

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



**Посвящается 85-летию  
первого главы Республики Коми,  
профессора**

**ЮРИЯ АЛЕКСЕЕВИЧА  
СПИРИДОНОВА**

**Материалы Всероссийской научно-технической конференции  
с международным участием**

**«Проблемы геологии, разработки и эксплуатации  
месторождений и транспорта трудноизвлекаемых  
запасов углеводородов»**

**(2 – 3 ноября 2023 года)**

УГТУ  
Ухта  
2023

## НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ

### Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов

МАТЕРИАЛЫ ВСЕРОССИЙСКОЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ  
С МЕЖДУНАРОДНЫМ УЧАСТИЕМ  
(2 – 3 ноября 2023 года)

УДК 622.276(061.3)

ББК 33.361 я5

К 65

**Конференция Всероссийская научно-техническая с международным участием  
(2 – 3 ноября 2023 г. ; Ухта).**

К 65 Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта  
трудноизвлекаемых запасов углеводородов : материалы конференции / под редакцией Р. В. Агинеи. –  
Ухта : Изд-во УГТУ, 2023. – 267 с. : ил. – Текст : электронный.

**ISBN 978-5-88179-930-4 (серия)**

**ISBN 978-5-6049231-6-0**

Всероссийская научно-техническая конференция «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений, транспорта и переработки трудноизвлекаемых запасов тяжелых нефтей» выступает одним из инструментов интеграции образования, науки и производства для решения задач, стоящих перед топливно-энергетическим комплексом России в контексте глобальных геополитических процессов.

Тематическое поле конференции охватывает всю технологическую цепочку, от геологической разведки месторождений до переработки нефти, привлекая специалистов различных направлений и позволяя разрабатывать комплексные решения стоящих перед отраслью задач.

**УДК 622.276(061.3)**

**ББК 33.361 я5**

Редакционная коллегия: д-р техн. наук, профессор Р. В. Агинеи (гл. редактор); канд. техн. наук, доцент Д. А. Борейко; канд. геол.-минерал. наук, доцент В. Б. Ростовщиков; канд. техн. наук, доцент В. В. Дуркин; д-р физ.-мат. наук, профессор В. О. Некучаев; Е. Е. Яворская; канд. техн. наук, доцент М. А. Михеев; М. А. Денисов; начальник международного отдела А. В. Рочева; канд. экон. наук, доцент Т. С. Крестовских; д-р филос. наук, доцент Н. С. Пичко; канд. техн. наук И. Д. Киборт (научный секретарь); А. А. Матросова (секретарь).

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

Техническое редактирование и компьютерная вёрстка: В. В. Конева.

**ISBN 978-5-88179-930-4 (серия)**

**ISBN 978-5-6049231-6-0**

© Ухтинский государственный технический университет, 2023

План 2023 г., позиция 005(н).

Компьютерный набор. Гарнитура Times New Roman.

Уч.-изд. л. 14,0. Заказ № 385.

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

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО РЕКТОРА УГТУ, ПРОФЕССОРА Р. В. АГИНЕЙ</b> .....	7
<b>ПЛЕНАРНЫЙ ДОКЛАД</b> .....	8
Модификация систем разработки Ярегской площади Ярегского месторождения <i>Иванченко С. Ю.</i> .....	8
<b>СЕКЦИЯ 1. ГЕОЛОГИЯ, ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И БИТУМОВ. ПОДСЕКЦИЯ: «ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ»</b> .....	15
Лабораторное сопровождение процесса цифрового моделирования применения потокоотклоняющих технологий <i>Некlesa Р. С., Морозок О. А.</i> .....	15
Технологические особенности термогазового воздействия на залежи Баженовской свиты <i>Обчинников В. П., Мелехов А. В., Рожкова О. В.</i> .....	21
Трудноизвлекаемые запасы углеводородов доманиковых отложений Тимано-Печорской нефтегазаносной провинции <i>Берг Н. В.</i> .....	28
Ресурсная база битумов каменноугольного возраста Хоседаюнской антиклинальной зоны гряды Чернышева <i>Куранов А. В., Вагина Т. И., Желудова М. С.</i> .....	34
Условия формирования залежей в силурийско-нижнедевонских отложениях Большеземельского палеосвода <i>Ростовщиков В. Б., Белая И. В., Колоколова И. В.</i> .....	39
Неосвоенные потенциал трудноизвлекаемых ресурсов нефти в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (проблемы и перспективы) <i>Ростовщиков В. Б., Сбитнева Я. С., Демченко Н. П.</i> .....	46
Геохимические и гидрогеологические особенности формирования залежей тяжелых нефтей в Хорейверской впадине <i>Маракова И. А., Овчарова Т. А.</i> .....	52
Эффективность проведения гидравлического разрыва пласта на скважине нефтяного месторождения <i>Полубоярцев Е. Л., Миклина О. А.</i> .....	55
Компьютерное моделирование процесса дифференциального улавливания углеводородов <i>Сенин С. В., Сенина О. А.</i> .....	61
<b>СЕКЦИЯ 1. ГЕОЛОГИЯ, ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И БИТУМОВ. ПОДСЕКЦИЯ: «РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ДОБЫЧА ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И БИТУМОВ»</b> .....	65
Внедрение беспроводных преобразователей расхода на одиночные скважины нагнетательного фонда цеха добычи высоковязкой нефти <i>Кудряшов А. А., Семьяшкин Д. М.</i> .....	65
Математическая модель для определения оптимальных режимов работы газожидкостных подъёмников системы эрлифт и газлифт при добыче полезных ископаемых с морского дна материковых шельфов <i>Хозяинов В. П.</i> .....	67

Проблема разработки Нефтяного месторождения нефти региона ХМАО <i>Аскарова А. А., Мордовина И. А., Хайруллин А. А.</i> .....	74
О способах добычи тяжёлых нефтей и природных битумов <i>Яраханова Д. Г.</i> .....	78
Характеристики трещиноватых коллекторов месторождений Восточной Сибири <i>Рожкова Д. С.</i> .....	80
Технология проведения гидравлического разрыва пласта <i>Вергун М. Ю., Кузюрин М. А., Савельев Д. Ю.</i> .....	84
Изучение современных способов добычи высоковязкой нефти и природного битума <i>Горобец Д. В., Носкова Е. А., Савельев Д. Ю.</i> .....	89
<b>СЕКЦИЯ 2. ТРАНСПОРТ И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ</b> .....	<b>95</b>
Исследование причин недостоверности показаний стационарных электродов сравнения со вспомогательными электродами <i>Агиней Р. В., Ракито О. Н., Елин В. С.</i> .....	95
Методика расчета толщины теплоизоляции нефтепроводов <i>Хабеева Е. В., Лютоева А. А.</i> .....	98
Расчет трубопровода по модели балки на упругом основании <i>Малинин Г. В., Малинин В. В., Савич В. Л., Габова М. Н.</i> .....	103
Система автоматического определения состава балласта нефти <i>Русакова Е. С., Бабакулов А. А.</i> .....	109
Пути расширения энергетического сотрудничества между Российской Федерацией и Пакистаном по вопросам российской тяжелой нефти, других видов сырой нефти и нефтепереработки <i>Хан К., Борисова О. В., Яворская Е. Е.</i> .....	112
Оценка прочности трубы с дефектом потери металла посредством численного компьютерного моделирования <i>Игнатик А. А.</i> .....	114
Теплоизолирующие покрытия технологических трубопроводов для перекачки высоковязких нефтей <i>Гущин Э. А., Ракито О. Н.</i> .....	121
Перспективы применения задвижки компактной с расширяющимся затвором <i>Логинов В. А., Яворская Е. Е.</i> .....	123
Обеспечение эффективной работы трубопроводного транспорта битуминозной нефти месторождения Янги Узбекистан <i>Сивкова Е. Р., Савин В. В., Турдиев М. Ш.</i> .....	128
Модернизация конструкции очистного скребка для повышения эффективности очистки внутренней полости нефтепровода <i>Ярошевич В. С., Алефиров И. А.</i> .....	134
Перспективы и препятствия вовлечения фракций тяжелой ярегской нефти в переработку на установках замедленного коксования <i>Кореньков Б. Д., Засовская М. А., Зотов Ю. Л.</i> .....	138
<b>СЕКЦИЯ 3. АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ПРОЦЕССОВ ПРИ ОСВОЕНИИ НЕТРАДИЦИОННЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ КРАЙНЕГО СЕВЕРА. ПОДСЕКЦИЯ: «БУРЕНИЕ»</b> .....	<b>142</b>
К оценке влияния шероховатости на коэффициент трения <i>Нор А. В., Нор Е. В.</i> .....	142
Модель оценки рисков и стратегия эффективного управления рисками при бурении скважин <i>Шмелев В. А., Степин Ю. П., Близнюков В. Ю.</i> .....	148

Некоторые вопросы применения буровых растворов при бурении под направление	
<i>Михеев М. А., Уляшева Н. М., Цуканова А. Н.</i> .....	155
Некоторые вопросы управления свойствами буровых растворов с высокой минерализацией	
<i>Уляшева Н. М., Михеев М. А., Цуканова А. Н.</i> .....	158
Особенности использования буровых растворов с высоким уровнем минерализации при обработке их современными химическими реагентами	
<i>Цуканова А. Н., Михеев М. А., Уляшева Н. М.</i> .....	161
Последствия деградации полимерных реагентов при бактериальной деструкции	
<i>Логачёв Ю. Л., Цуканова А. Н.</i> .....	164
Оптимизация системы очистки буровых растворов с помощью системы SCREEN PULSE	
<i>Файзулаев Э. Р.</i> .....	169
О техническом решении для надежного спуска колонны-хвостовика в горизонтальный ствол скважины	
<i>Курбасов Е. Г., Бастриков С. Н., Гусейнов Э. Б.</i> .....	173
Разработка состава технологической ванны для ликвидации сальникообразования и укрепления стенок скважин в неустойчивых глинистых отложениях	
<i>Никишин В. В., Блинов П. А., Степацкий А. А., Гореликов В. Г.</i> .....	176
<b>СЕКЦИЯ 3. АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ПРОЦЕССОВ ПРИ ОСВОЕНИИ НЕТРАДИЦИОННЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ КРАЙНЕГО СЕВЕРА. ПОДСЕКЦИЯ: «МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ»</b> .....	<b>177</b>
Проблемы частых аварий на буровой, при строительстве нефтегазовых скважин и методы снижения аварийности. Обоснование применения ионизирующего излучения в нефтегазовом производственном секторе	
<i>Луценко Н. А.</i> .....	177
Расчёт количества газов, для эффективного разрушения пород при сопловом гидроударном бурении скважин за счёт детонации углеводородных газов с кислородом / Calculate the amount of gases for the efficient rock destruction during nozzle hydro-impact drilling of wells through the detonation of hydrocarbon gases with oxygen	
<i>Михайлов В. А.</i> .....	184
Агрегат нефтеперекачивающий магистральный с разработкой конструкции вибродемпфирующей рамы	
<i>Макаров А. И., Борейко Д. А.</i> .....	189
Теоретическое исследование проблем промывки забоя скважины при бурении шарошечным долотом	
<i>Хламов В. А., Борейко Д. А.</i> .....	197
Анализ методики диагностирования буровых лебёдок и рекомендации по её усовершенствованию	
<i>Лях А. А., Батманова О. А.</i> .....	200
Анализ причин и отказов винтовых забойных двигателей	
<i>Стрельский Д. А., Бобылева Т. В.</i> .....	206
Анализ стальных материалов, используемых в качестве составов для изготовления сосудов высокого давления с целью хранения и транспортировки водорода	
<i>Белякова А. А., Борейко Д. А., Денисюк М. Н.</i> .....	210
Исследование причин отказов насосных штанг скважинной штанговой насосной установки (СШНУ)	
<i>Канева Х. Ф., Бобылева Т. В.</i> .....	213

<b>СЕКЦИЯ 4. SOCIAL AND CULTURAL SPECIALTIES IN OIL MINING REGIONS (СОЦИОКУЛЬТУРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ РЕГИОНОВ) .....</b>	<b>220</b>
Overview of the oil and gas offshore production in Central Africa <i>Leonid Grigorev, Alexander Maslov</i> .....	220
The role of the “human factor” in safety when working with hydrocarbons / Роль “человеческого фактора” в безопасности при работе с углеводородами <i>Соходон Г. В.</i> .....	226
Interaction of oil and gas companies with indigenous peoples of the North <i>Ilyin D. M., Lozhkina T. V.</i> .....	230
Socio-cultural peculiarities of oil and gas producing regions of Pakistan <i>Хан К., Борисова О. В.</i> .....	235
<b>СЕКЦИЯ 5. ЭКОНОМИКА, УПРАВЛЕНИЕ И ЦИФРОВИЗАЦИЯ.....</b>	<b>237</b>
Сбалансированная система управленческого учета российских предприятий / Balanced management accounting system for Russian enterprises <i>Близкий Р. С., Бороздина Д. А., Сичкар И. П.</i> .....	237
Анализ применения вахтового и стационарного принципов организации работ и комплектации кадрами на Крайнем Севере России <i>Башкиров С. П.</i> .....	242
Управление медиаобразом российских компаний в зарубежных средствах массовой информации <i>Барышникова Е. И.</i> .....	246
Санкционное давление и тяжелая нефть <i>Родыгин А. А.</i> .....	250
Информатизация с использованием компьютерного моделирования, VR и AR технологий в разработке и эксплуатации месторождений <i>Хлыстов Г. Г., Ткачёв А. А., Ледницкий А. В.</i> .....	254
Оценка уровня производственного травматизма в нефтешахтной добывающей отрасли Республики Коми <i>Грунской Т. В., Белкин И. А.</i> .....	258
Управление персоналом в условиях развития цифровой экономики <i>Родыгин А. А.</i> .....	265
<b>АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ .....</b>	<b>267</b>

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

Уважаемые участники конференции, коллеги, друзья!

Разрешите поприветствовать вас от имени многотысячного коллектива Ухтинского государственного технического университета и поздравить с началом традиционной научно-технической конференции «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений, транспорта и переработки трудноизвлекаемых запасов тяжелых нефтей»!

Нашей конференции уже 16 лет, и каждый новый год привносит в ее в ее содержание и статус особые акценты. Вначале это был региональный семинар «Проблемы освоения месторождений высоковязких нефтей и битумов», затем он перешел в формат межрегиональной конференции. Сегодня это уже всероссийская конференция с международным участием. Несколько раз видоизменялось ее название, открывались новые секции и, конечно, постоянно поднимались все новые научные проблемы. А в 2015 году произошло одно очень важное событие, которое должно оставаться неподвластным времени: мы посвятили наш традиционный научный форум имени первого главы Республики Коми Юрия Алексеевича Спиридонова. Вчера, 1 ноября, исполнилось 85 лет со дня его рождения.

Почему состоялось такое посвящение, хорошо известно постоянным участникам конференции. Но для молодых исследователей и в связи со знаменательной датой напомним, что сама тема форума изначально обусловлена близостью университета и Ярегского месторождения тяжелой нефти. Это практически научно-исследовательский полигон для ученых УГТУ. Разработка месторождений трудноизвлекаемых запасов тяжелых нефтей стала одним из ведущих направлений нашей научно-образовательной деятельности.

Основы сотрудничества Ухтинского индустриального института и Ярегских нефтяных шахт были в значительной мере заложены Юрием Алексеевичем Спиридоновым и его коллегами. С 1964 по 1975 год он трудился на Ярегских нефтяных шахтах. Был мастером, главным инженером, начальником шахты, и его талант руководителя служил важным фактором развития предприятия. Юрий Алексеевич участвовал в создании и внедрении на Ярегском месторождении новой технологии теплового воздействия на пласт с целью повышения нефтеотдачи. Главным разработчиком проекта был наш незабвенный профессор Леонид Михайлович Рузин. Технология, ставшая результатом проекта, легла в основу модернизированной одногоризонтной системы, внедряемой сегодня в промышленном масштабе.

Это лишь один пример созидательной силы, которая была свойственна Юрию Алексеевичу. С его именем связана реализация множества масштабных республиканских социально-экономических проектов. И в судьбе Ухтинского университета первый глава республики сыграл, без преувеличения, судьбоносную роль. Он отводил нашему вузу флагманскую роль в региональной технической политике. Он поддерживал все начинания университета: открытие новых специальностей, регистрацию научно-педагогических школ, формирование диссертационного совета, создание филиала в Усинске, реконструкцию спортивного комплекса. Во многом благодаря содействию главы региона Ухтинский индустриальный институт обрел университетский статус. Юрий Алексеевич был постоянным участником наших научных форумов и традиционных университетских праздников, возглавлял торжественное шествие наших выпускников, встречался с преподавателями и студентами.

Поэтому посвящение нашей конференции памяти первого главы Республики Коми вполне закономерно. Для всего коллектива УГТУ это большая честь и большая ответственность. Трудно соответствовать уровню этой личности, но стремиться к вершинам, которые задавал Юрий Алексеевич Спиридонов, мы обязаны. Этого я желаю и нашей конференции, и всем ее участникам. Плодотворной вам работы, уважаемые коллеги!

Спасибо за внимание!

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

## ПЛЕНАРНЫЙ ДОКЛАД

УДК 622.276.55(470.13)

### Модификация систем разработки Ярегской площади Ярегского месторождения

Иванченко С. Ю.

*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, г. Пермь, Россия*

Ярегское месторождение – водоплавающая залежь сверхвязкой нефти, заключённая в трещиновато-пористом коллекторе.

Разработка месторождения ведётся с применением технологий парогравитационного дренирования пласта - термошахтной или подземным способом и SAGD (поверхностным).

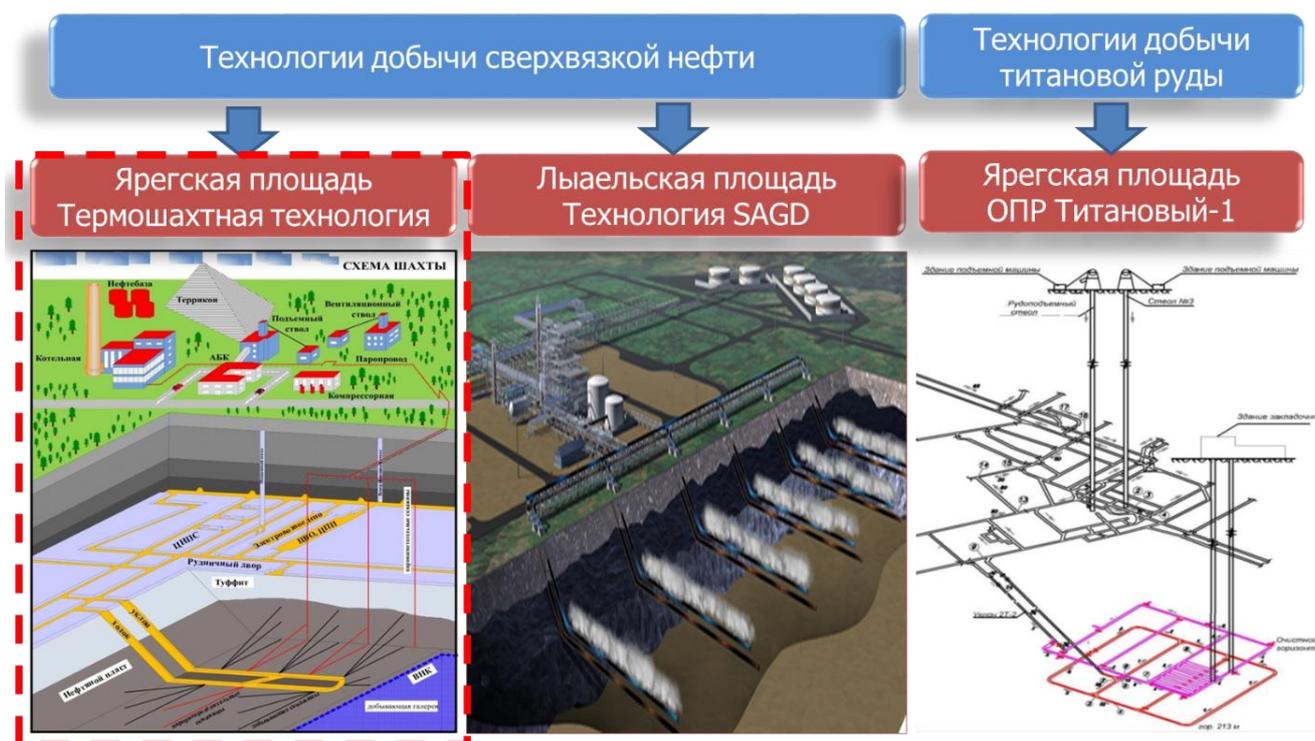


Рисунок 1.

Термошахтная разработка, как продолжение первичной шахтной разработки, промышленно применяется с 1972 года. Средний достигнутый КИН по отработанным площадям – 51% от начальных геологических запасов.

Способ термошахтной разработки предусматривает вскрытие залежи подземными горизонтальными скважинами и горными выработками. Дренажная сеть, создаваемая подземным бурением, может достигать 800 м/га, что позволяет более равномерно и полно охватить разработкой пласт, чем при вскрытии поверхностными скважинами. Так же применение термошахтного способа обосновано более низкой стоимостью подземного бурения.

При термошахтной разработке применяется три системы – одногоризонтная, когда пар подается в пласт по подземным скважинам непосредственно из буровой галереи от устья к забою, дренирование НСЖ производится так же по подземным скважинам; Двухгоризонтная система разработки – добыча НСЖ ведется по подземным скважинам в буровых галереях, а нагнетание пара ведется в пласт по подземным скважинам, пробуренным с вышележащего туффитового горизонта; и самая распространенная на сегодняшний день подземно-поверхностная система – добыча флюида ведется по подземным скважинам, а закачка пара по поверхностным паронагнетательным.

Основными ограничивающими факторами при добыче нефти являются закачка воды в пределах шахтного поля и прорывы пара в действующие горные выработки.

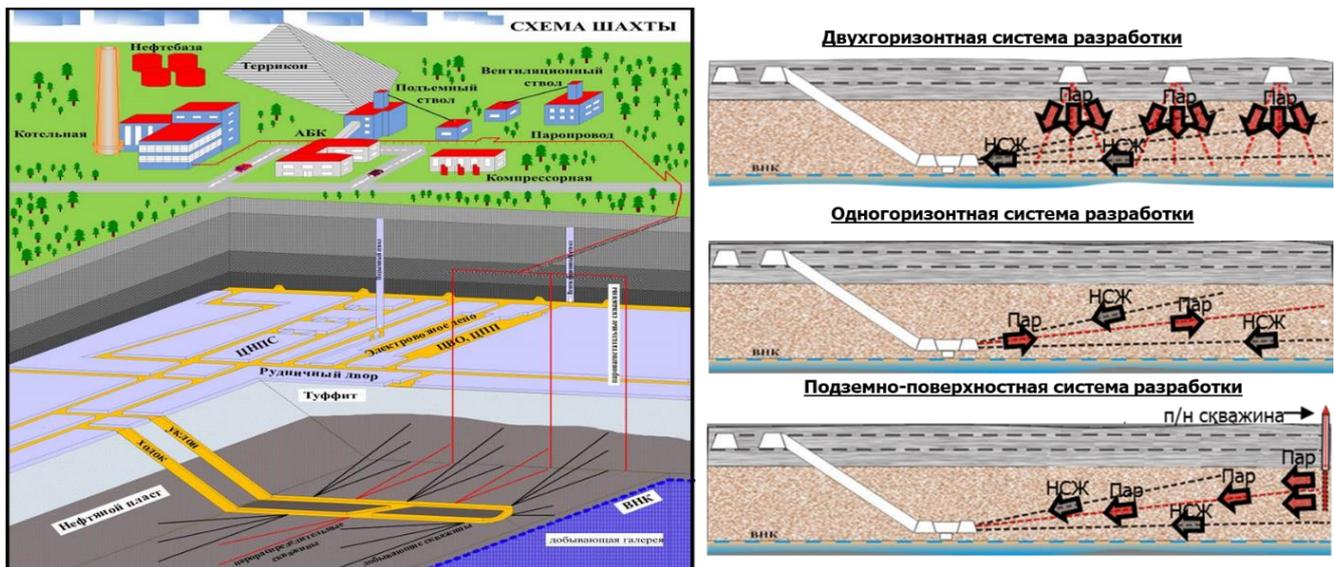


Рисунок 2.

Плотная сеть как новых, так и старых подземных скважин, значительная трещеноватость вмещающих пород приводит к свободной миграции закачиваемого пара и его прорыву в действующие горные выработки через массив горных пород, изолирующие сооружения и заколонное скважинное пространство. Повышение температуры шахтной атмосферы прорывающимся паром приводит к сокращению времени присутствия рабочего персонала в горных выработках и нарушению режима эксплуатации скважин. Для продолжения эксплуатации участков прорыва теплоносителя ограничивают закачку пара, что в свою очередь приводит к снижению темпов добычи нефти.

В результате прорывов пара снижается полезный объем закачиваемого теплоносителя и, как следствие, темп и объем разогреваемых пород. Снижение негативного влияния прорывов пара в горные выработки производится по двум направлениям:

1. Разработка и применение в точках выхода пара изолирующих составов.
2. Модификация систем разработки, создание дополнительных точек нагнетания теплоносителя, то есть снижения абсолютного объема закачки на одну скважину и достижения более равномерного распределения в пласте;

Разработка составов для изоляции прорывов пара состоит из двух основных этапов. Первый поиск или разработка новых составов на цементных и полимерных основах. Второй – разработка технологии закачки составов в каналы фильтрации пара через горные породы.

Кроме того, разрабатываются и испытываются технические сооружения для борьбы с прорывами пара, такие как создание блокирующих перемычек или участков принудительной конденсации.

Вторым методом борьбы с прорывами теплоносителя является модернизация систем разработки или их комбинирование. Смысл заключается в том, чтобы более равномерно распределить тот же объем пара по пласту, но с меньшими давлениями в большее количество точек.

Кроме того, при строительстве подземных скважин с применением систем направленного бурения существует погрешность, которая при построении зенитного угла составляет 0,1 градус, а при построении данных по азимуту от 0,3 до 1 градуса. Таким образом, при протяженности скважин 1000 м, максимальное отклонение по азимуту может достигать 10 м, что критично для образования гидродинамических связей при применении вертикальных поверхностных паронагнетательных скважин. Для повышения точности бурения и минимизации рисков прорыва пара было принято решение о модификации паронагнетательных скважин с вертикальных на скважины с горизонтальным окончанием. В таком случае, погрешность азимутального угла нивелируется и повышается возможность обеспечения гидродинамической связи между поверхностной паронагнетательной и подземными парораспределительными и добычными скважинами.

