС. Как правило, для их интерпретации используются петрофизические зависимости, которые практически все являются корреляционными. При этом, корреляционно-регрессионные модели не обеспечивают возможности пересчитывать неопределенности присутствующую как в данных, так и в зависимостях, в итоговую неопределенность прогнозных параметров, что приводит к необходимости развития альтернативного метода, позволяющего учесть данный недостаток. В качестве такового представлена методика прогноза параметров нефтегазоносности, основанная на использовании нечеткого моделирования.

Библиографический список

1. Кобрунов А. И. Физико-математическое моделирование в науках о земле: сборник научных трудов / А. И. Кобрунов, О. Н. Бурмистрова, Е. Н. Мотрюк и др. – Ухта: УГТУ, 2018. – 235 с.

УДК 004.942

Информационная экспертиза результатов подсчета запасов углеводородов

Дорогобед А. Н., Кожевникова П. В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

Задача прогнозирования одних параметров по измеренным другим является одной из важных и распространённых задач в геолого-разведочной и нефтегазовой отрасли при создании моделей сред [1].

В работе представлены результаты установления нечеткого отношения в форме поля рассеяния (функции принадлежности) $\mu(x, z)$ между нечеткими переменными x (параметры, которые используются для прогноза) и z (параметры, значения которых прогнозируются), которое состоит из двух этапов [2]:

- 1) Представления исходных данных x и z в виде нечетких отношений $\mu(x, y)$ и $\mu(y, z)$.
- 2) Построения поля неопределенности $\mu(x, z)$ на основе композиции нечетких

отношений между значениями полей рассеяния $\mu(x, y)$ и $\mu(y, z)$.

Ниже представлены результаты эксперимента по прогнозу зависимости «пористость по ГИС – нефтенасыщенность» на основе исходных зависимостей «пористость по ГИС – пористость по керну» и «пористость по керну – нефтенасыщенность» (см. рисунок 1).

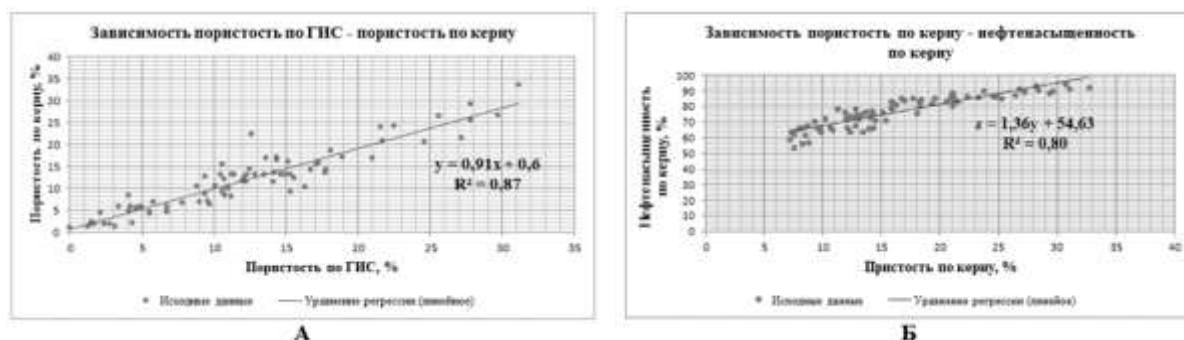


Рисунок 1. А – Результат статистической обработки зависимости «пористость по ГИС – пористость по керну»; Б – Результат статистической обработки зависимости «пористость по керну – нефтенасыщенность по керну»

Результатом **первого шага** было представление исходных зависимостей в форме нечетких отношений и конструирование для них соответствующих полей рассеяния (функций принадлежности).

Функция принадлежности $\mu_{\mathfrak{A}}(s)$ есть нормированное к единице поле рассеяния $\mathfrak{A}^\varepsilon(s)$. Для построения поля рассеяния $\mathfrak{A}^\varepsilon(s)$ пространство S покрывается сеткой $\Delta S^j, j = 1 \div M$ таким образом, чтобы была покрыта вся область значений параметров из \mathfrak{A} , $\sum_{j=1 \div M} |\mathfrak{A}(\Delta S^j)| = N$ и ставится задача поиска функции рассеяния:

$$\max_{\Delta S^j \in S} |\mathfrak{A}^\varepsilon(s) \Delta S^j - \mathfrak{A}(\Delta S^j)| \leq \varepsilon$$

Затем находится $\mathfrak{A}^\varepsilon(s)$, на основе выбранной базисной системе функций $K(h, s)$, параметризованной вектором параметров h :

$$\mathfrak{A}^\varepsilon(s) = \sum_{j=1}^M \varphi(h^j) K(h^j, s)$$

1 метод

В качестве базовой функции $K(h, s)$ традиционно используется треугольная функция принадлежности [3]:

$$K(s, a, b, c) = \begin{cases} 0 & s \leq a, c \leq s \\ \frac{s-a}{b-a} & a \leq s \leq b \\ \frac{c-s}{c-b} & b \leq s \leq c \end{cases}$$

отражающая факт линейного уменьшения достоверности по мере удаления от фиксированных точек $s^j \in S, j = 1 \div M$.

2 метод

В отличие от традиционных методов аппроксимации используем в качестве элемента аппроксимации уравнение диффузии [4]:

$$K(h, s) = \frac{1}{\sqrt{\pi} \zeta} \exp\left(-\frac{|h-s|^2}{\zeta^2}\right)$$

$$\zeta = 2a\sqrt{\tau}$$

где ζ – эффективный параметр рассеяния.

3 метод

Другим принципом интерполяции может служить требование убывания функции принадлежности $\mu_{\mathfrak{A}}(s)$ по закону обратных квадратов от фиксированных точек $s^j \in S, j = 1 \div M$

[4]. Это требование приводит к выражению:

$$K(h, s) = \frac{h}{|s - s^j|^2 + h_j^2}$$

На рисунках 2-4 результаты представления данных в форме нечетких отношений.

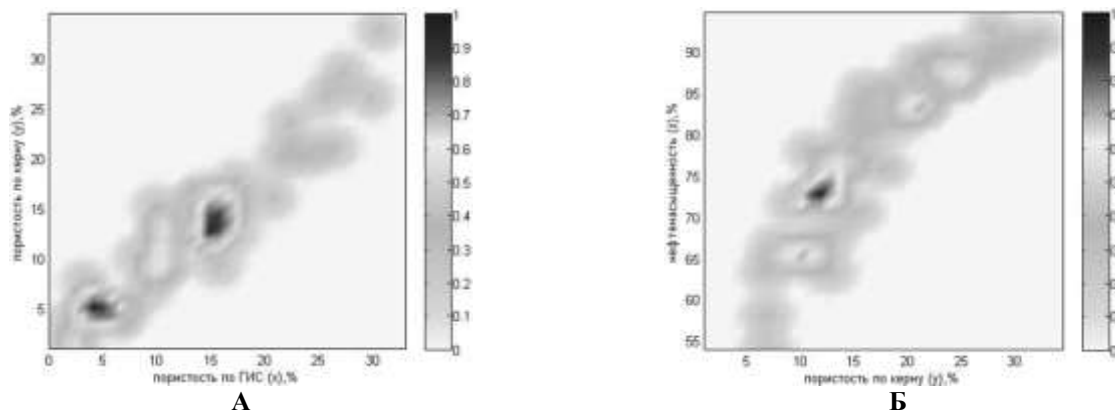


Рисунок 2. Результаты представления данных в форме поля рассеяния, где в качестве базовой функции используется треугольная функция принадлежности, А – зависимости «пористость по ГИС – пористость по керну», Б – зависимости «пористость по керну – нефтенасыщенность по керну»

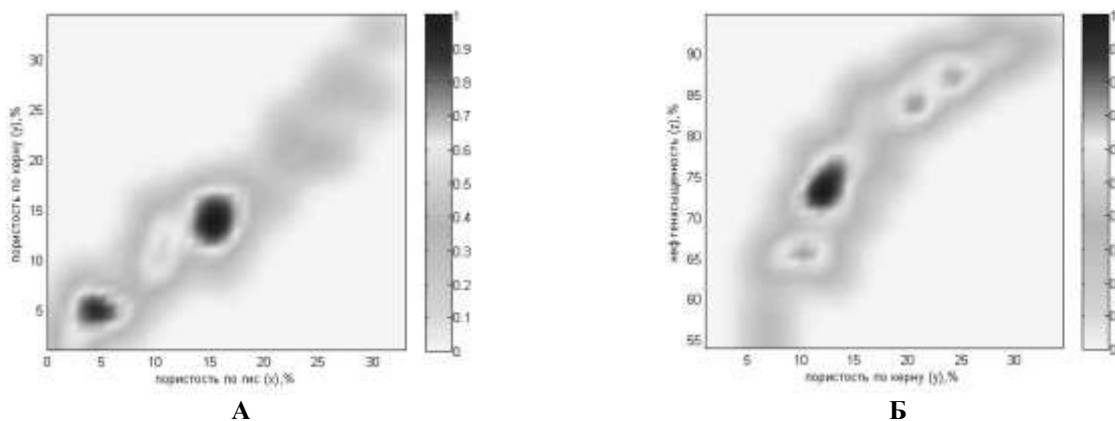


Рисунок 3. Представления данных в форме поля рассеяния, где в качестве элемента аппроксимации используется уравнение диффузии, А – зависимости «пористость по ГИС – пористость по керну», Б – зависимости «пористость по керну – нефтенасыщенность по керну»

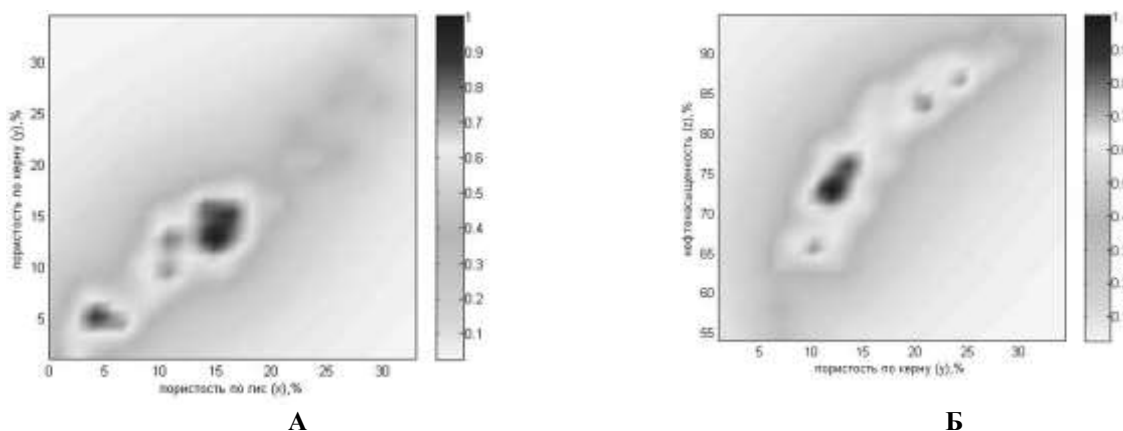


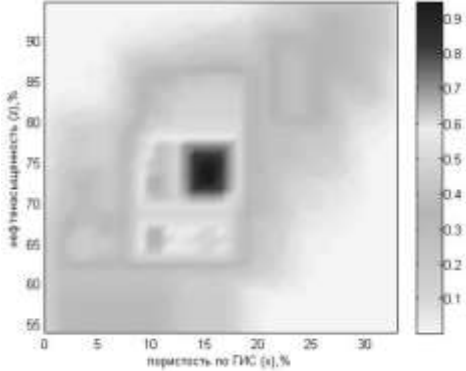
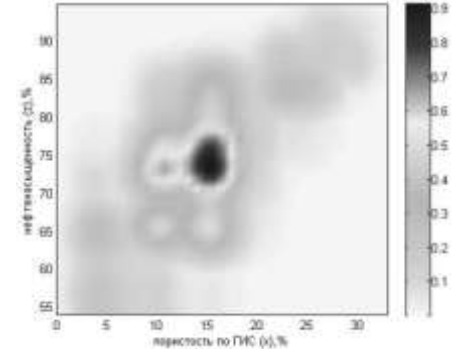
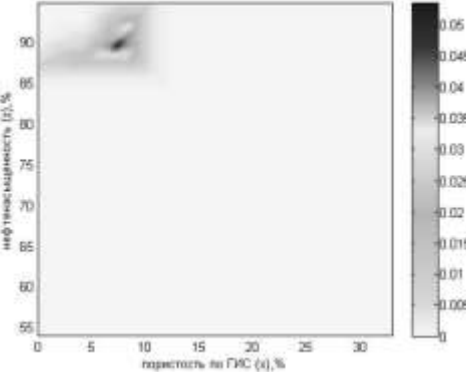
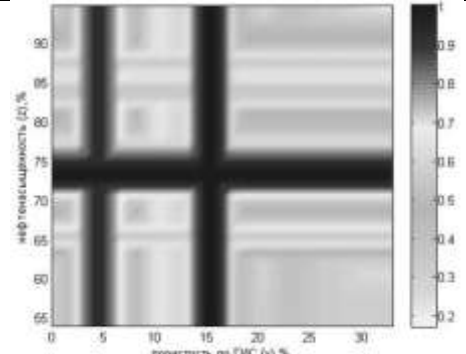
Рисунок 4. Результаты представления данных в форме поля рассеяния, где принципом интерполяции служит требование убывания функции принадлежности по закону обратных квадратов, А – зависимости «пористость по ГИС – пористость по керну», Б – зависимости «пористость по керну – нефтенасыщенность по керну»

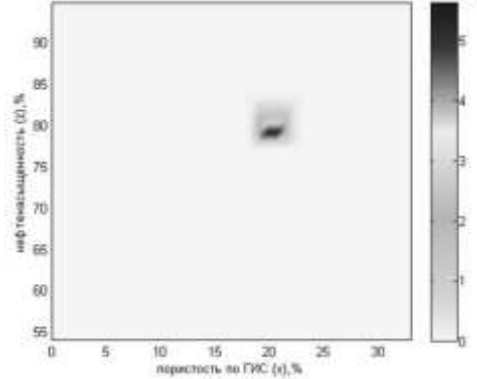
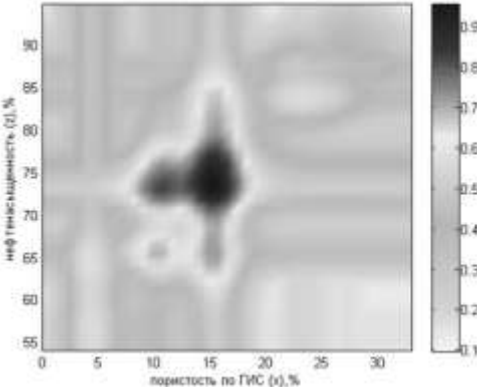
Вывод 1: Построение функции принадлежности по треугольной, диффузионной и колокообразной функциям принадлежности дает близкие результаты, поэтому целесообразно ограничиться диффузионной, имеющей содержание, связанное с нормальным законом распределения.

Вторым шагом является установление нечеткого отношения между нечеткими переменными x (параметры, которые используются для прогноза) и z (параметры, значения которых прогнозируются), которое возможно реализовать несколькими методами (таблица 1).

Таблица 1

Виды композиций нечетких отношений

<p><u>Максиминная нечеткая свертка (композиция Мамдани):</u></p> $\mu_{R(x \rightarrow z)}(x, z) = \max_{y \in Y} \left\{ \min \left\{ \mu_{R(x \rightarrow y)}(x, y), \mu_{R(y \rightarrow z)}(y, z) \right\} \right\}$	
<p><u>Max-prod композиция:</u></p> $\mu_{R(x \rightarrow z)}(x, z) = \max_{y \in Y} \left\{ \mu_{R(x \rightarrow y)}(x, y) * \mu_{R(y \rightarrow z)}(y, z) \right\}$	
<p><u>Min-max композиция:</u></p> $\mu_{R(x \rightarrow z)}(x, z) = \min_{y \in Y} \left\{ \max \left\{ \mu_{R(x \rightarrow y)}(x, y), \mu_{R(y \rightarrow z)}(y, z) \right\} \right\}$	
<p><u>Max-max композиция:</u></p> $\mu_{R(x \rightarrow z)}(x, z) = \max_{y \in Y} \left\{ \max \left\{ \mu_{R(x \rightarrow y)}(x, y), \mu_{R(y \rightarrow z)}(y, z) \right\} \right\}$	

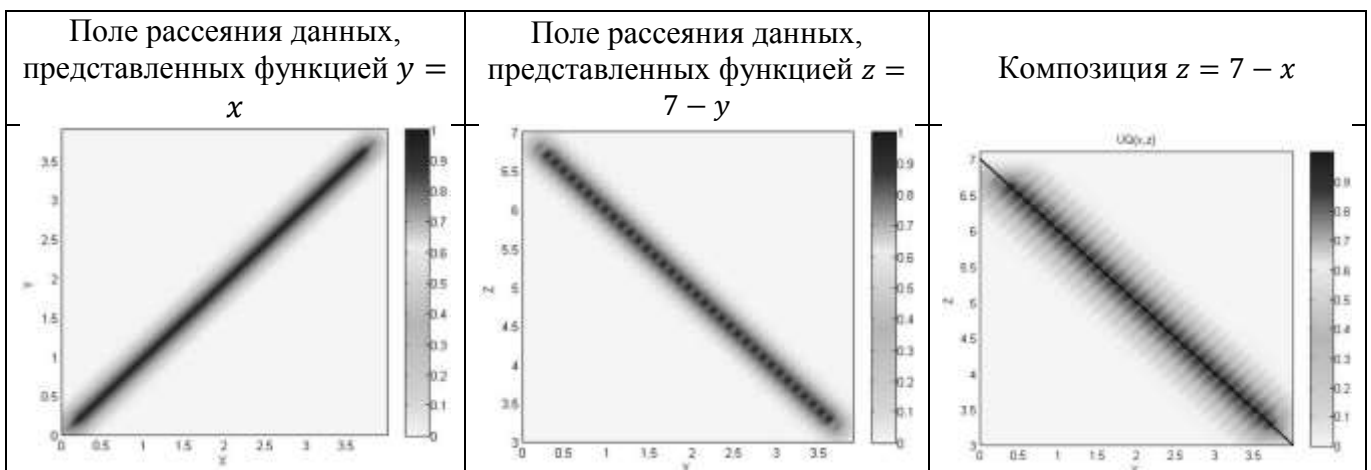
<p style="text-align: center;"><u>Min-min композиция:</u></p> $\mu_{R(x \rightarrow z)}(x, z)$ $= \min_{y \in Y} \left\{ \min \left\{ \mu_{R(x \rightarrow y)}(x, y), \mu_{R(y \rightarrow z)}(y, z) \right\} \right\}$	
<p style="text-align: center;"><u>Min-average композиция:</u></p> $\mu_{R(x \rightarrow z)}(x, z) = 0.5$ $* \max_{y \in Y} \left\{ \mu_{R(x \rightarrow y)}(x, y) + \mu_{R(y \rightarrow z)}(y, z) \right\}$	

Вывод 2: Композиция полей неопределенности дает более выраженный результат при использовании максиминной нечеткой свертки.

Также композиция Мамдани эквивалентна правилу подстановок уравнений для исключения общих переменных (см. таблицу 2, 3).

Таблица 2

Композиция функциональных зависимостей (1)



Вывод: Разработанные методы на основе синтеза принципов нечеткого вывода и моделей рассеяния позволяют более объективно оценивать информационную обеспеченность прогнозируемых параметров физико-геологической модели среды, получать оценку достоверности подсчетных параметров.

Композиция функциональных зависимостей (2)

Поле рассеяния данных, представленных функцией $y = 16 - \frac{(x-15)^2}{15}$	Поле рассеяния данных, представленных функцией $z = 16 - \frac{(y-15)^2}{15}$	Композиция $z = 16 - \frac{((16 - \frac{(x-15)^2}{15}) - 15)^2}{15}$

Библиографический список

1. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под редакцией В. И. Петерсилье, В. И. Пороскуна, Г. Г. Яценко. – Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика». – 2003.
2. Дорогобед А. Н. Нечеткое отношение параметров физико-геологической модели и техника их прогноза по наблюдаемым данным / А. Н. Дорогобед, П. В. Кожевникова // Международный студенческий научный вестник. – 2015. – № 3.
3. Жирабок А. Н. Нечеткие множества и их использование для принятия решений / А. Н. Жирабок // Соросовский образовательный журнал. – 2001. – Т. 7. – №. 2. – С. 109-115.
4. Кобрунов А. И. Теоретические основы при прогнозировании параметров геологических сред в условиях неопределенности / А. И. Кобрунов, П. В. Кожевникова // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 5-3. – С. 506-510.

УДК 550.8:519.86(075.8)

Компоненты пассивной гидродинамической томографии продуктивного пласта

Кунцев В. Е., Кобрунов А. И., Мотрюк Е. Н.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

Задача повышения эффективности эксплуатации нефтегазовых месторождений всегда вызывала интерес предприятий нефтегазодобывающей отрасли. Этому может способствовать использование информации о пространственном распределении фильтрационного сопротивления, характеризующего пропускную способность проницаемого пласта в процессе извлечения углеводородов. Осуществлять прогноз пространственного распределения фильтрационного сопротивления проницаемых пластов нефтегазовых месторождений на основании принципов томографических измерений позволяет технология гидродинамической томографии. При этом по данным гидродинамического прослушивания изучаемой среды проводится исследование динамики движения реперной точки кривой восстановления давления между парами скважин месторождения [1].

Практическая реализация технологии гидродинамической томографии может быть основана как на прямых измерениях интервальных времен распространения характерных точек кривых восстановления давления в системе из нескольких скважин, так и косвенных - анализе истории разработки месторождения. В первом случае необходимые исходные данные для реализации томографической обработки информации берутся из прямого эксперимента на месторождении – возникает активная модификация гидродинамической

томографии. Для прямого эксперимента гидродинамической томографии необходима реализация достаточно затратной и технологически трудоемкой схемы действий.

Во втором случае данные, необходимые для выполнения томографического моделирования [2] синтезируются, исходя из построенной модели месторождения по данным истории разработки в виде динамики дебита и нагнетания по всем скважинам в пределах выбранного временного интервала. Построение модели работы месторождения с целью ее последующего использования для синтеза интервальных времен распространения сигнала между скважинами $\tau_{i,j}$, согласно выполненного вычислительного эксперимента (вместо натурального), основано на технологии емкостного моделирования (Capacitance Model) [3]. Она позволяет определить свойства продуктивного пласта, используя такие данные из истории эксплуатации месторождения как скорости нагнетания и добычи жидкости для рассматриваемых скважин. В качестве модели гидродинамической связи для нефтегазового месторождения, в котором происходит закачка и извлечение жидкости, адаптированной к решаемой задаче, используется модель связанной системы, в которой дебит скважины определяется на основе принципа суперпозиции нескольких физических факторов.

$$Q_i(t) = Q_{i,1}(t) + Q_{i,2}(t) + Q_{i,3}(t). \quad (1)$$

Здесь $Q_{i,1}(t)$ описывает динамику первичного дебита i -й добывающей скважины, не подверженной влиянию других скважин. Следующий фактор $Q_{i,2}(t)$ определяет влияние нагнетательных скважин на i -ю добывающую скважину и является суммой влияний всех нагнетательных скважин. Заключительный фактор дебита $Q_{i,3}(t)$ отвечает за воздействие отбора флюидов в соседних добывающих скважинах и тоже является линейной комбинацией по скважинам-соседям.

Итоговая аналитическая модель имеет следующий вид [4]:

$$Q_i(t) = e^{-t\lambda_i} Q_{i,1}(t_0) + \sum_{j=1}^{N_{int}} [\beta_{ij} [\sum_{t_w=t_0}^t [W_j(t_w - \sigma_{ij}) \Delta t] - H_j(t - \sigma_{ij})] e^{-\alpha_{int}\sigma_{ij}}] + \sum_{j=1(j \neq i)}^{N_{out}} [\gamma_{ij} [G_i((t - 1) - \sigma_{ij}) - G_j((t - 1) - \sigma_{ij})] e^{-\alpha_{out}\sigma_{ij}}]. \quad (2)$$

В символьной форме уравнение (2) примет вид:

$$Q_i(t) = A[\alpha_{int}, \alpha_{out}, \lambda, \beta, \gamma, V] \quad (3)$$

Построение математической модели эксплуатации нефтегазового месторождения состоит в реконструкции параметров по истории эксплуатации месторождения α_{int} , α_{out} , $\lambda = \{\lambda_i\}$, $\gamma = \{\gamma_{ij}\}$, $\beta = \{\beta_{ij}\}$, $V = \{V_{ij}\}$ с использованием принципов оптимизации.

Параметры модели (3) подбираются для каждой многоскважинной системы таким образом, чтобы история закачки и добычи жидкости при подстановке в формулу (2) давала историю добычи, подобную реальной. Поэтому для поиска подходящих модельных параметров нужно решить оптимизационную задачу:

$$Z(\alpha_{int}, \alpha_{out}, \lambda, \beta, \gamma, V) = \sum_{t=t_0}^T \sum_{i=1}^{N_{out}} |\bar{Q}_i(t) - Q_i(t)| \rightarrow \min, \quad (4)$$

где \bar{Q}_i – дебит скважины i из истории разработки и Q_i – модельный дебит скважины i .

Технология гидродинамической томографии, использующая синтезированные данные по истории разработки, называется пассивной гидродинамической томографией. Прогноз томографических данных реализуется вычислительным экспериментом над построенной математической моделью.

Рассмотрим основные аспекты алгоритма расчета прогнозных параметров методом гидродинамической томографии. Первый этап – алгоритм нахождения кратчайшего пути и интервального времени между скважинами на основе принципа Беллмана [6]. Второй – нахождение оптимального пространственного распределения коэффициента пьезопроводности [5].

На первом этапе для дискретизации процесса на область рассматриваемого месторождения S накладывается сетка размерностью $X \times Y$, на которой задано начальное распределение коэффициента пьезопроводности $\kappa(\xi) = \kappa(i, j)$. Траектории обозначаются

индексом $q = 1 \div Q$ и время движения возмущения вдоль L_q равно τ_q . Время распространения движения волны τ_q рассчитывается при помощи следующего оператора:

$$A[\kappa(\xi)] = \int_{L_q} \frac{l(\xi)d\xi}{3\kappa(\xi)} = \tau_q. \quad (5)$$

На основе соотношения (5) строятся кратчайшие траектории движения особых точек L_q согласно принципа Беллмана с условиями минимизации на интервальные времена τ_q . Полученные траектории используются на следующем этапе.

Второй этап. Пусть $\bar{\tau} = \{\bar{\tau}_q\}$ есть наблюдаемое время распространения давления, измеренное в результате эксперимента и которое соответствует пространственному распределению коэффициента пьезопроводности $\kappa(\xi) + \Delta\kappa(\xi)$. Необходимо найти $\Delta\kappa(\xi)$ такое, чтобы рассчитанное τ_q было максимально приближено к $\bar{\tau}_q$. Тогда получаем:

$$A'[\kappa(\xi)]\Delta\kappa(\xi) = \tau_q - \bar{\tau}_q = \int_{L_q} \frac{l(\xi)\Delta\kappa(\xi)}{3\kappa^2(\xi)} d\xi = \Delta\tau_q \quad (6)$$

После того как вектор $\Delta\kappa(i, j)$ найден, следующее приближение к распределению коэффициента пьезопроводности определяется правилом:

$$\kappa^1(\xi) = \kappa(\xi) + \Delta\kappa(\xi). \quad (7)$$

Вычислительной основой для решения задачи (6) относительно вектора $\Delta\kappa(i, j)$ в точках $\xi(i, j)$ траекторий $L_q = L(\xi_{qn}, \xi_{qm})$ служит итерационный процесс, на $z + 1$ итерации имеющий вид [7]:

$$\begin{cases} \Delta\kappa^{z+1}(i, j) = \Delta\kappa^z(i, j) + \alpha^z A'^*[\kappa(\xi)]\boldsymbol{\varphi}^z \\ \|\Delta\kappa^{z+1} - \Delta\kappa^z\| \leq \varepsilon \end{cases}, \quad (8)$$

где $\boldsymbol{\varphi}^z$ – разница между наблюдаемыми интервальными временами и временами, рассчитанными на итерации z .

Нулевое приближение принимаем равным $\Delta\kappa^0(i, j) = 0$. Числовой параметр α^z – параметр релаксации, подбираемый на каждом шаге так, чтобы итерационный процесс (8) сходиллся. После того как итерационный процесс завершился согласно условию в (8) и найдено решение $\kappa(i, j)$ по (7), служащее новым приближением для распределения пьезопроводности в узлах, определяемых траекториями вдоль сети, на области S рассчитываются новые траектории L_q^1 , на основе которых весь процесс повторяется.

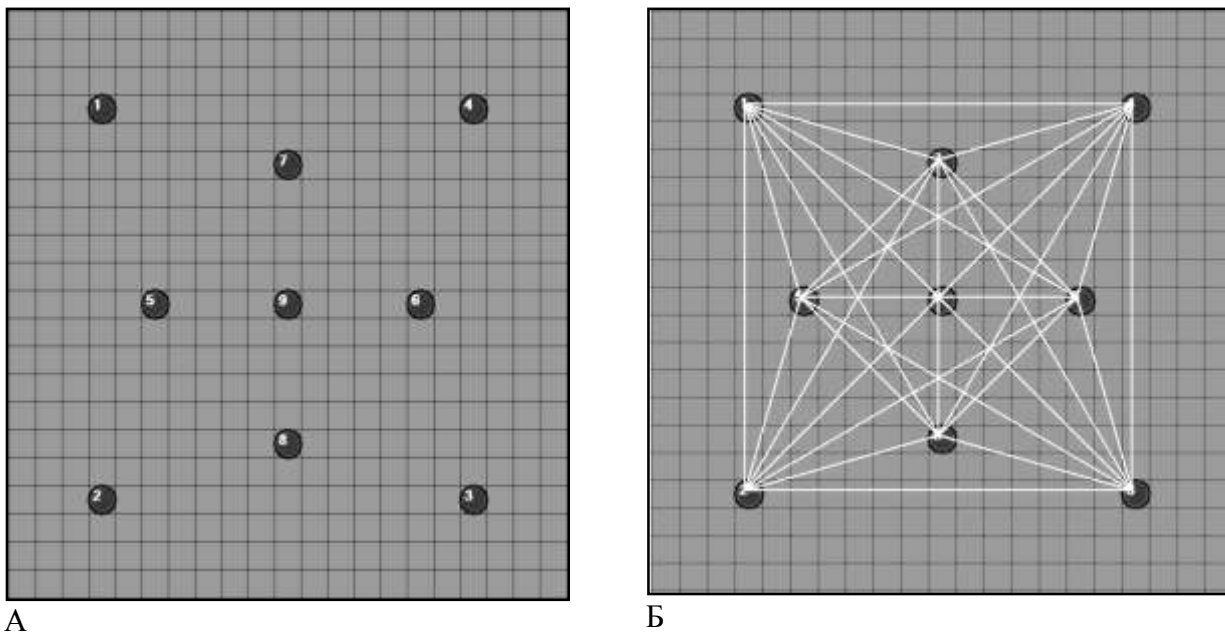
Приведем результаты апробации вычислительной схемы гидродинамической томографии на примере тестового месторождения. В качестве примера рассмотрим модель месторождения, в которой имеется 9 скважин. Для нулевого приближения пространственного распределения фильтрационного сопротивления в области S сгенерирована однородная среда $\kappa^0(\xi)$ (рисунок 1-А). На первой итерации по нему находим траектории движения реперной точки кривой восстановления давления L_q (рисунок 1-Б) между парами скважин и рассчитываем соответствующие этим траекториям интервальные времена τ_q .

После нахождения $\Delta\kappa(i, j)$, используя формулу (7) находим новое пространственное распределение коэффициента пьезопроводности и повторяем процесс. На рисунке 2 приведены результаты оптимизации среды тестового месторождения после одной (рисунок 2-А) и десяти (рисунок 2-Б) итераций соответственно.

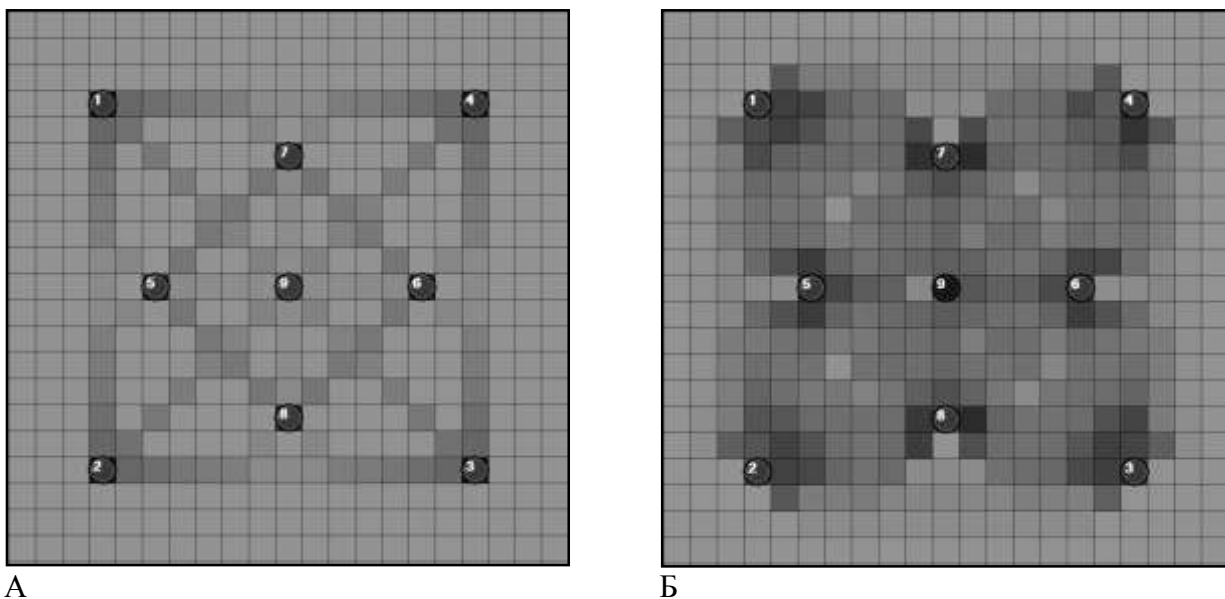
Результаты расчета пространственного распределения фильтрационного сопротивления вдоль траекторий движения сигнала между парами скважин для тестовой модели месторождения показали, что выбранный алгоритм оптимизации может быть применен для поиска коэффициента пьезопроводности на основе выбранного начального приближения κ^0 .

Однако необходимо учитывать, что технология гидродинамической томографии неизбежно носит приближенный характер, и в связи с этим правильнее было бы ее характеризовать в терминах нечетких величин. Благодаря введению нечетких величин появляется возможность делать нечеткие прогнозные заключения по пространственному

распределению коэффициента пьезопроводности, которые будут сопровождаться оценкой достоверности.



А
Б
Рисунок 1. А – сетка скважин и однородная среда тестового месторождения (нулевое приближение); Б – траектории движения реперной точки кривой восстановления давления между скважинами для нулевого приближения



А
Б
Рисунок 2. Изменение пространственного распределения коэффициента пьезопроводности в процессе расчета: А – распределение коэффициента после 1 итерации; Б – распределение коэффициента пьезопроводности после 10 итераций

Библиографический список

1. Кобрунов А. И. Математическая модель томографии на давлениях при контроле за разработкой нефтяных месторождений / А. И. Кобрунов // Известия Коми научного центра Уро РАН. – 2012. – Выпуск 4-12. – С. 82-86.
2. Кобрунов А. И. Теоретические основы гидродинамической томографии / А. И. Кобрунов // Геофизический журнал. – 2015. – Выпуск 2. – С. 27-34.
3. Краснов В. А. Помехоустойчивый метод оценки связности пласта по данным эксплуатации месторождений / В. А. Краснов, В. А. Иванов, М. М. Хасанов // Российская

техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче, 16-18 октября 2012 года. – Москва: SPE. – 162053.

4. Кобрунов А. И. Технология оценки связности скважин на основе модели эксплуатации месторождения / А. И. Кобрунов, В. Е. Кунцев, Е. Н. Мотрюк // *Фундаментальные исследования*. – 2015. – № 6-3. – С. 452-456.

5. Кобрунов А. И. Вычислительная схема гидродинамической томографии / А. И. Кобрунов, В. Е. Кунцев, Е. Н. Мотрюк // *Фундаментальные исследования*. – 2016. – № 7-2. – С. 230-235.

6. Кобрунов А. И. Алгоритм поиска кратчайшего пути и интервального времени между скважинами на основе принципа Беллмана / А. И. Кобрунов, В. Е. Кунцев, Е. Н. Мотрюк // *Современные наукоемкие технологии*. – 2016. – № 8-1. – С. 51-55.

7. Кобрунов А. И. Математические основы теории интерпретации геофизических данных: учебное пособие // А. И. Кобрунов. – Ухта: УГТУ, 2007. – 286 с.: ил.

УДК 665.637.8:004.3

Создание цифровой модели окислительного аппарата установки производства битума

Лебедева А. Ю. (stasya1997@gmail.com), Барашкин Р. Л.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, г. Москва, РФ

Актуальными проблемами современной промышленности является прогнозирование результатов поведения промышленных объектов, а также поиск оптимальных параметров регулирования процессов с целью минимизации затрат и увеличения прибыли.

Объект исследования: Окислительный аппарат установки производства битума.

Цель: создание цифровой модели окислительного аппарата установки производства битума.

Цифровая модель – компьютерная имитационная модель объекта, в которой учтены основные взаимосвязи входных (регулирующие воздействия и возмущения) и выходных величин (регулируемые величины), описывающих реальный объект управления. Она создается для того, чтобы проводить эксперименты для анализа поведения системы на управляющие воздействия не на реальном объекте, а на искусственно созданном. Для данного объекта управления основной целью является получение продукта с требуемыми показателями качества. Требуемые показатели качества достигаются путем соответствия регулируемых параметров их техническим регламентируемым значениям.

Основными регулирующими параметрами являются расход гудрона, расход воздуха на окисление, расход рециркулята в секцию окисления. Основными регулируемыми параметрами являются температура в секции окисления, температура в секции сепарации, уровень в окислительном аппарате.

Температура в секции окисления регулируется расходом рециркулята в секцию окисления. Уровень в окислительном аппарате регулируется расходом гудрона на входе. Температура в секции сепарации регулируется расходом воздуха.

Помимо регулирующих воздействий на регулируемый параметр оказывают влияние разные возмущения.

В качестве задач стояло проведение анализа экспериментальных данных, идентификация передаточных функций, расчет коэффициентов ПИД-регулятора и разработка цифровой модели в среде имитационного моделирования Simulink.

Физически содержательных моделей для объекта не существует, вследствие чего, были использованы эмпирические аппроксимации по реальным данным. На основе анализа экспериментальных данных была создана оригинальная компьютерная программа по идентификации передаточных функций, а также часть цифровой модели объекта исследования. Полученные результаты позволяют просто получать передаточные функции, которые используются в промышленности для регулирования и управления технологическими процессами, а также цифровая модель позволяет прогнозировать

поведение объекта исследования, проводить эксперименты не на реальном объекте, а на искусственно созданном.

В дальнейшем цифровая модель позволит: находить оптимальные настроечные параметры ПИД-регуляторов для минимизации ошибки регулирования, организовать многосвязное регулирование на основе оптимального управления с полной прогнозирующей моделью, создать цифрового двойника.