## Миграция пара

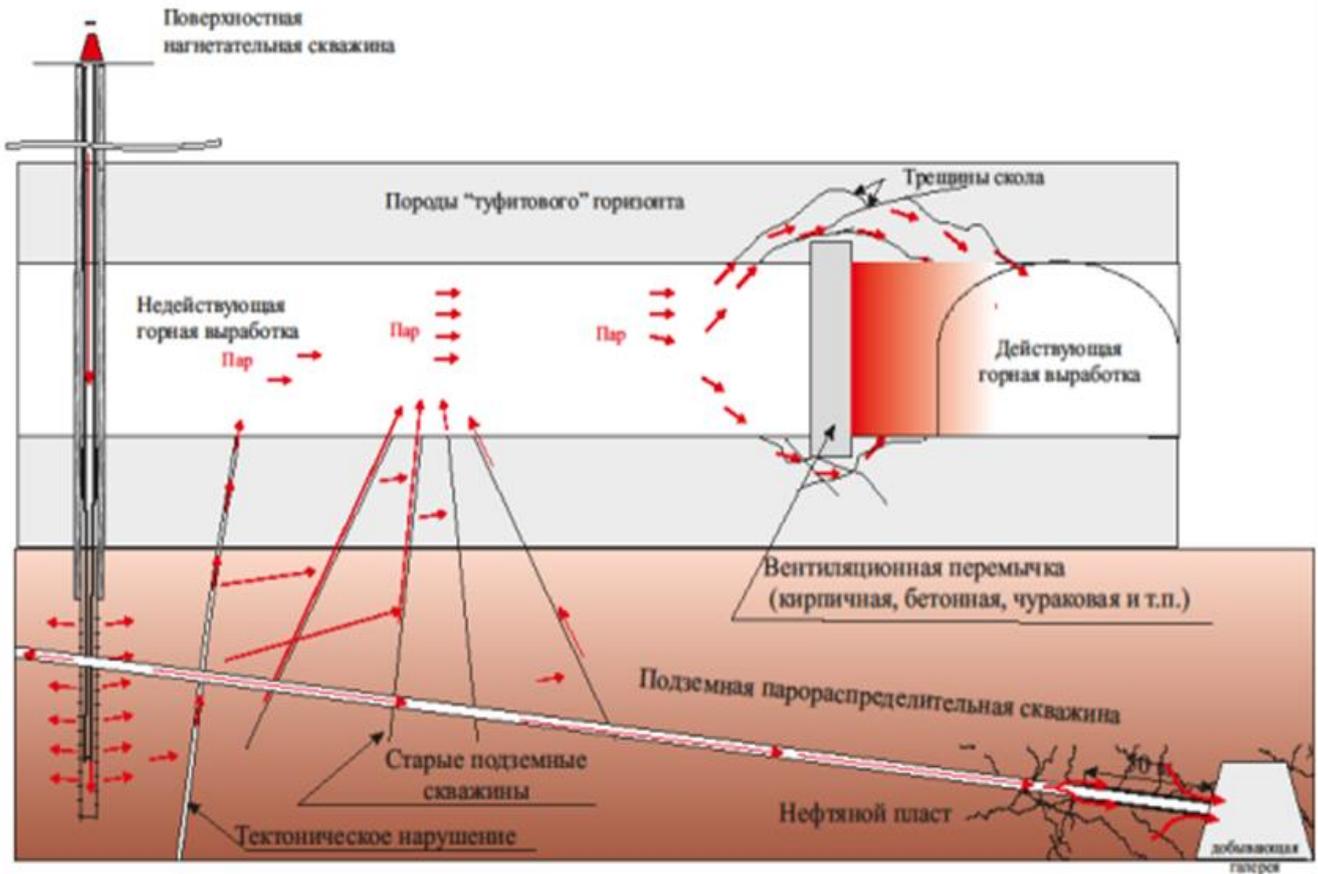


Рисунок 3.

### Комбинированная система - П-П + одnogоризонтная



### Двухрядная система - увеличение количество точек выпуска пара



Рисунок 4.

## Модифицированная П-П система - применение горизонтальных паронагнетательных скважин

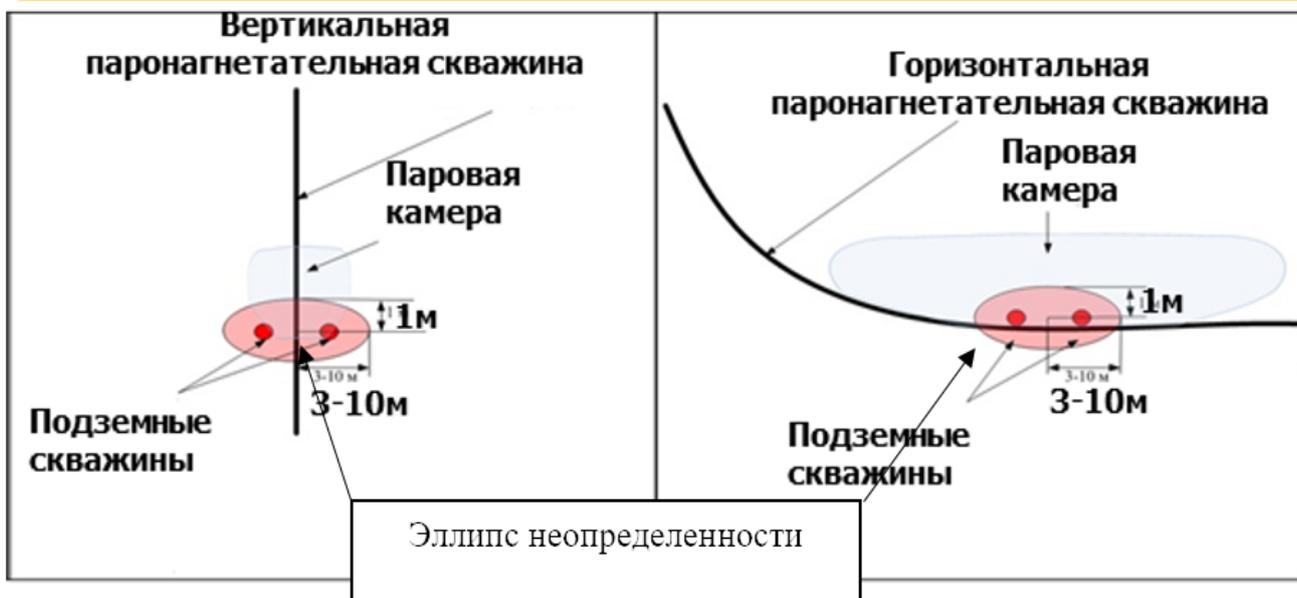


Рисунок 5.

Примеры применения модернизированных систем разработки:

- Блок 2Т-4 НШ-3

**Проблематика:** В процессе эксплуатации скважин секторов А и С блока 2Т-4 по одногоризонтной системе зафиксированы выходы пара на 128 п.ш. бис, на ЗВШ-1 эт. бис, а также на наклонных частях ходка и уклона 2Т-4. Ввиду влияния закачки теплоносителя на прорывы пара закачка ведется в 12 из 40 нагнетательных скважин в циклическом режиме. Согласно карты распределения температурного фронта, построенной на основании термометрических исследований контрольных скважин определено, что теплоноситель не достигает забоя скважин сектора А, основной разогрев происходит в интервале 50-300 м.

**Решение:** С целью разогрева скважин секторов А и С выполнено строительство одной подземной паронагнетательной пологонисходящей скважины с туффитового горизонта на запасы сектора С и двух подземных пологовосходящих скважин с 1 этажа блока 3Т-4. Таким образом, удалось подать пар на забой подземных скважин вовлечь в разработку запасы не охваченные тепловым воздействием. Влияние закачки по новым скважинам на выходы пара не выявлено.

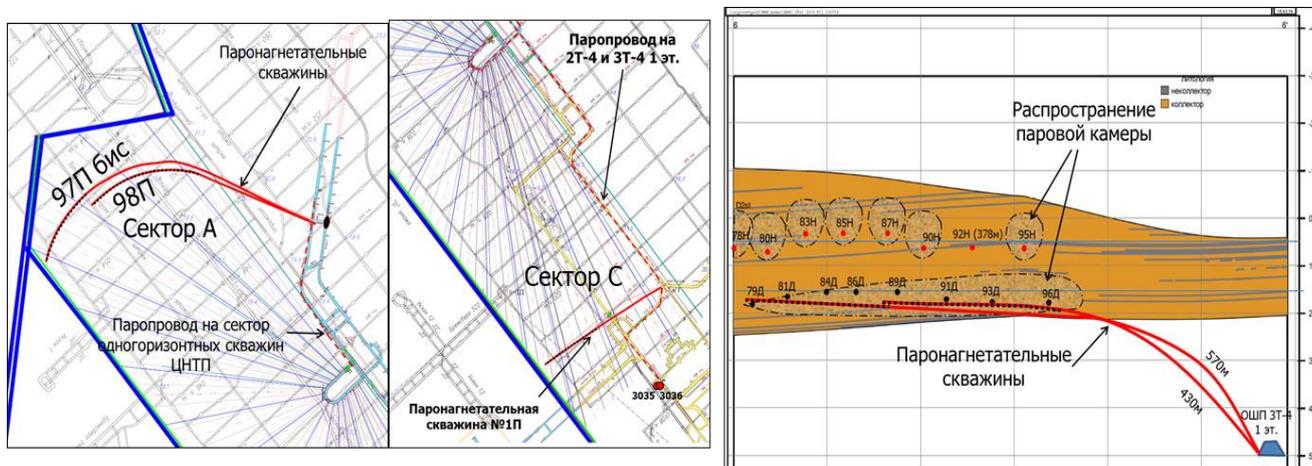


Рисунок 6.

- Блок 1Т-6 НШ-1

**Проблематика:** низкие КИН кустов 1142 (7%), 1147 (6,5%). Отсутствие гидродинамических связей между подземными и поверхностными скважинами, влияние закачки пара по скважинам 1142 и 1147 на выходы пара на туффитовом горизонте.

**Решение:** С целью разогрева скважин секторов 1142 и 1147 выполнено строительство трех подземных паронагнетательных пологонисходящих скважины с туффитового горизонта. Прирост от реализации инициативы составляет 147 т/сут, выхода пара не отмечается.

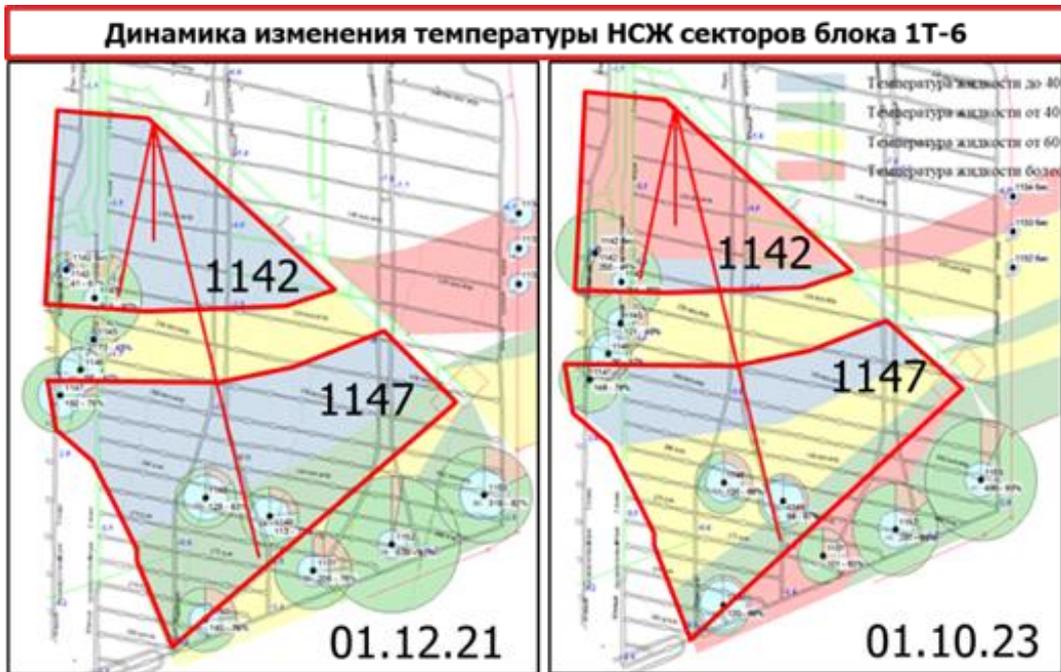


Рисунок 7.

- Блок 3Т-4 НШ-3

**Проблематика:** влияние закачки пара по скважинам 3037-3049 на выходы пара на диагональном штрэке. Невозможность разогрева запасов блока.

**Решение:** С целью разогрева скважин секторов 3037-3048 выполнено строительство восьми подземных паронагнетательных пологонисходящих скважины с туффитового горизонта. Прирост от реализации инициативы составляет 113 т/сут, выхода пара не отмечается.

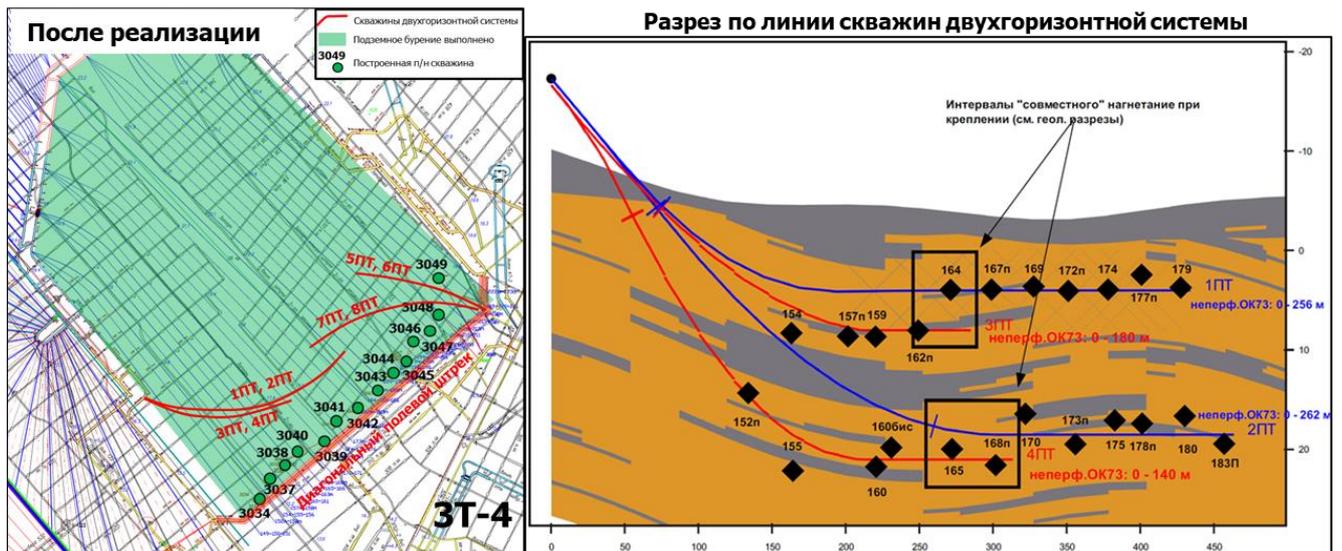


Рисунок 8.

- Блок 3Т-9 НШ-1 **Проблематика:** С 2016 года основной проблемой эксплуатации Южной панели 3Т-9 является низкие темпы закачки теплоносителя ввиду прорывов пара в

выработки туффитового горизонта, ввиду чего закачка пара в паронагнетательные скважины №№1010, 1011, 1011 бис, 1012 с 2018 года не ведется. В 2019 году была предложена и реализована закачка пара от пароподающей скважины №1001, расположенной в северной панели блока по одногоризонтной системе разработки.

**Решение:** В рамках реализации инициативы предлагается выполнить строительство 4-х подземных добывающих скважин общей протяженностью 2035 м. Для разогрева запасов сектора подземных скважин между кустами 1011 и 1011 бис - выполнить строительство двух подземных нагнетательных полого нисходящих скважин с ВПП уклона 3Т-9 общей протяженностью 1000 м. Закачку пара планируется осуществлять посредством вскрытия запланированной к строительству пароподающей скважины №1001 бис на наклонной части и строительства 120 м подземного паропровода. Кроме того, скважина будет обвязана для подачи пара по одногоризонтной системе по скважинам в панели «Юг».

Плюсы модернизированных систем:

1. Увеличение темпов отбора и дебита нефти по добывающим скважинам;
2. Минимизация рисков прорывов пара (Возможность перераспределения теплоносителя по пара по пласту с неизменным объемом закачки при меньшем давлении);
3. Меньшие затраты и сроки строительства скважин в сравнении с поверхностными п/н скважинами (Отсутствие необходимости отвода земли, минимальные объемы подготовительных работ);
4. Возможность организации закачки пара в соответствии с нормами отбора.

Минусы модернизированных систем:

1. Отсутствие индивидуального учета объемов закачиваемого пара;
2. Не исключают влияния на прорывы пара в горные выработки полностью;
3. Необходимость строительства дополнительного подземного паропровода.

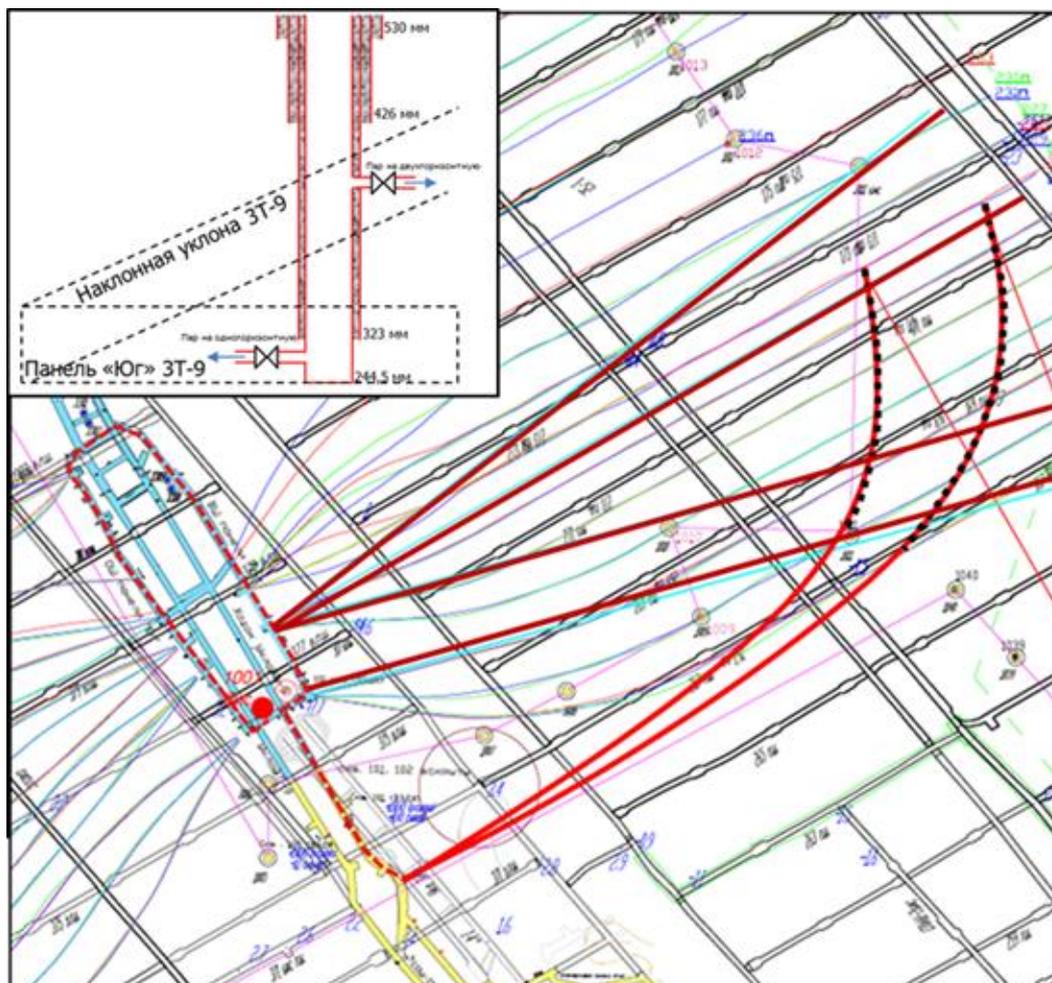


Рисунок 9.

Так же, с целью борьбы с паропроявлениями в 2022 году в рамках ОПР выполнена оценка влияния сухости пара на интенсивность выхода пара и добычу нефти. Программой ОПР предусматривала поэтапное снижение сухости закачиваемого в пласт пара с 0.7 до 0.2 д.ед. и закачка горячей воды на последнем этапе, с сохранением количества вводимого тепла на всех режимах закачки и контролем изменения добычи нефти, попутной воды, интенсивности паропроявлений. При этом масса вносимого теплоносителя увеличилась почти в 5 раз при неизменном количестве вносимой тепловой энергии, однако дебит нефти снизился на 25% с увеличением обводненности с 91,6 до 94,4%.

При разработке Ярегского месторождения применяется комплексный подход для снижения влияния негативных факторов, в частности прорывов теплоносителя. Основными мероприятиями в комплексе являются разработка и подбор тампонирующих составов, комбинирование и модернизация систем разработки для более равномерного распределения пара по пласту, в некоторых случаях изменение параметров закачиваемого теплоносителя.

**СЕКЦИЯ 1. ГЕОЛОГИЯ, ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И  
ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И БИТУМОВ.  
ПОДСЕКЦИЯ: «ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ»**

УДК 622.276.7:678

**Лабораторное сопровождение процесса цифрового моделирования применения  
потокоотклоняющих технологий**

Некlesa P. C., Морозок O. A.

*ООО «Тюменский Нефтяной Научный Центр», г. Тюмень, Россия*

**Обводнённость скважинной продукции**

Основной проблематикой, тесным образом связанной с применением потокоотклоняющих технологий в ходе разработки нефтяных месторождений, является повышенная обводнённость скважинной продукции. Данный фактор во многом обуславливает падение технологической и экономической эффективности компаний нефтегазового сектора, что объясняет текущую актуальность задачи изучения проблематики обводнённости и поиска методов снижения данного показателя.

К многочисленным причинам роста показателей обводнённости относятся особенности геологического строения разрабатываемых объектов (высокая неоднородность, расчлененность и глинистость коллекторов, наличие трещин и разломов, низкая пористость, проницаемость и начальная нефтенасыщенность), особенности и недостатки применяемых технологий добычи (несовершенство эксплуатационной колонны, подъём уровня ВНК в ходе процесса нефтедобычи, потягивание конуса подошвенной воды при повышенных дебитах отбора на добывающих скважинах), а также экономические условия (действующая практика налогообложения, уровень мировых цен на нефть, постоянно растущие затраты на добычу и т.д.), обуславливающие приоритетную разработку высокодебитных скважин, эксплуатирующих лучшие пласты и зоны месторождений, которая ведёт к образованию техногенных целиков заблокированной водой нефти [1].

Общей чертой месторождений, характеризующихся высокой степенью обводнённости скважинной продукции, является наличие промытых водой предпочтительных путей фильтрации, по которым нагнетаемая в пласт вода попадает напрямиком из нагнетательных скважин в добывающие.

Таким образом, задача снижения обводнённости скважинной жидкости, в большинстве случаев может быть сведена к поиску методов блокирования фильтрации нагнетаемой воды в данных промытых областях пласта.

**Потокоотклоняющие технологии. Сшитые полимерные гели**

На сегодняшний день разработано и применяется достаточно большое количество подобных специальных методов, которые принято разделять на механические/технические методы, используемые на скважине (пакеры, заглушки и т.д.), и физико-химические методы, применяемые в околоскваженной и удалённых областях пласта. Потокоотклоняющие технологии (ПОТ) относятся к группе физико-химических методов снижения обводнённости, так как предполагают закачку в пласт специальных технологических жидкостей, блокирующих дальнейшую фильтрацию воды в обработанной области.

Обобщение и анализ накопленной к настоящему времени информации об эффективности применения различных агентов, применяемых в рамках ПОТ, показывают, что одними из наиболее эффективных и перспективных составов являются сшитые полимерные гели. В частности, гели на основе синтетических полимеров, полиакриламида  $[C_3H_5NO]_n$  (ПАА / РАМ), и вещества-сшивателя, ацетат хрома (III) -  $Cr(CH_3COO)_3$ , получили широкое применение в области эксплуатации нефтегазовых месторождений. Сведения, приводимые в данной статье, относятся, в первую очередь, к данному виду сшитых полимерных гелей, который был выбран для рассмотрения по причине актуальности и широкого применения подобных технологий, а также высокой степени изученности физико-химических свойств

составов на основе ПАА, длительное время использовавшихся в рамках технологии полимерного заводнения.

В современных вариантах сшитых полимерных гелей, как правило, применяется частично гидролизованная форма полиакриламида (ЧГПАА / НРАМ), получаемая в процессе промышленного гидролиза в кислой или щелочной среде. В результате данного процесса часть амидных функциональных групп полимерной цепи замещается на карбоксилатный анион, который в ходе дальнейшего протекания реакции в кислой среде образует карбоксильную функциональную группу, а при реакции в щелочной среде - соль акриловой кислоты. При промышленном производстве ЧГПАА преимущественно распространён метод гидролиза в щелочной среде, так как процессу гидролиза в кислой среде сопутствует образование частично или полностью нерастворимых продуктов реакций. Молекула ЧГПАА характеризуется большей внутренней жёсткостью, вследствие взаимного электростатического отталкивания одноимённых зарядов полимерной цепи, что обуславливает более высокие реологические показатели растворов на основе данной модификации ПАА.

В ходе первых опытных работ по применению водных растворов ЧГПАА было установлено, что такие растворы крайне быстро теряют свои реологические свойства при контакте с пластовыми водами, вследствие своей чувствительности к высоким концентрациям ионов металлов. В результате подобного взаимодействия вязкость полимерного раствора значительно падает, а само вещество полимера может выпадать в осадок. В дополнение к этому, подобный раствор не отличается высокой механической прочностью и термостабильностью [2].

Эффективно решить данную проблему можно путём введения в водный раствор ЧГПАА сшивающего агента, который вступает в химическую реакцию с молекулами полимера и образует связи между функциональными группами молекул, в результате чего существенно повышается вязкость раствора, его механическая прочность и термостабильность. Среди большого количества подобных веществ одним из наиболее эффективных является ацетат хрома (III). Внутренняя структура молекул данного вещества имеет схожее строение с функциональными группами цепочек ЧГПАА, благодаря чему катион хрома взаимодействует с обеими функциональными группами, что создаёт эффект отложенного гелеобразования, а также позволяет задавать время образования геля. Степень гидролиза полимера (количество замещённых амидных функциональных групп) и концентрация вещества-сшивателя позволяет регулировать итоговую вязкость сшитого полимерного геля.