Задачи:

1. Анализ технологического процесса производства битума;
2. Анализ экспериментальных данных с установки;
3. Идентификация передаточных функций;
4. Расчет ПИД-регулятора;
5. Разработка цифровой модели в среде Simulink;

Достигнутые результаты:

Был рассмотрен технологический процесс непрерывного окисления гудрона в аппаратах колонного типа, а также создана часть цифровой модели установки.

В ходе исследования была разработана универсальная программа по идентификации передаточных функций, которая может применяться на любой существующей установке, в которой есть значения входных и выходных параметров процесса.

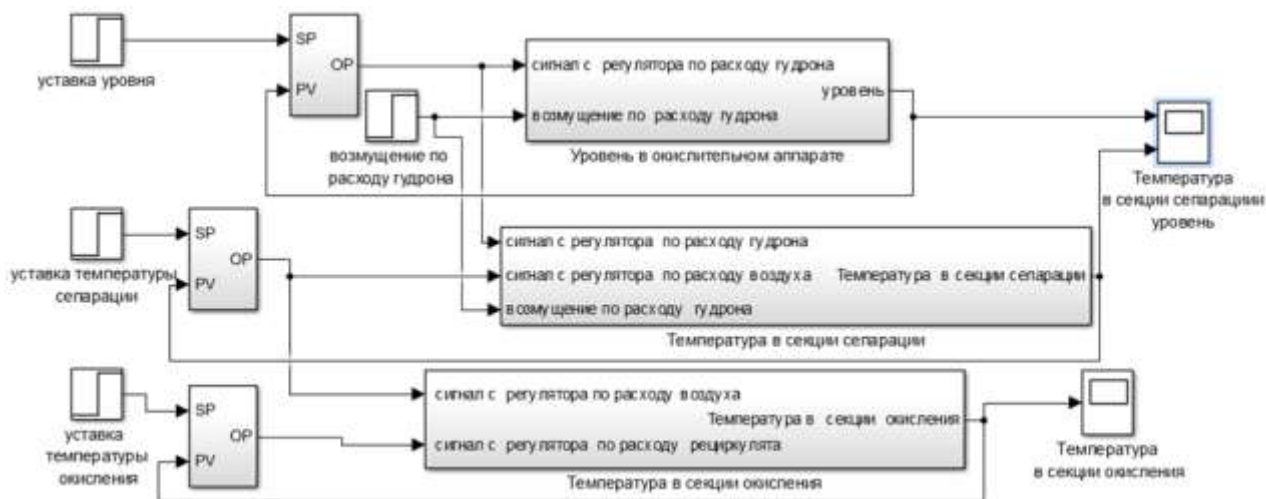


Рисунок 1. Цифровая модель окислительного аппарата, реализованная в среде Simulink

Проблемы реализации полной цифровой модели состоят в том, что:

1. Невозможно учесть все возмущающие воздействия на объект управления;
2. Затруднительно учесть все взаимосвязи параметров;
3. Затруднительно учесть влияние химического состава и сырья.

Перспективы развития цифровой модели окислительного аппарата установки производства битума:

1. Расширение взаимосвязей входных и выходных величин до максимально возможного;
2. Нахождение оптимальных настроечных параметров ПИД-регуляторов для минимизации ошибки регулирования;
3. Установление связи регулируемых параметров и показателей качества продукта;
4. Прогнозирование изменений регулируемых параметров;
5. Организация многосвязного регулирования на основе оптимального управления с прогнозирующей моделью;
6. Создание цифрового двойника.

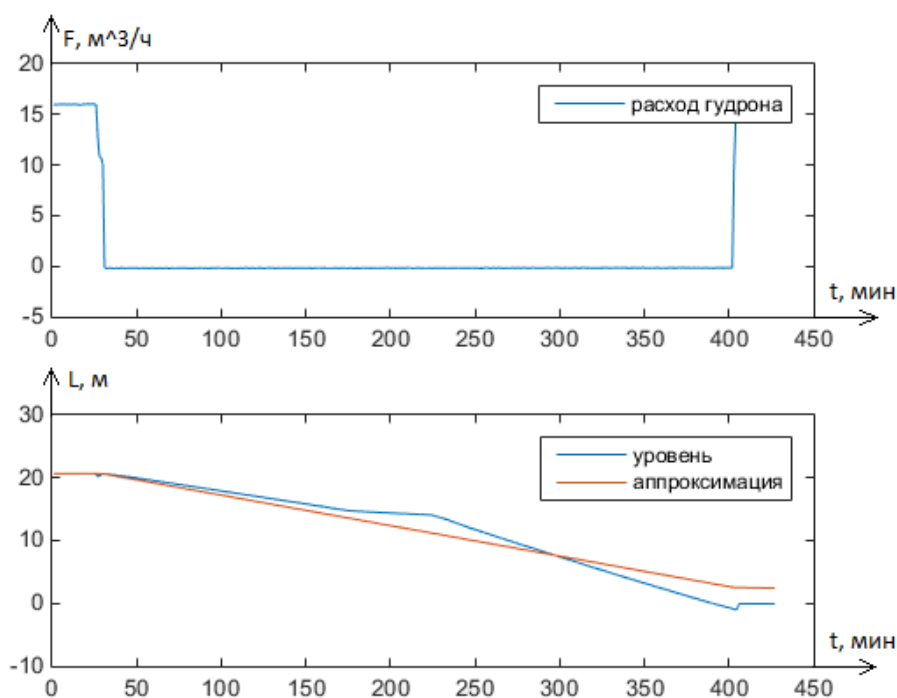


Рисунок 2. Графики зависимости уровня в окислительном аппарате от расхода гудрона. Синий график – реальные данные. Красный график – аппроксимация на основе спроектированной программы в MATLAB

Библиографический список

1. Гуреев А. А. Производство нефтяных битумов / А. А. Гуреев, Е. А. Чернышева, А. А. Коновалов, Ю. В. Кожевникова. – М.: Нефть и газ, 2007.
2. Идентификация передаточных функций [Электронный ресурс] URL: http://karanatsios.com/uploads/FH/A2-TANK_Kara_Zaeff.pdf (Дата обращения: 10.04.2018).
3. Гун Р. Б. Нефтяные битумы / Р. Б. Гун. – М.: Химия, 1973. – 432 с.

УДК 622.276.344:004.9.032.26

Построение модели искусственной нейронной сети для выбора оптимального метода увеличения нефтеотдачи и разработка 3D модели для анализа вероятности применения методов воздействия на месторождении

Лебедева А. Ю. (stasya1997@gmail.com), Скоров Д. С. (danilskorov@gmail.com),
Пятибратов П. В.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, г. Москва, РФ

Одной из самых важных задач в нефтяной промышленности является увеличение нефтеотдачи. В настоящее время, в связи с ухудшением структуры коллекторов углеводородов, особое внимание, как в России, так и в мире, уделяется разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. При использовании на таких месторождениях традиционных способов добычи, например заводнение, наблюдается низкий коэффициент извлечения нефти (КИН), быстрый рост обводненности продукции. В связи с этим, в процессе разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами необходимо применять методы увеличения нефтеотдачи (МУН).

Однако проекты по реализации МУН на месторождениях требуют значительных капитальных вложений. Для того чтобы применяемый МУН оказался эффективным, необходимо проводить качественный анализ месторождения, который включает в себя исследование его геологического строения, фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), а также свойств насыщающих флюидов.

Выбор МУН осуществляется различными способами. Однако в современном мире наибольшее распространение получили «булева логика», теория нечетких множеств и искусственные нейронные сети. В работе для упрощения выбора МУН мы создали искусственную нейронную сеть.

Уникальность работы заключается в том, что так была построена карта распределения вероятности МУН для месторождения не по средним значениям параметров, а по значениям, распределенным по всему месторождению.

Цель: построить модель искусственной нейронной сети для выбора оптимального МУН и разработать 3D модель для анализа вероятности применения методов воздействия на месторождении.

Задачи:

- **НАЙТИ И ПРОАНАЛИЗИРОВАТЬ** данные с различных месторождений;
- **ОПРЕДЕЛИТЬ** необходимые признаки для выбора МУН;
- **ПОСТРОИТЬ** искусственную нейронную сеть в среде программирования Python.

Полученные результаты:

В данной работе была построена искусственная нейронная сеть для выбора МУН (тепловые, физико-химические, газовые и водогазовые), а также разработана 3D модель, иллюстрирующая вероятность применения методов воздействия на определенном, выбранном месторождении.

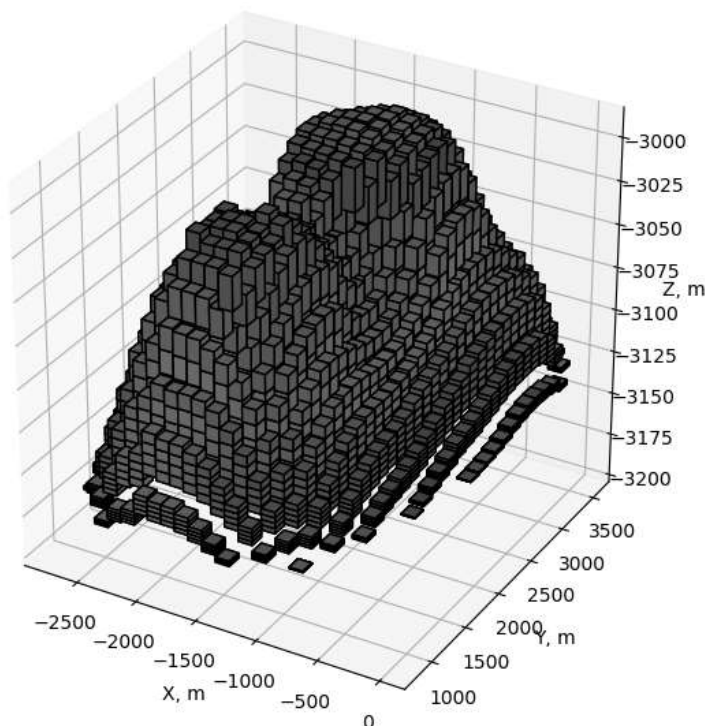


Рисунок 1. Распределение вероятности применения категорий МУН

В ходе работы были сделаны следующие выводы:

- возможно с точностью до 70-80 % предсказать применение МУН;
- данный способ выбора МУН может быть реализован для оперативной оценки применения МУН как для трехмерной геологической модели, так и для осредненных значений опытно-промышленного участка месторождения;
- ввиду малого количества данных о месторождениях точность прогноза зависит от этапа обучения модели, поэтому необходимо проводить эксперименты, позволяющие подобрать оптимальные характеристики искусственной нейронной сети;
- подобную оценку применения МУН целесообразно проводить на начальных этапах разработки месторождения и составления проектных документов, а впоследствии уточнять

путем проведения лабораторных исследований коэффициента вытеснения и построения гидродинамической модели;

- дальнейшее исследование данной темы предполагает увеличение количества данных о месторождениях с целью повышения точности рассматриваемой модели искусственной нейронной сети, а также создание других моделей, позволяющих на основании исходных данных делать прогноз о реализации той или иной технологии, относящейся к категории МУН с наибольшей вероятностью применения.

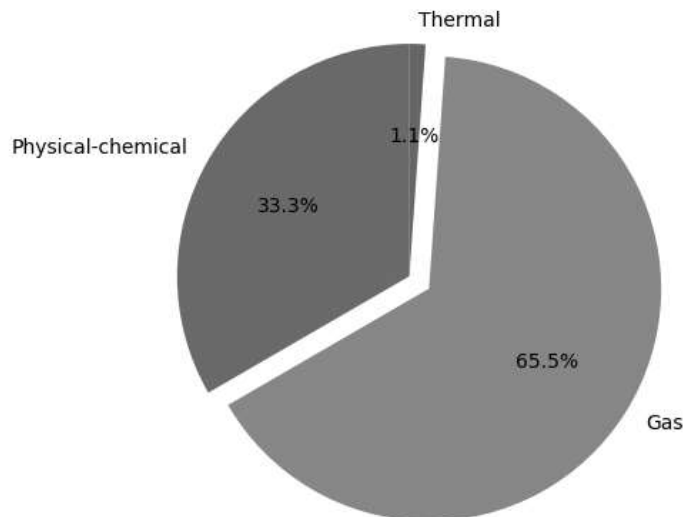


Рисунок 2. Вероятностный прогноз категории МУН, рассчитанный на основании осредненных свойств месторождения X

Область применения:

Данная технология может применяться на любом месторождении, где необходимо выбрать МУН. Она позволяет быстрее и с большой точностью подобрать оптимальный, эффективный метод для месторождения с его индивидуальными параметрами.

Библиографический список

1. Lake L. W. Fundamentals of Enhanced Oil Recovery / L. W. Lake, etc. – Richardson, TX, USA: Society of Petroleum Engineers, 2015. – P. 622.
2. Mohammadali T. A Novel Automated and Probabilistic EOR Screening Method to Integrate Theoretical Screening Criteria and Real Field EOR Practices Using Machine Learning Algorithms / T. Mohammadali и I. Surovets // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, Russia: Society of Petroleum Engineers, 2015. – SPE-176725-RU.
3. Parada C. H. A New Screening Tool for Improved Oil Recovery Methods Using Artificial Neural Networks / C. H. Parada и T. Ertekin // SPE Western Regional Meeting. – Bakersfield, California, USA: Society of Petroleum Engineers, 2012. – SPE-153321-MS.

УДК 552.578.2.061.4:553.98.048

Прогнозирование фильтрационно-емкостных параметров нефтегазовых коллекторов с применением теории нечеткого логического вывода

Ломинский Д. О., Кобрунов А. И., Шилова С. В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

На сегодняшний день исключительно актуальной и научно значимой, является проблема прогнозирования фильтрационно-ёмкостных параметров нефтегазовых пластов коллекторов, поскольку в дальнейшем составляет основу для подсчета запасов углеводородного сырья [1]. В данной работе рассматривается метод прогнозирования фильтрационно-ёмкостных параметров и параметров флюидонасыщения (нефтегазоносности)

по сейсмическим данным (атрибутам) с помощью теории нечеткого логического вывода. Данный процесс состоит из нескольких этапов. Во-первых, необходимо произвести выборку исходных параметров, которые, по материалам на эталонной площади, наилучшим образом обеспечивают качество прогноза, которое оценивается величиной ошибки прогноза. Данная процедура выполняется, например, с использованием факторного анализа. Следующим шагом служит выработка обучающих правил прогноза и их настройка на эталонной площади [2, 3]. Этот этап предопределяет метод прогнозирования, который используется далее.

После выполнения прогнозирования, результат будет наследовать неопределенность. Связано это с тем, что после выбора атрибутов и настройки прогнозирующей системы на особенности обучающей выборки присутствует неопределенность, выражающаяся, например, в разбросе реальных значений параметра относительно получаемых в результате прогноза (на обучающей выборке). Наиболее рельефно это проявляется в случае использования регрессионных моделей. В таком случае разброс точек относительно линии регрессии служит не устранимой компонентой, и наследуется в результатах прогноза, даже в случае, когда явно не проявляется.

Нечеткая величина σ полностью характеризуется своей функцией принадлежности $0 \leq \mu(\sigma) \leq 1$, имеющей смысл меры достоверности – возможности того, что измерение этой величины приведет к значению σ . Условием нормировки функции принадлежности служит: $\max_{\sigma} \mu(\sigma) \leq 1$, что в корне отличает функцию принадлежности от вероятностной меры. Этим обеспечивается и возможность организации эффективных вычислительных процедур на основе нечеткого логического вывода, и композиции нечетких отношений для моделирования итоговых функций принадлежности физико-геологических моделей.

Рассмотрим применение данного метода на примере прогнозирования коэффициента нефтенасыщенности по интервальному времени прохождения продольной волны.

На временном разрезе, приведенном на рисунке 1, выделяем рассматриваемый пласт. В нем выделяем интервал для формирования прогнозного правила и интервалы пласта, для которых будет произведен прогноз коэффициента нефтенасыщенности по значениям интервального времени прохождения продольной волны.

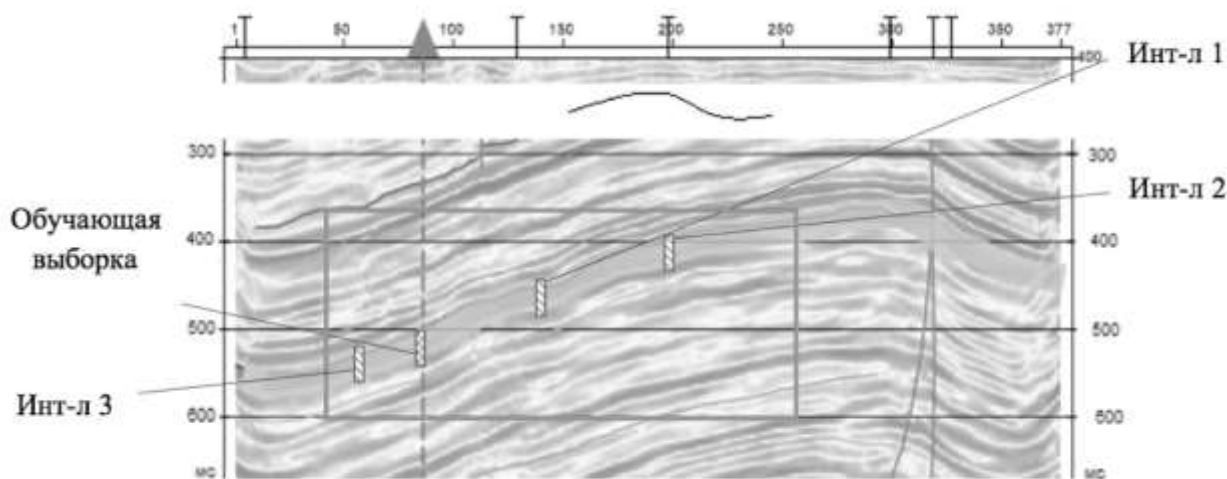


Рисунок 1. Временной разрез

Исходные данные для прогноза в форме полигонов измерений «пористость – интервальное время», «нефтенасыщенность – пористость» приведены на рисунке 2.

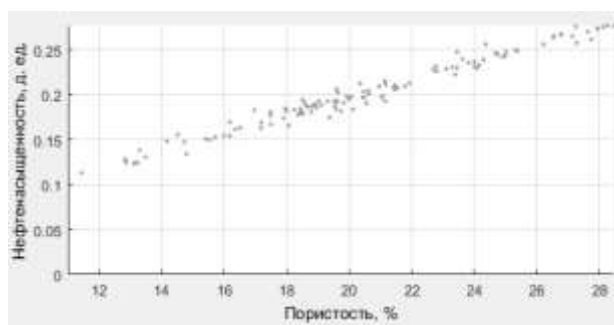
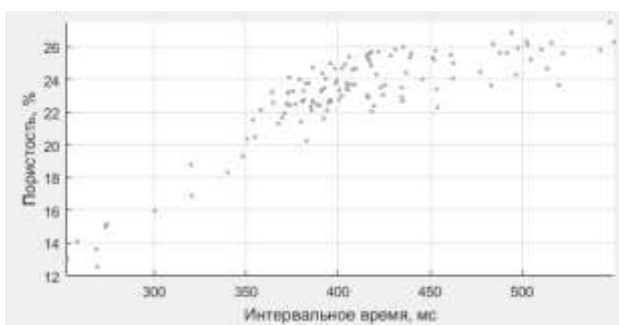


Рисунок 2. Исходные данные зависимостей «пористость – интервальное время», «нефтенасыщенность - пористость»

Выполним формирование нечетких отношений на основе данных «пористость – интервальное время», «нефтенасыщенность - пористость».

Результат для исходных отношений приведен на рисунках 3-4.

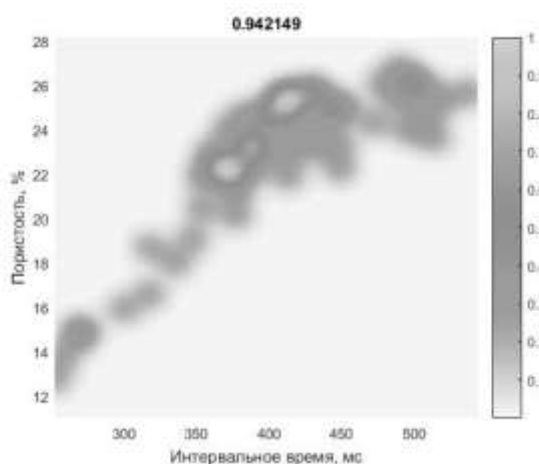


Рисунок 3. Отношение нечетких величин «интервальное время – пористость»

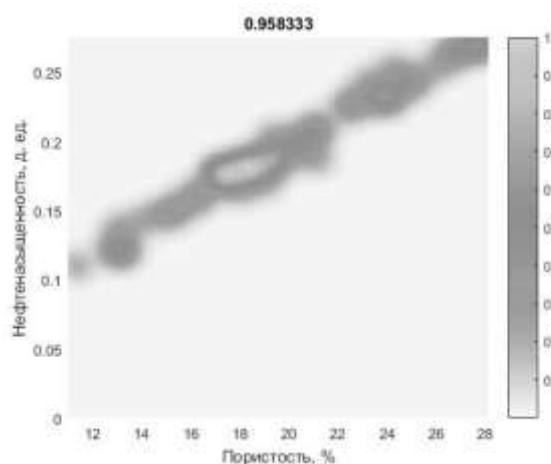


Рисунок 4. Отношение между нечеткими величинами «пористость – нефтенасыщенность»

Выполняя композицию полученных отношений получаем функцию принадлежности для отношения между нечёткими величинами «интервальное время»-«нефтенасыщенность», приведённую на рисунке 5.

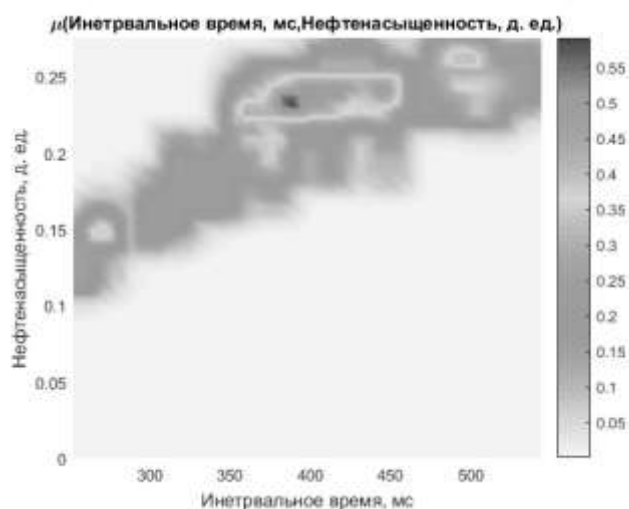


Рисунок 5. Поле рассеяния композиции «интервальное время» нефтенасыщенность»

Приведённое отношение (рисунок 5) служит искомым прогнозным правилом для формирования значения нечеткой переменной «нефтенасыщенность» по данным представленным в форме значения нечеткой переменной «интервальное время»-«нефтенасыщенность».

Далее выполняется прогноз значения нечеткой переменной нефтенасыщенность $\eta(k_n)$ по правилу нечеткого логического вывода в выбранных интервалах пласта Δl_i , основываясь на полученных результатах и данных сейсмического атрибута – нечеткой переменной «интервального времени прохождения продольной волны» $\omega(\Delta t, \Delta l_i)$

$$\eta(k_n, \Delta l_i) = \omega(\Delta t, \Delta l_i) \max_{k_n} \min [\omega(\Delta t, \Delta l_i) \mu(\Delta t, \Delta l_i, k_n)]$$

Здесь $\eta(k_n, \Delta l_i)$ – функция принадлежности для прогнозной нечеткой переменной «нефтенасыщенность», отнесенной к интервалу данных Δl_i .

Данные для расчета функции принадлежности интервального времени, отнесенного к заданным интервалам Δl_i глубин $\omega(\Delta t, \Delta l_i)$ приведены ниже.

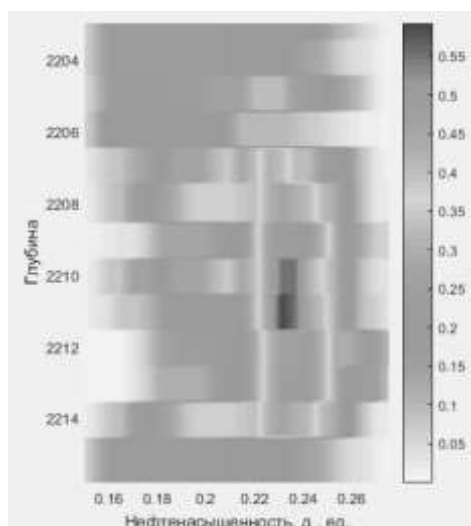
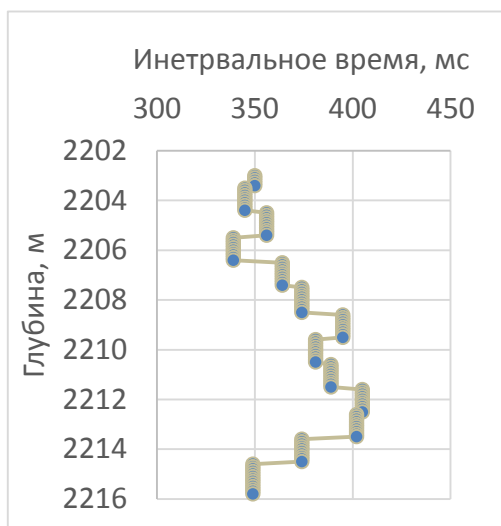


Рисунок 6. Достоверность кривой нефтенасыщенности вдоль интервала № 1

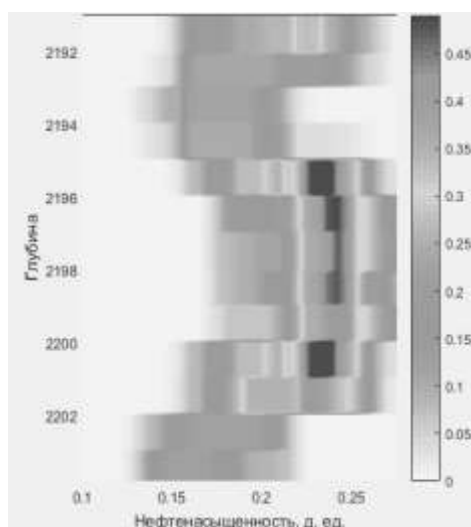
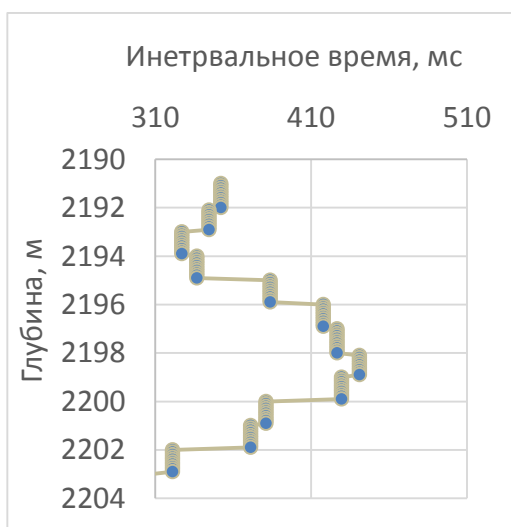


Рисунок 7. Достоверность кривой нефтенасыщенности вдоль интервала № 2

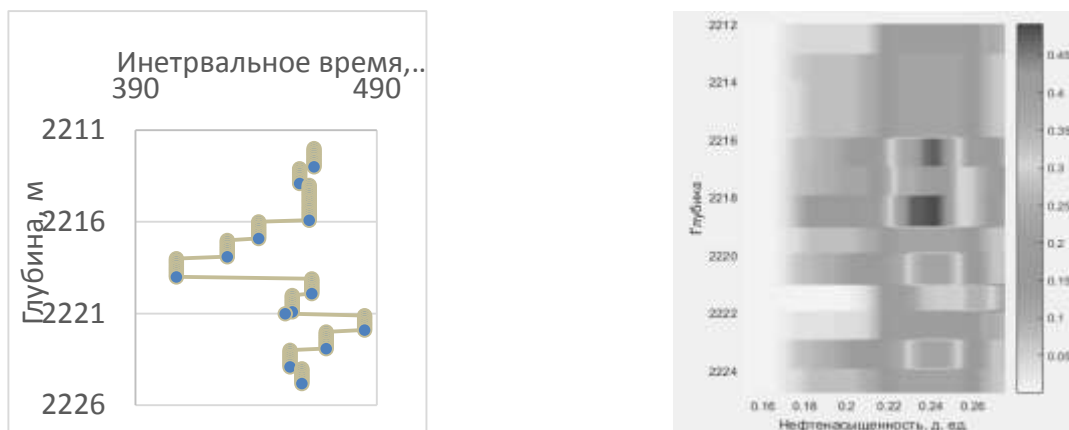


Рисунок 8. Достоверность кривой нефтенасыщенности вдоль интервала № 3

Оценка достоверности выполняется на основе аппарата α – сечений. Область F^α тех значений z , для которых $\mu(x) \geq \alpha$ ассоциируется с областью значений параметров, уровень доверия к которым не ниже величины $\alpha : F^\alpha = \{z : \mu(z) \geq \alpha\}$. Традиционный уровень доверия и ширина области гарантированных значений, укладываемых в эту оценку оцениваются по правилу $\{1 - \alpha - \alpha \text{ сечение}\}$.

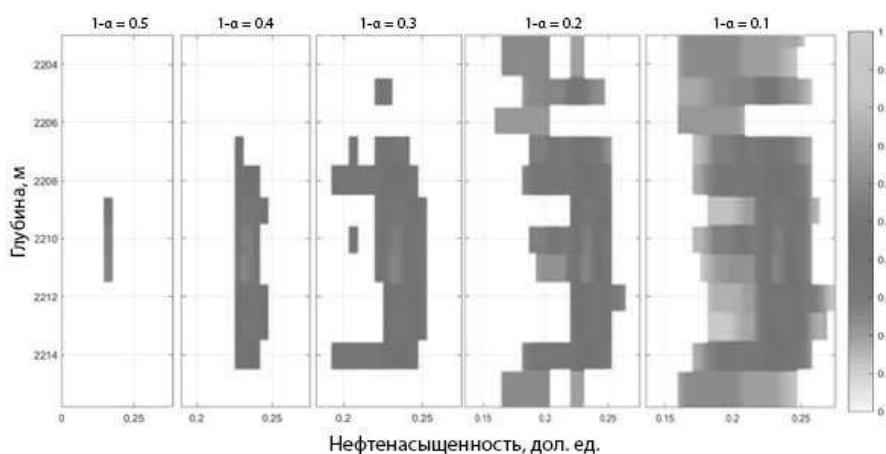


Рисунок 9. Оценка достоверности полученных результатов на основе аппарата α -сечений для интервала № 1

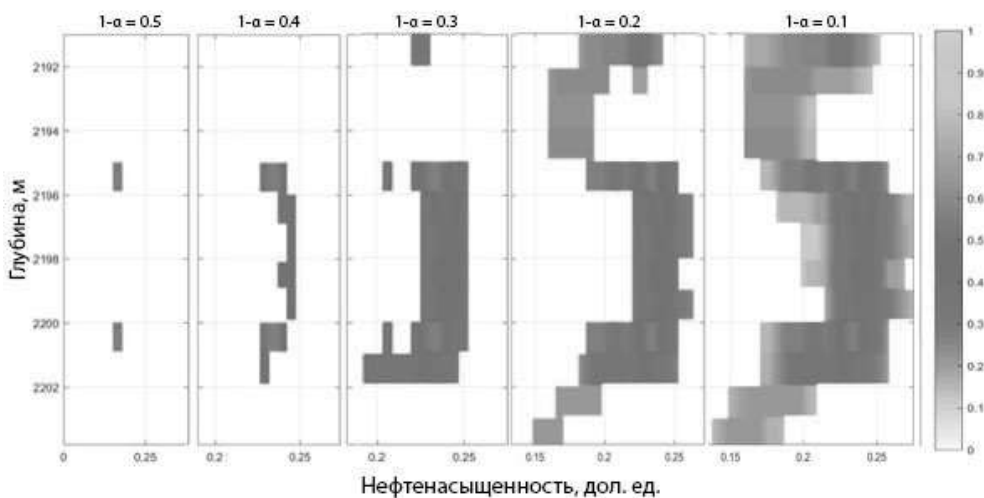


Рисунок 10. Оценка достоверности полученных результатов на основе аппарата α -сечений для интервала № 2

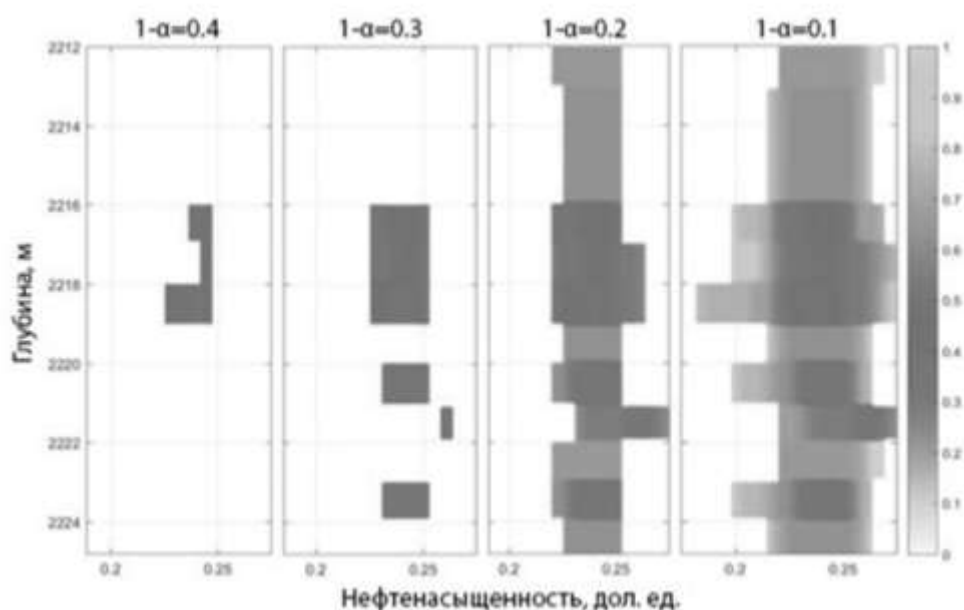


Рисунок 11. Оценка достоверности полученных результатов на основе аппарата α -сечений для интервала № 3

Можно заметить, что по мере изменения параметра α от нуля к единице эта область стягивается, вырождаясь в линию либо точку.

На рисунке 12 представлено прогнозирование нечеткой переменной на временном разрезе.

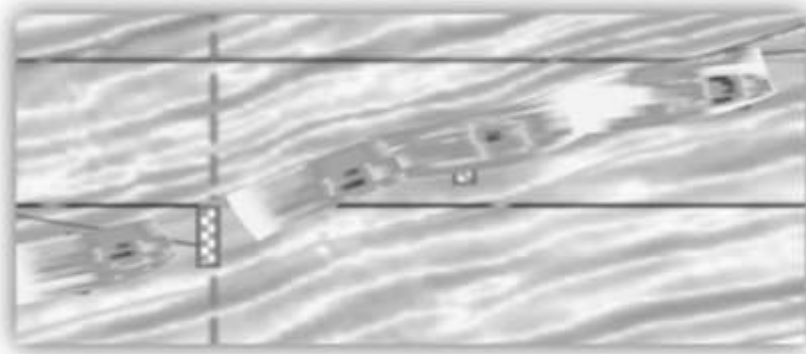


Рисунок 12. Прогнозирование нечеткой переменной на временном разрезе

Выводы: Прогнозирование физико-геологических параметров по сейсмическим атрибутам может быть реализовано на основе технологии нечеткого моделирования, включающей в себя представление данных в форме нечетких отношений, конструирование итоговых отношений между нечеткими параметрами и выполнение прогноза по правилу нечеткого логического вывода.

Задача прогноза физико-геологических параметров на основе сейсмических атрибутов рассмотрена на примере прогнозирования нефтенасыщенности по интервальному времени прохождения сейсмических волн. Метод композиции нечетких отношений позволяет из цепочки отношений сконструировать требуемое, исключая промежуточные параметры. Оценка достоверности и связанная с ней ширина области неопределенности прогнозного параметра выполняется методом α сечений для функции принадлежности прогнозного параметра.

Библиографический список

1. Ампилов Ю. П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа / Ю. П. Ампилов. – М.: ООО «Издательство «Спектр», 2008. – 384 с.

2. Лаврик С. А. Результаты анализа эффективности и применимости статистических методов для определения информативного набора сейсмических атрибутов / С. А. Лаврик // *Seismic Technology*. – 2009. – Т. 6. – №. 1. – С. 36-44.
3. Kobrunov A. Hybrid combination genetic algorithm and controlled gradient method to train a neural network / A. Kobrunov, I. Priezzhev // *Geophysics*. – 2016. – Т. 81. – №. 4. – С. IM35-IM43.
4. Кобрунов А. И. Метод нечеткого логического вывода для прогноза емкостных параметров / А. И. Кобрунов, П. В. Кожевникова, Д. О. Ломинский // *Успехи современной науки*. – 2016. – №. 12. – С. 18-25.
5. Кобрунов А. И. Теоретические основы при прогнозировании параметров геологических сред в условиях неопределенности / А. И. Кобрунов, П. В. Кожевникова // *Фундаментальные исследования*. – 2015. – №. 5-3. – С. 506-510.

УДК 622.276.523:532.517

Две единые аналитические идеализированные модели для нахождения оптимальных режимов работы газожидкостных подъемников

Хозяинов В. П.

ВФ Ухтинского государственного технического университета, г. Воркута, РК, РФ

Современная наука, занимающаяся эрлифтной проблематикой, на сегодняшний день придерживается направления выбранного больше века назад.

Существующие методики определения технических параметров установок имеют в своей основе работу Лоренца, опубликованную в статье 1909 г. в которой движение газожидкостной смеси в вертикальной трубе рассчитывалось на основании дифференциального уравнения Бернулли для гомогенной сжимаемой среды [2].

До этого исторического момента первоначальное представление о принципе работы эрлифта сводилось к тому, что подъем жидкости в подъемной трубе эрлифта происходит вследствие разности плотности жидкости внешнего напора и водовоздушной смеси непосредственно в подъемной трубе.

Остается загадкой, почему прекратили исследования в данном направлении. Разве такое понимание причин движения потоков жидкости и газожидкостной смеси не поддается физико-математическому анализу? В связи с тем, что на сегодняшний день отсутствует единый математический аппарат способный ясно и понятно описать взаимосвязь физических процессов движения двухфазных и трехфазных сред, существует большое многообразие узкоспециализированных эмпирических моделей.

В современном мире связи с ограниченностью легкодоступных полезных ископаемых добываемых на суше происходит переход добывающей промышленности на добычу ископаемых с территории затопленных водой морей и океанов.

Добыча полезных ископаемых осуществляется на различных глубинах. В широком диапазоне меняются условия работы применяемых при этом эрлифтов, что ведет к возникновению неустойчивых режимов работы и трудностей при их эксплуатации. Существующие современные научные методики на сегодняшний день не способны моделировать такие условия и не готовы предложить рекомендации по устранению этих причин. Отсутствие единой и понятной методики инженерных вычислений моделирования условий эксплуатации и получения технических параметров установок ведет к ограниченному применению эрлифтов [1].

Можно ли пополнить научные знания о природе движения потока газожидкостной смеси применив принципиально новый подход к исторически отвергнутому первоначальному представлению принципов работы эрлифта, не используя при этом эмпирические модели, входящие в основу современных научных методик в данной области науки?