В рамках традиционной схемы применения сшитых полимерных гелей изначально подготавливается водный раствор полимера с заданными характеристиками: минерализацией воды, степенью гидролиза и уровнем концентрации вещества полимера. Далее в раствор добавляется вещество-сшиватель заданной концентрации, а также другие добавки, улучшающие фильтрационные и химические свойства раствора. Для удобства описания механизмов ПОТ дополнительные добавки не рассматриваются в данной статье. В момент смешивания всех компонентов раствора начинается процесс сшивания полимера. Сшивание геля происходит в два этапа: сначала внутреннее сшивание (происходит внутри каждой индивидуальной молекулы ЧГПАА), затем внешнее сшивание (происходит между молекулами ЧГПАА) [3]. В ходе реакции внутреннего сшивания вязкость приготовленного раствора меняется относительно медленно, что обеспечивает возможность выполнить закачку и дальнейшую фильтрацию раствора в пласт при допустимых значениях приёмистости скважины. В ходе дальнейшей фильтрации раствор полимера и вещества-сшивателя (гелант) достигает промытой водой области пласта. Если концентрации веществ и режимы закачки раствора выбраны корректно, в момент его размещения в выбранной области, начинают преимущественно происходить реакции внешнего сшивания, после чего вязкость раствора резко увеличивается, и он образуется сшитый полимерный гель, препятствующий дальнейшей фильтрации воды.

#### **Обоснование опытно-промышленных испытаний**

Прежде чем любая новая технология начнёт массово использоваться на объектах нефтегазодобычи, она должна пройти обязательный перечень исследований и испытаний,

чтобы получить научно-техническое и экономическое обоснование применения. В ходе научно-технического апробирования технология проходит несколько основных этапов тестирования.

Традиционно, в период до 70-х годов 20-го века, в качестве таких этапов можно было выделить первичный цикл лабораторных исследований и последующие опытно-промышленные испытания.

На сегодняшний день цикл лабораторных исследований включает в себя четыре основных этапа, представленных на рисунке 1.

### ЛАБОРАТОРНОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ ПРОЕКТОВ ПОТ. СТАНДАРТНЫЙ КОМПЛЕКС ИССЛЕДОВАНИЙ

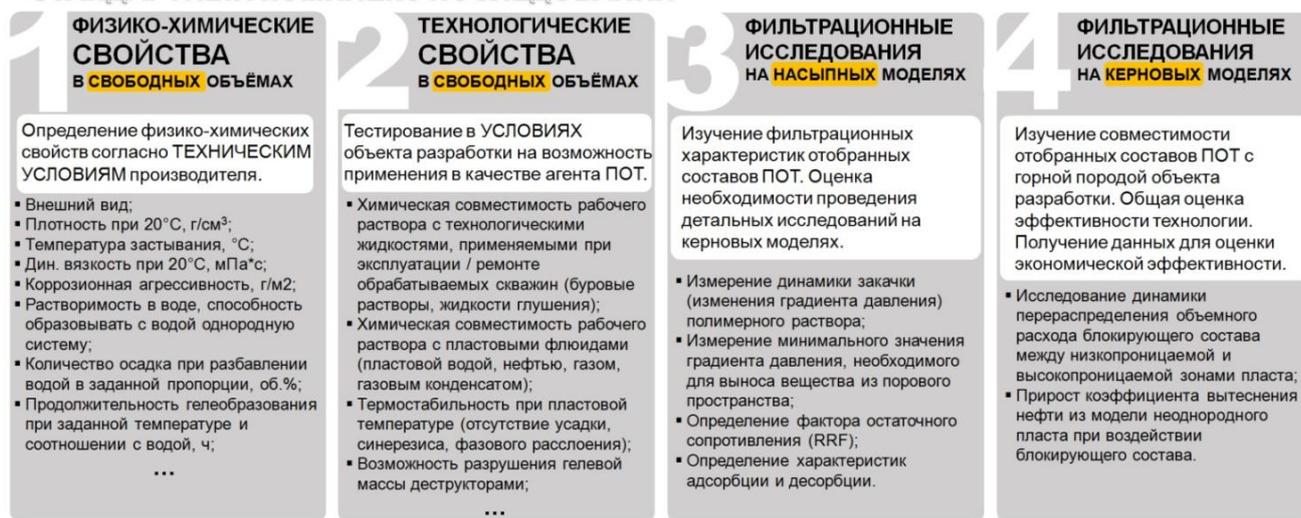


Рисунок 1 - Стандартный комплекс лабораторных исследований.

С появлением и широким распространением компьютерной техники, а также программного обеспечения для гидродинамического моделирования, в перечень обязательных этапов исследований также добавилось компьютерное моделирование, в ходе которого создается прогноз применения технологий на основе лабораторных и промысловых данных. Появление современных цифровых инструментов оценки эффективности технологий позволило значительно повысить точность получаемых прогнозов.

Однако, наиболее распространенные в области нефтегазового инжиниринга, используемые на этапе компьютерного моделирования, гидродинамические симуляторы отнюдь не сразу обзавелись и в большинстве своём до сих пор не обладают полным инструментарием для моделирования специфических и разнообразных технологий увеличения нефтеотдачи пластов, в частности ПОТ [4].

По этой причине и сегодня инженерам-нефтяникам зачастую приходится обходить вопрос детального моделирования физико-химических процессов, происходящих в пласте в ходе применения ПОТ. Вместо этого, на этапе компьютерного моделирования выполняется адаптация гидродинамической модели к данным, полученным в ходе лабораторных исследований. Данный метод долгое время успешно применяется для моделирования полимерного заводнения, и в последнее время появляются научные работы, в которых авторы пробуют адаптировать данный подход для моделирования свойств более сложных систем. Однако, в виду усложнения технологии применения и химической композиции современных составов ПОТ, протекающие в пласте сопутствующие физико-химические процессы имеют, как правило, комплексный и нелинейный характер. В результате чего моделировать подобные технологии с помощью ограниченного набора общих параметров с соблюдением большого числа ограничений, действующих в рамках гидродинамической модели конкретного объекта, становится всё сложнее.

Таким образом, на сегодняшний день в отрасли существует потребность в дальнейшем развитии и совершенствовании цифровых инструментов моделирования физико-химических процессов, характерных для применения ПОТ, в условиях, когда исходный код большинства

коммерческих гидродинамических симуляторов является закрытым. Требуется создание специализированного программного обеспечения, которое могло бы эффективно и с достаточной степенью детальности моделировать динамику основных процессов происходящих в пласте, предоставляло бы широкие возможности варьирования параметров дизайна закачки и свойств используемых составов, способствовало бы стандартизации процесса цифрового моделирования ПОТ.

В целях калибровки и уточнения параметров аналитических моделей, закладываемых в подобное специализированное программное обеспечение, необходимо расширение стандартного комплекса лабораторных исследований.

### **Особенности математического описания ПОТ**

Основной особенностью полимерных составов, применяемых в рамках ПОТ, является непостоянство их агрегатного состояния в ходе выполнения полного цикла технологических операций. Для удобства математического описания всего многообразия процессов происходящих с полимерным раствором в ходе закачки, используемые модели распределяют между тремя основными этапами:

#### **1. Фильтрация геланта:**

Для достаточно точного математического описания процесса фильтрации раствора ЧППАА и ацетата хрома (III), в первую очередь, необходимо описать реологические свойства данных технологических жидкостей. На начальном этапе подготовки и закачки в пласт свойства геланта крайне близки к свойствам полимерного раствора.

В ходе многочисленных исследований реологических свойств водных полимерных растворов было установлено, что данные жидкости демонстрируют неньютоновские вязкоупругие свойства. т.е. величина динамической вязкости подобного состава зависит от скорости сдвиговых деформаций, происходящих в объёме флюида при его движении.

Основное влияние на вязкоупругие свойства подобного раствора оказывает концентрация вещества полимера и скорость сдвиговых деформаций. Зависимость динамической вязкости раствора от концентрации полимера, как правило, описывается регрессионными моделями (полиномиальная зависимость), полученными на основе лабораторных измерений в свободных объёмах (модель Тёрстона, модель Флорри-Хаггинса).

Зависимость динамической вязкости от скорости сдвиговых деформация (скорость сдвига) может быть определена одной из нескольких существующих комплексных аналитических моделей (модель Серайта, модель Дельшад, модель Лоне), описывающих ньютоновские, псевдопластичные и дилатантные свойства растворов в рамках внутрипоровой реологии. Калибровка данных моделей может осуществляться на основе лабораторных измерений фактора сопротивления (RF) в ходе фильтрационных экспериментов.

Помимо реологических свойств геланта необходимо также аналитически описать действие механизмов удержания компонентов раствора внутри порового пространства горной породы в ходе фильтрации, так как итоговые концентрации вещества полимера и вещества-сшивателя будут определять финальные свойства сшитого полимерного геля.

Из всех механизмов удержания веществ, участвующих в формировании сшитого полимерного геля, наилучшим образом аналитически описан процесс адсорбции веществ на поверхности порового пространства горной породы. Наиболее часто используемые модели адсорбции, как правило, построены на классической изотерме Ленгмюра.

Также имеются аналитические модели описывающие процессы выпадения вещества-сшивателя (ацетат хрома (III)) в осадок с ростом показателя pH результате накопления соединений хрома в пористой среде.

Остальные механизмы удержания компонентов геланта (образование сгустков, перемычек, застревание в тупиковых поровых каналах, гравитационная сепарация) не имеют верифицированных исследованиями аналитических моделей.

Механизмы удержания полимерного вещества в поровом пространстве горной породы меняют структуру этого пространства и в совокупности с особенностями его строения формируют недоступный поровый объём (IAPV). Параметр недоступного порового объёма, в сущности, характеризует долю порового пространства, куда молекулы полимера не могут

попасть в силу различных причин (большие размеры молекул полимера, адсорбция полимера, механическое и гидродинамическое удержание).

Фактор IAPV определяет линейную скорость фильтрации вещества полимера в поровом пространстве породы. В ходе совместной закачки полимера и вещества-сшивателя, при наличии значительного недоступного порового объёма, линейная скорость фильтрации веществ будет различной, в область обработки они будут поступать в разное время, что скажется на условиях формирования сшитого полимерного геля. Измерение данного параметра происходит в ходе фильтрационных исследований. На сегодняшний день также отсутствует аналитическая модель для описания данного параметра.

## 2. Процесс гелеобразования:

В рамках существующих аналитических моделей, описывающих кинетику гелеобразования, реакции внутреннего и внешнего сшивания описываются отдельно.

Так для описания динамики внутреннего сшивания может быть использована эмпирическая модель, построенная в результате лабораторных исследований, в ходе которых измерялась скорость убывания непрореагировавшего хрома в приготовленном геланте с заданной концентрацией полимера и вещества-сшивателя [5]. На основе лабораторных данных была построена зависимость скорости убывания количества непрореагировавшего хрома от его начальной концентрации, а также начальной концентрации карбоксилатных функциональных групп полимерного вещества, определяемой степенью гидролиза.

Для моделирования реакции внешнего сшивания также может быть использована эмпирическая модель, построенная в результате исследования динамики изменения реологических свойств геланта и его характеристик поглощения излучения УФ-видимого диапазона [3]. В результате опытных работ была сформулирована эмпирическая зависимость величины поглощения излучения гелантом, которая характеризует уровень концентрации хрома, в заданный момент времени от разности поглощения в момент начала реакции и момент её окончания.

Момент времени, когда вязкость жидкого геланта резко увеличивается и вещество превращается в гель (точка гелирования), может быть с высокой степенью точности определён методами вибрационной вискозиметрии (метод Танга-Дайнса). Поиск аналитических моделей для расчёта данной характеристики полимерного геля на сегодняшний день продолжается.

## 3. Размещение и разрушение сшитого полимерного геля:

Динамическая вязкость гелевой системы может быть рассчитана с помощью дополненного уравнения Флори-Хаггинса или модели Серайта. В рамках предлагаемых моделей сшитая полимерная система состоит из двух компонентов (гелант и сшитый полимерный гель), соотношение которых мы можем задавать с помощью параметров уравнения. Отдельные аналитические модели разработаны для описания проникновения сшитого полимерного геля в крупные трещины горной породы (модель Ванга-Серайта, модель Оуяна).

Снижение фазовой проницаемости воды после окончательного формирования гелевого экрана описывается линейными зависимостями понижающего коэффициента (RKW) от характеристик удержания полимерного геля и фактора остаточного сопротивления.

Изменение фазовой проницаемости по нефти оценивается отдельно опытным путём, так как в ходе применения технологических жидкостей на основе полимерных материалов имеет место диспропорциональное снижение относительных фазовых проницаемостей (ОФП) пластовых флюидов.

Для описания механизмов разрушения геля существуют различные аналитические модели (модель Ставланда, модель Лоне).

## **Комплексное лабораторное сопровождение применения ПОТ**

На основе представленных сведений можно сделать вывод о том, что для формулирования корректного аналитического описания основных физико-химических процессов, происходящих в пласте в ходе применения ПОТ, необходимо расширить комплекс стандартных лабораторных исследований.

В ходе исследования технологических свойств потокоотклоняющих агентов, необходимо проводить дополнительные исследования реологических свойств тестируемого состава, влияния механизмов удержания, кинетики внутреннего и внешнего сшивания.

На этапе фильтрационных исследований с использованием насыпных моделей необходимо исследовать внутрипоровую реологию, проводить сравнительные измерения величины удержания полимера и вещества-сшивателя (трассерные исследования, измерение недоступного порового объема) и сопоставлять получаемые результаты с данными измерения статической адсорбции, оценивать диспропорциональные изменения фазовых проницаемостей (исследование характеристик ОФП).

На этапе фильтрационных исследований на керновых моделях следует проводить измерение недоступного порового объема, величины удержания ключевых компонентов, изучать механизмы разрушения сшитого полимерного геля.

### ЛАБОРАТОРНОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ ПРОЕКТОВ ПОТ.

#### РАСШИРЕННЫЙ КОМПЛЕКС ИССЛЕДОВАНИЙ

1 ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА В СВОБОДНЫХ ОБЪЕМАХ	2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА В СВОБОДНЫХ ОБЪЕМАХ	3 ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА НАСЫПНЫХ МОДЕЛЯХ	4 ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА КЕРНОВЫХ МОДЕЛЯХ
<p>Определение физико-химических свойств согласно ТЕХНИЧЕСКИМ УСЛОВИЯМ производителя.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Внешний вид;</li> <li>Плотность при 20°C, г/см<sup>3</sup>;</li> <li>Температура застывания, °C;</li> <li>Дин. вязкость при 20°C, мПа*с;</li> <li>Коррозионная агрессивность, г/м<sup>2</sup>;</li> <li>Растворимость в воде, способность образовывать с водой однородную систему;</li> <li>Количество осадка при разбавлении водой в заданной пропорции, об. %;</li> <li>Продолжительность гелеобразования при заданной температуре и соотношении с водой, ч;</li> </ul> <p>...</p>	<p>Тестирование в УСЛОВИЯХ объекта разработки на возможность применения в качестве агента ПОТ.</p> <p style="text-align: center;">+</p> <p>СТАТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ РЕОЛОГИИ ПОЛИМЕРНОГО РАСТВОРА (<math>\mu = f(C, p)</math>).</p> <p>СТАТИЧЕСКИЕ ИЗМЕРЕНИЯ ВЕЛИЧИНЫ АДсорбЦИИ [C<sub>ads</sub>] НА ПЕСЧАНОЙ НАВЕСКЕ / ШЛАМЕ. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДОМИНИРУЮЩЕГО МЕХАНИЗМА УДЕРЖАНИЯ ПОЛИМЕРА.</p> <p>УТОЧНЕНИЕ КИНЕТИКИ РЕАКЦИИ СШИВАНИЯ КОНКРЕТНОГО СОСТАВА.</p> <p>ИЗМЕРЕНИЕ ТОЧКИ / ПЕРИОДА ГЕЛИРОВАНИЯ</p>	<p>Изучение фильтрационных характеристик отобранных составов ПОТ.</p> <p style="text-align: center;">+</p> <p>ИССЛЕДОВАНИЕ ВНУТРИПОРОВОЙ РЕОЛОГИИ. [RF] ВЫБОР РЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДИНАМИЧЕСКОЙ ВЯЗКОСТИ ГЕЛАНТА.</p> <p>ИЗМЕРЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ УДЕРЖАНИЯ ПОЛИМЕРА. (СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ТЕСТЫ. IAPV. ТРАССЕРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ)</p> <p>ИССЛЕДОВАНИЕ НЕПРОПОРЦИОНАЛЬНОГО ИЗМЕНЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ. [Rk] (ХАРАКТЕРИСТИКИ ОФП)</p>	<p>Общая оценка эффективности технологии.</p> <p style="text-align: center;">+</p> <p>ИЗМЕРЕНИЕ НЕДОСТУПНОГО ПОРОВОГО ОБЪЕМА. [IAPV] ТРАССЕРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ</p> <p>ИЗМЕРЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ УДЕРЖАНИЯ КЛЮЧЕВЫХ КОМПОНЕНТОВ РАСТВОРА.</p> <p>ИССЛЕДОВАНИЕ МЕХАНИЧЕСКОГО РАЗРУШЕНИЯ ГЕЛЯ. (ИЗМЕНЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ RRF ПРИ ВОЗДЕЙСТВИИ РАЗЛИЧНЫХ ПЕРЕПАДОВ ДАВЛЕНИЯ)</p>

Рисунок 2 - Расширенный комплекс лабораторных исследований.

В рамках предлагаемого подхода специализированное программное обеспечение на каждом итерационном шаге гидродинамического моделирования должно обмениваться данными с гидродинамическим симулятором, получая от него информацию о сетке гидродинамической модели, характеристиках давления, температуры, флюидонасыщенности, режимах работы скважин и т.д. Получая указанные данные, специализированный программный комплекс рассчитывает концентрации ключевых химических компонентов, моделирует кинетику химических реакций, рассчитывает параметры адсорбции и иных видов удержания, уточняет данные о реологии полимерных составов, а также фазовых проницаемостях флюидов. После чего передаёт эти значения в гидродинамический симулятор. И так на каждом шаге моделирования.

#### Заключение

На основе представленных сведений можно сделать вывод о том, что совершенствование существующих и создание новых потокоотклоняющих технологий требуют дальнейшего развития методов цифрового гидродинамического моделирования. Корректный подбор и калибровка соответствующих математических моделей должны осуществляться на основе данных расширенного комплекса лабораторных исследований. Современный подход к обоснованию опытно-промышленных испытаний новых потокоотклоняющих технологий должен предусматривать использование специализированного программного обеспечения для детального моделирования сопутствующих физико-химических процессов.

## КОМПЛЕКСНОЕ ЦИФРОВОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОТ

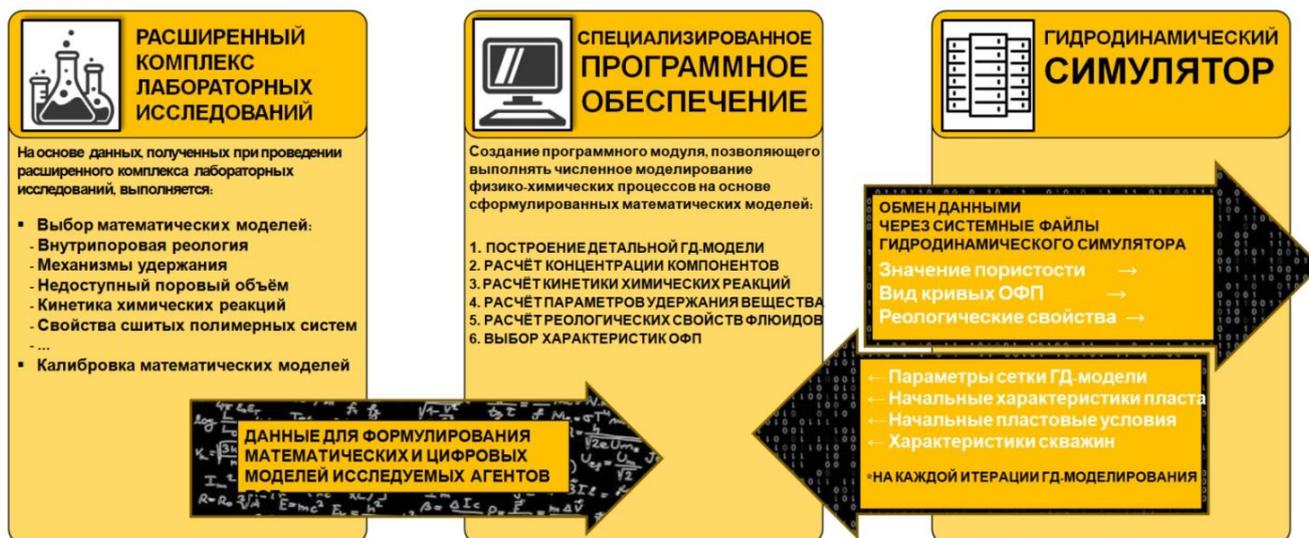


Рисунок 3 - Комплексное цифровое моделирование ПОТ.

### Библиографический список:

1. Развитие и совершенствование ремонтно-изоляционных работ на месторождениях Западной Сибири / Ю.В. Земцов // СПб.: ООО «Недра». – 2014. – с.3-65.
2. Stability of Partially Hydrolyzed Polyacrylamides at Elevated Temperatures in the Absence of Divalent Cations / R.S. Seright, A.R. Campbell // SPE. – 2009. – p.341-348.
3. Mechanism Study of the Cross-Linking Reaction of Hydrolyzed Polyacrylamide/Ac3Cr in Formation Water / L. Zhang, C. Pu, H. Sang, Q. Zhao // EF. – 2015. – p.4701-4710.
4. Цифровое моделирование потокоотклоняющих технологий: обзор аналитических моделей для описания физико-химических свойств шитых полимерных гелей / Р.С. Неклеса, О.А. Морозюк // Недропользование. – 2022. - Т.22. - No3 – с. 126-138.
5. Reaction Kinetics of the Uptake of Chromium (III) Acetate by Polyacrylamide / R. Jain, C.S. McCool, D.W. Green, G.P. Willhite, M.. Michnick // SPE. – 2004.

УДК 622.276

### Технологические особенности термогазового воздействия на залежи Баженовской свиты

Овчинников В. П., Мелехов А. В., Рожкова О. В.

*Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень, Россия*

Освоение и промышленная реализация технологии термогазового воздействия увеличит сырьевую базу и повысит эффективность разработки нефтяных месторождений. Авторами был предложен и рассмотрен метод термогазового воздействия основанный на закачивании воздуха и воды с химическими добавками в пласт, и их преобразование в эффективные вытесняющие агенты за счет внутрислоевых окислительных процессов.

Данное технологическое решение впервые в нашей стране было предложено в 1971 году [1-3]. Особенностью термогазового способа для добычи нефтепродуктов из баженовской свиты, заключается в том, что для начала самопроизвольных процессов окисления пластовых углеводородов используется внутрислоевая энергия (температура 60 – 65 С и давление 30 – 40 МПа) [4, 5].

Одновременное закачивание горячего воздуха и воды позволяет реализовать эффект гидродинамического, термического и газового воздействий [1, 6 – 14], при этом:

- активные окислительные процессы внутри пласта нефтекерогеносодержащих пород происходят под действием кислорода воздуха в самом керогене, а не остаточной части нефти, сам воздух преобразуется вытесняющий агент;

- смесь воздуха и воды создает тепловую оторочку в дренируемой зоне, и передает совместно с гидровоздействием значительную часть тепловой энергии не дренируемым зонам, что оказывает положительное влияние на прогрев больших участков пласта и приводит к образованию трещиноватости и разложению керогена в легкую, более подвижную нефть с сопутствующими газами (рис. 1).

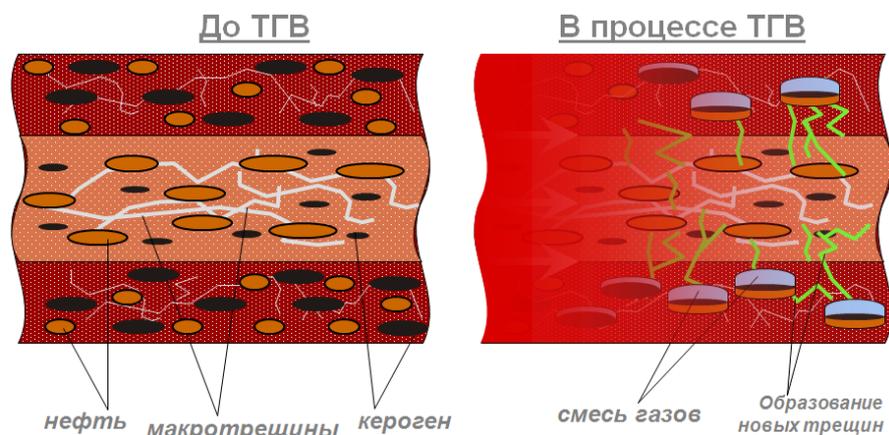


Рисунок 1 – Схема образования углеводородов при ТГВ.

Таким образом, данные технологические процессы в значительной степени отличают применение метода ТГВ в баженовской свите от обычных коллекторов и сопровождаются более разнообразными внутрипластовыми процессами.

Так как в качестве топлива при внутрипластовых процессах используется кероген, который присутствует в значительно больших количествах чем легкая нефть и при этом обладает значительно более низкой подвижностью, то все данные процессы в основной массе протекают только в прогретых зонах.

На рисунке 2, изображена принципиальная схема протекания процесса ТГВ внутри баженовской свиты с образованием температурных зон, возникающих при закачке активных агентов. [12].

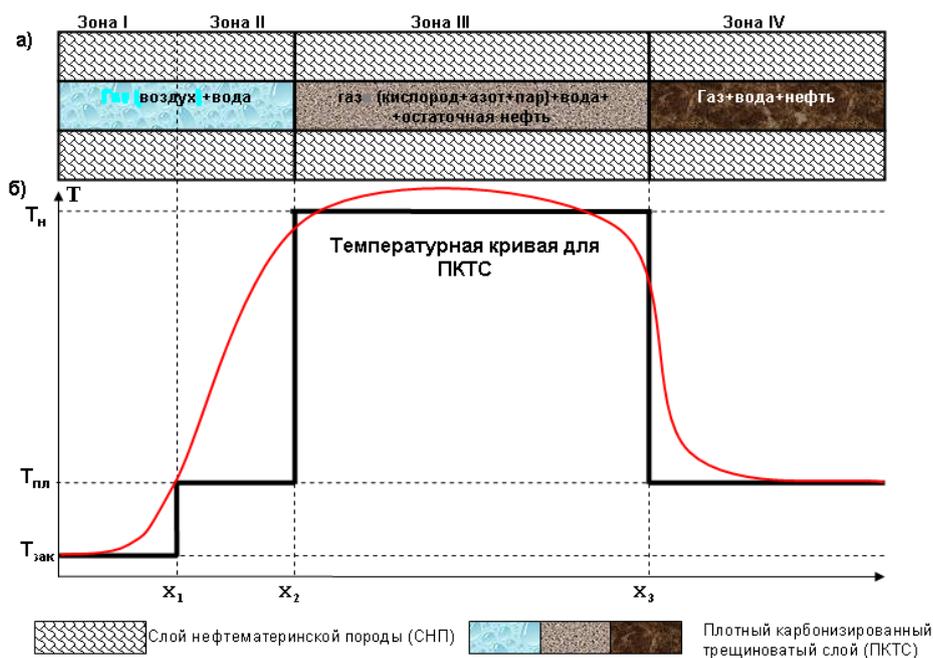


Рисунок 2 – Принципиальная схема строения баженовской свиты и температурного процесса при ТГВ [32].