С целью ответа на все эти многочисленные вопросы были проведены исследования. Созданы две принципиально отличные друг от друга аналитические идеализированные

модели, которые с большой точностью моделируют работу газожидкостных подъемников в оптимальном режиме. Их адекватность взаимоподтверждается совпадающими результатами расчетов расходных характеристик установок для одних и тех моделируемых условий. Каждая из этих моделей была получена с применением методик отличных друг от друга.

Уравнение баланса энергии движения скоростных напоров потоков (первая математическая модель)

Рассмотрим расчетную схему типового эрлифта для транспортировки воды, рисунок 1. Компрессор 5 сжимает воздух, который по воздухопроводу 4 подается в смеситель 3. При определенных условиях в смесителе образуется водовоздушная смесь и устанавливается давление, значение которого будет меньше давления наружного столба воды. Вследствие разности давлений P_d вода по подводящему трубопроводу 2 поступает в смеситель. Смесь воды с воздухом поднимается по трубопроводу 6 и поступает в воздухоотделитель 7, где происходит разделение воды и воздуха – воздух уходит в атмосферу, а вода - в отводящий трубопровод.

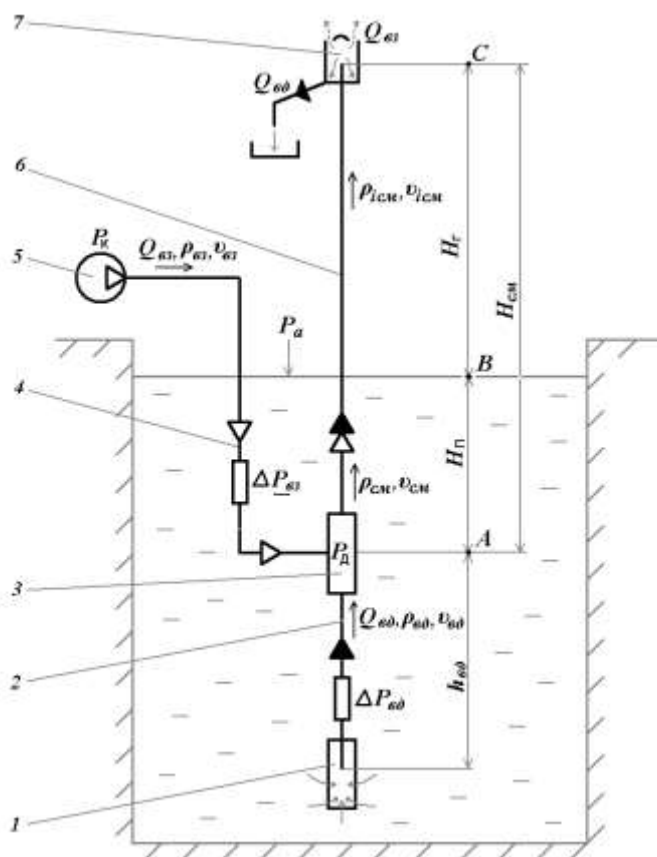


Рисунок 1. Расчетная схема эрлифта:

- 1 – приемник воды; 2 – трубопровод для подачи воды в смеситель; 3 – смеситель;
- 4 – трубопровод подачи сжатого воздуха; 5 – компрессор; 6 – подъемный трубопровод водо-воздушной смеси; 7 – воздухоотделитель; $H_Г$ – глубина погружения смесителя;
- $H_Г$ – высота подъема жидкости; $h_{вод}$ – длина трубопровода воды; $H_{см}$ – длина подъемного трубопровода водовоздушной смеси

В расчетной схеме эрлифта диаметры трубопроводов 2 для подачи воды и подъемного 6 для выдачи водовоздушной смеси на дневную поверхность, приняты одинаковыми.

Основой первой математической модели эрлифтной установки является уравнение баланса энергии движения скоростных напоров потоков (воды, воздуха и водовоздушной смеси) при динамическом давлении P_d в камере смесителя:

$$P_D = \frac{v_{\text{вд.}}^2 \rho_{\text{вд.}}}{2} = \frac{v_{\text{вз.}}^2 \rho_{\text{вз.}} K}{2} = \frac{v_{\text{вд.}} v_{\text{см.}} \rho_{\text{см.}}}{2}; \quad (1)$$

где $P_D = P_{\text{вд.}} - P_{\text{см.}}$ – разность давлений (динамическое давление) в камере смесителя, Па; $P_{\text{вд.}}$ – давление водного столба, Па; $P_{\text{см.}}$ – давление столба смеси в подъемном трубопроводе, Па; $v_{\text{вд.}} = \sqrt{\frac{2P_D}{\rho_{\text{вд.}}}}$ – скорость потока воды в подающем трубопроводе, м/с; $K = \frac{P_{\text{вд.}}}{P_a} + 1$ – коэффициент сжимаемости воздуха; P_a – атмосферное давление, (Па); g – ускорение свободного падения, м/с²; $\rho_{\text{вд.}}, \rho_{\text{вз.}}$ – плотность воды и воздуха, кг/м³; $v_{\text{вз.}} = \sqrt{\frac{2P_D}{\rho_{\text{вз.}} K}}$ – скорость подаваемого сжатого воздуха, м/с; $\rho_{\text{см.}} = nZ\rho_{\text{вд.}}$ – плотность приготовленной смеси, кг/м³; $n = \frac{S_{\text{вд.}}}{S_{\text{вз.}}}$ – отношение площадей сечений трубопроводов воды и воздуха; $Z = \frac{v_{\text{вд.}}}{v_{\text{вз.}}}$ – соотношение скоростей потоков воды и воздуха; $v_{\text{см.}} = \frac{v_{\text{вд.}} \rho_{\text{вд.}}}{\rho_{\text{см.}}}$ – скорость водовоздушной смеси, м/с.

Для нахождения скорости воды и сжатого воздуха определяется динамическое давление в камере смесителя P_D при средней плотности смеси в подъемном трубопроводе

$$\rho_{\text{см. ср.}} = \frac{\rho_{\text{см. max}} + \rho_{\text{см. min}}}{2}.$$

На выходе из камеры смесителя водовоздушная смесь поднимается по подъемному трубопроводу на дневную поверхность. При продвижении смеси сжатый воздух увеличивается в объеме и возрастает скорость потока. Значение скорости водовоздушной смеси можно определить из уравнения неразрывности среды:

$$v_{\text{вд.}} \rho_{\text{вд.}} = v_{\text{см.}} \rho_{\text{см.}}.$$

По уравнению (1) рассчитываются параметры и расходные характеристики проектируемых эрлифтов при заданных условиях работы и производительности установки.

Уравнения динамики потоков эрлифта (вторая математическая модель)

Уравнения основаны на втором законе механики и выражают собой условия равенства кинетических энергий потоков и неразрывности среды. Фактически эти уравнения являются динамической моделью движения потоков эрлифта с учетом изменения напора в трубопроводах.

$$P_D = h_{\text{вд.}} \rho_{\text{вд.}} \frac{dv_{\text{вд.}}}{dt} + \Delta P_{\text{вд.}} = L_{\text{вз.}} \rho_{\text{вз.}} K \frac{dv_{\text{вз.}}}{dt} + \Delta P_{\text{вз.}} = \frac{v_{\text{вд.}} v_{\text{см.}} \rho_{\text{см.}}}{2};$$

$$\left(\frac{\rho_{\text{вд.}}}{\rho_{\text{см.}}} \right)^2 \frac{dv_{\text{вд.}}}{dt} = \frac{dv_{\text{см.}}}{dt} \text{ – ускорение смеси;} \quad (2)$$

$$v_{\text{см.}} = \sqrt{2h_{\text{вд.}} \frac{dv_{\text{см.}}}{dt}} \text{ – скорость смеси в подъёмном трубопроводе,}$$

где $h_{\text{вд.}}$ – длина подающего трубопровода воды, м; $\frac{dv_{\text{вд.}}}{dt}, \frac{dv_{\text{вз.}}}{dt}$ – ускорение потоков воды и воздуха, м/с²; $\Delta P_{\text{вд.}}, \Delta P_{\text{вз.}}$ – потери давления воды и сжатого воздуха при движении потока в трубопроводе, Па; $L_{\text{вз.}}$ – длина трубопровода сжатого воздуха, м;

При оптимальном режиме, при малых скоростях потоков потери напоров в сопротивлениях трубопроводов $\Delta P_{\text{вд.}}, \Delta P_{\text{вз.}}$ будут близки нулю и могут не учитываться. При этом вычисленные по уравнению (2) скорости потоков будут численно равны скоростям

потоков, рассчитанным по уравнению (1). То есть, оба уравнения, полученные преобразованием уравнений основных физических законов, отражают причинно следственную связь возникновения условий движения потоков и сложных гидродинамических явлений эрлифта и, следовательно, являются адекватными математическими моделями.

Преобразование второго закона Ньютона для получения динамической модели газообразных и жидких сред эрлифта

Согласно второго закона Ньютона для поступательного движения твердых тел импульс силы равен изменению количества движения (3) т. е.:

$$\vec{F} dt = d(m\vec{v}); \quad (3)$$

где $\vec{F} dt$ – импульс силы это вектор равный произведению силы на время ее действия; $m\vec{v}$ – количество движения это вектор равный произведению скорости на массу тела.

Если масса постоянна (4), то:

$$\vec{F} = m \frac{d\vec{v}}{dt} = m \vec{a}; \quad (4)$$

где $\vec{F} = \sum_1^i \vec{F}_i$ – сумма векторов сил.

Этот закон гласит, что если результирующая силы не равна нулю, то тело получает ускорение (замедление), величина которого зависит от величины силы. Для механизмов имеющих поступательно движущиеся исполнительные органы применяется метод энергетического баланса, при $m = const$ получают следующее уравнение (5):

$$F - F_c = m \frac{dv}{dt}, \quad (5)$$

где F – движущая сила, Н; F_c – сила сопротивления механизма, Н; m – масса поступательно движущихся элементов системы, кг; $\frac{dv}{dt}$ – ускорение механизма, м/с².

Для того чтобы применить второй закон механики для жидких и газообразных сред эрлифта преобразуем силу F , выразив её через давление P , как отношение силы F на площадь S (6).

$$P = \frac{F}{S}, \quad (6)$$

тогда силу F можно представить (7) как

$$F = SP, \quad (7)$$

Заменим в уравнении (5) силы F и F_c на значения SP и SP_c и представив массу m как некоторый объем SL заполненный жидкостью или газом плотностью ρ получим уравнение (8):

$$SP - SP_c = SL\rho \frac{dv}{dt}. \quad (8)$$

Преобразовав уравнение (8) получим уравнение (9) описывающее движение потока имеющего плотность ρ , который движется под действием разности давлений P_d в трубопроводе длиной L , с площадью сквозного сечения S .

$$P_d = L\rho \frac{dv}{dt} + P_c. \quad (9)$$

где P_d – динамическое давление (разность давлений в камере смесителя), Па; P_c – потери давления на сопротивлениях трубопровода, Па; $\frac{dv}{dt}$ – ускорение потоков под действием разности давлений в трубопроводе, м/с².

Коэффициент полезного действия эрлифтов

Известны несколько типов эрлифтов различающихся по своему конструктивному исполнению и осуществляющих транспортирование различного рода жидкостей и некоторый дисперсоид из твердых частиц. Параметром, определяющим эффективность эрлифтной установки, является коэффициент полезного действия. Отметим, что для всех типов вертикальных эрлифтов с различными условиями работы общими исходными данными для определения КПД установок являются: высота подъема смеси, ее масса и работа производимая сжатым воздухом.

В общем виде КПД определяется отношением полезной работы к затраченной работе. Для случая эрлифтной установки полезной будет работа сил тяжести жидкости при подъеме на высоту H_r (рисунок 1), а затраченной работой является работа сжатого воздуха при его расширении.

$$\eta_s = \frac{A_{тж.} K}{A_{вз.} Q_{вз.}}, \quad (10)$$

где $A_{тж.}$ – работа сил тяжести жидкости; $A_{вз.}$ – работа 1 м³ сжатого воздуха, совершаемая при его расширении; K – коэффициент сжимаемости воздуха; $Q_{вз.}$ – расход свободного воздуха, м³.

Работа сил тяжести жидкости массой m , равна

$$A_{тж.} \approx |-mgH_r|.$$

Рассмотрим работу газа при его расширении.

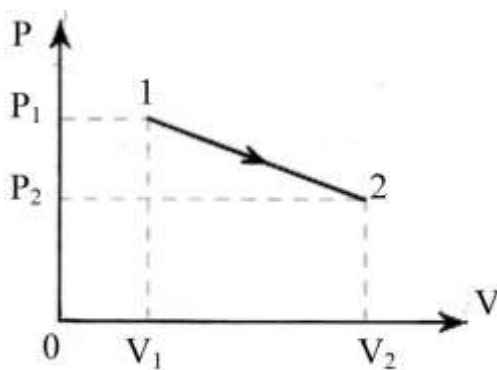


Рисунок 2. Зависимость давления от объема

Работа численно равна площади под графиком расширения воздуха (рисунок 2):

$$A_{вз.} = \frac{1}{2}(P_1 + P_2)(V_2 - V_1), \quad (11)$$

где P_1 – давление создаваемое компрессором; V_1 – объем сжатого воздуха (м³); P_2 – атмосферное давление; V_2 – объем свободного воздуха (м³).

Если коэффициент сжимаемости воздуха $K = \frac{V_2}{V_1} = \frac{P_1}{P_2}$, то P_2 , P_1 , V_1 , V_2 можно представить в следующем виде:

$P_2 = P_a$ (атм.) = $1 \cdot 10^5$ (Па) - атмосферное давление;

$P_1 = K \cdot P_2 = K \cdot P_a = K \cdot 1 \cdot 10^5$ (Па) - давление воздуха на выходе компрессора;

$V_1 = 1$ (м³) - метр кубический сжатого воздуха;

$V_2 = K$ (м³) - объем воздуха после расширения, численно равен коэффициенту расширения.

Подставим величины в уравнение (4). После преобразования получим уравнение работы при расширении 1 м³ сжатого воздуха до свободного состояния при атмосферном давлении:

$$A_{\text{эз.}} = \frac{1}{2}(P_1 + P_2)(V_2 - V_1) = \frac{1}{2} \cdot 1 \cdot 10^5 (K + 1)(K - 1) = \frac{1}{2}(K^2 - 1) \cdot 10^5$$

Вывод: при проектировании эрлифта по данной методике отпадает необходимость исследований его производительности при высоких скоростях потоков воды, воздуха и водовоздушной смеси. Аналитическим способом определяются и выбираются наиболее подходящие скоростные режимы работы. При правильно выбранных параметрах установки и малых скоростях потоков эрлифт близок к идеальной модели, где $\Delta P_{\text{вд.}}$, $\Delta P_{\text{эз.}}$ минимальны и могут не учитываться.

На основе уравнений (1), (2), (10) разработаны программа и способ управления и регулирования скоростей всех потоков эрлифта. Полученная методика не использует эмпирические зависимости и может быть применена для расчета технических параметров эрлифта для различных условий: от транспортировки воды с некоторым дисперсоидом твердых тел до различных химических жидкостей, применяемых в промышленности. При этом планируемая производительность установки обусловлена выбором оптимального режима работы с определением необходимого для этого P_d и выбором проходного диаметра подающего жидкость трубопровода. Проверочные расчеты показали соответствие теоретических расчетов и реальных значений расходных характеристик установок, работающих в оптимальных режимах.

Уравнения динамики потоков эрлифта (2) отражают динамические процессы движения потоков установки. По динамическому давлению P_d и уменьшению напора потоков $\Delta P_{\text{вд.}}$, $\Delta P_{\text{эз.}}$ на сопротивлениях в трубопроводах определяется среднее значение ускорения потоков и время переходных процессов, решаются и многие другие практические задачи, связанные с движением двухфазных сред.

Библиографический список

1. Яворский Б. М. Справочное руководство по физике / Б. М. Яворский, Ю. А. Селезнев. – М.: Наука, Главная редакция физико-математической литературы, 1984.
2. Александров В. И. Математические модели потоков в эрлифтных установках / В. И. Александров, В. В. Габов, В. П. Хозяинов // Горное оборудование и электромеханика. – 2013. – № 9. – С. 37-40.

УДК 622.276.55 (470.13)

Многофакторная нелинейная статистическая модель интерпретации результатов и прогнозирования добычи нефти при термошахтном способе разработки

Чупров И. Ф., Хозяинова М. С.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, РК, РФ

При разработке нефтяных месторождений с применением тепловых методов воздействия одним из основных факторов, влияющих на нефтеотдачу пласта, является температура. С повышением температуры снижается вязкость, улучшаются фильтрационные свойства нефти, интенсивно проявляются факторы гравитационного дренирования, капиллярного и гидродинамического вытеснения. Характер изменения температуры пласта

будет определяться параметрами и объемом закачки теплоносителя, темпом отбора жидкости, количеством и расположением нагнетательных и добывающих скважин, приходящихся на единицу площади, физико-геологическими характеристиками пласта и т. д.

Результирующей характеристикой проводимых мероприятий по тепловому воздействию является нефтеотдача как отдельных объектов, так и месторождения в целом. Коэффициент нефтеотдачи зависит от большого числа факторов и носит стохастический характер. Это связано с переплетением и взаимовлиянием факторов, влияющих на объем нефтедобычи.

В связи со сложностью исследований аналитическими методами наиболее простыми и надежными являются методы корреляционно-регрессивного анализа. Экстраполяция полученной по фактическим данным позволяет достаточной точностью прогнозировать добычу нефти на последующий период.

В данной работе построена многофакторная нелинейная модель интерпретации результатов и прогнозирования добычи нефти на Ярегском месторождении на основе статистических данных [1]. Ранее автором на основе этой статистики построена и исследована линейная модель [2].

Основными показателями считаются [3]:

1) Q_{II} – количество закачанного пара, что отражает количество тепла, введенного в пласт и, следовательно, характеризует температуру пласта;

2) N_H, N_D – число действующих нагнетательных и добывающих скважин. Они характеризуют степень охвата пласта нагнетательными и добывающими скважинами, т. е. степень дренирования пласта;

3) S – площадь пласта, находящаяся в тепловой обработке. Она характеризует запасы нефти, подвергнутые термическому воздействию.

Будем считать, что количество добытой нефти Q_H зависит от перечисленных выше четырех факторов (хотя, конечно, существуют и другие). В такой постановке получается задача *регрессионного анализа в пятимерном пространстве*.

Функциональную связь между факторными признаками Q_{II}, N_H, N_D, S и результирующим признаком Q_H будем искать в виде полинома второй степени, который с достаточной для практики точностью аппроксимирует «истинную» функцию в некоторой области изменения переменных, ограниченных плановыми, экономическими, технологическими причинами.

Рассмотрим *уравнение регрессии* в виде полинома второй степени по всем факторным признакам:

$$Q_H = a_0 + a_1 Q_{II} + a_2 Q_{II}^2 + a_3 N_D + a_4 N_D^2 + a_5 N_H + a_6 N_H^2 + a_7 S + a_8 S^2, \quad (1)$$

где a_0, a_1, \dots, a_8 – коэффициенты уравнения регрессии, определяемые методом наименьших квадратов.

$$\Phi(a_0, a_1, \dots, a_8) = \sum_{i=1}^8 \left(Q_H - (a_0 + a_1 Q_{II} + \dots + a_8 S^2) \right)^2 \rightarrow \min. \quad (2)$$

Для определения a_0, a_1, \dots, a_8 запишем нормальную систему уравнений

$$\frac{\partial \Phi}{\partial a_i} = 0, \quad i = 1, 2, \dots, 8. \quad (3)$$

В [1] приведена статистика показателей термошахтной разработки с 1968 по 1994 годы. Однако для определения коэффициентов уравнения (1) используем данные с

1972 г. (т. е. $n = 23$), поскольку в первые годы проводились экспериментальные работы, а промышленное внедрение технологии было начато в 1972 г. Показатели с 1995 по 2000 год использованы в расчётах как прогнозные и не вошли в систему (3). Система (3) решена с использованием программы MATHCAD 2000 PROFESSIONAL.

Зависимость, полученная в результате обработки данных до начала прогнозирования, имеет вид:

$$Q_H = 132,37 + 1,55Q_{II} - 5,92 \cdot 10^{-4} Q_{II}^2 - 0,16N_D + 2,52 \cdot 10^{-5} N_D^2 - 0,21N_H + 2,16 \cdot 10^{-5} N_H^2 + 0,16 \cdot S - 1,83 \cdot 10^{-5} \cdot S^2. \quad (4)$$

Рассматривая зависимость (4) как функцию четырех переменных, исследуем её на локальный экстремум. Найдём частные производные по всем переменным и приравняем их нулю. Четырёхмерной точкой возможного экстремума является $(1,3 \cdot 10^3; 3,1 \cdot 10^3; 4,9 \cdot 10^3; 4,3 \cdot 10^3)$.

Матрица квадратичной формы второго дифференциала имеет вид:

$$\begin{pmatrix} -11,84 \cdot 10^{-4} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 5,14 \cdot 10^{-5} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 4,32 \cdot 10^{-5} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -3,66 \cdot 10^{-5} \end{pmatrix}.$$

Матрица не является ни положительно, ни отрицательно определённой, т. к. из главных миноров первый, второй и третий отрицательны, а четвёртый – положителен. Тогда, согласно критерию Сильверста, функция (4) не имеет локального экстремума. Этот факт к данной задаче можно интерпретировать так: рассматриваемая модель неплохо отражает реальные факты, но имеются ещё факторы, влияющие на количество добытой нефти.

Насколько точно (4) отражает добычу нефти за расчётный период? Расчёты показали (таблица 1), что за расчётный период формула (4) отражает реальные данные фактически без погрешности.

Таблица 1

Фактические и расчётные результаты

Добыча, тыс. тонн	Годы					
	1976	1980	1984	1990	1992	1994
Фактические значения	282,2	400,8	454,8	526,3	504,6	488,2
Расчётные значения по (4)	281,6	401,0	456,7	525,8	504,8	488,2

За прогнозируемый период появляются погрешности, в некоторые годы превышающие 10 % (таблица 2). При этом средняя погрешность за эти годы составила 7,1 %, что дает основание рекомендовать зависимость (4) для прогноза добычи нефти на обозримый период, пока существенно не изменилась применяемая технология.

Таблица 2 – Прогнозные и расчётные результаты

Добыча, тыс. тонн	Годы					
	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Фактические значения	484,5	487,6	482,1	485	459,3	484
Расчётные значения по (4)	527	547	486	484	505	539
Относительная погрешность, в %	8,8	12,2	0,8	0,2	9,9	11,3

Уравнение регрессии (4) позволяет рассмотреть некоторые вопросы оптимизационного плана. Будем считать переменным количество закачиваемого пара при

других постоянных параметрах (N_H, N_D, S). Коэффициент при Q_{II}^2 отрицателен, поэтому Q_H достигает максимума при $Q_{II} = 1,3 \cdot 10^3$ тыс. тонн. Такое количество закачки было достигнуто в 2000 году, но это уже недостаточно для добычи максимального количества нефти по данной технологии, т. к. изменились другие параметры (N_D, N_H, S). Аналогично решается и вопрос по площади, а, следовательно, и по объёму прогрева пласта. Коэффициенты при N_D^2 и N_H^2 положительны. Следовательно, существует число добывающих и нагнетательных скважин, при которых Q_H принимает наименьшее значение (при неизменных других факторах). По зависимости (4) $N_D = 3100$ шт., $N_H = 3573$ шт. Зависимость (4) рекомендует иметь как можно больше добывающих и нагнетательных скважин.

Однако в условиях реального производства такие требования далеко не всегда могут быть выполнены из-за ограничений технического, технологического, экологического, экономического характера.

Библиографический список

1. Тюнькин Б. А. Опыт подземной разработки нефтяных месторождений и основные направления развития термощахтного способа добычи нефти / Б. А. Тюнькин, Ю. П. Коноплев. – Ухта: Печорнипинефть, 1996. – 160 с.
2. Чупров И. Ф. Статистическая модель для прогнозирования добычи нефти термощахтным методом / И. Ф. Чупров // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 1. – С. 26-27.
3. Коноплев Ю. П. Выбор способа прогнозирования добычи нефти термощахтным методом по уклонам / Ю. П. Коноплев // Нефтяное хозяйство. – 1992. – №2. – С. 18-20.

УДК 622.244.44(031)

Расчет притока жидкости к галерее в полосовой гетерогенной залежи

Шарнов А. И.

*Армавирский механико-технологический институт (филиал)
ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», г. Армавир, РФ*

Одной из основных задач разработки нефтяных пластов с тем или иным типом коллектора является обеспечение при помощи методов подземной гидравлики прогноза поведения во времени показателей разработки: давления, дебита, накопленной добычи.

Отмеченное довольно успешно осуществляется для залежей с пористыми коллекторами ввиду наличия решений соответствующих гидродинамических задач, в том числе, задач линейной фильтрации [1]. Вместе с тем, нельзя считать достаточно исследованными аналогичные задачи для нефтяных месторождений с гетерогенными коллекторами, в частности, коллекторами двойной пористости.

Исходя из изложенного, настоящий доклад посвящен исследованию плоско-параллельной фильтрации в пласте двойной пористости, разрабатываемом прямолинейными галереями, совершенным по характеру и степени вскрытия.

Функции давлений в системах блоков p_1 и трещин p_2 среды описываются системой дифференциальных уравнений вида [2]:

$$\begin{aligned} \frac{\partial^2 \psi_1}{\partial \xi^2} + \alpha(\psi_2 - \psi_1) &= k_0 \omega \frac{\partial \psi_1}{\partial \tau}; \\ \frac{\partial^2 \psi_2}{\partial \xi^2} - \alpha(\psi_2 - \psi_1) &= \frac{\partial \psi_2}{\partial \tau}. \end{aligned} \quad (1)$$

Здесь в целях большей общности введены следующие обозначения:

$$\xi = \frac{x}{l}, \tau = \frac{k_2 t}{\mu \cdot l^2 \cdot \beta_2^*}, \psi_i(\xi, \tau) = \frac{P_0 - p_i(\xi, \tau)}{P_0 - P_c}, \omega = \frac{\beta_1^*}{\beta_2^*}, k_0 = \frac{k_2}{k_1}, \lambda = \frac{\alpha}{k_0},$$

где $p_i(\xi, \tau), P_0, P_c$ – соответственно текущее, начальное пластовое и постоянное забойное давления. Индексы в функциях давления и параметрах пласта относятся соответственно к системам блоков ($i = 1$) и трещин ($i = 2$).

Опубликован ряд работ, в которых решались краевые задачи теории фильтрации при различных допущениях по упрощению системы (1). Так, например, пренебрегая изменением давления по координате расстояния в блоках породы, авторами [3, 4] система (1) заменена системой вида:

$$\begin{aligned} \lambda(\psi_2 - \psi_1) &= \omega \frac{\partial \psi_1}{\partial \tau}; \\ \nabla^2 \psi_2 &= \omega \frac{\partial \psi_1}{\partial \tau} + \frac{\partial \psi_1}{\partial \tau}. \end{aligned} \quad (2)$$

Выявим, каково влияние усечения полной системы уравнений (1) на результаты расчета показателей разработки пластов с двойной пористостью. С этой целью перепишем систему (1) в следующем виде:

$$\begin{aligned} \lambda(\psi_2 - \psi_1) &= \omega \frac{\partial \psi_1}{\partial \tau}; \\ \nabla^2 \psi_2 - \lambda(\psi_2 - \psi_1) &= \frac{\partial \psi_2}{\partial \tau}. \end{aligned} \quad (3)$$

Подставив выражение

$$\psi_1 = \psi_2 + \frac{1}{\lambda} \left(\frac{\partial \psi_2}{\partial \tau} - \nabla^2 \psi_2 \right), \nabla^2 = \frac{\partial^2}{\partial \xi^2}, \quad (4)$$

найденное из первого уравнения системы (3), во второе, получим:

$$\frac{\omega}{\lambda} \cdot \frac{\partial}{\partial \tau} \left(\frac{\partial^2 \psi_2}{\partial \xi^2} - \frac{\partial \psi_2}{\partial \tau} \right) + \frac{\partial^2 \psi_2}{\partial \xi^2} = (1 + \omega) \frac{\partial \psi_2}{\partial \tau}. \quad (5)$$

При $\omega = 0$ уравнение (5) переходит в обычное уравнение пьезопроводности [1].

Подставив выражение (4) во второе уравнение системы (1), получим:

$$\frac{\partial^2}{\partial \xi^2} \left(\frac{k_0 \omega + 1}{\alpha} \cdot \frac{\partial \psi_2}{\partial \tau} + E \psi_2 \right) = \frac{1}{\alpha} \cdot \frac{\partial^4 \psi_2}{\partial \xi^4} + \frac{\partial}{\partial \tau} \left[\frac{\omega}{\lambda} \cdot \frac{\partial \psi_2}{\partial \tau} + (1 + \omega) \psi_2 \right], E = 1 + \frac{1}{k_0}. \quad (6)$$

Пренебрегая в (6) производной выше второго порядка по координате ξ уравнению (6) можно придать вид:

$$\frac{\partial^2}{\partial \xi^2} \left(\frac{k_0 \omega + 1}{\alpha} + E \psi_2 \right) = \frac{\partial}{\partial \tau} \left[\frac{k_0 \omega}{\alpha} \cdot \frac{\partial \psi_2}{\partial \tau} + (1 + \omega) \psi_2 \right]. \quad (7)$$

Как следует из (7) условие $\omega = 0$, являясь необходимым, уже не является достаточным условием для получения из (7) уравнения пьезопроводности для пористой среды. Для этого необходимы еще предельные условия $\alpha = k_0 \rightarrow \infty$.

Для оценки степени точности описания процесса фильтрации жидкости в среде с двойной пористостью уравнений (5), (7) по сравнению с полной системой (1) решим нижепоставленную первую краевую задачу плоско параллельного потока жидкости.

Пусть полосовая залежь, первоначально находящаяся в невозмущенном состоянии под давлением P ограничена двумя параллельными друг другу галереями, совершенными по характеру и степени вскрытия. На одной из галерей с началом отсчета перпендикулярной к ней оси абсцисс удерживается перепад давления $\varphi_0(\tau)$, а на второй, отстоящей от первой на расстоянии l_1 , перепад давления меняется по закону $\varphi_1(\tau)$. Требуется определить изменение давления в любой точке пласта в любой момент времени.

Математически задача сводится к интегрированию соответственно систем (1) и (2) уравнения (7) при следующих начальных и граничных условиях:

$$\psi_i(\xi, 0) = 0; \quad (8)$$

$$\frac{\partial}{\partial \tau} \psi_i(\xi, 0) = 0; \quad (9)$$

$$\psi_i(0, \tau) = \varphi_0(\tau); \quad (10)$$

$$\psi_i(\xi_1, \tau) = \varphi_1(\tau), \xi = \frac{l_1}{l}. \quad (11)$$

Для решения задачи применим к системам и дополнительным условиям конечное интегральное синус-преобразование Фурье:

$$\bar{\psi}_i(n, \tau) = \int_0^{\xi_1} \psi_i(\xi, \tau) \sin(u_n \xi) d\xi, u_n = \frac{n\pi}{\xi_1}, i = 1, 2 \quad (12)$$

и преобразование Лапласа:

$$\bar{\bar{\psi}}_i(n, S) = \int_0^{\infty} \bar{\psi}_i(n, \tau) \cdot \exp(-S\tau) d\tau, i = 1, 2 \quad (13)$$

Преобразования (12), (13) позволяют освободиться в (1) от вторых производных по координате расстояния и от первых производных по координате времени. Тогда решение задачи в трансформантах Фурье и Далласа представится в виде:

$$\bar{\bar{\psi}}_i(n, S) = \frac{u_n}{k_0 \omega} \cdot \frac{[\Phi_0(S) - (-1)^n \Phi(S)](u_n^2 + f_i(S) + \alpha E)}{[S + S_1(n)][S + S_2(n)]}, \quad (14)$$

где

$$\Phi_i(S) = \int_0^{\infty} \varphi_i(\tau) \exp(-S\tau) d\tau, i = 0, 1,$$

$$f_1(S) = S, f_2(S) = k_0 \omega S, f_{1,2}(n) = \delta_1(n) \pm \delta_2(n).$$

$$\delta_1(n) = [(k_0 \omega + 1)u_n^2 + (\omega + 1)\alpha](2k_0 \omega)^{-1}$$

$$\delta_2(n) = [\delta_1^2(n) - u_n^2(u_n^2 + \alpha E)(k_0 \omega)^{-1}]^{1/2}.$$

Осуществляя переход к оригиналу (14) по второй теореме разложения, а затем по формуле обращения Фурье, окончательный вид решения можно получить в нижеследующей форме сходящегося ряда:

$$\begin{aligned} \psi_i(\xi, \tau) = & \frac{1}{k_0 \omega \xi_1} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{u_n \sin(u_n \cdot \xi)}{\delta_2(n)} \int_0^{\tau} [\varphi_0(\tau - \theta) - (-1)^n \varphi_1(\tau - \theta)] \times \\ & \times \sum_{i=1}^2 (-1)^{i+1} \exp[-S_i(n)\theta] \{u_n^2 + f_i[S_i(n)] + \alpha E\} \alpha \theta \end{aligned} \quad (15)$$

Полученная формула (15), являясь точным решением задачи (1) и (8)-(11), описывает процесс понижения давления в произвольных вертикальных сечениях сред с двойной пористостью в любой момент времени их разработки.

Ввиду того, что проводником жидкости к скважине (галерее) является система трещин среды, решения других задач по усеченным системам (2) и (7) целесообразно провести только для функций давления в системе трещин среды.

Применение интегральных преобразований (12), (13) к системе (2), (8)-(12) приводит к следующей трансформанте для функций понижения давления в системе трещин среды:

$$\bar{\bar{\psi}}_i(n, S) = u_n \left(S + \frac{\alpha}{k_0 \omega} \right) \cdot \frac{\Phi_0(S) - (-1)^n \Phi(S)}{[S + A_1(n)][S + A_2(n)]}, \quad (16)$$

где

$$A_{1,2}(n) = a_1(n) \pm a_2(n),$$

$$a_1(n) = \frac{1}{2} \left(u_n^2 + \alpha \frac{\omega + 1}{k_0 \omega} \right), \quad a_2(n) = \left[a_1^2(n) - u_n^2 \cdot \frac{\alpha}{k_0 \omega} \right]^{1/2}.$$

Оригиналом трансформанты (16) является выражение:

$$\begin{aligned} \psi_2(\xi, \tau) = & \frac{1}{\xi} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{u_n}{a_2(n)} \sin(u_n \xi) \int_0^{\tau} [\varphi_0(\tau - \theta) - (-1)^n \varphi_1(\tau - \theta)] \times \\ & \times \left\{ \left(A_2(n) - \frac{\lambda}{\omega} \exp[-A_2(n)\theta] - \left(A_1(n) - \frac{\lambda}{\omega} \right) \exp[-A_1(n)\theta] \right) \right\} d\theta. \end{aligned} \quad (17)$$

Выражение (17), являясь точным решением системы (2) приближенно описывает изменение во времени давления в произвольных вертикальных сечениях системы трещин трещиновато-пористого пласта. Следует отметить, что предложенный здесь способ решения системы (1) более эффективен для проведения численных расчетов по сравнению с [5].

Наконец, решением задачи (7) – (11) является выражение:

$$\begin{aligned} \psi_2(\xi, \tau) = & \frac{k_0 \omega + 1}{k_0 \omega \cdot \xi} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{u_n \sin(u_n \xi)}{b_2(n)} \int_0^{\tau} [\varphi_0(\tau - \theta) - (-1)^n \varphi_1(\tau - \theta)] \times \\ & \times \left\{ \left(B_2(n) - \frac{\alpha E}{k_0 \omega + 1} \exp(-B_2(n)\theta) - \left(B_1(n) - \frac{\alpha E}{k_0 \omega + 1} \right) \exp(-B_1(n)\theta) \right) \right\} d\theta \end{aligned} \quad (18)$$

где

$$B_{1,2}(n) = b_1(n) \mp b_2(n)$$

$$b_1(n) = [(k_0 \omega + 1)u_n^2 + (\omega + 1)\alpha] (2k_0 \omega)^{-1}, \quad b_2(n) = [b_1^2(n) - u_n^2 \omega^{-1} \lambda E]^{1/2}.$$

Анализ полученных решений (15), (17) и (18) проведем для конкретных условий разработки нефтяных месторождений с коллекторами двойной пористости.

Расчет показателей разработки пласта с двойной пористостью при упруго-водонапорном режиме.

Пусть у стенки галереи удерживается постоянное давление P_{ca} на внешней границе пласта / $\xi = 1$ / удерживается давление P_0 равное начальному статическому:

$$\varphi_0 = 1, \quad \varphi_1 = 0 \quad (19)$$

При условиях (19) раскрытие интеграла (15) не представляет особого труда и решение задачи преобразуется к виду:

$$\psi_i(\xi, \tau) = 1 - \xi - k \sum_{n=1}^{\infty} \frac{u_n}{\delta_2(n)} T_i(n; \tau) \sin(u_n \xi), \quad i = 1, 2, \quad (20)$$

где

$$T_1(n; \tau) = \frac{1}{k_0 \omega} \left\{ \left(\frac{u_n^2 + \alpha E}{S_1(n)} - 1 \right) \exp[-S_1(n)\tau] - \left(\frac{u_n^2 + \alpha E}{S_2(n)} - 1 \right) \exp[-S_2(n)\tau] \right\},$$

$$T_2(n; \tau) = \sum_{i=1}^2 (-1)^{i+1} \left(\frac{u_n^2 + \alpha E}{k_0 \omega S_i(n)} - 1 \right) \exp[-S_i(n)\tau]$$

Формулы (17) и (18) при условиях (19) примут вид:

$$\psi_2(\xi, \tau) = 1 - \xi - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{u_n}{a_2(n)} T_3(n; \tau) \sin(u_n \xi) \quad (21)$$

$$\psi_2(\xi, \tau) = 1 - \xi - \frac{k_0 \omega + 1}{k_0 \omega} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{u_n}{b_2(n)} T_4(n; \tau) \sin(u_n \xi) \quad (22)$$

где

$$T_3(n; \tau) = \sum_{i=1}^2 (-1)^i \left(1 - \frac{\lambda}{\omega A_i(n)} \right) \exp[-A_i(n)\tau]$$

$$T_4(n; \tau) = \sum_{i=1}^2 (-1)^i \left(1 - \frac{\alpha E}{(k_0 \omega + 1) B_i(n)} \right) \exp[-B_i(n)\tau]$$

Отметим, что соответствующие решения для пористой среды имеют вид:

$$\psi(\xi, \tau) \equiv \frac{P_0 - p(\xi, \tau)}{P_0 - P_c} = 1 - \xi - \frac{2}{\pi \xi_1} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n} \sin \frac{n\pi \xi}{\xi_1} \exp(-u_n^2 \tau) \quad (23)$$

Согласно формулам (20), (21)-(23) нетрудно выписать формулы расхода жидкости:

$$q_2(\xi, \tau) = -\frac{\partial \psi_2}{\partial \xi}, \quad q_1(\xi, \tau) = -\frac{1}{k_0} \frac{\partial \psi_1}{\partial \xi}, \quad q_i(\xi, \tau) = -\frac{\mu l q_i^*}{k_2(P_0 - P_c)} \quad (24)$$

где q_i^* – текущий расход жидкости через произвольное вертикальное сечение пласта двойной пористости:

$$q_2(\xi, \tau) = \frac{1}{k_0} + \frac{1}{k_0} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{u_n^2}{\delta_2(n)} T_1(n; \tau) \cos u_n \xi \quad (25)$$

$$q_2(\xi, \tau) = 1 + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{u_n^2}{\delta_2(n)} T_2(n; \tau) \cos u_n \xi \quad (26)$$

$$q_2(\xi, \tau) = 1 + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{u_n^2}{a_2(n)} T_3(n; \tau) \cos u_n \xi \quad (27)$$

$$q_2(\xi, \tau) = 1 + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{u_n^2}{\theta_2(n)} T_4(n; \tau) \cos u_n \xi \quad (28)$$

и пористого пласта:

$$q_2(\xi, \tau) = 1 + \frac{\pi^2}{\xi_1^2} \sum_{n=1}^{\infty} \exp(-u_n^2 \tau) \cos u_n \xi \quad (29)$$

Для определения суммарного расхода жидкости из фиксированного сечения пласта

$$Q(\xi, \tau) = \int_0^l q(\xi, \theta) d\theta \quad (30)$$

необходимо в правых частях формул (25) – (29) первое слагаемое умножить на τ , выражение $\exp(-x\tau)$ под знаком суммирования заменить выражением $x^{-1}[1 - \exp(-x\tau)]$.