В зоне I происходит движение закачиваемой в пласт водовоздушной смеси при поверхностной температуре  $T_{ак}$  равной 20 °С, которая является значительно ниже внутрипластовой температуры баженовской свиты.

- В зоне II происходит движение водовоздушной смеси, за счет теплопереноса и теплообмена с прогреванием смеси до пластовой температуры.

- В зоне III происходит основное генерирование тепла и прогрев зоны III за счет процессов окисления нефти кислородом воздуха. При этом, зона III является наиболее горячей зоной окислительных процессов и считается, что в ней происходит полное потребление кислорода.

- В зоне IV происходит совместное движение и вытеснение образуемой нефти газом и водой. По температурным параметрам зона IV сопоставима с зоной II.

С точки зрения технологических процессов наибольший интерес представляет зона III, так как в этой зоне происходят отсевные процессы генерации тепла и прогрева пород, как плотного карбонизированного трещиноватого слоя, так и нефтематеринских пород баженовской свиты. Размеры зоны III, а также динамика движения и изменения ее температуры имеют решающее значение для полноты и оценки технологических параметров ТГВ, от которых, в конечном итоге, зависит количество извлекаемой нефти из корогенсодержащих нефтематеринских пород.

Более детальные исследования окислительных внутрипластовых процессов при ТГВ представлены в работах [15–19]. Данные исследования показали, что процесс пиролиза условно подразделяется на несколько ключевых стадий термодеструкции керогена. В таблице 1 приведены стадии термодеструкции при окислительных преобразованиях, температурные и энергетические характеристики протекающих процессов.

Таблица 1 – Сведения о стадиях и кинетических параметрах пиролиза корогенсодержащих пород по данным разных источников.

Происходящие процессы (преобладающие)	$\Delta H$ , кал\г	Температура, °С	$E_{акт}$ , ккал\моль
Выделение воды и неуглеводородных газов	5,7–18,4	<180	10–27
	28,3	< 125	16
	7,5–58,9	< 180	9–16,8
Образование термобитума Начало интенсивного газообразования (H <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> )	6,9–37,5	180–320	21–50,6
	60,6	125–325	21
	6,0–77,0	180–320	18,6–30,0
Разложение термобитума до смолы. Пик выделения H <sub>2</sub> . Нарастание – CH <sub>4</sub> , C <sub>2</sub> -C <sub>4</sub>	20,1	325–400	26
	-	320–440	32
Разложение смолы на газ и жидкие УВ (нефть). Начало образования кокса	65–125,7	> 400	45,7–111,0
	38,2	400–500	42
	22–136,3	> 400	28–77
	-	440–520	42,6
Коксообразование и разложение минералов	32,0	> 500	55
	-	520–840	45,8

Как видно по данным таблицы, энергия активации и теплота реакции деструкции нефтематеринских пород на каждой стадии значительно различаются. Необходимо также отметить, что из-за существенных различий в структурном строении и особенностях макромолекул керогенов, а также сложной природе их взаимодействия с минеральной составляющей пород, требующих различных затрат на осуществление разных стадий процесса термодеструкции приводит к образованию целого ряда газообразных, жидких и твердых продуктов реакций.

В работе [20] авторами представлены результаты оценки параметров процессов низкотемпературного окисления и горения углеводородов баженовской свиты (таблица 2).

Таблица 2 – Сведения о параметрах процессов внутрипластового горения применительно к условиям баженовской свиты.

Параметр	Величина	Единица измерения
1. Расход воздуха на выжигание 1 м <sup>3</sup> породы:	1250	кг/м <sup>3</sup>
2. Максимальное содержание CO <sub>2</sub> в газах горения	около 17	%
3. Отношение CO/CO <sub>2</sub> в газах горения при температурах 200 – 400 °С	около 0	-
4. Температура воспламенения	135–145	°С
5. Время адиабатического воспламенения	0,2	сут
6. Порядок реакции окисления:		
по кислороду;	0,5	-
по углеводородам	1,0	-

Таким образом, для выхода жидких углеводородов из керогена необходимо ограничить температуру термического разложения и воздействия ТГВ до 350-450 °С, однако данные температуры необходимо рассчитывать в зависимости от конкретных геолого-технических условий.

Реализация термических методов добычи углеводородов сопровождается повышением внутрипластовой температуры путем либо самостоятельной выработки тепловой энергии за счет окислительных процессов, либо сообщения дополнительной энергии из вне. При реализации технологии ТГВ максимальное воздействие теплофизической нагрузки приходится на обсадную колонну и крепь нагнетательной скважины, особенно в зоне перфорации хвостовика. Нагрев элементов конструкции колонны, сопровождается их температурными деформациями (расширением), что в свою очередь, при наличии сопутствующих механических ограничений, приводит к формированию дополнительных термомеханических напряжений. Кроме того, с ростом температуры происходят изменения в прочностных характеристиках металла.

Для расчёта контроля процесса проведения ТГВ, а также рассмотрения и определения максимальных нагрузок возникающих в процессе проведения ТГВ при технологических операциях закачивания активных агентов авторами работы [21] в программном комплексе SIMULIA Abaqus была построена математическая модель типовой нагнетательной скважины. В данной работе были предварительно проведены расчеты и проведена симуляция всего цикла закачивания активных агентов, рассмотрены процессы сообщения тепла и механических нагрузок на обсадные колонны и крепь скважины во время инициализации окислительных процессов и их поддержания.

Данными расчетами было установлено и подтверждено, что наибольшие термомеханические нагрузки приходятся на хвостовик и цементный камень в непосредственной зоне окислительных процессов, при этом сам фронт окисления с максимальными температурами сдвигается от тела обсадной колонны за счет постоянного притока активных агентов (рисунки 3-6).

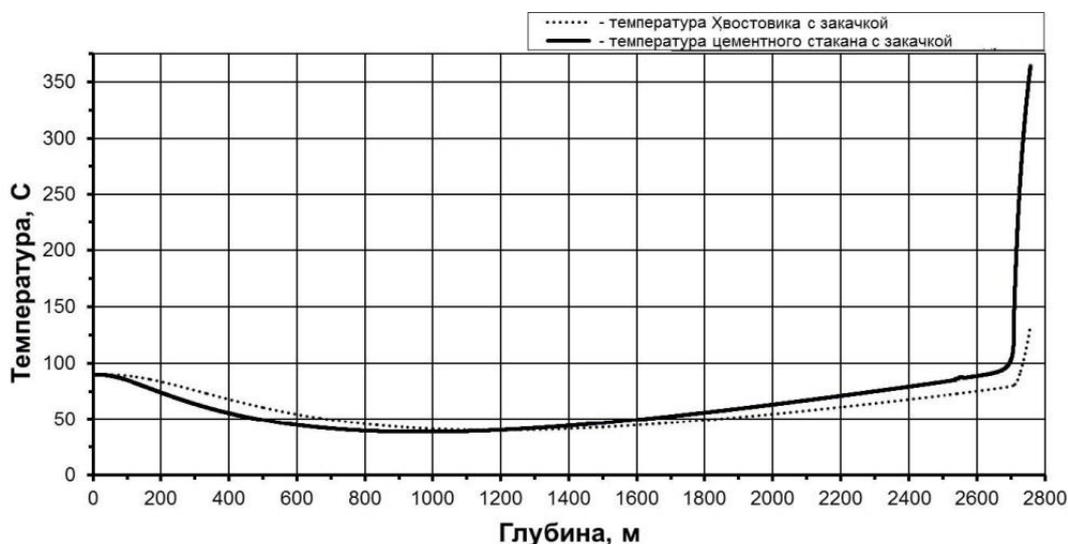


Рисунок 3 – График изменения температуры в зоне цементного камня и хвостовика.

Максимальные теплофизические нагрузки возникают только вначале окислительного процесса, далее после нескольких минут закачивания водовоздушной смеси температура в зоне цементного стакана хвостовика не превышает 300 °С.

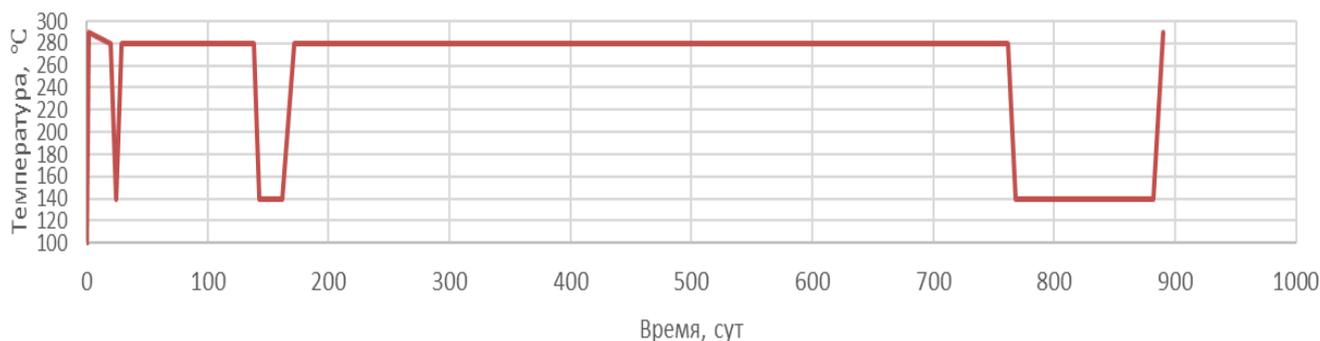


Рисунок 4 – Изменение температуры цементного камня в интервале хвостовика при закачивании активных агентов.

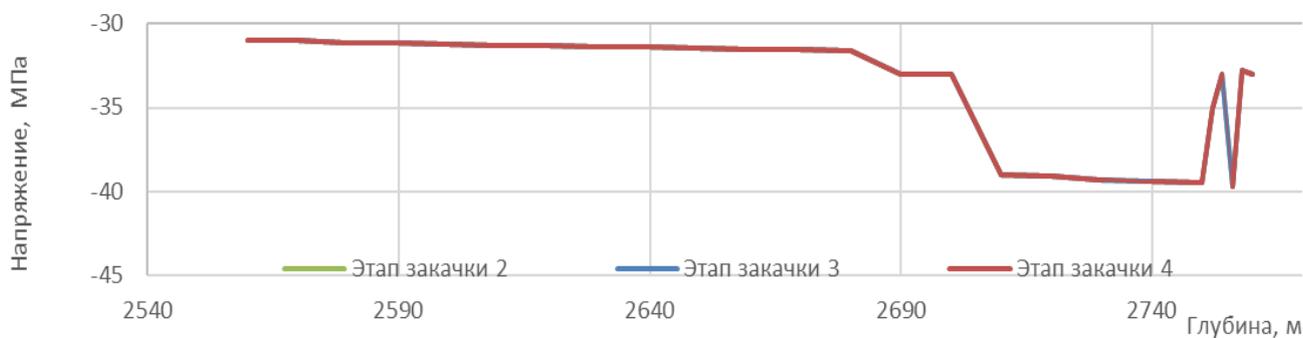


Рисунок 5 – Распределение главных напряжений вдоль цементного камня после этапов 2, 3, 4 закачки воздуха.

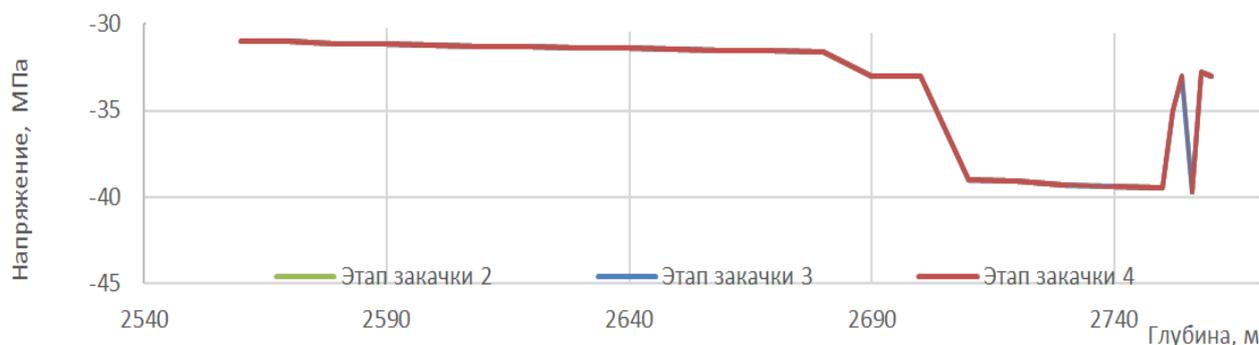


Рисунок 6 – Распределение главных напряжений вдоль цементного камня после этапов 2, 3, 4 закачки воды.

По своим теплофизическим нагрузкам на крепь скважины процесс ТГВ сопоставим с парациклической обработкой пласта (ПЦО), применяемой для добычи высоковязких нефтей. Сопоставление процессов и нагрузок от ПЦО и ТГВ представлены в таблице 4.

Проведенные авторами расчеты показали, что для обеспечения надлежащей изоляции затрубного пространства и противостоянию термомеханическим нагрузкам при реализации ТГВ цементный камень в зоне хвостовика должен обладать низкой теплопроводностью, а также:

- термостойкостью в нижней части нагнетательных скважин (250 м от башмака эксплуатационной колонны и весь интервал хвостовика скважины) до 300 °С при нагрузке до 45,0 МПа;
- термостойкостью в нижней части добывающих скважин (250 м от башмака эксплуатационной колонны) до 200 °С;
- термостойкостью в верхней части добывающих скважин до 160 °С;

Кроме того, на цементный раствор накладывают свои ограничения геолого-технические характеристики залегания пласта Баженовской свиты (таблица 5) и продолжительность процессов крепления обсадных колонн.

Таблица 4 – Сравнение операций на стадиях проведения ПЦО и ТГВ.

Стадии процесса ПЦО*	Стадии процесса ТГВ**
<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Нагнетание пара в призабойную зону</li> <li>- плавный подъем температуры 30 °С/час до 300-350 °С</li> <li>- плавный рост давления до 16 МПа</li> <li>- продолжительность процесса до 10 часов</li> <li>✓ Пропитка пласта паром после окончания нагнетания</li> <li>- Постепенное снижение температуры и давления до пластовых условий</li> <li>- Продолжительность процесса от 7 до 10 дней</li> <li>✓ Перевод скважины в добычу при пластовых условиях</li> <li>- продолжительность процесса до снижения эффекта</li> <li>✓ количество ПЦО в цикле жизни скважины: 3-5 циклов</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Нагнетание воздуха при температуре 90 °С</li> <li>- Инициация внутрипластового окисления с резким постом температуры до 300 °С в зоне хвостовика скважины</li> <li>- рост давления до 40-45 МПа</li> <li>✓ Контроль окислительных процессов внутри пласта</li> <li>- закачка воды в пласт в течении 4 - 120 часов</li> <li>- быстрое снижение температуры до 140 °С и давления до 35-40 МПа в зоне хвостовика скважины</li> <li>- нагнетание воздуха при температуре 90 °С в течении 120-600 часов</li> <li>- быстрый рост температуры до 300 °С и давления до 40-45 МПа в зоне хвостовика скважины</li> <li>✓ Продолжительность циклической закачки в течении всего периода добычи</li> </ul>

Таблица 5 – Проектные данные продуктивного интервала.

Индекс пласта	Кровля по вертикали, м	Подшва по вертикали, м	Общая толщина, м	Нефтенасыщенная толщина, м	Текущее пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т
ЮК <sub>0-1</sub>	2716,7	2760,8	44,1	13,2	33,1	88,0	120,0

Таким образом, на основании геолого-технических условий и проведенных расчетов моделирования процессов ТГВ были сформированы требования, предъявляемые к тампонажным растворам для крепления обсадных колонн скважин в условиях ТГВ

Показано, что залежи баженовской свиты имеют сложное литологическое строение, в основном представлены керогенсодержащими породами с вкраплениями малоподвижных нефтей. Наиболее перспективными способами извлечения нефтепродуктов является тепловые методы добычи, в частности термогазовое воздействие на пласт.

Рекомендовано для достижения максимального дебита углеводородов из керогена с помощью ТГВ необходимо ограничивать интенсивность и температуру окислительных процессов в диапазоне 350- 450 °С.

Установлено, что температура зоны прогрева при окислении керогена не однородна и снижается по мере удаления от центральной части реакции, за счет проведения технологических операций по закачке активных агентов

Анализ качества цементирования скважин показал существенное снижение изоляционных свойств тампонажных материалов при использовании тепловых методов добычи и воздействии высоких температур.

### **Библиографический список:**

1. Боксерман А.А., Ямбаев М.Ф. Термогазовый метод повышения нефтеотдачи месторождений легкой нефти // Сб. научн. тр. ВНИИнефть. 2003. № 129. Р. 14–21.
2. Кокорев В.И., Боксерман А.А., Фомкин А.В. Новый отечественный способ разработки месторождений баженовской свиты (часть 1) // Нефтяное Хозяйство. 2013. № 12. Р. 100–105.
3. Кокорев В.И., Боксерман А.А., Фомкин А.В. Новый отечественный способ разработки месторождений баженовской свиты (часть 2) // Нефтяное Хозяйство. 2014. № 1. Р. 50–53.
4. Ямбаев М.Ф. Основные особенности термогазового метода увеличения нефтеотдачи применительно к условиям сложнопостроенных коллекторов (на основе численного моделирования): Дис. на соиск. уч. степени канд. техн. наук. Москва: ОАО «ВНИИнефть им. ак. АП Крылова, 2006. 153 р.
5. Якуцени В.П., Петрова Ю.Э., Суханов А.А. Нетрадиционные ресурсы углеводородов-резерв для восполнения сырьевой базы нефти и газа России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2009. Vol. 4, № 1. Р. 1–14.
6. Грайфер В.И. Интеграция тепловых и газовых методов увеличения нефтеотдачи- основа технико-технологического комплекса разработки месторождений нетрадиционных ресурсов и трудноизвлекаемых запасов нефти // Докл. на Международном форуме по нанотехнологиям «Rusnanotech». Москва. 2010.
7. Антониади Д.Г. Способ разработки нефтяного месторождения: пат. 2139421 Российская федерация USA. 1999.
8. Кокорев В.И. Техничко-технологические основы инновационных методов разработки месторождений с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами нефти: диссертация доктора техн. наук. Москва, 2010. 399 р.
9. Ивановский В.Н. Техника и технология термогазового воздействия на залежи баженовской свиты. ИЦ РГУ нефти и газа. Москва, 2014. 30 р.
10. Боксерман А.А. Термогазовое воздействие на залежи баженовской свиты. SPE-138074, доклад на Нефтегазовой технической конференции и выставке SPE, Москва, 26–28 октября, 2010.
11. Соломатин А. Термогазовое воздействие и месторождения Сибири // Интернет-портал сообщества ТЭК EnergyLand. info <http://www.energyland.info/analytic-show-52541>.
12. Боксерман А.А. Современное состояние и перспективы применения термогазового метода увеличения нефтеотдачи на месторождениях баженовской свиты: доклад" ЭНЕРКОН" 22-23 июня 2010 г. 2010.
13. Боксерман А.А. Промысловые исследования внутрипластовых окислительных процессов при термогазовом воздействии на породы баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. 2011. № 5. Р. 78–82.
14. Григорьева Г.Ф., Рьльков А.В., Фишбейн В.Ю. Оценка тепловых эффектов в процессах преобразования органического вещества (результаты лабораторно-экспериментального моделирования). Тюмень, 1996. 141 р.
15. Сонич В. П. Перспективы разработки отложений баженовской свиты на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз». Сургут, 2002. 250 с.
16. Захаров В.Ю., Рундыгин Ю.А., Щучкин И.А. Кинетика термического разложения горючих сланцев // Горючие сланцы. 1988. Vol. 5, № 1. Р. 74–79.
17. Ромадёнкина (Станотина) С.Б., Морковин В.В., Решетов В.А. Кинетика процесса термического разложения керогена волжского сланца // Журнал прикладной химии. 2000. № 9. Р. 1547–1551.
18. Wen C.S., Kobylinski T.P. Low-temperature oil shale conversion // Fuel. 1983. Vol. 62, № 11. Р. 1269–1273.
19. Научно-технический отчет по этапам 3-6 комплексного проекта «Создание и внедрение инновационного технологического комплекса для добычи трудноизвлекаемого и нетрадиционного углеводородного сырья (кероген, битуминозные пески, высоковязкие нефти)» Государственного контракта с Федеральным агентством по науке и инновациям от 16.05.07

№ 02.525.11.5002: Научно-технический отчет по этапам 3-6 комплексного проекта 02.525.11.5002. Москва: РИТЭК, 2008.

20. Рыжков С.А., Науштаев Д.В. Методика оценки термомеханических напряжений в теле обсадной колонны: Отчет по результатам НИР. Москва: ООО «ТЕСИС», 2017. Р. 81.

21. Щеколдин К. А., Ахмадейшин И. А., Филенко Д. Г. Совершенствование техники и технологии термогазового воздействия на залежи баженовской свиты // Бурение и нефть. No2. 2015. С. 49.

УДК 553.98

## **Трудноизвлекаемые запасы углеводородов доманиковых отложений Тимано-Печорской нефтегазаносной провинции**

Берг Н. В.

*Ухтинский государственный технический университет, ООО «Геотех-2», г. Ухта, Россия*

Изучение и разведка «нетрадиционных» запасов углеводородов набирает всё большую популярность в связи с уменьшением минерально-сырьевой базы на уже разведанных месторождениях и большими затратами на разведку и разработку месторождений на новых не обжитых территориях.

В пределах Ижма-Печорской синеклизы и Печоро-Колвинского авлакогена на разрабатываемых месторождениях во время бурения эксплуатационных скважин неоднократно отмечались аномальные газопоказания по газовому каротажу и повышение свечения капиллярных вытяжек люминесцентно-битуминологического анализа в отложениях доманикового горизонта. Первоначально таким аномалиям не придавали особого значения, так как эти породы считаются нефтематеринскими для всей Тимано-Печорской нефтегазаносной провинции и не рассматривались как коллекторы или как резервуары для накопления углеводородов. В 2012-2019 гг. в пределах Волго-Уральской нефтегазаносной провинции на территории Бузулукской впадины были открыты месторождения с «нетрадиционными» залежами нефти в отложениях доманикового типа франско-фаменского возраста [8] – это позволило посмотреть на доманиковые отложения Тимано-Печорской нефтегазаносной провинции, с новой стороны.

В пределах Тимано-Печорского бассейна доманиковые отложения распространены повсеместно на территории около 320 тыс. км<sup>2</sup>. При этом необходимо уделить внимание только тем отложениям, которые накапливались в глубоководной обстановке в резко восстановительных условиях, а это порядка 190 тыс. км<sup>2</sup> [7]. Так доманиковая высокоуглеродистая формация в Тимано-Печорском бассейне распространена в пределах восточной части региона (рис.1) (Предуральский краевой прогиб, Коротаихинская впадина, Варандей-Адзвинская структурная зона, южная часть Хорейверской впадины, Печоро-Колвинского авлакогена и Ижма-Печорской синеклизы) [6].

А области с повышенными концентрациями органического вещества располагаются на территории Ухта-Ижемского вала и Хорейвейрской впадины [2].

В пределах Лыжско-Кыртаельского и Мичаю-Пашнинского валов и Тэбукской ступени были проанализированы 216 скважин из 7 месторождений, в которых в той или иной степени были встречены отложения доманикового горизонта. В исследуемых скважинах не всегда доманиковые отложения были вскрыты на полную мощность, так как начало геолого-геохимических исследований при ГТИ ограничено геолого-технологическим нарядом, которым не предусматривалось изучение данного горизонта.

Как видно из диаграмм (рис. 2-3), для Лыжско-Кыртаельского вала характерно присутствие признаков нефтенасыщения для 75% скважин, а для Мичаю-Пашнинского вала и Тэбукской ступени для 86%. При анализе учитывались газовые аномалии превышающие фоновые значения в 2 и более раз, значение интенсивности свечения вытяжек люминесцентно-битуминологического анализа с бальной оценкой 3-5, явно отличающиеся от остальных

горизонтов повышенным свечением от желтого, оранжево-желтого до светло-коричневого и имеющие не единичный, а повсеместный характер по всему интервалу или большей его части.

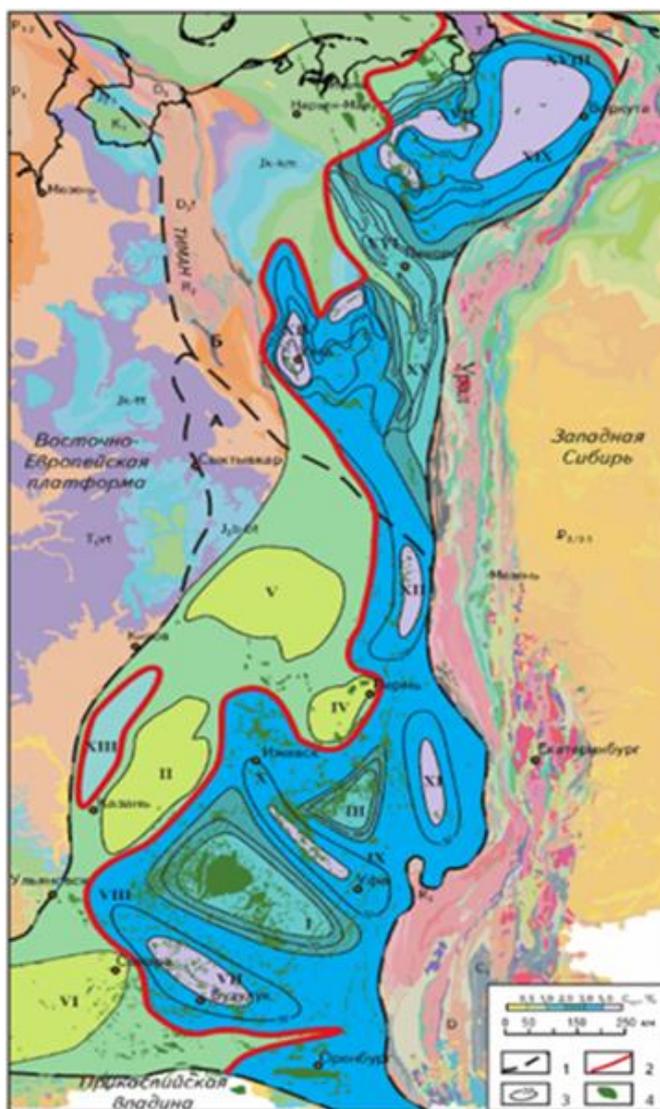


Рисунок 1 - Область распространения доманиковых отложений в Тимано-Печорском и Волго-Уральском бассейнах (Кирюхина Т.А. и др., 2013).