Расчет показателей разработки пласта с двойной пористостью на режиме истощения.

Предположим, что пласт обладает непроницаемой внешней границей, а у стенки прямолинейной галереи ($\xi=0$) давление меняется по закону (10). Отобразив зеркально указанную среду относительно непроницаемой внешней границы, можно вновь вернуться к решению задачи, рассмотренной в начале доклада, заменой условия (11) условием вида:

$$\psi_i(\xi_0, \tau) = \varphi_0(\tau) \quad \xi_0 = 2\xi_1 \quad (31)$$

При этом точное решение задачи (1), (8) – (10), (31) можно получить из (15) в следующем виде:

$$\psi_i(\xi, \tau) = \frac{2}{k_0 \omega \xi_0} \sum_{m=0}^{\infty} \frac{u_m}{\delta_2(m)} \sin u_m \xi \cdot \int_0^{\tau} \varphi_0(\tau - \theta) \times \sum_{i=2}^2 (-1)^{i+1} M_i i(m) \exp[-S_i(m)\theta] S_i^{-1}(m) d\theta \quad (32)$$

где

$$M_{i,i}(m) = u_m^2 + \alpha E + f_i[-S_i(m)], u_m = \frac{2m+1}{\xi_0} \bar{k}.$$

Пользуясь формулой 1,442 (1) из [6], для случая разработки пласта с двойной пористостью на режиме истощения при заданном постоянном давлении у галереи ($\varphi_0 = 1$) из (32) нетрудно получить следующую расчетную формулу:

$$\psi_i(\xi, \tau) = 1 + \frac{2}{k_0 \omega \xi_0} \sum_{m=0}^{\infty} \frac{u_m}{\delta_2(m)} \sin u_m \xi \times \sum_{i=2}^2 (-1)^i \frac{M_{i,i}(m)}{S_i(m)} \exp[-S_i(m)], \quad i = 1, 2 \quad (33)$$

Как вытекает из постановки задачи и формулы (33) распределение понижения давления стремится к стационарному при $\tau \rightarrow \infty$, так как ряды, входящие в правые части (33), содержащие экспоненты, стремятся к нулю.

Из формулы (33') можно выписать нижеследующие расчетные формулы для текущего и наращенного расходов жидкости через произвольное сечение пласта в любой момент времени разработки:

$$q_i(\xi, \tau) = \frac{2k_0^{i-3}}{\omega \xi_0} \sum_{m=0}^{\infty} \frac{u_m^2}{\delta_2(m)} \cos u_m \xi \times \sum_{i=2}^2 (-1)^{i+1} \frac{M_{i,i}(m)}{S_i(m)} \exp[-S_i(m)\tau], \quad i = 1, 2, \quad (34)$$

$$Q_i(\xi, \tau) = \frac{2k_0^{i-3}}{\omega \xi_0} \sum_{m=0}^{\infty} \frac{u_m^2}{\delta_2(m)} \cos u_m \xi \times \sum_{i=2}^2 (-1)^i \frac{M_{i,i}(m)}{S_i^2(m)} \{1 - \exp[-S_i(m)\tau]\} \quad (35)$$

По полученным в работе формулам понижения давления, текущего и суммарного расхода жидкости при упруго-водонапорном режиме произведены расчеты на ЭВМ.

Из анализа расчетов следует, что для стабилизации давления на всех вертикальных сечениях пласта с двойной пористостью потребуется значительно больше времени, чем в пористой среде. Причиной этому является тот факт, что помимо стабилизации давления в системе высокопроницаемых трещин происходит также стабилизация давления в системе низкопроницаемых блоков среды. Причем начало стабилизации давления в системе блоков зависит в основном от величины отношения проницаемостей трещин и блоков k_0 . Усеченность системы уравнений и величина отношения проницаемостей трещин и блоков существенно влияет на изменение давления в блоках среды, а в ранний период разработки сильно отражается и в системе трещин среды. С ростом времени разработки погрешность усеченной системы становится незначительной, менее 2%. Усеченность системы, величина k_0 существенно влияет и на изменение дебита галереи.

Библиографический список

1. Басниев К. С. Подземная гидравлика: учебник для вузов / К. С. Басниев, А. М. Власов, И. Н. Кочина, В. М. Максимов. – М.: Недра, 1986. – 393 с.
2. Баренблатт Г. И. Об основных представлениях теории фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах / Г. И. Баренблатт, Ю. П. Желтов, И. Н. Кочина // ПММ. – 1960. – Т. 24. – Вып. 5. – С. 852-864.
3. Авакян Э. А. Некоторые приближенные решения задач фильтрации в трещиновато-пористой среде / Э. А. Авакян // Изв. АН СССР. МЖГ. – 1967. – № 4. – С. 103-113.
4. Багир-заде С. Н. Приток однородной жидкости к галерее в трещиновато-пористом пласте / С. Н. Багир-заде // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1972. – № 7. – С. 22-25.
5. Шарнов А. И. Применение интегральных преобразований к построению точных решений задач фильтрации в трещиновато-пористых средах / А. И. Шарнов // Математический анализ: сборник научных трудов. – Грозный: ЧИГУ, 1984. – С. 100-102.
6. Градштейн И. С. Таблицы интегралов, сумм, рядов и произведений / И. С. Градштейн, И. М. Рыжик. – М.: Физматгиз, 1963. – 1100 с.

Компьютерная программа для автоматизации расчета параметров гидродинамического воздействия на пластИбадуллаев К. Т., Купавых К. С. (Kupavykh_KS@pers.spmi.ru)Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, РФ

Актуальной проблемой совершенствования технологии освоения и ремонта скважин в условиях залегания низкопродуктивных пластов является гидродинамическое воздействие на пласт совместно с кислотной обработкой [1]. Принципиальная схема данной операции приведена на рисунке 1. При многократном повторении гидроударов в сочетании с закачкой кислотного раствора, постепенно растет глубина и раскрытость трещин, что приводит более глубокому проникновению кислотного раствора в слабопроницаемый пласт. Стоит отметить, что проникновение кислотного раствора увеличивается при добавлении в состав добавок-замедлителей и по мере роста амплитуды пульсаций и кратности их осуществления [1]. Уникальность предлагаемой технологии заключается в том, что ПЗП подвергаются сериям коротких ударов, при которых жидкость не успевает фильтроваться в появляющиеся трещины и увеличивать их размеры, вместо приложения высокого давления. Короткие удары ведут к развитию близлежащих трещин, выкрашиванию горной породы, появлению каверны вокруг призабойной зоны и росту ее эффективного радиуса.

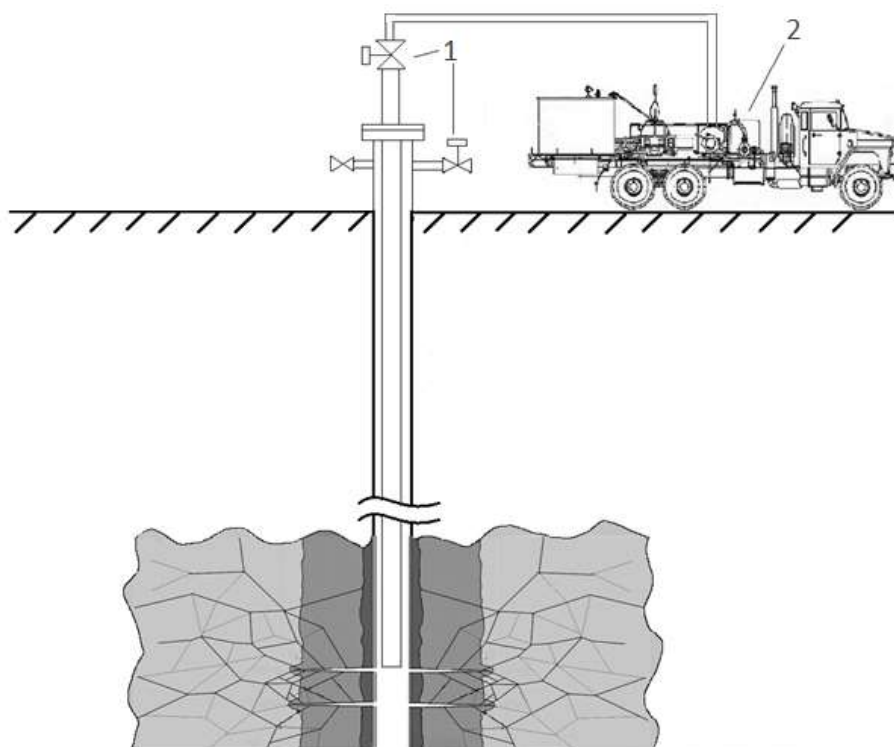


Рисунок 1. Схема гидродинамического воздействия на пласт [5, 6, 7]:

1 – задвижки с пневмоприводом; 2 – АНЦ-320

Колебательное движение массы скважинной жидкости и размыв ПЗП происходит одновременно с периодическими гидроударами. Для приведения массы скважинной жидкости в резонансное колебательное движение, с помощью устьевого оборудования попеременно осуществляют долив жидкости в скважину и ее излив с частотой, равной собственным колебаниям этой массы [1]. При колебаниях давления, когда кольматанты меньше зажаты породой, они легко отсоединяются от стенок поровых каналов и трещин.

Превосходство метода возвратно-поступательного движения скважинной жидкости над другими гидродинамическими способами обработки заключается в использовании инерции скважинной жидкости. Резкое приложение давления при доливе жидкости и

возрастание скорости движения приложенным давлением уплотненной массы ведет к сжатию нижележащих слоев, приведению их в движение, а, значит, и к увеличению движущейся массы, создающей перепад давления при достижении забоя, существенно превышающий устьевый. Раскачка массы скважинной жидкости способствует глубокому проникновению волны движения в пласт, размыву породы и эффективному извлечению кольматантов [3].

Основные вычисления для получения зависимости перепада давления на забое от частоты импульсов на устье базируются на системе уравнений Сен-Венана.

Уравнения Сен-Венана (импульсов и неразрывности) образуют гиперболическую систему второго порядка:

$$\begin{aligned} \frac{\partial u}{\partial t} + u \frac{\partial u}{\partial x} + c^2 \frac{\partial \omega}{\partial x} &= 0, \\ \frac{\partial \omega}{\partial t} + u \frac{\partial \omega}{\partial x} + \frac{\partial u}{\partial x} &= 0, \end{aligned} \quad (1)$$

где $u = u(x, t)$, $0 < x < L$, $t \in T$;

t – множество значений времени;

$d\omega = d \cdot \ln A$ – «упругая энтальпия»;

$$c = \sqrt{\frac{K}{\rho}}$$

– скорость распространения слабой ударной волны по системе жидкость-трубопровод.

Линеаризация системы описана в известных источниках и составляет основу теории Аллиев-Жуковского в теории удара. Пусть $z = u, \omega$. Тогда линеаризованная система (1) приводится к уравнению колебаний струны:

$$\frac{\partial^2 z}{\partial t^2} = c^2 \frac{\partial^2 z}{\partial x^2}, \quad (2)$$

с аperiodическими или периодическими предельными условиями. В первом случае множество $T = (t: 0 < t < \infty)$, во втором случае $T = (t: -\infty < t < \infty)$. Предельные линейные задачи для линейного уравнения колебаний не представляют интереса. В тоже время, наибольшее количество иллюстративных примеров известно именно для линеаризованной предельной задачи.

Рассмотрим диффеоморфизмы (гладкие точечные преобразования) уравнений Сен-Венана. Первый диффеоморфизм:

$$u, \omega \rightarrow u, x; u = u(t, \omega), x = x(t, \omega), \frac{\partial(u, \omega)}{\partial(u, x)} = \frac{\partial \omega}{\partial x} \neq 0, \frac{\partial(x, t)}{\partial(t, \omega)} = -\frac{\partial \omega}{\partial x} \neq 0$$

Полулагранжев диффеоморфизм введен С.А. Христиановичем в задаче о неустановившемся движении воды со свободной поверхностью и в газовой динамике.

Тогда система уравнений Сен-Венана принимает вид:

$$\begin{aligned} u_t - \frac{x_t}{x_\omega} u_\omega + u \frac{u_\omega}{x_\omega} + \frac{c^2}{x_\omega} &= 0, \\ x_t - u - u_\omega &= 0. \end{aligned} \quad (3)$$

Второй диффеоморфизм:

$$u, \omega \rightarrow t, x; \left| \frac{\partial(u, \omega)}{\partial(u, x)} \right| \in (0, \infty)$$

Тогда исходная система уравнений (1) приводится к системе линейных уравнений:

$$\begin{aligned} \frac{\partial x}{\partial \omega} - u \frac{\partial t}{\partial \omega} + c^2 \frac{\partial t}{\partial u} &= 0, \\ \frac{\partial x}{\partial u} - u \frac{\partial t}{\partial u} + \frac{\partial t}{\partial \omega} &= 0, \end{aligned} \quad (4)$$

Предельные условия Коши для системы (4.2):

$$u(x,0) = \left(\frac{\partial u}{\partial n} \right)_{t=0} = 0,$$

$$\left(\frac{\partial u}{\partial x} \right)_{x=0} + \frac{\partial \varepsilon}{\partial t} = u(L, t) = 0, \quad (5)$$

где $\varepsilon = \frac{p(O, t)}{\rho c^2}$.

Перейдем к решению предельной задачи Коши. Для случая равномерного движения

$$u_t = 0, \quad \frac{\partial(u, \omega)}{\partial(t, \omega)} = 0$$

волны по НКТ общее решение при условии (возмущения с одной и той же упругой энтальпией распространяются с постоянной скоростью) имеет вид:

$$x = (u \pm c)t + f(\omega), \quad (6)$$

где $f(\omega)$ – произвольный диффеоморфизм (однозначное дифференцируемое отображение).

$$f(\omega) = \pm \frac{c\omega}{\dot{\varepsilon}} = 0$$

Пусть $x = 0$, тогда из предельного условия следует: и, в силу (6) будем иметь:

$$x = (u \pm c)t \pm \frac{c\omega}{\dot{\varepsilon}}. \quad (7)$$

Пусть $x = L$, тогда $u = 0$. В силу (11),

$$\omega = \frac{d\varepsilon}{dt}(T - t), \quad (8)$$

где $T = L/c$. Значит, для давления на забое скважины $p(L, t)$ получается:

$$p(L, t) = K\omega = K \frac{d\varepsilon}{dt}(T - t) \quad (9)$$

$$\varepsilon(t) = E \left| \sin \frac{2n\pi t}{T} \right| = \left\{ \begin{array}{l} E \sin \frac{2n\pi t}{T}, \quad 0 < t < \frac{T}{2n}, \\ -E \sin \frac{2n\pi t}{T}, \quad \frac{T}{2n} < t < \frac{T}{n} \end{array} \right\} \text{ и т. д.,}$$

Например, пусть

где E – амплитуда колебания давления на поверхности флюида. В силу (9), величина давления на забое скважины меняется следующим образом:

$$p(L, t) = \left\{ \begin{array}{l} 2n\pi EK(1 - \tau) \cos 2n\pi t, \quad 0 < t < \frac{T}{2n}, \\ -2n\pi EK(1 - \tau) \cos 2n\pi t, \quad \frac{T}{2n} < t < \frac{T}{n} \end{array} \right\}, \quad (10)$$

Тогда перепад давления на забое в зависимости от частоты прилагаемых импульсов на устье составит:

$$\Delta p = \pm 4n\pi EK \frac{2n-1}{2n} = 2\pi \cdot p_0(2n-1) \quad (11)$$

Далее, для вычисления зависимости перепада давления на забое от реологических свойств жидкости, была рассмотрена модель вязкой жидкости. Модель вязкой жидкости можно представить в виде модели Томсона-Тэта или модели Максвелла.

1. Модель Томсона-Тэта:

$$\tau = \tau_s + \tau_f = G \cdot \alpha + \eta \cdot \frac{d\alpha}{dt} \quad (12)$$

где τ – деформация; G – коэффициент Пуассона; η – коэффициент динамической вязкости; α – напряжение сдвига.

2. В модели Максвелла деформация упругости рассматривается как слагаемое напряжений сдвига.

$$\dot{\alpha} = \left(\frac{d\alpha}{dt}\right) = \left(\frac{d\alpha}{dt}\right)_s + \left(\frac{d\alpha}{dt}\right)_f = \frac{1}{G} \cdot \frac{d\tau}{dt} + \frac{\tau}{\eta} \quad (13)$$

В нашем случае важно определить условия формирования гидроудара на забое скважины с учетом скорости движения ударной волны от устья скважины и ее связи с вязкоупругими свойствами среды.

Рассмотрим возможности разрыва сплошности вязкой жидкости.

$$\frac{d}{dx} \left(\eta \frac{du}{dx} \right) = 0 \quad (14)$$

где x – координата по длине скважины.

Вязкость жидкости может отличаться по длине скважины:

$$\begin{aligned} x < l, \quad \eta = \eta_1 & \quad \eta_1 \gg \eta_2 \\ x > l, \quad \eta = \eta_2 \end{aligned}$$

l – расстояние от забоя скважины до границы жидкостей разной вязкости.

Определим связь скорости движения жидкости и ее вязкости:

$$\frac{du}{dx} = \frac{C_1}{\eta}, \quad x = 0, \quad u = u_0,$$

где C_1 – коэффициент изменения давления по глубине скважины (Па).

Скорость движения жидкости определяется начальной скоростью, задаваемой на устье скважины, и является функцией вязкости с учетом глубины скважины.

$$u = u_0 + C_1 \int_0^x \frac{dx}{\eta(x)} \quad (15)$$

Движение скважинной жидкости относительно мгновенного положения ударной волны определяется следующим образом:

$$\begin{aligned} u = u_0 + \frac{C_1 x}{\eta_1}, \quad x < l; \\ u = u_0 + \frac{C_1 l}{\eta_1} + \frac{C_1 (x-l)}{\eta_2}, \quad x > l \end{aligned} \quad (16)$$

При достижении забоя скважины:

$$\begin{aligned} x = L, \quad u = 0 \\ u_0 + \frac{C_1 l}{\eta_1} + \frac{C_1 (L-l)}{\eta_2} = 0. \end{aligned}$$

Отсюда:

$$C_1 = - \frac{u_0}{\frac{l}{\eta_1} + \frac{L-l}{\eta_2}} \quad (17)$$

Подставим 17 в уравнение 16, будем иметь скорость движения жидкости в скважине:

$$u = u_0 - \frac{u_0 l}{\eta_1 \left(\frac{l}{\eta_1} + \frac{L-l}{\eta_2} \right)} - \frac{(x-l)u_0}{\left(\frac{l}{\eta_1} + \frac{L-l}{\eta_2} \right) \eta_2} \quad (18)$$

Перепад давления, создаваемый на забое скважине, по формуле Жуковского определяется изменением скорости движения жидкости:

$$\Delta p = \rho \cdot c \cdot \Delta u, \quad (19)$$

где ρ – плотность жидкости; c – скорость ударной волны.