В породах доманикового горизонта в большинстве скважин отмечается повышение газопоказаний вплоть до аномальных значений, превышающих в 10 и более раз фоновые. По обобщенному показателю углеводородного состава (по Лукьянову Э.Е.), газ соответствует нефти и нефти переходного состояния. По данным люминесцентно-битуминологического анализа свечение капиллярных вытяжек характерно для маслянистого и маслянисто-смолянистого, реже смолянистого битумоида, что отвечает нефти и битумоиду с содержанием масел до 50% и с незначительным содержанием асфальтенов.

Что же касается распределения признаков нефтенасыщения непосредственно по месторождениям, они имеют неравномерный и не повсеместный характер и требуют дополнительного изучения.

Доманиковые отложения в рассмотренных скважинах представлены (рис.4) толщиной неравномерного чередования сланцев, известняков, мергелей и силицитов с редкими прослоями аргиллитов и глин. Породы тонко-, реже толстоплитчатые, кремнистые, трещиноватые, трещины тонкие до волосной размерности, залеченные кальцитом, реже кремнем и рудными минералами, с тонкими мелкими неравномерно рассеянными включениями бледно-голубого опала, с тонкорассеянной рудной минерализацией, местами слабо пористые, битуминозные, иногда слабо нефтенасыщенные, со слабым запахом УВ.

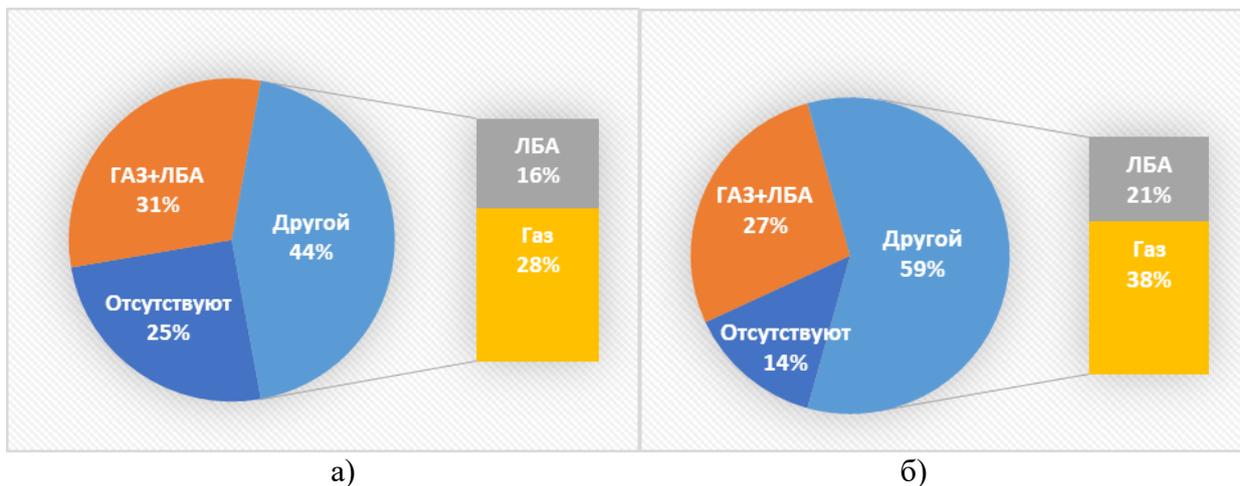


Рисунок 2 - Соотношение признаков нефтенасыщения по данным ГТИ на месторождениях: а) Лызско-Кыртаельского вала; б) Мичаю-Пашнинского вала и Тэбукской ступени.

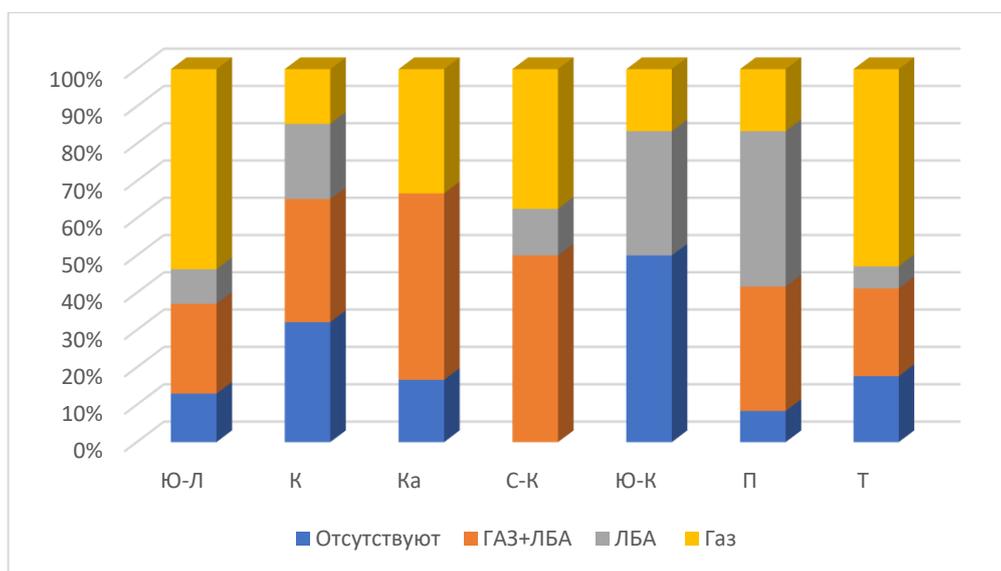


Рисунок 3 - Соотношение признаков нефтенасыщения по месторождениям.



Рисунок 4 - Неравномерное переслаивание мергелей, горючих сланцев, известняков с включениями рудного минерала.

В целом, доманиковые отложения Тимано-Печорского бассейна также, как и Волго-Уральского представлены высокоуглеродистыми карбонатно-кремнистыми и кремнисто-карбонатными породами со сланцеватой текстурой. Особенности залежи нефти Волго-Уральского бассейна в доманиковых отложениях являются, отсутствие подошвенных вод и водонефтяных контактов. Отложения доманикового типа содержат значительное количество

УВ и данные отложения можно рассматривать как единую неструктурную залежь, из которой часть УВ мигрировала в структурные ловушки, а большая часть осталась в доманиковой толще [8], что, по-видимому, характерно и для Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

По результатам пиролиза (рис. 5) доманиковые отложения Тимано-Печорского бассейна характеризуются II типом органического вещества с высоким и превосходным генерационным потенциалом и являются катагенетически преобразованными [6].

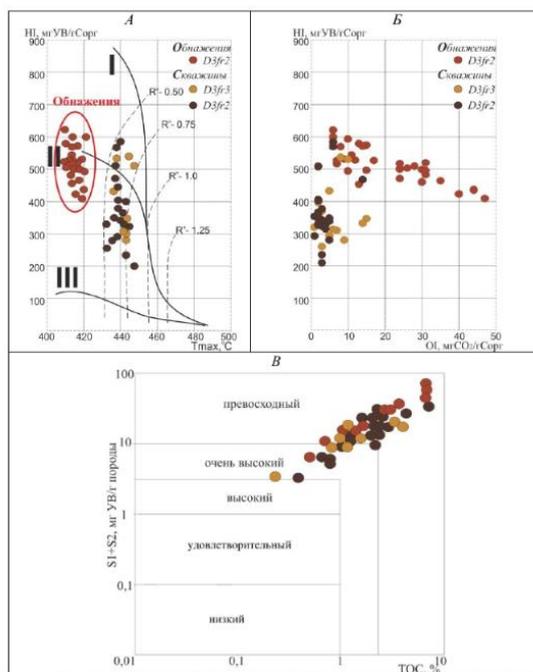
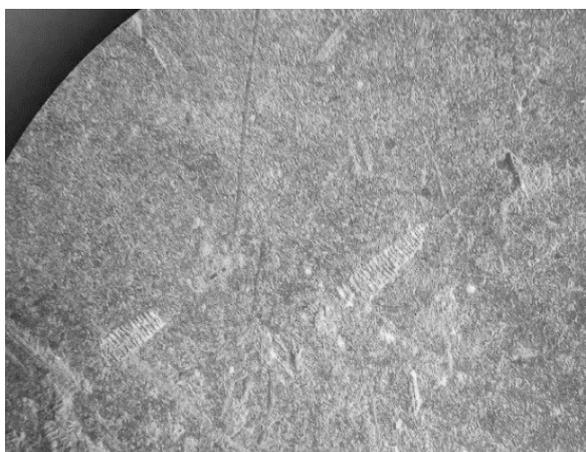


Рисунок 5 - Характеристика ОВ доманиковой ВУФ Тимано-Печорского бассейна. Зависимость водородного индекса (HI) от: А – параметра зрелости  $T_{max}$ , Б – кислородного индекса (OI), В - генерационный потенциал [Санникова И.А. и др., 2017].

Наиболее преобразованные катагенетически породы приурочены к отрицательным тектоническим элементам [3]. А катагенетически незрелое органическое вещество доманиковой высокоуглеродистой формации возможно обнаружить лишь на обнажениях [6].

Для схожих по строению и составу битуминозных карбонатно-кремнистых сланцев со значительным содержанием остатков тентакулит с обнажения, находящегося по левому берегу р. Чуть недалеко от моста и из скважины Лыжско-Кыртаельского вала (рис. 6) был проведен сравнительный люминесцентно-битуминологический анализ. Так для отдельных образцов из скважин характерно неравномерное желтое свечение в ультрафиолетовых лучах, что не характерно для пород из обнажения.



а) с обнажения;

б) из скважин Лыжско-Кыртаельского вала.

Рисунок 6 - Битуминозные сланцы.

Кроме этого, по результатам люминесцентно-битуминологического анализа капиллярных вытяжек (рис.7) для пород из обнажения отмечено образование хлороформной вытяжки коричневого цвета, которая практически не светится в УФ лучах. При этом для пород из скважин характерно желтое до светло-коричневого свечение.



а) с обнажения;



б) из скважин Лыжско-Кыртаельского вала.

Рисунок 7 - Капиллярные вытяжки ЛБА.

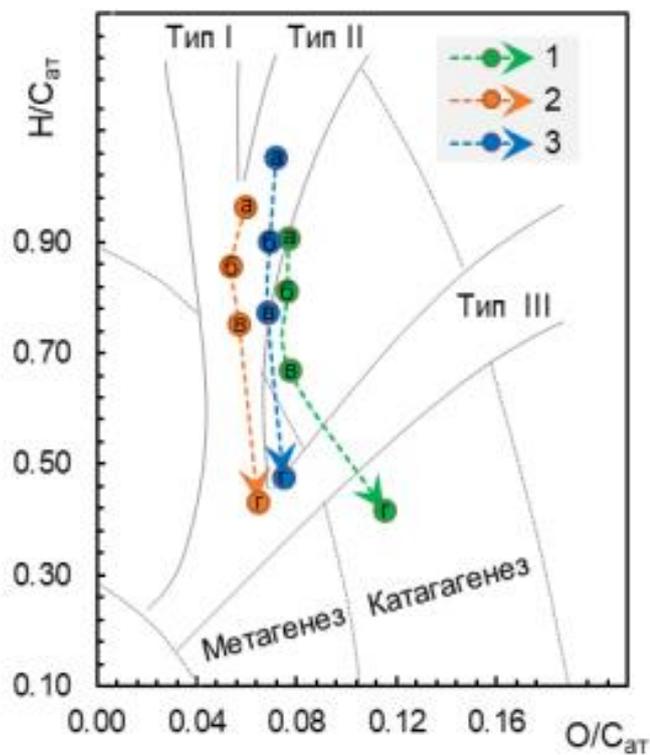
По результатам качественного и количественного анализа хлороформных экстрактов выявлено, что в породах из обнажения содержание хлороформных битумоидов в 3 раза выше, чем в породах из скважины. Свечение экстракта и полученных вытяжек для сланцев из обнажения соответствует смолисто-асфальтеновому битумоиду, содержащему асфальтенов более 20%. В тоже время для сланцев из скважины свечение экстракта и вытяжек характерно для маслянисто-смолянистого битумоида с содержанием смол до 50% и незначительным содержанием асфальтенов, что согласуется с данными, полученными в результате геолого-геохимических исследований в большинстве скважин. При этом по данным Заграновской Д.Е. 2020-2021гг. смолисто-асфальтеновые вещества перенасыщают систему, закупоривая пустотное пространство, а также увеличивают плотность и вязкость флюида, препятствуя его извлечению. В целом в доманиковых породах выделяются пропластки обогащенные ОВ, которые можно условно разделить на нетрадиционный коллектор (НК) с органической пористостью (Кп до 9%), содержащие относительно легкие УВ и пропластки, содержащие наибольшее количество смолянисто-асфальтенового битума и характеризующиеся низкими фильтрационно-емкостными свойствами в результате наличия неподвижных компонентов нефти [10]. Что также прослеживается и в исследуемых скважинах на месторождениях, в виде чередования прослоев с повышенным содержанием смолянисто-асфальтеновых битумоидов в породе и с минимальным их содержанием.

По данным Прищепы О.М. 2014г. технически извлекаемые запасы углеводородного сырья доманиковой формации Тимано-Печорской нефтегазаносной провинции составляют 8,3 млрд. т нефти и 4,6 трлн. м<sup>3</sup> газа.

Резервуары нефти в отложениях доманикового типа обладают очень низкими коллекторскими свойствами. Проницаемость измеряется величинами от тысячных долей до 0,1-0,5 миллидарси, а пористость обычно колеблется от 1 до 6-8%, встречаются отдельные прослои традиционных коллекторов. Промышленные притоки нефти из нетрадиционных коллекторов в настоящее время получают после проведения гидроразрыва пласта (ГРП) с закреплением трещин пропантом, т.е. эти притоки получают уже из другой, искусственно сформированной среды, свойства которой по данным исследования керна, ГИС и испытаний, выполненными до проведения ГРП определить нельзя [8].

На сегодняшний день рентабельной технологии по добычи углеводородов из отложений доманикового горизонта пока нет. Газпром нефть планирует к 2027 г. разработать такую технологию, а в 2030 г. выйти на промышленный уровень добычи её на территории Волго-Уральской нефтегазаносной провинции [1].

В 2023г. Насыровой Р.З. (рис. 8) уже получен результат преобразования керогена карбонатно-кремнистых доманиковых пород Волго-Уральского бассейна в сланцевую нефть при помощи воздействия на них сверхкритической воды при температуре 374°C и давлении 24 МПа, а для разработки пород карбонатных отложений доказано применение субкритической воды при температуре 320°C и давлении не выше 17 МПа [5].



Образцы пород 1-карбонатно-кремнистых отложений семилукского горизонта, 2 - карбонатно-кремнистых отложений мендымского горизонта и 3 -из низкоуглеродистых карбонатных отложений франско-фаменского ярусов : а – исх., б – 320°C, в – 374°C, г – 420°C [Насырова З.Р., 2023г.].

Рисунок 8 - Диаграмма Ван Кревелена, показывающая изменение типов керогена и степени их термической зрелости в породах под воздействием СБВ и СКВ.

В заключение необходимо отметить, что:

Признаки нефтенасыщения в доманиковых отложениях присутствуют во многих скважинах ТПП. По данным Санниковой И. А. доманиковые отложения ТПП характеризуются II типом органического вещества с высоким и превосходным генерационным потенциалом и являются катагенетически преобразованными. Предполагается, что отложения доманикового типа содержат значительное количество УВ и данные отложения можно рассматривать как единую неструктурную залежь. Необходима переоценка углеводородного насыщения доманиковых отложений на территории Тимано-Печорской нефтегазаносной провинции на уже разрабатываемых месторождениях с учетом большого количества фактического материала, для выявления перспективных площадей и интервалов.

#### Библиографический список:

1. Алифирова Е. Газпром нефть, ЛУКОЙЛ и Татнефть в Оренбургской области СП по ТриЗ. Для доманика / Е. Алифирова, О. Бахтина // Нефтегаз.RU : электронный журнал URL: <https://neftegaz.ru/news/partnership/515371-gazprom-neft-lukoil-i-tatneft-sozdali-v-orenburgskoy-oblasti-sp-po-triz-dlya-domanika/>. – Дата публикации: 25.12.2019.
2. Кирюхина, Т.А. Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов / Т.А. Кирюхина, Н.П. Фадеева, А.В. Ступакова, Е.Н. Полудеткина, Р.С. Сауткин // Геология и геофизика. – 2013. – № 3. – С. 76-86.

3. Кирюхина, Т.А. Литолого-геохимическая характеристика доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна / Т.А. Кирюхина, М.А. Большакова, А.В. Ступакова и др. // Георесурсы. – 2015. – № 2. – С. 87-100.
4. Киселёва, Ю. А. Роль доманиковых отложений в формировании залежей нефти в центральных районах Волго-Уральского НПП / Ю.А. Киселева, Т.П. Жеглова, М.В. Дахнова, С.В. Можегова, Е.С. Назарова, Г.С. Нечитайло // Геология и геофизика. – 2017. – № 3-4. – С. 384-397.
5. Насырова, З. Р. Преобразование высокомолекулярных компонентов тяжелой нефти и керогена в породах доманиковых отложений Татарстана в суб- и сверхкритической воде: автореферат дис. кандидата хим. наук : 1.4.12 / Насырова Зухра Рамисовна ; науч. рук. Каюкова Г.П. ; Институт геологии и нефтегазовых технологий КФУ. – Казань, 2023. – 25с.
6. Санникова, И. А. Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносности доманиковых отложений Тимано- Печорского бассейна : автореферат дис. кандидата г.-м. наук : 25.00.12 / Санникова Ирина Алексеевна ; Ступакова А.В. : МГУ. – Москва, 2019. – 23с.
7. Санникова, И. А. Моделирование масштабов генерации углеводородных флюидов доманиковой нефтематеринской толщей ТиманоПечорского бассейна с использованием различных кинетических спектров деструкции органического вещества / И.А. Санникова, М.А. Большакова, А.В. Ступакова, Р.С. Сауткин, А.А. Сулова, Е.В. Козлова // Георесурсы. – 2017. – спецвыпуск Ч. 1. – С. 65-79.
8. Соболева, Е. Н. Достоверность оценки ресурсного потенциала нетрадиционных залежей нефти в отложениях доманикового типа Бузулукской впадины / Е. Н. Соболева // Нефтегазовая вертикаль: электронный журнал URL: [https://ngv.ru/analytics/dostovernost\\_otsenki\\_resursnogo\\_potentsiala\\_netraditsionnykh\\_zalezhey\\_nefti\\_v\\_otlozheniyakh\\_domaniko123/](https://ngv.ru/analytics/dostovernost_otsenki_resursnogo_potentsiala_netraditsionnykh_zalezhey_nefti_v_otlozheniyakh_domaniko123/). – Дата публикации: 19.05.2021.
9. Соболева, Е. Н. Особенности геологического строения, оценка ресурсного потенциала и освоение залежей нефти в отложениях доманикового типа Муханово-Ероховского прогиба : дис. кандидата г.-м. наук : 25.00.12 / Соболева Евгения Николаевна ; науч. рук. Пороскун В. И. ; ВНИГНИ. – Москва, 2022. – 120с.
10. Заграновская, Д.Е. Геолого-геофизические особенности строения отложений доманикового типа, влияющие на оценку запасов и ресурсного потенциала углеводородов : презентация / Д.Е. Заграновская : ООО «Газпромнефть НТЦ» Центр региональной геологии и сейсмического моделирования. – Москва, 2020-2021 гг. URL: <https://www.rosnedra.gov.ru/data/Fast/Files/202103/81028838eff91f7b24f3ffd44100d995.pdf>

УДК 553.985.1

### **Ресурсная база битумов каменноугольного возраста Хоседаюской антиклинальной зоны гряды Чернышева**

Куранов А. В., Вагина Т. И., Желудова М. С.

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

Хоседаюская антиклинальная зона является структурой второго порядка и принадлежит гряде Чернышева Предуральского краевого горного прогиба [3]. Размеры Хоседаюской антиклинальной зоны составляют 175×5-10 км

Оценка ресурсной базы битумов каменноугольного возраста Хоседаюской антиклинальной зоны базируется на результатах параметрического и структурно-поискового бурения на Заостренской структуре (скв. 1 и 103), расположенной в юго-западной части Хоседаюского вала гряды Чернышева. Заостренская структура была выявлена в 1980 г. с/п 804 (Грицкевич, 1980ф), а подготовлена к бурению т/п 8544 (Чудинова и др., 1985ф).

Структура прослежена по отражающим горизонтам в перми, верхнем девоне, силуре и ордовике. В присводовой части Заостренской структуры пробурены две скважины – параметрическая 1-Заостренская и поисково-структурная 103-Заостренская.

**Скв. 103-Заостренская.** В 1984-1985 гг. в сводовой части Заостренской структуры пробурена поисково-структурная скв. 103. Цель бурения – изучение нефтегазоносности разреза. При глубине 1730 м на забое скважиной вскрыты отложения елецкого горизонта верхнего девона.

По результатам химико-битуминологического анализа керна скважиной в карбонатах среднего-верхнего карбона установлена залежь битумов (битумоиды относятся к классу мальт, согласно заключению Э.Л. Ждановой, ТПО ВНИГРИ, 1985ф), интервал залегания битумосодержащих известняков 893,6-932,0 м (С<sub>2m</sub>-С<sub>3</sub>), битумонасыщение превышает 2,5% ХБ по классификации Флоровской. Битумоиды тяжелые, высокосмолистые.

При опробовании ИП в процессе бурения данного интервала (894-950 м) получен незначительный приток бурового раствора с единичными каплями нефти.

После окончания бурения интервал 894,5-920 м был опробован ИП повторно, получен приток мин. воды. Коллектор порово-каверновый, порово-трещинный, геологические запасы битумов были оценены в 1985 г. величиной 1851 тыс. т (Сеппо и др., 1985ф).

Содержание углеводородов составляет 40-45%, в битумоидах – повышенное содержание асфальтенов (11,3-16,2%), высокая концентрация углерода в элементном составе (85,3-85,99%).

Мощность продуктивного пласта битумов около 22 м, в основании его залегает пласт асфальтов мощностью около 4 м (палеоприконтактная зона).

**Скв. 1-Заостренская.** В 1983-1985 гг. с целью изучения геологического строения и выяснения перспектив нефтеносности пробурена параметрическая скважина 1-Заостренская, которая при забое 4500 м вскрыла отложения лландоверийского яруса нижнего силура. Скважиной установлено сложное геологическое строение Заостренской структуры, вскрыты два тектонических нарушения в отложениях задонского горизонта верхнего девона.

Проектом бурения при глубине забоя 4500 м предусматривалось вскрытие метаморфического фундамента, а верхнесилурийские осадки предполагались на глубине 2400 м. Результаты бурения показали несоответствие проектных данных фактическим.

Отложения верхнего силура вскрыты на глубине 3536 м, что на 136 м ниже, чем предполагалось по данным сейсморазведки. В карбонатных отложениях верхнего девона установлено утроение разреза – вместо предполагавшихся 900 м мощность составила 2044 м (Иванов, 1988ф).

Под поверхностью регионального предтимацкого размыва залегают отложения верхнего силура, промышленная продуктивность которых установлена на расположенном поблизости Усинокушшорском нефтяном месторождении.

**Результаты опробования и испытания.** В скважине опробовано ИП в процессе бурения 7 объектов (шесть в отложениях силура, один – в отложениях силура совместно с ордовиком), только в одном из них получен приток мин. воды объемом 7,5 м<sup>3</sup> за 30 минут – в интервале, соответствующем седельскому горизонту нижнего силура (веяжская свита). Из остальных объектов притоков не получено, либо были получены притоки бурового раствора или фильтрата.

Органогенные постройки в отложениях верхнего девона отсутствуют (скважиной вскрыт депрессионный разрез).

**Нефтепроявления по керну** встречены в верхнефранско-задонских и верхне- и нижнесилурийских отложениях.

Сейсмические построения, выполненные в результате проведенной сейсморазведки, оказались некорректными (Иванов, 1988ф).

Таким образом, на Заостренской структуре скважиной 103 **установлена залежь битумов (мальт)** (рис. 1).

Мальты и асфальты – это углеводородные соединения, являющиеся частью единого генетического ряда нефть – мальта – асфальт – асфальтит – керит – антракосолит [4], промышленные скопления их могут представлять практический интерес.

В настоящей работе была проведена переинтерпретация материалов ГИС, выделены продуктивные пласты в отложениях среднего-верхнего карбона в скважинах 1 и 103 - Заостренские и проведена оценка ресурсов битумов в отложениях С<sub>2m</sub>-С<sub>3</sub>.

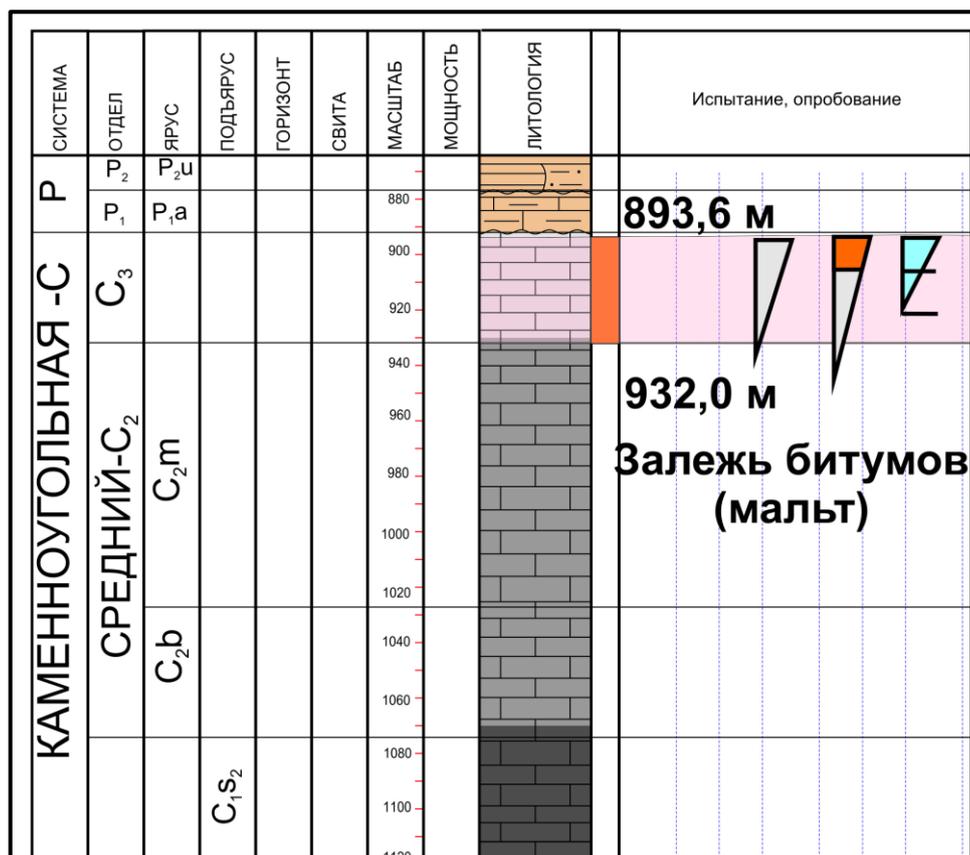


Рисунок 1 - Скв. 103-Заостренская. Литологический разрез верхнего карбона.

Литологически отложения московского яруса среднего карбона представлены известняками серыми, светло-серыми, темно-серыми, с коричневатым и буроватым оттенком, органогенно-детритовыми, водорослевыми, реже – мшанково-криноидными, тонко-мелкокристаллическими, участками окремненными.

Отложения верхнего карбона представлены известняками серыми, светло-серыми, коричневато-серыми, органогенно-обломочными, детритовыми, мелкодетритовыми и биоморфными, криноидно-мшанковыми, прослоями доломитизированными, участками брекчиевидными и окремненными. Среди плотных пород имеются пористые и кавернозные, с трещинами и стилолитами, с прослойками глины, с желваками голубовато-серого кремня и примесью глауконита.

Пористость известняков по НГК в скв. 103 – 9,2-16,8%, средняя 12,4%. В скв. 1 – 15-23%.

#### **Обоснование подсчетных параметров и оценка ресурсов залежи битумов (мальт) в карбонатах среднего-верхнего карбона (С<sub>2m</sub>-С<sub>3</sub>)**

Залежь массивная сводовая, коллекторами служат известняки неравномерно перекристаллизованные, участками доломитизированные.

Флюидоупором служат перекрывающие залежь глинистые и глинисто-карбонатные отложения пермского возраста.

Карта кровли проницаемых карбонатов построена на основе структурных построений по ОГ Is (Чудинова, 1985ф), прослеженному на Заостренской площади в кровле карбонатных верхнекаменноугольных отложений (рис. 2).

Условный уровень подсчета ресурсов проведен на абсолютной отметке -870,3 м – в подошве нижнего нефтенасыщенного пропластка, выделенного по результатам переинтерпретации материалов ГИС в скв. 103-Заостренская (рис. 3).

Площадь нефтеносности составила 3538 тыс. м<sup>2</sup>.

Карта равных эффективных нефтенасыщенных мощностей построена на основе выделенных по результатам переинтерпретации данных ГИС эффективных нефтенасыщенных мощностей в скв. 1 и 103 Заостренские.

В скв. 1-Заостренская выделено 9 нефте(битумо)насыщенных пропластков общей эффективной мощностью 15,0 м, в скв. 103-Заостренская – также 9 пропластков общей эффективной мощностью 21,6 м.

**Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная мощность** составила 6,9 м.

**Средняя величина пористости**, рассчитанная по данным ГИС и принятая в подсчет, составила 0,124.

**Физико-химическая характеристика** битумоидов, согласно заключению лаборатории ТПО ВНИГРИ (Э.Л. Жданова), однородная: «...металлопорфирины практически отсутствуют, молекулярная характеристика, полученная по ИК-спектрам битумоидов, указывает на одинаковый спектр битумоидов, полученных из породы и смытых с поверхности образцов. Такой групповой и элементный состав битумоидов ( $\Sigma УВ=40,0-45,4\%$ ; концентрация углерода в элементном составе 85,30-85,99%) соответствует классу мальт».

**Коэффициент битумонасыщенности** принят равным 0,43 как средняя величина по результатам лабораторных исследований битумоидов, смытых с образцов и взятых из породы (скв. 103, Сеппо, 1985ф). Всего было исследовано 8 образцов,  $\Sigma УВ=40,0-45,4\%$ , средняя величина 43,3% принята в подсчет.

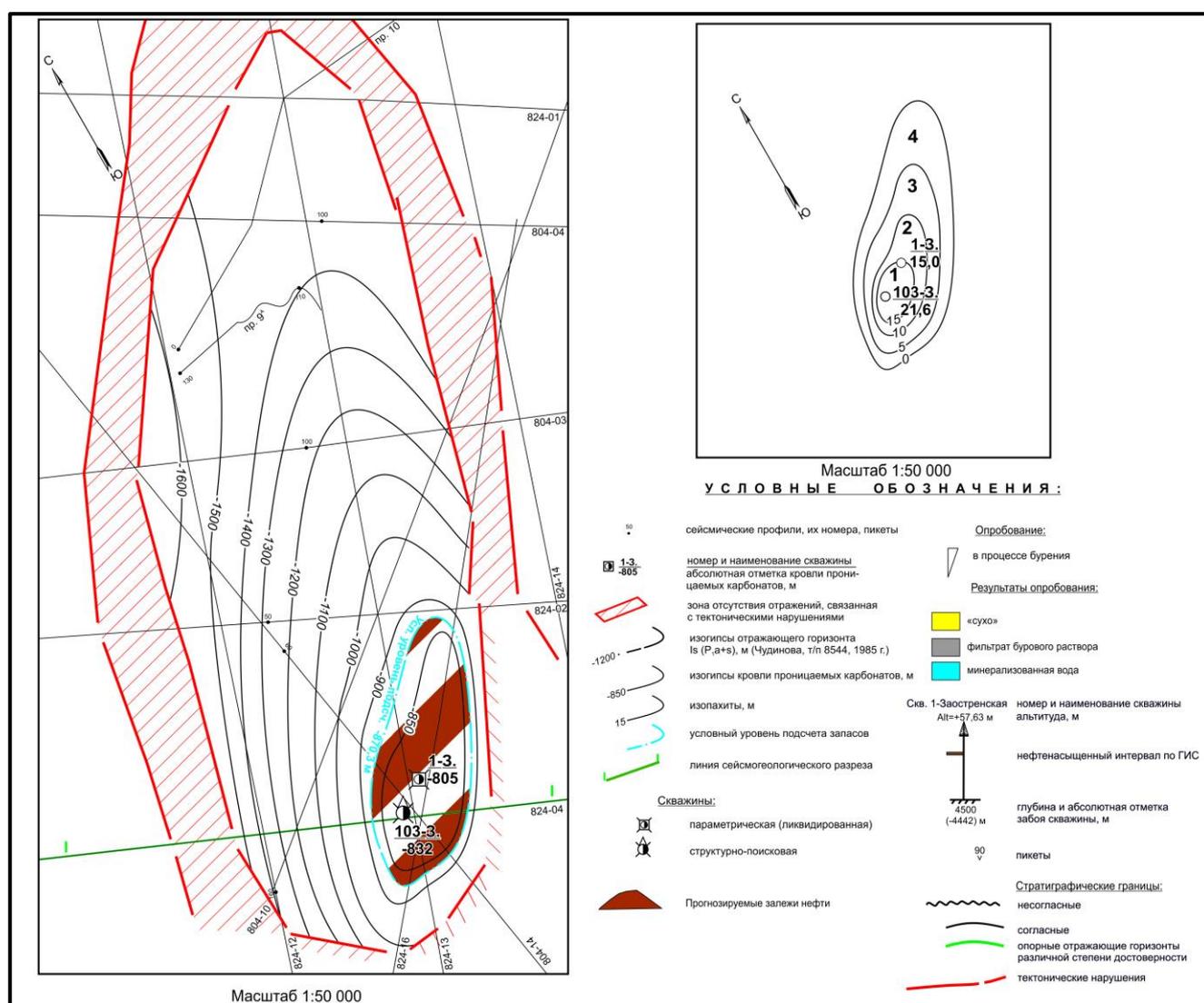


Рисунок 2 - Заостренская структура. Структурная карта кровли пронизываемых карбонатов C<sub>2m</sub>-C<sub>3</sub> и карта равных эффективных нефтенасыщенных толщин.

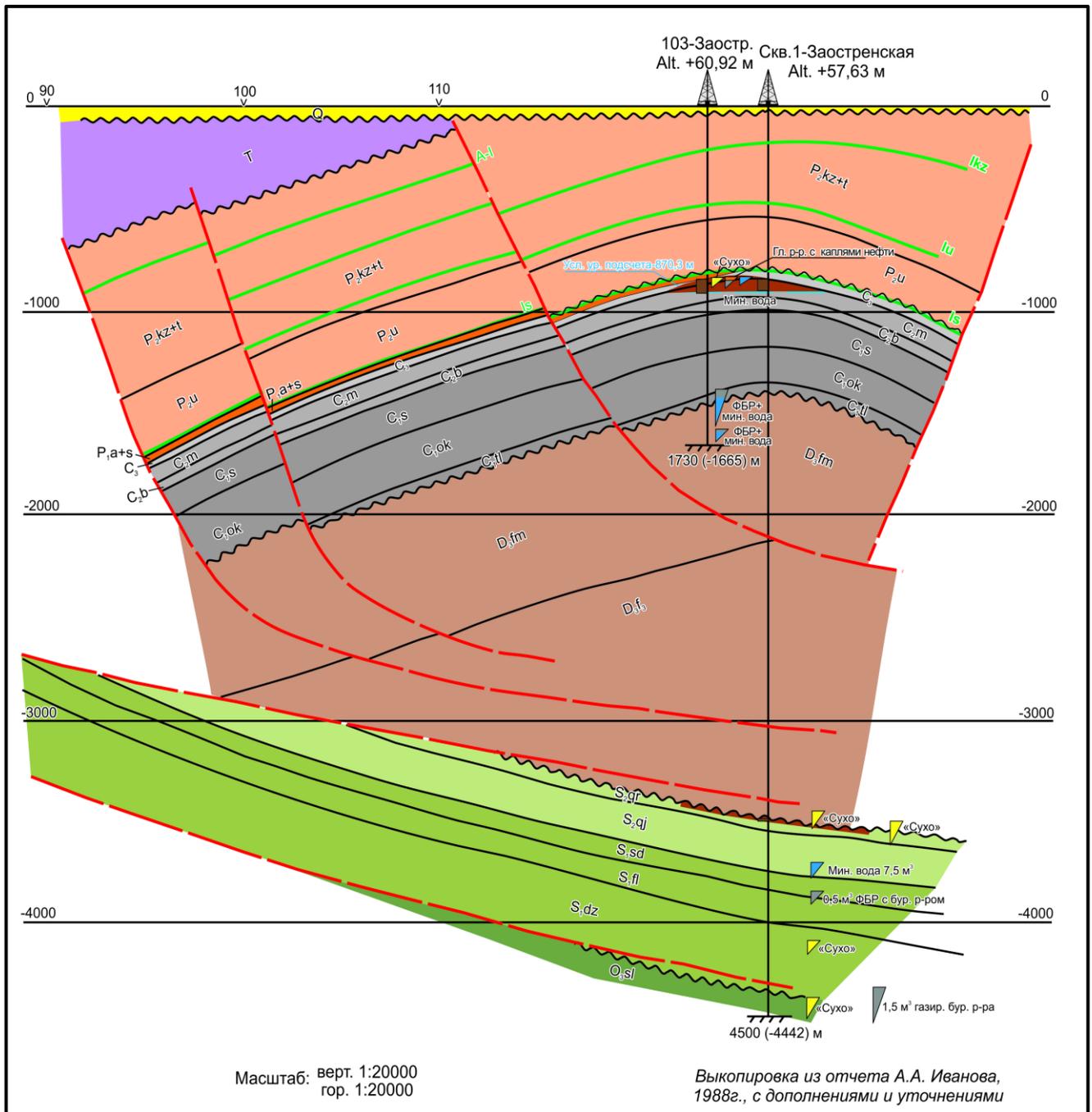
**Плотность мальт** принята по аналогии с предыдущим подсчетом (Сеппо, 1985ф) и составила 1,0 г/см<sup>3</sup>.

Пластовый флюид (мальты) полностью дегазирован, соответственно, **пересчетный коэффициент** принят равным 1,0.

Геологические ресурсы малайт отнесены к категории D<sub>0</sub> и составили **1305 тыс. т.**

Залежь битумов в средне-верхнекаменноугольных известняках на Заостренской структуре сформировалась в результате дегазации и окисления нефти с процессе инверсии Хоседаюского вала.

По результатам люминесцентного анализа (ТПО ВНИГРИ, 1985ф) в керне, отобранном из нижележащих отложений среднего карбона – верхнего девона (инт. 1079,8-1595,7 м), отмечено повышенное битумонасыщение (легкий маслянисто-смолистый ХБ).



Условные обозначения смотреть на рисунке 2

Рисунок 3 - Заостренская структура. Сейсмогеологический разрез по линии сейсмопрофиля 824-04.

Породы характеризуются как непродуктивные. Аналогично, в керне, отобранном выше залежи малайт (инт. 221-871,7 м, песчаники P<sub>2t</sub>-P<sub>2u</sub>), также отмечается битумонасыщение (маслянисто-смолистый ХБ).

Указанное битумонасыщение представляет собой следы вертикальной палеомиграции углеводородов.

В непосредственной близости от Заостренской структуры на Северо-Усино-Кушшорской структуре установлена небольшая по запасам залежь тяжелой высоковязкой нефти в отложениях ассельского яруса нижней перми (на Госбалансе не числится). В отдельных блоках Хоседаюского вала могут присутствовать коллекторы в ассельском ярусе, что связано с условиями палеоседиментации. В таком случае (при отсутствии флюидоупоров между каменноугольными и нижнепермскими отложениями) залежи тяжелых нефтей (битумов) могут стратиграфически принадлежать ассельскому ярусу, либо, при малой его мощности – совместно ассельскому ярусу и верхнему карбону.

Оценка ресурсной базы битумов среднего-верхнего карбона Хоседаюской антиклинальной зоны проведена методом сравнительных геологических аналогий (способ удельных плотностей на единицу площади) – в соответствии с действующим «Методическим руководством...» [1].

На всей территории Хоседаюского вала отложения среднего-верхнего карбона представлены преимущественно известняками с высокими коллекторскими свойствами [2].

В районе Заостренской структуры был выделен эталонный участок, плотность ресурсов битума которого была перенесена на остальную территорию Хоседаюской антиклинальной зоны с коэффициентом аналогии, равным 1,0.

Геологические ресурсы битумов Хоседаюской антиклинальной зоны составили **48,1 млн. т**, из которых **1,350 млн. т** – ресурсы Заостренской структуры, остальные относятся к категории неразведанных ресурсов.

В настоящее время разработка таких залежей нерентабельна из-за физико-химических свойств флюида и глубины залегания прогнозируемых залежей, однако, их потенциальные ресурсы должны быть учтены в общем реестре углеводородных ресурсов России, и в будущем могут разрабатываться с применением передовых технологий.

#### **Библиографический список:**

1. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. М., ВНИГНИ, 2000.
2. Никонов Н.И., Богацкий В.И., Мартынов А.В., Ларионова З.В. и др. Атлас геологических карт «Тимано-Печорский седиментационный бассейн». Ухта, ООО «Региональный дом печати», 2000.
3. Прищепа О.М., Богацкий В.И., Макаревич В.Н., Чумакова О.В., Никонов Н.И., Куранов А.В., Богданов М.М. Новые представления о тектоническом и нефтегазогеологическом районировании Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. «Нефтегазовая геология. Теория и практика». Электронное научное издание. [http://www.ngtp.ru/rub/4/40\\_2011.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf).
4. Успенский В.А., Радченко О.А., Глебовская Е.А. и др. Основы генетической классификации битумов. Труды ВНИГРИ. Л., 1964, вып. 230, с. 1-264.

УДК 551.1/4

#### **Условия формирования залежей в силурийско-нижнедевонских отложениях Большеземельского палеосвода**

Ростовщиков В. Б.<sup>1</sup>, Белая И. В.<sup>1</sup>, Колоколова И. В.<sup>2</sup>

*1 - Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

*2 - ВНИГНИ, г.Сыктывкар, Россия*

**Аннотация.** Хорейверская нефтегазоносная область (НГО) является новым развивающимся регионом по добыче нефти на Европейском Севере. Административно – это территория Республики Коми и Ненецкого автономного округа Архангельской области.

В разработке находятся около 60 месторождений (Верхне-Возейское, Баганское, Сандивейское, Колвинское, месторождения им. Анатолия Титова и Романа Требса). Общий объем ежегодной добычи составляет порядка 10 млн.т. Для поддержания и увеличения уровней добычи здесь необходимо пополнение сырьевой базы новыми разведанными запасами.

Основным объектом для этого является силурийско-нижнедевонский карбонатный комплекс в пределах Большеземельского погребенного палеосвода.

В статье рассматриваются условия формирования залежей нефти в силурийско-нижнедевонских карбонатах в пределах Большеземельского палеосвода в трех аспектах:

- условия формирования нефтеперспективных ловушек;
- потенциал нефтематеринских пород;
- очаги генерации углеводородов (УВ) и пути их миграции от мест образования до заполнения ловушек.

**Ключевые слова:** Большеземельский палеосвод, структурно-стратиграфические ловушки, нефтегенерационный потенциал, очаги генерации.

### **Введение.**

Нижнепалеозойские карбонатные отложения издавна привлекали внимание геологов и считались потенциально нефтегазоперспективными. Первое промышленное месторождение нефти в нижнесилурийских отложениях было открыто в 1974 году на Среднемакарихинской площади. В следующем, 1975 году, была установлена промышленная нефтегазонасность нижнедевонских отложений (Возейская площадь), еще через год, в следующем 1976 году и ордовикских (Среднемакарихинская площадь). Тем самым была доказана перспективность нежнепалеозойских пород и началось их освоение. Уже к началу 1990-х годов нижнепалеозойский карбонатный комплекс обеспечивал до 50%, а иногда и более прироста УВ от общего прироста разведанных запасов на Европейском Севере. Величина и структура начальных суммарных ресурсов нижнепалеозойского комплекса свидетельствует о том, что основная доля разведанных запасов УВ сосредоточена в Хорейверской и Варандей-Адзвинской НГО, остальная территория Тимано-Печорской провинции, включая акваторию Печорского шельфа, характеризуется неразведанностью ресурсов УВ в силурийско-нижнедевонских отложениях.

На территории Хорейверской впадины (ХВ) выполнен большой объём сейсморазведочных и буровых работ, позволивший получить наиболее полное представление о строении и геологической эволюции впадины. Нефтяные залежи в данном регионе приурочены к палеозойским отложениям, которые в основном представлены карбонатными породами.

**Результаты исследований.** Исследования проводились на основе учения о биогенном происхождении нефти и теории литосферных плит по алгоритму, представленному на рис.1.

### **Формирование нефтегазоперспективных ловушек**

В современном структурном плане Хорейверской впадине соответствует Большеземельский погребенный свод, формирование которого произошло в предверхнедевонское время за счет инверсии и глубокого размыва силурийско-нижнедевонских отложений. В результате под тиманскую глинистую региональную покрывку выходят в центральной и западной частях нижнесилурийские, далее на восток, север и юг – верхнесилурийские и в самой восточной части нижнедевонские карбонатные отложения.

Разновозрастные силурийско-нижнедевонские карбонаты в зоне размыва были подвержены активным денудационным процессам, результатом которых стало образование многочисленных зон развития вторичных кавернозных коллекторов.

В процессе последующей трансгрессии эти зоны покрывались плотными глинистыми отложениями тиманского возраста, что в результате способствовало формированию ловушек различного типа, в том числе:

- на склонах Большеземельского свода структурно-стратиграфические залежи (на месторождениях Колвинское, им.Романа Требса и Анатолия Титова, Мадачагское, Верхне-Возейское), которые впоследствии были заполнены нефтью с образованием одноименных залежей (рис.2);

- в центральной части палеосвода, в зоне наиболее глубоких размывов, под тиманской покрывкой широко развиты скрытые эрозионные ловушки, выраженные на сейсмических профилях как врезы. К таким ловушкам приурочена Южно-Сандивейская залежь нефти. Причем эти зоны сопоставимы с зонами возможного развития силурийских рифогенных

построек (рис.3). Зоны повышенной пористости и проницаемости в первую очередь подвергаются эрозии и кавернообразованию.

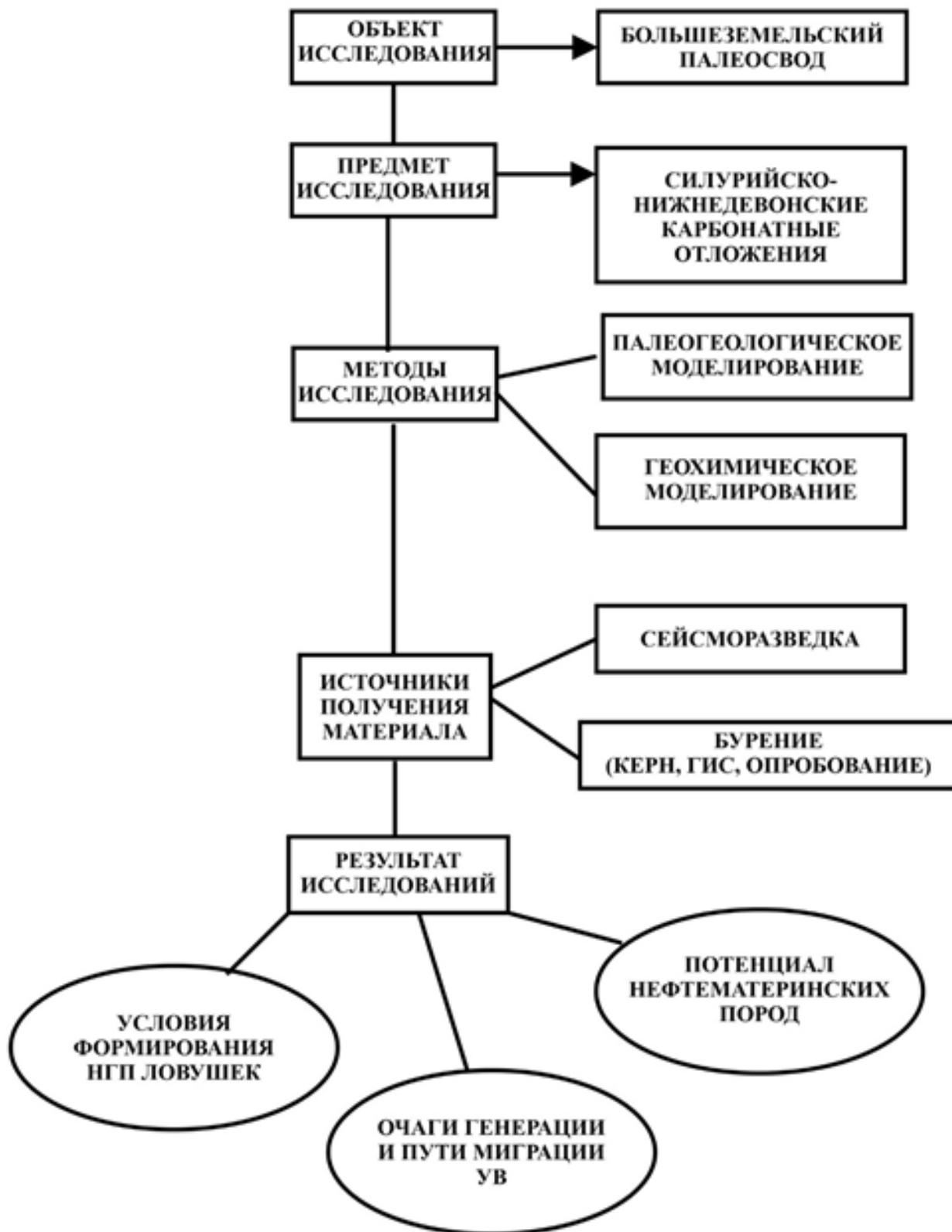


Рисунок1 – Алгоритм исследования нефтеносности силурийско-нижнедевонских отложений (составила Белая И.В.).

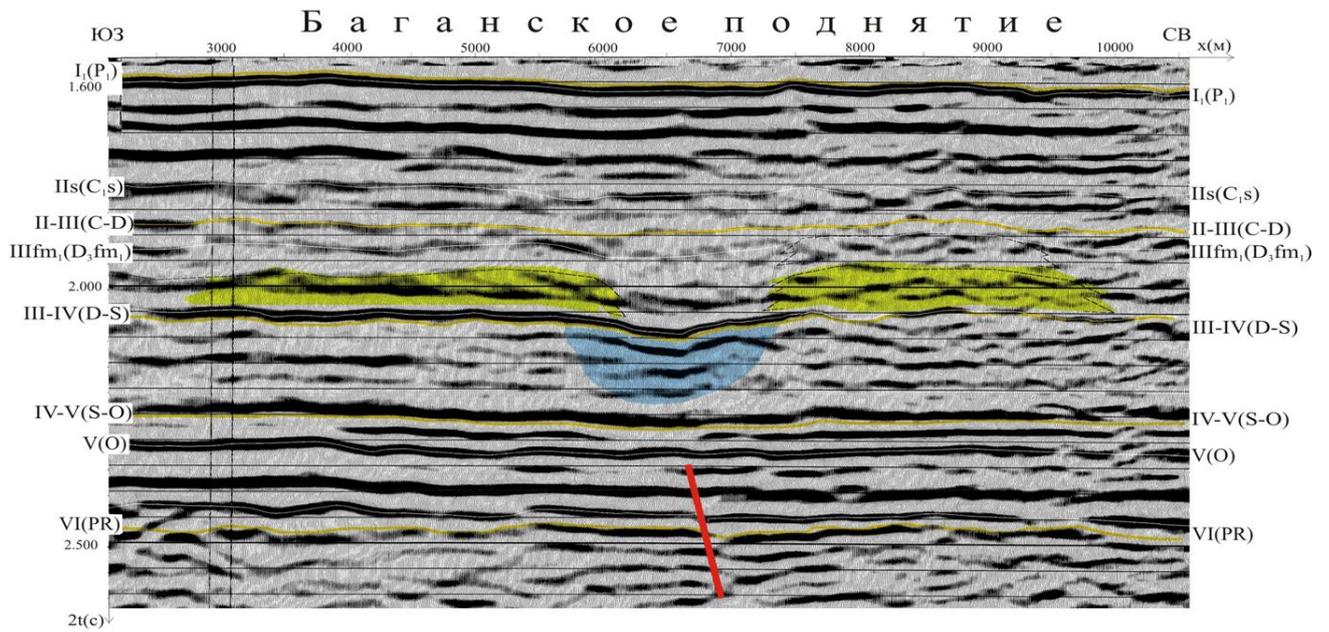


Рисунок 2 – Пример выделения карстового погружения на поверхности силурийских отложений в волновом поле профиля 4-08-12.