Изменение скорости движения жидкости при достижении ударной волной забоя скважины:

$$\Delta u = \frac{(L-l)u_0}{\eta_2 \left(\frac{l}{\eta_1} + \frac{L-l}{\eta_2} \right)}, \quad (20)$$

где $u_0 = \sqrt{\frac{2P}{\rho}}$

Тогда уравнение 19 примет вид:
$$\Delta P = \rho \cdot c \cdot \frac{(L-l) \sqrt{\frac{2P}{\rho}}}{\eta_2 \left(\frac{l}{\eta_1} + \frac{L-l}{\eta_2} \right)}. \quad (21)$$

Первоначально, применение табличного процессора MS Excel способствовало автоматизации расчета параметров предложенной технологической схемы. Однако, несмотря на все широкие возможности MS Excel, он не является наиболее удобным способом математического моделирования перепада давления в ПЗП в зависимости от частоты импульсов и создаваемого давления на устье скважины и математического моделирования взаимосвязи перепада давления на забое от количества рабочей жидкости и ее динамической вязкости, что в совокупности представляют основные задачи в рассматриваемой технологической схеме гидродинамической обработки пласта при освоении и ремонте скважин. Так что была поставлена цель: написания специальной компьютерной программы для автоматизации расчета параметров, необходимых для моделирования гидродинамического воздействия на пласт с кислотной обработкой.

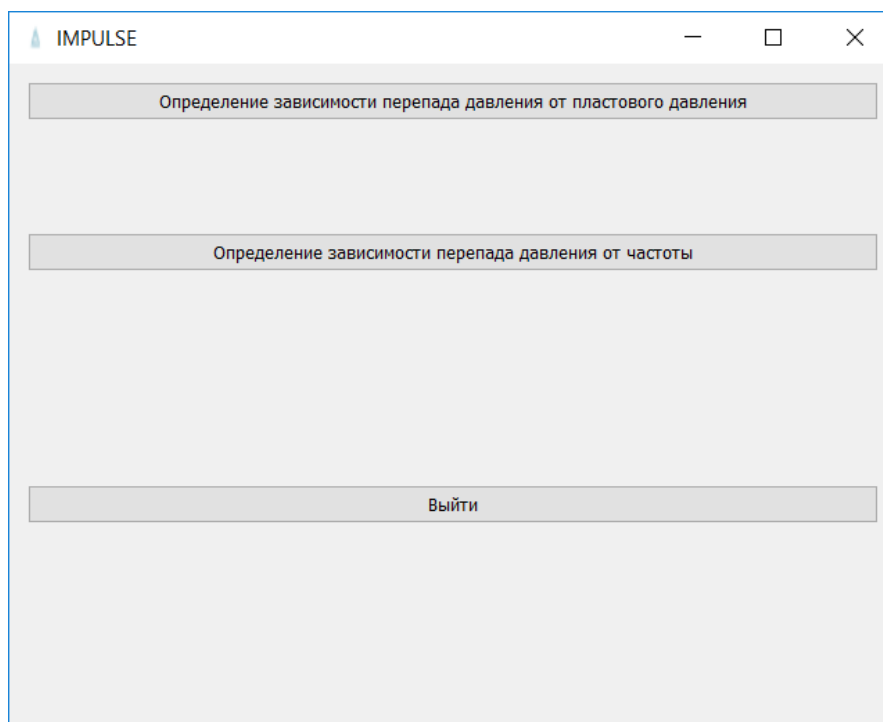


Рисунок 2.1. Интерфейс программы. Окно выбора расчета параметров

Для написания программы были использованы Python 3.7 и PyQt 5. Python 3.7 – современный и широко распространенный язык программирования, применяемый для решения различного рода вычислительных задач, требующих хорошей графической части [4]. Несомненным достоинством данного языка программирования является то, что интерпретатор Python реализован практически на всех платформах и операционных системах. Следующая немаловажная черта - расширяемость языка. Для создания программы был разработан алгоритм построения кривых перепада давления от частоты импульсов и создаваемого давления на устье скважины и кривых перепада давления на забое от количества рабочей жидкости и ее динамической вязкости.

В программе учитываются: прикладываемое начальное давление на устье, динамическая вязкость рабочей скважинной жидкости, динамическая вязкость воды, расстояние от забоя скважины до границы жидкостей разной вязкости, плотность жидкости, глубина скважины, частота прикладываемых импульсов. Программа может применяться в научно-исследовательских и проектных организациях нефтегазодобывающего профиля с целью повышения эффективности использования расчётных методов при решении практических задач отрасли.

В программе реализованы:

1. Расчет перепада давления в ПЗП в зависимости от частоты импульсов и создаваемого давления на устье скважины (рисунок 2.2);
2. Расчёт взаимосвязи перепада давления на забое от количества рабочей жидкости и ее динамической вязкости (рисунок 2.3);
3. Построение графических изображений перепада давления от частоты импульсов и создаваемого давления на устье скважины (рисунок 2.4) и кривых перепада давления на забое от количества рабочей жидкости и ее динамической вязкости (рисунок 2.5).
4. Сохранение полученных графических изображений.

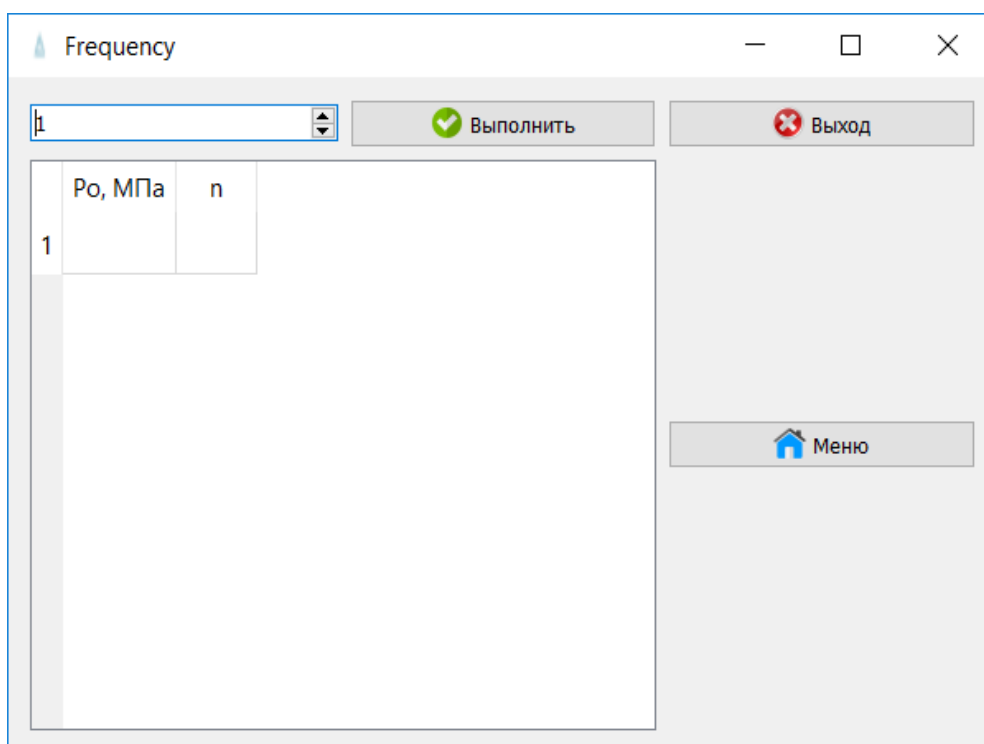


Рисунок 2.2. Окно ввода данных для расчета перепада давления в ПЗП в зависимости от частоты импульсов и создаваемого давления на устье скважины

Программа занимает всего 47 мегабайт, не требует предварительной установки, нужно лишь наличие пакета MS Visual Studio 2015+, широко распространенного на ОС Windows (64 битной).

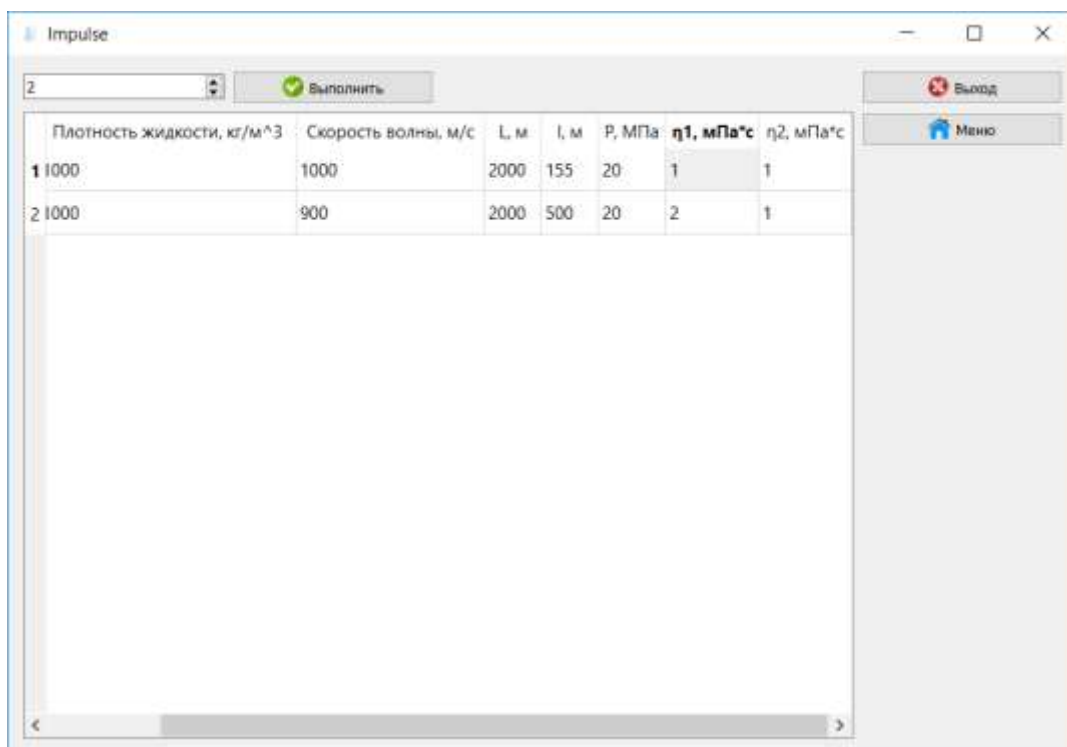


Рисунок 2.3. Окно ввода данных для расчёта взаимосвязи перепада давления на забое от количества рабочей жидкости и ее динамической вязкости

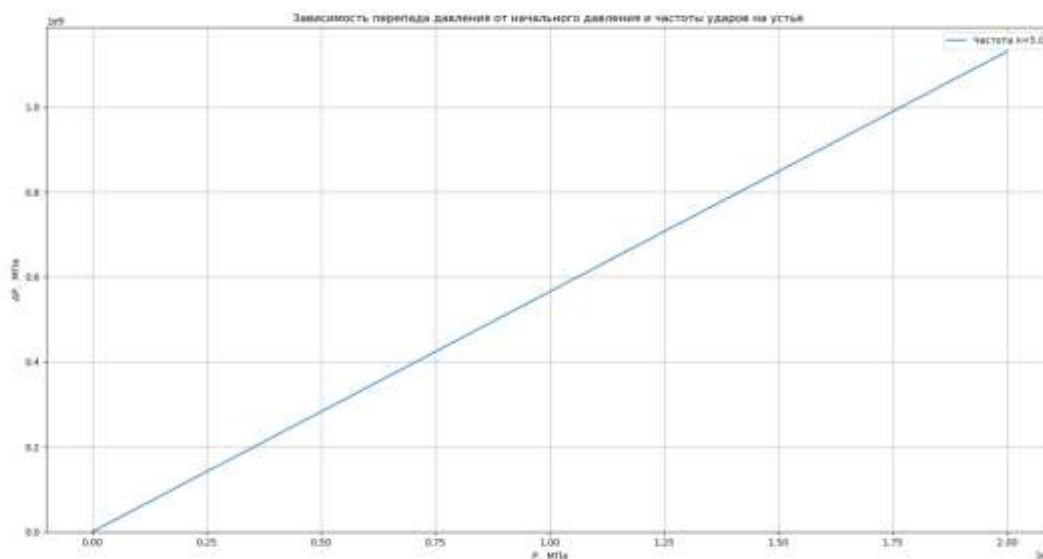


Рисунок 2.4. Окно вывода графических изображений перепада давления от частоты импульсов и создаваемого давления на устье скважины

Разработанная программа выполнила поставленные задачи, а именно был решен вопрос автоматизации расчета параметров, необходимых для моделирования гидродинамического воздействия на пласт с кислотной обработкой. В данный момент программа проходит процесс патентования.

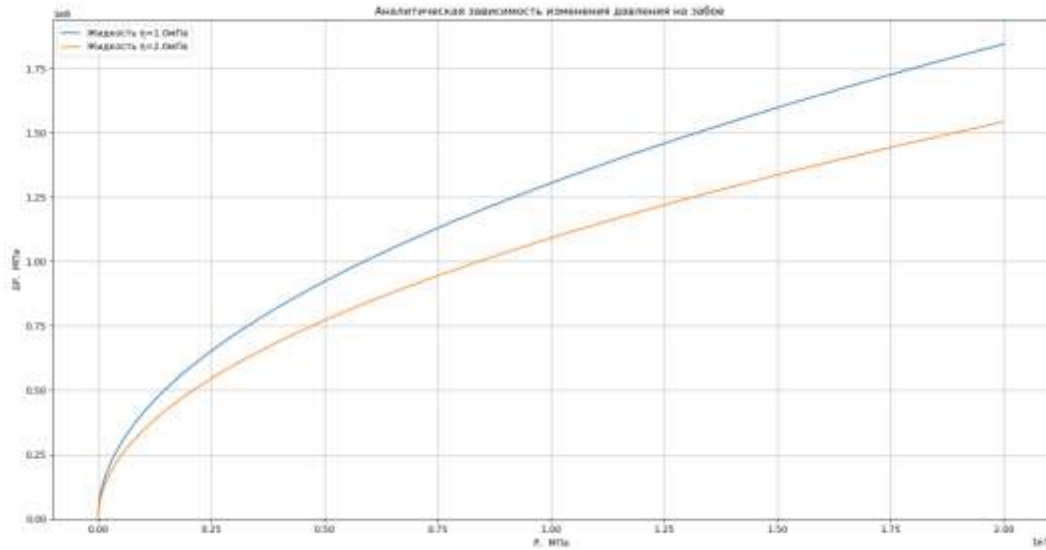


Рисунок 2.5. Окно вывода кривых перепада давления на забое от количества рабочей жидкости и ее динамической вязкости

Библиографический список

1. Амиян В. А. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов / В. А. Амиян, Н. П. Васильева. – М.: Недра, 1972. – 306 с.
2. Пат. 2520115 Российская Федерация, E21B43/25 Способ обработки призабойной зоны скважины / К. С. Купавых, А. В. Шипулин; опубл. 20.06.2014.
3. Пат. 2522327 Российская Федерация, E21B43/25 Способ обработки призабойной зоны скважины / К. С. Купавых, А. В. Шипулин; опубл. 10.07.2014.
4. Лысенко В. Д. Эффективность закачки химического реагента Полисил-ДФ в добывающие скважины / В. Д. Лысенко // Нефтепромысловое дело. – 2003. – № 11. – С. 22-25.
5. Максвелл Дж. К. Материя и движение / Дж. К. Максвелл. – М.-Ижевск: РХД, 2001. – 178 с.
6. Муслимов Р. Х. Комплекс технологий обработки призабойной и удаленной зон карбонатных пластов / Р. Х. Муслимов, Г. А. Орлов, М. Х. Мусабириков // Нефтяное хозяйство. – 1995. – № 3. – С. 47-49.

АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

А

Агинея Р. В., 162
Адыгезалова М. Б., 221
Аюпова Е. Н., 86

Б

Байбекова Л. Р., 124, 207
Барашкин Р. Л., 262
Бегинин С. В., 116
Белкина В. А., 103
Бердник М. М., 118
Богданов Б. П., 38
Бойко А. И., 116
Борисов С. Н., 171
Бредников М. В., 116
Будзуляк Б. В., 12
Бурова Г. И., 124, 207
Быкова О. Г., 66

В

Вавилов С. А., 36
Вельтистова О. М., 237
Веселова О. А., 71
Вишератина Н. П., 59
Вишневская Н. С., 131, 144
Волкова А. В., 128
Волкова И. И., 144, 212

Г

Габова М. Н., 168
Гильманова Н. В., 101
Глухов А. А., 131
Грунис Е. Б., 27

Д

Данилова И. М., 171
Дементеев М. В., 68
Дорогобед А. Н., 253
Дундукова С. А., 92
Дусметова Г. И., 124, 207

Е

Ермакова О. Л., 78

З

Заборовская В. В., 38
Закирова Г. С., 134
Зейналова Г. А., 217
Земенкова М. Ю., 128
Зернова Л. А., 138
Зунтов В. В., 144

И

Ибадуллаев К. Т., 286
Ивлев М. В., 147
Игнатик А. А., 152
Ильясов В. Х., 159

Исмайылов Г. Г., 217, 221

Исмайылова Х. Г., 225

Исупова Е. В., 162

К

Казачек С. В., 168
Калеев Ю. В., 171
Карамов Д. Д., 159
Климова И. В., 241
Кобрунов А. И., 247, 258, 266
Кожевникова П. В., 253
Койнов Е. Г., 199
Колоколова И. В., 75
Коновалов В. И., 176
Копейкин В. А., 52
Коркишко А. Н., 199
Коротков С. В., 75
Кочкина Ю. В., 78
Крапивский Е. И., 128, 134
Кузнецов В. И., 97
Кузнецов Р. О., 78
Кузнецова А. М., 95
Куницына Т. Н., 59
Кунцев В. Е., 258
Купавых К. С., 286

Л

Лачинов А. Н., 159
Лебедева А. Ю., 262, 264
Ленюский А. И., 116
Ломинский Д. О., 266
Лукова С. А., 27
Лютюев А. А., 168
Ляпин А. Ю., 141

М

Мамяшев В. Г., 95, 108
Маракова И. А., 75
Мельников П. Н., 27
Менцель О. В., 171
Минаев Я. Д., 66
Михеев М. М., 141
Мотрюк Е. Н., 237, 247, 258
Мусонов В. В., 138, 210

Н

Назарова М. Н., 193
Недзвецкий М. Ю., 9
Некучаев В. О., 141

О

Обласов Е. Н., 178
Овчарова Т. А., 83
Осипов С. В., 183

П

Паршин М. А., 36
Переплеткин И. А., 97
Петухов А. В., 46
Печенкин А. С., 187
Печерин В. Н., 36
Поголяев С. И., 183
Попова Е. В., 42
Пятибратов П. В., 264

Р

Разов И. О., 199
Рассохин С. Г., 21
Решетникова Е. А., 42
Ростовщиков В. Б., 27, 68, 75

С

Сальников А. В., 152
Сбитнева Я. С., 68
Сейфуллаев Г. Х., 217
Сенин С. В., 42
Серкебаева Б. С., 221
Скворцов М. Б., 27
Скоров Д. С., 264
Смирнов Ю. Г., 241
Смычек М. А., 235
Сочнева И. О., 227
Стаканов Н. Г., 147
Султанбеков Р. Р., 193

Т

Титенков А. С., 101

Тоноян С. С., 103

У

Уржумов В. Д., 103

Ф

Файрузова Л. А., 86
Фарзализаде З. И., 225
Фатеев В. С., 42
Федореева М. А., 108

Х

Халлыев Н. Х., 110
Харитонов Е. В., 124, 207
Хворост И. М., 105
Хозяинов В. П., 272
Хозяинова М. С., 277

Ч

Черничкин И. А., 116
Чупров И. Ф., 277

Ш

Шарифуллин А. В., 124, 207
Шарнов А. И., 280
Швецов М. В., 78
Шевалдина Е. В., 235
Шеферов А. И., 210
Шилова С. В., 266
Шиловский И. А., 212
Шкилев В. М., 108
Шуклина Н. А., 118

Я

Яковлев С. И., 78