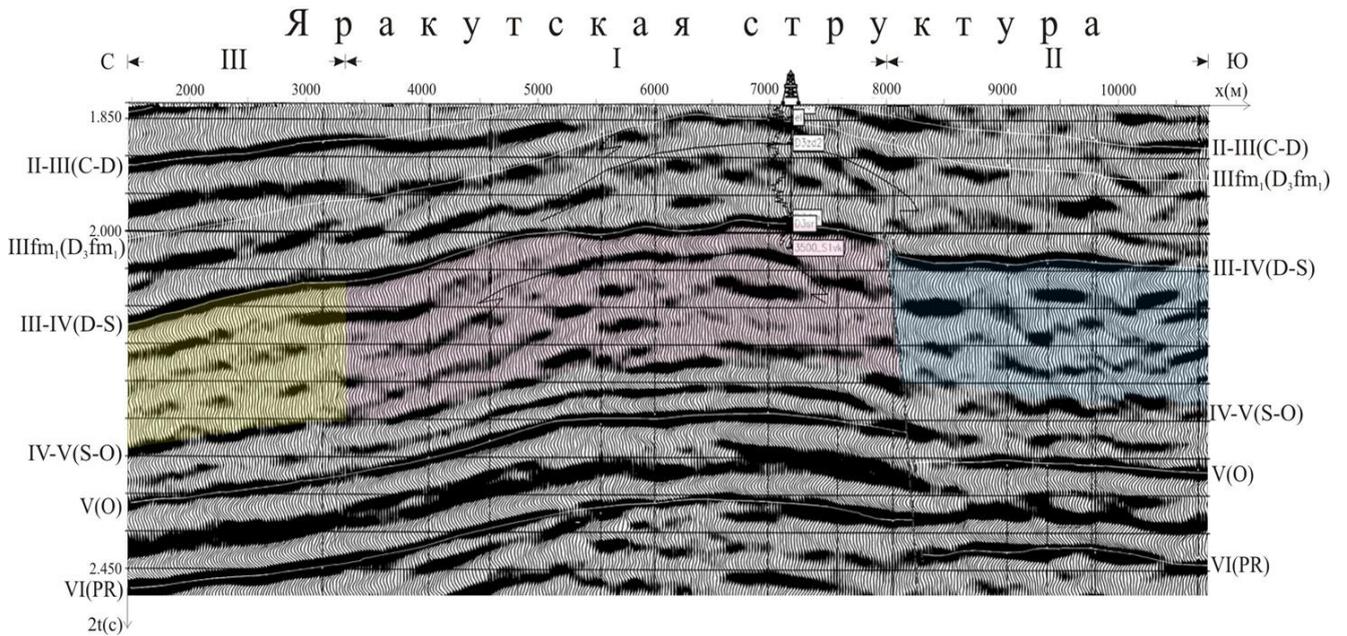


Рисунок 3 – Волновое поле с признаками рифа силурийского интервала разреза в купольной части Якутской структуры (профиль 301-13).

В целом геологическая модель строения силурийско-нижнедевонских отложений в пределах Большеземельского палеосвода представляется следующим образом: среднеордовикско-нижнедевонский нефтегазоносный комплекс (НГК) представлен терригенными и карбонатными отложениями среднего и верхнего ордовика, карбонатными отложениями силура и глинисто-карбонатными отложениями нижнего девона. Максимальные мощности комплекса до 3-3,5 км (рис.4).

Среди образований нефтегазоносного комплекса преимущественным развитием пользуются карбонатные коллекторы каверно-трещинного-порового типа. Их пористость изменяется в пределах от 5 до 20% (среднее значение 7-12%), проницаемость достигает 500-900 мД. Распространение коллекторов, среди которых преобладают среднеёмкие, контролируется развитием процессов доломитизации и выщелачивания органогенных и кристаллических известняков и доломитов.

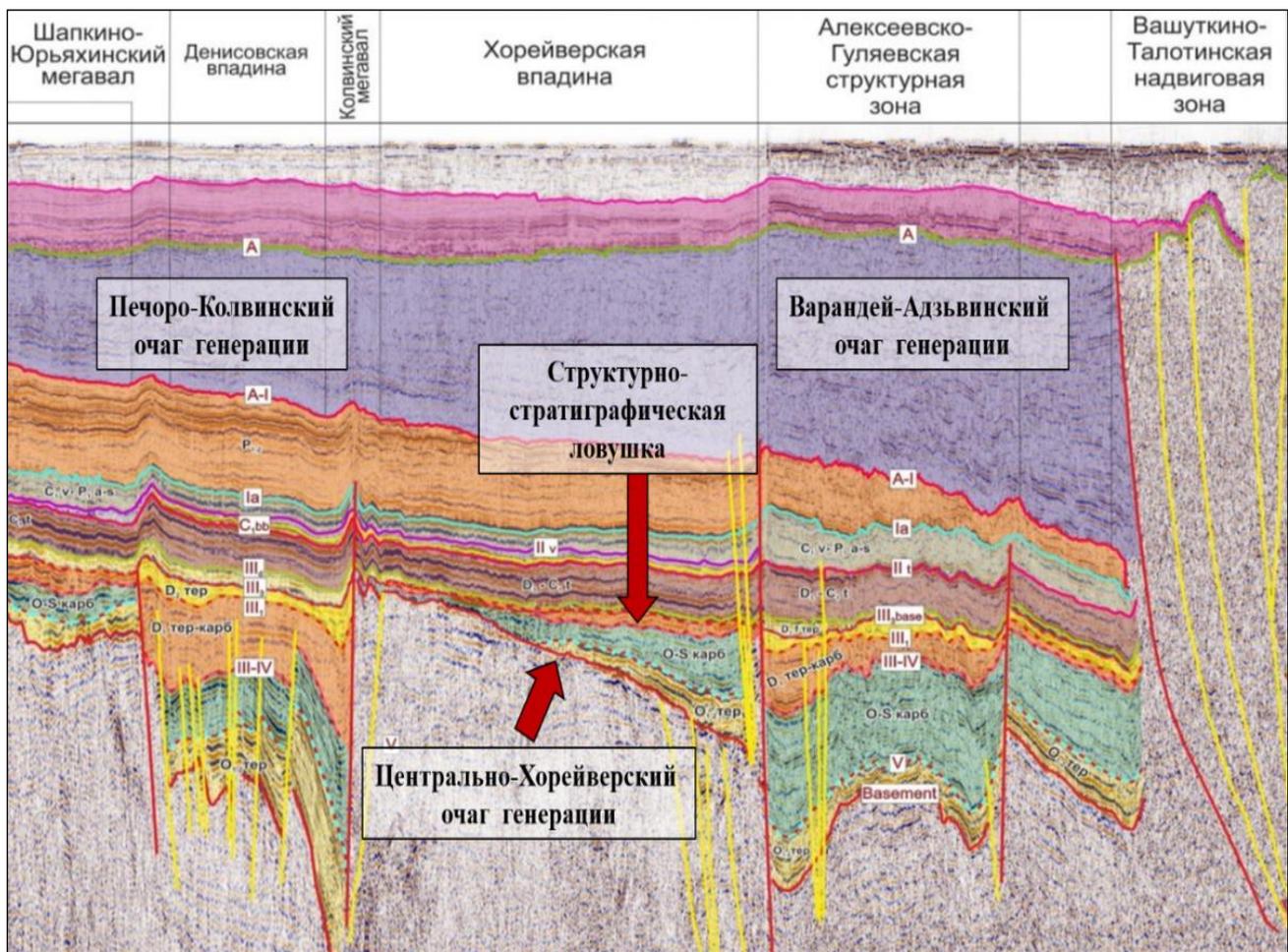


Рисунок 4 – Сейсмогеологическая модель формирования залежей УВ в пределах Большеземельского палеосвода (региональный сейсмогеологический профиль, Печорское море).

В качестве региональной покрывки рассматриваются глинистые и карбонатно-глинистые (на северо-востоке региона) образования тиманского (кыновского) и саргаевского горизонтов. В качестве зональных покрывок — сульфатно-карбонатная толща верхнего ордовика и глинистые отложения нижнего девона [1].

Целый ряд геолого-геофизических признаков указывает на возможное существование в силурийско-нижнедевонское время благоприятной палеогеографической обстановки для формирования рифогенных образований по периферии Большеземельского свода и в его центральной части.

Открытие высокодебитных залежей в нижнесилурийских карбонатах на Баганском (скв.1) и Зап.Сандивейском (скв.3) месторождениях, благоприятная характеристика по ГИС и локальное распространение коллекторов в совокупности с данными сейсморазведки указывают на наличие одиночных и колониальных рифов в силурийско-нижнедевонских отложениях в пределах Большеземельского свода.

К сожалению, данными предположениями серьезно никто не занимался, в отличие от верхнедевонских и нижнепермских рифов, и потому предположение остается только гипотезой, требующей серьезных доказательств.

#### **Нефтегазоматеринские породы (НГМП) и их потенциал**

Рассматривая исходный тип РОВ палеозойских отложений, можно отметить, что палеогеографические обстановки в ордовике и силуре способствовали захоронению в восстановительных и слабовосстановительных условиях мелководных бассейнов ОБ сапропелевого типа. Прибрежно-морские и прибрежные обстановки зафиксированы в начале позднего девона, когда захоронялось ОБ гумусового и смешанного типов, в то время как в

конце этой эпохи в карбонатных и карбонатно-глинистых породах содержалось преимущественно сапропелевое РОВ.

Изменение состава РОВ по разрезу весьма существенно влияет на процессы нефтегазообразования. По величинам показателя отражения витринита углей и углистых включений на различных глубинах установлено, что верхняя граница зоны МК<sub>1</sub> находится на глубине около 2 км, а граница МК<sub>1</sub>-МК<sub>2</sub> – на глубине 3 км. В то же время характер распределения по разрезу значений битумоидного коэффициента указывает на то, что он резко возрастает в интервале 2,8-3,5 км, где залегают преимущественно карбонатные отложения верхнего девона и карбонатно-глинистые карбона.

Силурийско-нижнедевонские отложения характеризуются высоким нефтегазогенерационным потенциалом (>500 г/м<sup>3</sup>). Находились в главной зоне нефтеобразования длительное время после сформировавшихся ловушек под региональной тиманской покрывкой.

Доманиковая формация Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции – глинистые известняки и доломиты кремнисто-глинистые, содержащие органическое вещество, являющиеся основными нефтематеринскими породами. Общая мощность нефтегазоматеринской толщи доманика (D<sub>3dm</sub>) варьирует от 20 до 100 м, в опорных разрезах составляя в среднем 40 м. Содержание С<sub>орг</sub> в доманикитах >10%. Тип органического вещества сапропелево-гумусовый. Наиболее благоприятные термобарические условия для генерации УВ в доманикитах были в соседних с палеосводом структурно-тектонических элементах: Печоро-Колвинский внутриконтинентальный и Варандей-Адзввинский авлакогены, а также Баранцевоморская пассивная окраина Восточно-Европейского континента. Генерационный потенциал здесь достигал 1000 г/м<sup>3</sup>.

#### **Очаги генерации и пути миграции УВ**

Основными очагами генерации нефтяных УВ (рис.4 и рис.5) для ловушек периферийных частей Большеземельского свода является с востока Варандей-Адзввинский краевой авлакоген. Здесь НГМП могли быть как доманикиты с высоким содержанием С<sub>орг</sub> >10%, так и глинистые карбонаты нижнего девона-силура. Авторы ставят под сомнение латеральную миграцию УВ на значительные расстояния по карбонатным резервуарам с резкой литолого-фациальной переменчивостью по площади распространения. Этому есть подтверждение в расположении открытых залежей в нижнем девоне-силуре на восточном склоне Большеземельского свода. Эти залежи находятся в непосредственном контакте с очагом генерации УВ – Варандей-Адзввинским авлакогеном (рис.4).

Такая же ситуация наблюдается и в западной части Большеземельского свода, где открыты залежи нефти в непосредственном контакте или вблизи с другим очагом генерации – Колвинским мегавалом (Верхневозейская и Баганская залежь нефти).

Северный очаг генерации, связанный с Баранцевоморской зоной, обеспечивал заполнение ловушек в нижнем девоне-силуре, таких как Мадачагское месторождение.

#### **Выводы:**

1. Условия формирования нефтегазоперспективных ловушек обусловлены двумя факторами:  
- инверсией и размывом нижнедевонско-силурийских карбонатных отложений в период регрессии Уральского палеоокеана в центральной части Хорейверской впадины с образованием Большеземельского свода. На поверхности размыва и в приповерхностной зоне за счет денудационных процессов формировались порово-трещинно-кавернозные зоны, которые в дальнейшем в период трансгрессии океана были погребены под кыновско-саргаевской глинистой покрывкой. В результате образовались ловушки различного типа: структурно-стратиграфические, литологические, эрозийные.

- В силурийско-нижнедевонское время при благоприятных географических условиях возможно формировались рифогенные и органогенные постройки различного типа.

2. Нефтегазоматеринскими породами являлись «доманикиты» в краевых очагах генерации и нижнедевонско-силурийские глинистые известняки в центральной части впадины. Учитывая литолого-фациальную изменчивость природных резервуаров, УВ могли

перемещаться по латерали лишь на незначительные расстояния. Важную роль играла вертикальная миграция.

3. Учитывая высокий ресурсный потенциал нижедевонско-силурийских отложений, необходимы дальнейшие разработки геологической модели формирования и размещения залежей УВ в пределах Большеземельского и других погребенных сводов Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.



Рисунок 5 – Схема вертикальной и латеральной миграции углеводородов на территории Хорейверской НГО (выполнила Колоколова И.В.).

#### Библиографический список:

1. Новые представления о тектоническом и нефтегазогеологическом районировании Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Прищепа О.М., Богацкий В.И., Макаревич В.Н., Чумакова О.В., Никонов Н.И., Куранов А.В., Богданов М.М. Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. Т.6. №4.
2. Геодинамические подходы к проблеме происхождения нефти и газа. Гаврилов В.П. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010.

## Неосвоенные потенциал трудноизвлекаемых ресурсов нефти в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (проблемы и перспективы)

Ростовщиков В. Б., Сбитнева Я. С., Демченко Н. П.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

**Аннотация.** В Республике Коми и Ненецком автономном округе более 60% разведанных запасов нефти относятся к трудноизвлекаемым, что не позволяет поддерживать и тем более наращивать объёмы добычи нефти в ближайшей перспективе.

Разработанные новые технологии добычи тяжелой нефти на Ярегском и Усинском месторождениях применимы лишь только для этих конкретных объектов, которые трудно, а в принципе и невозможно применить при освоении других уже открытых и перспективных залежей с трудноизвлекаемыми запасами.

Авторы рассматривают потенциал практических трудноизвлекаемых ресурсов углеводородов в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, особое внимание уделено особенностям строения уже открытых месторождений и проблемам, которые ожидают геологоразведчиков и разработчиков при прогнозе, поисках разведки и разработки таких объектов.

**Ключевые слова:** трудноизвлекаемые запасы, тяжелая нефть, добыча нефти, арктический шельф, битумы, коэффициент извлечения нефти.

За последние пять лет в Республике Коми открыто несколько мелких месторождений углеводородов.

Вся добыча нефти производится и ориентируется в будущем на созданную в XX веке сырьевую базу, которая по нефти составляет около 600 млн. т.

Добыча нефти по Республике Коми неуклонно снижается с 20 млн.т. в 1980 году до 14 млн. т. в 2022 году.

Качественная характеристика сырьевой базы по нефти не позволяет не только увеличивать, но и поддерживать достигнутой уровень добычи.

И в тоже время, значительный нефтяной потенциал относится к нетрадиционным и трудноизвлекаемым ресурсам.

**К неосвоенному нефтяному потенциалу относятся прогнозируемые ресурсы:**

- в неструктурных ловушках, труднокартируемых геофизическими методами (сейсморазведкой);

- в нетрадиционных трещинных коллекторах – «сланцевая нефть». Методика и технология поисков и разведки таких залежей в России находится на начальной стадии разработки;

- в сложнопостроенных тектонических зонах (гряда Чернышева, Предуралье, Средне-Печорское поднятие), где поиск и картирование перспективных ловушек связан с большими организационно-техническими трудностями;

- арктический шельф;

- освоение трудноизвлекаемой (труднодоступной) или трудной нефти зависит от объективных и субъективных факторов, которые отражены на рис. 2;

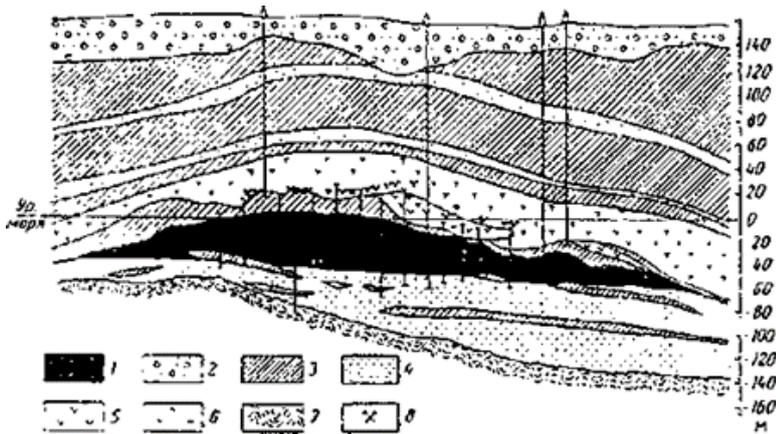
- основная доля прогнозируемых залежей связана с трудноизвлекаемыми запасами нефти (тяжелая, высокопарафинистая, сланцевая и др., рис. 4).

В балансе сырьевой базы Республики Коми более 60% относится к трудноизвлекаемым запасам. Основную долю занимают запасы тяжёлых нефтей которые сосредоточены в трех крупнейших месторождениях: Ярегском, Усинском, Северо-Сорокинском (рис.1).

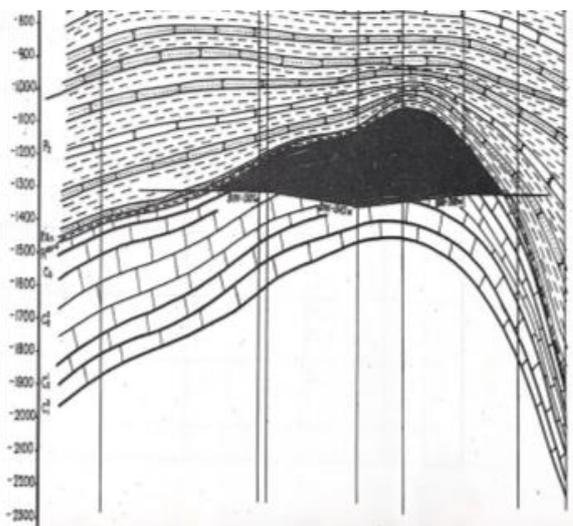
**Характеристика нефтей.** Важным объективным фактором в освоении трудноизвлекаемых ресурсов является характеристика нефтей, обусловленная условиями формирования и сохранностью залежей (рис. 3).

Ниже приводится характеристика нефтей трех крупнейших месторождений в различных частях Тимано-Печорской провинции.

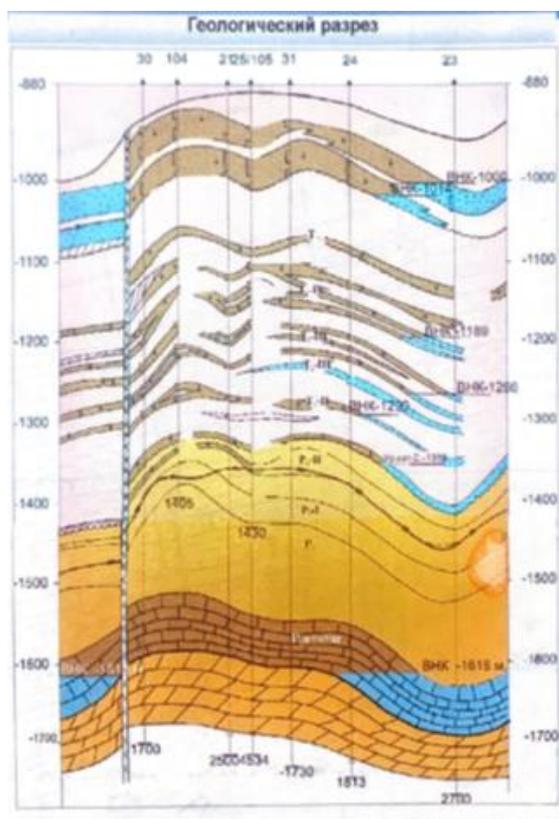
Ярегская нефть имеет плотность при 20<sup>0</sup>С-0,94 г/см<sup>3</sup>, динамическая вязкость 12000 мПа\*с.



Ярегская D<sub>2</sub> (кварцевые песчаники)



Усинская P<sub>1</sub>-C (карбонаты)



Северо-Сорокинская T<sub>1</sub>-2  
(полимиктовые песчаники)

Рисунок 1 - Примеры трех крупнейших месторождений тяжелых нефтей: Ярегское, Усинское, Северо-Сорокинское.



Рисунок 2 - Факторы влияющие на освоение трудноизвлекаемой нефти



Рисунок 3 - Характеристика нефтей.

Усинская нефть пермокарбоневой залежи имеет плотность 0,92-0,95 г/см<sup>3</sup>, динамическая вязкость 586-2024 мПа\*с, Южно-Сорокинская триасовая залежь имеет плотность нефти 0,850-0,99 г/см<sup>3</sup>, вязкость кинетическая 15,58-7689 мм<sup>2</sup>/с.

Условия формирования всех трех залежей обусловлены влиянием тектонических процессов, связанных с подъемом территории и поступлением сформированных залежей в зону окисления. В результате ранее сформированные в благоприятных восстановительных условиях залежи легкой нефти при выводе их в зону окисления преобразовались в залежи тяжёлой, высоковязкой нефти.

**Прогнозируемые трудноизвлекаемые ресурсы.** Значительная доля неразведанных ресурсов нефти в ТПП относится к трудноизвлекаемым (рис. 4).

Одним из основных стратегических объектов по наращиванию запасов нефти в нетрадиционных коллекторах на Европейском севере являются «доманикиты».



Рисунок 4 – Схема трудноизвлекаемых ресурсов, прогнозируемые на Европейском Севере.

Актуальность освоения «доманикитов» отражена в правительственном документе: «Стратегия развития минерально-сырьевой базы РФ до 2035 года».

**«Оценка и вовлечение в оборот ранее открытых, разведанных, но неразрабатываемых месторождений и залежей с трудноизвлекаемой нефтью, связанных с баженовской свитой, доманиковым горизонтом и их аналогами».**

Площадь перспективных земель доманикитов в континентальной части Европейского севера 250 тыс. км<sup>2</sup>, кроме того доманикиты широко распространены в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, а также на Арктическом шельфе.

Общая площадь может достигать 1 млн. км<sup>2</sup>. Прогнозные ресурсы > 2 млрд. т. условного топлива. Глубина от 300 м до 5-6 км.

В настоящее время на территории Тимано-Печорской провинции отмечено более 150 скважин с различными проявлениями нефтегазоносности в доманике и «доманикитах», на 11 структурах открыты залежи нефти. Это, Большеземельский в Хорейверской впадине и Лайско-Лодминский в Денисовской впадине.

Значительный резерв неосвоенных ресурсов сосредоточен в неантиклинальных ловушках палеосводов Тимано-Печорской провинции.

В предверхнедевонское время в период крупнейшей регрессии, которая совпала с активизацией локальных вертикальных движений привели к образованию нижнепалеозойских сводовых поднятий, в том числе в Хорейверской и Денисовской впадинах. Это Большеземельский и Лайско-Лодминский палеосводы. В зоне размыва в результате денудационных процессов формировались зоны вторичных коллекторов, в последствии перекрытых тиманскими глинами. Таким образом, образовалось множество структурно-стратиграфических (рис. 5) и скрытых ловушек денудационного происхождения.

**Арктический шельф (рис.6).** Континентальные структуры Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции простираются далеко на арктическом шельфе. Здесь высокоперспективными, наряду с палеозойскими карбонатными, являются мезозойские, юрские терригенные отложения. В них открыты крупное Приразломное нефтяное месторождение на продолжении вала Сорокина, а на дальнем северо-западе Штокмановское гигантское газоконденсатное месторождение с залежами в юрских отложениях.

Но, из-за значительной стоимости и отдельных технических и технологических особенностей, интенсивное освоение арктического шельфа в ближайшие годы нереально.

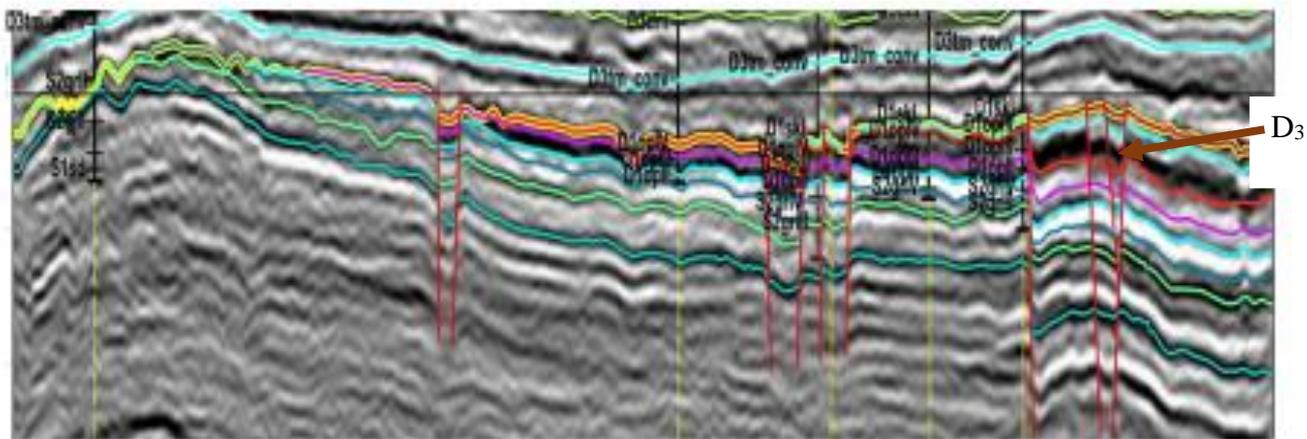


Рисунок 5 – Мадачагское месторождение. Структурно-стратиграфическая залежь нефти в нижнем девоне.



Рисунок 6 - Арктический шельф.

### Основные проблемы освоения трудноизвлекаемых запасов:

1. Технология освоения залежей тяжелых нефтей отработана на двух крупных залежах: Ярегской с терригенным коллектором в среднем девоне и Усинской с карбонатными в пермо-карбоне.
2. Отсутствует технология освоения многопластовых тонкослоистых залежей тяжелой нефти в арктических условиях, в которых находятся крупные залежи Северо-Сорокинского блока. Речь идет не только о технологии разработки, но и о технологии транспортировки в условиях Арктики.
3. К освоению «доманикитов» со значительными прогнозными ресурсами только приступают в научно-исследовательском плане. Это трещинные коллектора, неконтролируемые структурными факторами площади распространения и объемы залежей. «Доманикиты» - главный резерв по наращиванию сырьевой базы и стабилизации добычи нефти в Республике Коми.

В этой ситуации важное значение приобретает НИР и НИОКР по данной тематике.

#### **Основными направлениями НИОКР:**

- для традиционных залежей тяжелой нефти Яреги и Усы - комплексные многогранные исследования по повышению КИНа. Учитывая значительные около 700 млн. тн. геологические запасы, решение проблемы повышения КИНа актуальны будут на протяжении всего периода разработки этих залежей, т.е. на протяжении ближайших 30 лет.

Увеличение КИНа на 10% дает прирост запасов промышленных категорий 50-60 млн. тн.

- для освоения сланцевой нефти в доманикитах требуется поступательный процесс НИОКР, включающий:

1. Прогнозную оценку ресурсов с технико-экономическим обоснованием целесообразности их освоения;
2. Выбор и обоснование научно-производственного полигона для отработки методики выделения, вскрытия и испытания сложно-построенных коллекторов.
3. Обоснование лицензионных участков для освоения нефтедобывающими предприятиями.

#### **Кадровый потенциал для освоения трудноизвлекаемых ресурсов.**

Для эффективности освоения трудноизвлекаемых ресурсов требуются специалисты имеющие достаточные знания для решения неординарных методических и технологических задач.

На рисунке 7 приводится алгоритм подготовки специалистов в Ухтинском государственном техническом университете.



Рисунок 7 – Алгоритм подготовки специалистов для освоения углеводородной базы на Европейском Севере.

#### **Основные направления в подготовке специалистов для освоения трудноизвлекаемых ресурсов нефти:**

##### **1. Освоение залежей тяжелой нефти.**

Разработка крупнейшей пермо-карбоновой залежи тяжелой нефти на Усинском месторождении.

Разработка многопластовых залежей тяжелой нефти в терригенных коллекторах на севере вала Сорокина в арктических условиях.

**2. Новые направления, связанные с трудноизвлекаемыми запасами нефти, которые имеет свою специфику по подготовке специалистов геологов, геофизиков, разработчиков,**

**буровиков, транспортников.** Эта «сланцевая» нефть в «доманикитах» - основной резерв по стабилизации уровней добычи в Республике Коми. Проблема наисложнейшая и требует специальной подготовки будущих производителей. В США этой проблемой занимались более четверти века и получили значительный результат как по нефти, так и по газу.

Это те направления, по которым специалисты востребованы или будут востребованы в ближайшие десятилетия. Характер этих направлений имеет региональную потребность, которые касаются именно Европейской части нашей страны и, в частности, Республики Коми.

#### **Библиографический список:**

1. Габриэлянц Г. А. Пороскун В. И. Методика поисков и разведки залежей нефти и газа. – М.: ФГБУ «ВНИГНИ», 2023. – 228 с.: 104 ил., 19 табл.
2. Грунис Е. Б., Колоколова И. В., Ростовщиков В. Б., Ульянов Г. В. Особенности применения метода ки оценки рисков при обосновании перспектив нефтегазоносности доманиково-турнейских карбонатов (Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн) // Геология нефти и газа. – 2020. – № 1 – С. 21–33.
3. Грунис Е. Б., Ростовщиков В. Б., Сбитнева Я. С., Большакова Ю. А. Направления поисков месторождений нефти и газа в Тимано-Печорской провинции ФГБУ «ВНИГИ», Москва, Россия// научно-технический журнал Геология нефти и газа № 3 - с.57-65.

УДК 553.98

### **Геохимические и гидрогеологические особенности формирования залежей тяжелых нефтей в Хорейверской впадине**

Маракова И. А., Овчарова Т. А.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

Хорейверская впадина - это отрицательная наложенная структура, которая располагается между тремя крупными активными геотектоническими структурами (рис. 1).

По поверхности фундамента и нижнепалеозойским отложениям Хорейверской впадине соответствует Большеземельский палеосвод, разделенный тектоническими нарушениями субмеридионального простирания на отдельные блоки. Блочная структура фундамента влияла на появление крупных валообразных поднятий на этапе герцинского тектогенеза. В данной работе изучено геологическое строение и освещены перспективы нефтеносности двух карбонатных комплексов: силурийско-нижнедевонского и доманиково-турнейского.

Особенностью строения силурий-девонской части разреза в Хорейверской впадине является широкое развитие региональных зон выклинивания (стратиграфического или тектонического срезания) и связанных с ними комбинированных и неантиклинальных ловушек. В комплексе широко развиты зоны нарушений и дроблений различной протяженности и амплитуды. Отмечается взаимосвязь некоторых зон выклинивания и нарушений, что позволяет предположить их конседиментационный характер [1,2].

В доманиково-турнейском карбонатном комплексе в рассматриваемой части Хорейверской впадины распространены депрессионные доманикоидные литофации, карбонатные мелководно-шельфовые отложения и разнообразные органогенные постройки. Экранирующими свойствами обладают пласты имеющие глинистый, неоднородный состав.

В рассматриваемых нефтегазоносных комплексах отмечается достаточно высокие содержания органического вещества, так, в глинистых отложениях силура концентрации  $C_{орг}$  составляют 0,8-0,9 %, в доманиково-турнейском комплексе значения возрастают до 1-1,2 % и 2-3 %. По типу органическое вещество силурийско-нижнедевонского комплекса сапропелевого типа. На основе имеющегося геолого-геофизического материала выполнен анализ физико-химических свойств нефти и гидрогеологических параметров. Анализ физико-химических свойств нефти показал, что нефти на рассматриваемой территории отличаются значительно меньшей плотностью, содержат меньше серы и смол. По плотности выделяются

нефти тяжелые (Западно-Веяжское), средние (Яромусюршорское), парафинистые и высокопарафинистые, смолистые, малосернистые и среднесернистые [2].

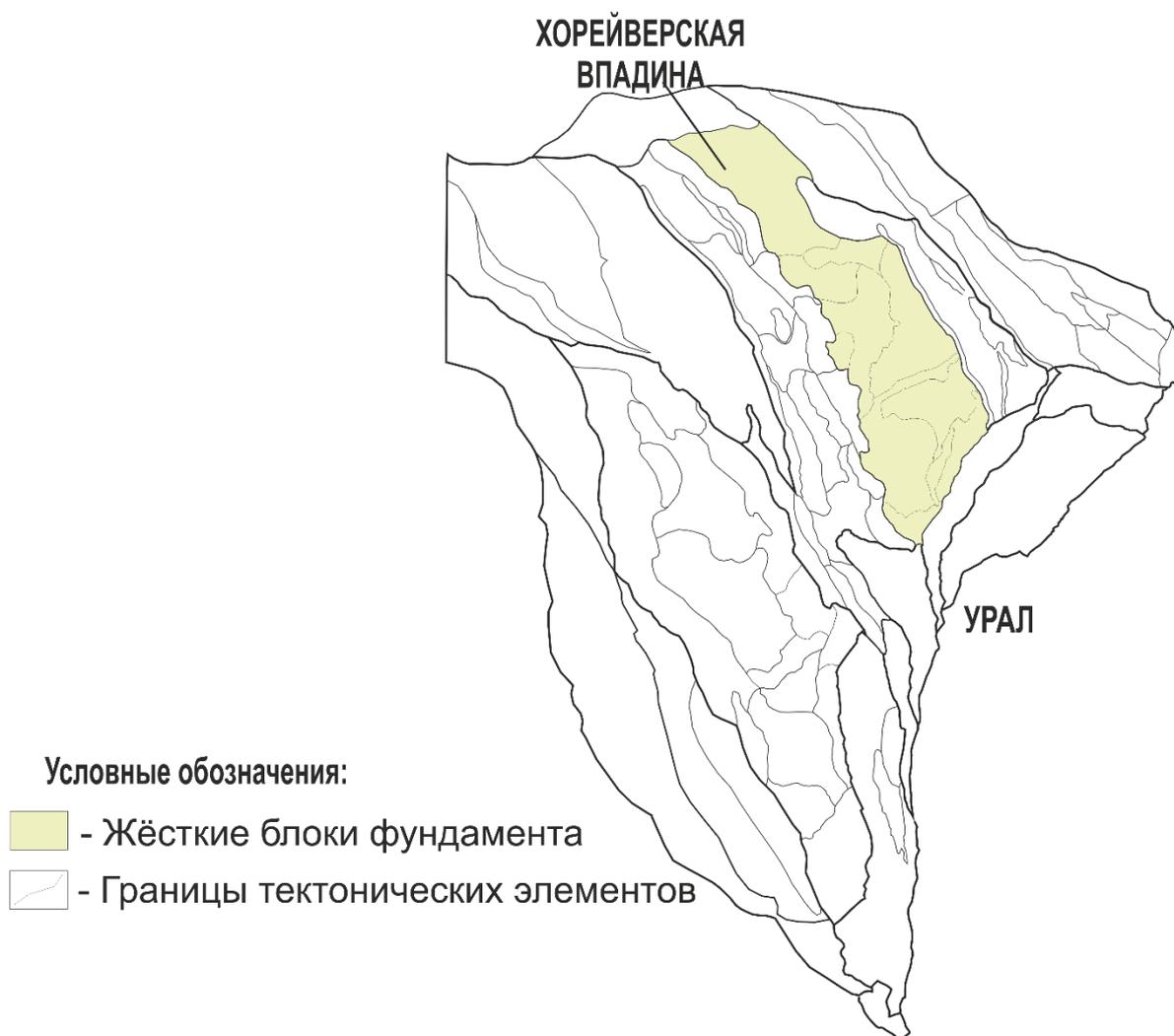


Рисунок 1 – Обзорная карта.

Свойства и состав нефтей доманиково-гурнейского комплекса с глубиной меняются дифференцированно в связи с тем, что месторождения находятся в пределах различных тектонических элементов: Садаягинская ступень, Центрально-Хорейверский уступ, Сандивейское поднятие.

Для анализа гидрогеологических условий площади были использованы результаты исследований химического состава пластовых вод ООО «ТП НИЦ». Для тектонических зон Хорейверской впадины построены графики содержания йода, минерализации, коэффициента метаморфизации вод и коэффициента закрытости структур.

Водоносный комплекс ордовикско-силурийско-нижнедевонских отложений. Комплекс сложен доломитами с прослоями мергелей и алевролитов. Наиболее полно разрез представлен в скважине 1-Колвинская, где мощность отложений нижнего девона 160 м, верхнего силура – 323 м, вскрытая мощность нижнего силура – 547 м; отложения ордовика не вскрыты ни в одной из скважин. В скв.1-Западно-Ярейягинская отложения нижнего силура вскрыты с глубины 4338 м. Толщина верхнесилурийских отложений в скважине составила 352 м, верхнедевонские отложения в объеме овинпармского горизонта имеют мощность 138 м и представлены карбонатными породами – известняками и доломитами с мергелевыми и аргиллитовыми прослоями.

Подземные воды данной части разреза представляют собой рассолы хлоркальциевого типа (В.А. Сулин, 1948 г.). Величина минерализации пластовых вод в разрезе силурийско-нижнедевонских отложений Колвинского месторождения составила 176,9-208,2 г/л со значениями характерных гидрохимических коэффициентов:  $r_{Na/Cl}$ -0,73-0,79;  $Cl/Br$ -176-194; концентрации основных ионов составляют: хлор - 49,16-49,78; натрий - 35,05-39,17; кальций - 7,83-11,08; магний - 2,01-2,6 % - экв/л, pH - 5,9-7,25. Микрокомпоненты составляют: йод - 6,35-32,4 мг/л, бром - 432,2-822,8 мг/л. По отношению коэффициента метаморфизации  $r_{Na/Cl}$  равному 0,70-0,74, а также хлорбромному соотношению - 155-210 можно сказать, что верхне-ордовикско-силурийско-нижнедевонский водоносный комплекс обладает хорошей гидрогеологической закрытостью.

Пластовая температура, замеренная на глубине 3800 м составила 85°C, пластовые воды являются высокотермальными. В скважине 1-Западно-Ярейягинская при испытании интервала 4208-4286 м в нижнесилурийских отложениях притока не получено, замеренное давление на глубине 4202 м ( $S_{2gj}$ ) составило 46,15 МПа.

Для оценки перспектив нефтегазоносности выбран оптимальный комплекс гидрогеологических критериев, используемых применительно к Тимано-Печорской НПП.

К показателям нефтегазонакопления относятся: состав водорастворенных газов, газовый фактор, содержание йода. К высокоблагоприятным относится: по составу водорастворенных газов - метановый, по содержанию йода больше 15, содержание газового фактора - более 15 мг/л.

К показателям условий сохранности залежей относятся: минерализация, коэффициент метаморфизации вод (условия накопления осадков и залежей), содержание брома \*100 и деленное на глубину отбора воды.

Для тектонических зон Хорейверской впадины построены графики содержания йода, минерализации, коэффициента метаморфизации вод и коэффициента закрытости структур.

Коэффициент метаморфизации  $r_{Na/Cl}$  для всех выбранных скважин сохраняет наиболее благоприятное значение 0,45, только на Салюкинской площади составляет 0,7, но это тоже благоприятные значение для характеристики сохранности и закрытости структур.

Исследуемый комплекс входит в зону весьма затрудненного водообмена, занимающую наиболее глубокие части бассейна, местами глубже 3 км. Подземные воды здесь имеют повышенную температуру (от 35 до 110°C), содержат значительное количество газов. Воды обладают, в основном, хлоридно-натриевым и хлоридно-кальциевым составом и высокой минерализацией, достигающей 250 г/л. Высокая минерализация объясняется повышенным содержанием микрокомпонентов (брома, йода, лития, стронция, рубидия, цезия). Повышенная минерализация, как результат сложных физико-химических процессов, происходящих в течение всей гидрогеологической истории, является самым характерным признаком подземных вод, сопутствующих углеводородным месторождениям. При общих равных условиях минерализация вод также отражает степень гидрогеологической закрытости. Подтверждение этого также характеризует содержание брома и коэффициент закрытости. Графики по каждому гидрогеологическому показателю представлены на рисунке 2.

Таким образом, палеогидродинамические показатели ордовикско-нижнедевонского водоносного комплекса благоприятны для формирования и сохранения залежей УВ.

Тяжелые нефти вскрываются в основном среди верхнедевонских отложений, проявления таких нефтей отмечались при бурении и среди рифогенных известняков франского и фаменского ярусов. Над залежами тяжелой нефти наблюдаются увеличенные показатели минерализации, пониженные значения йода и брома.

Изучение влияния палеогидрогеологических условий развития изучаемой территории на формирование и преобразование высоковязких и тяжелых нефтей может быть использовано для прогноза поисково-оценочных работ.

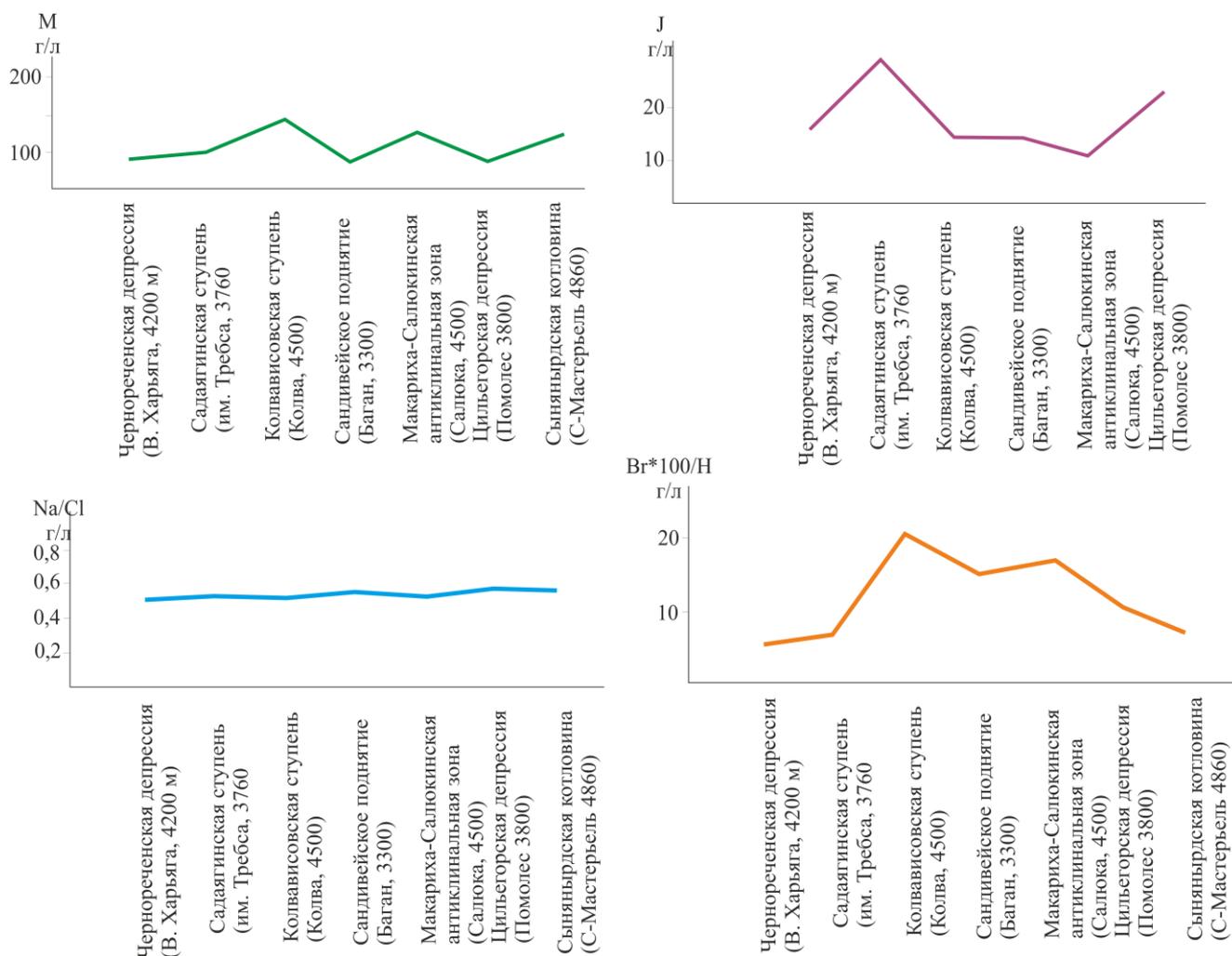


Рисунок 2 – Графики гидрогеологических показателей нефтегазоносности.

### Библиографический список:

1. Маракова, И. А., Мотрюк, Е. Н., Ростовщиков, В. Б., Сабельников М. Ю. / Геодинамические аспекты размещения нефтегазоперспективных структурных форм в доманиково-турнейском карбонатном комплексе Верхнепечорской впадины Предуральяского краевого прогиба / Маракова И.А., Вельтистова О.М., Мотрюк Е. Н., Ростовщиков В.Б., Сабельников М.Ю. // Геология нефти и газа. – 2022. – № 6. – С. 5-18.
2. Маракова И. А. Геологические закономерности размещения залежей тяжелых нефтей в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции // Геология нефти и газа. – 2022. – № 3. – С. 85–94.

УДК 622.276.66

### Эффективность проведения гидравлического разрыва пласта на скважине нефтяного месторождения

Полубоярцев Е. Л., Миклина О. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Современные технологии гидравлического разрыва пласта (далее по тексту ГРП), проводимые на нефтяных и газовых скважинах, позволяют в значительной степени увеличить их производительность, а также нефте- и газоотдачу продуктивного пласта. Это достигается за счет создания трещины, позволяющей подключить к скважине удаленные участки нефтяного или газового продуктивных пластов.

В нефтегазовой практике применяют различные технологии ГРП. Применение той или иной технологии ГРП зависит от свойств продуктивного коллектора, состава и свойств пластового флюида, от конструкции забоя скважины, используемого погружного оборудования ГРП и т. д. Перечислим широко используемые технологии ГРП: проппантный, больше объёмный, кислотный с закачкой кислоты, кислотный проппантный, пенный, HiWay и т. д.

Необходимо отметить, что на месторождениях ТП НГП используется довольно большой спектр технологий ГРП. Однако растет интерес к технологии проведения ГРП на скважинах с горизонтальным участком, так называемый многостадийный или многозонный ГРП (далее по тексту – МГРП). Технология МГРП заключается в выполнении нескольких последовательных повторяющихся действий (стадий, портов) по созданию трещин ГРП на всей длине горизонтального участка.

В настоящее время разработаны различные схемы выполнения МГРП, отличающиеся компоновкой внутрискважинного оборудования, последовательностью выполняемых операций и видами закачиваемой рабочей жидкости.

Применяемые различные технологии МГРП позволяют увеличить продуктивность скважин, что очень актуально для месторождений, запасы которых относятся к трудноизвлекаемым (ТРИЗ). Такие месторождения характеризуются особенностями продуктивного пласта (по проницаемости: низкопроницаемые, плохопроницаемыми), составом и свойствами пластового флюида. Например, по составу нефти (содержание смол, асфальтенов, парафина) высокопарафинистые и высокосмолистые, по свойствам (плотность, вязкость) – это тяжелые, битуминовзные, сверхвязкие и высоковязкие. Данные характеристики создают трудности в извлечении пластового флюида. Для решения данных проблем на скважинах строится горизонтальный ствол, позволяющий охватить самые высокопродуктивные интервалы пласта. Длина горизонтального ствола может достигать 1000 м, а для некоторых скважин еще более. Необходимо отметить, что горизонтальный ствол также проводится при выполнении ГТМ в виде зарезки бокового горизонтального ствола, в который спускается хвостовик диаметром 114 мм или 102 мм.

Различают следующие типы конструкции забоев таких скважин: обсаженный и зацементированный горизонтальный ствол с хвостовиком; обсаженный и зацементированный горизонтальный ствол с выполненной перфорацией; открытый горизонтальный ствол или фильтр в открытом стволе.

Спущенное в скважину оборудование МГРП позволяет проводить мероприятие отдельно в каждом интервале по созданию трещины. Количество создаваемых трещин соответствует количеству стадий (далее по тексту – порты). Первую трещину (первый порт) выполняют начиная от забоя горизонтальной скважины (рисунок 1) [4].

Технологии проведения МГРП и применяемое скважинное оборудование постоянно совершенствуются. В нефтяной практике применяются технологии, предполагающие применение специального оборудования, например, поинтервальные пробки, поинтервальные песчаные мосты, оборудование для проведения струйного ГРП и т. д. В основном они отличаются способами срабатывания технологического узла для изоляции участка горизонтального ствола скважины с уже создавшейся трещиной с участком, на которых еще будет создаваться трещина. Часть технологий отличаются способами подачи рабочих жидкостей ГРП (системой подачи проппантной пачки).

На месторождениях Западной Сибири в последнее время нашли применение технологии МГРП с применением следующего оборудования: мостовые пробки, позволяющие последовательно выполнить несколько стадий; раздвижные муфты и шары, технология называется FracPoint™, предполагающая установку «фракпортов» в муфтах колонны (хвостовика) и последовательного сброса и посадки шара в седло муфты ГРП для открытия циркуляционного отверстия; скользящие муфты, приводимые в действие сбросом растворимых шаров одинакового размера; селективные пакеры и посадочные муфты, количество которых зависит от количества проектируемых стадий; муфтами с разрывными портами, внутри которых располагается специальный селективный пакер (рисунок 2).

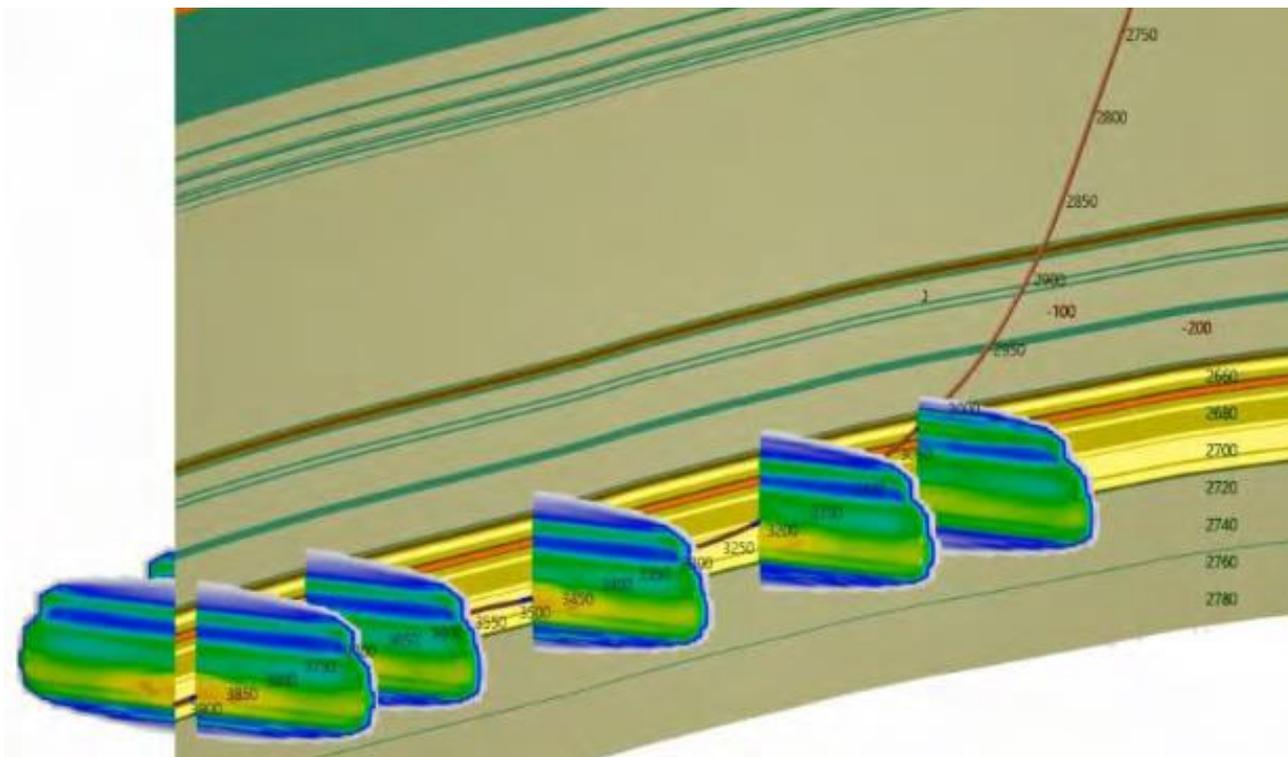


Рисунок 1 – Пример проведения пяти-стадийного МГРП.

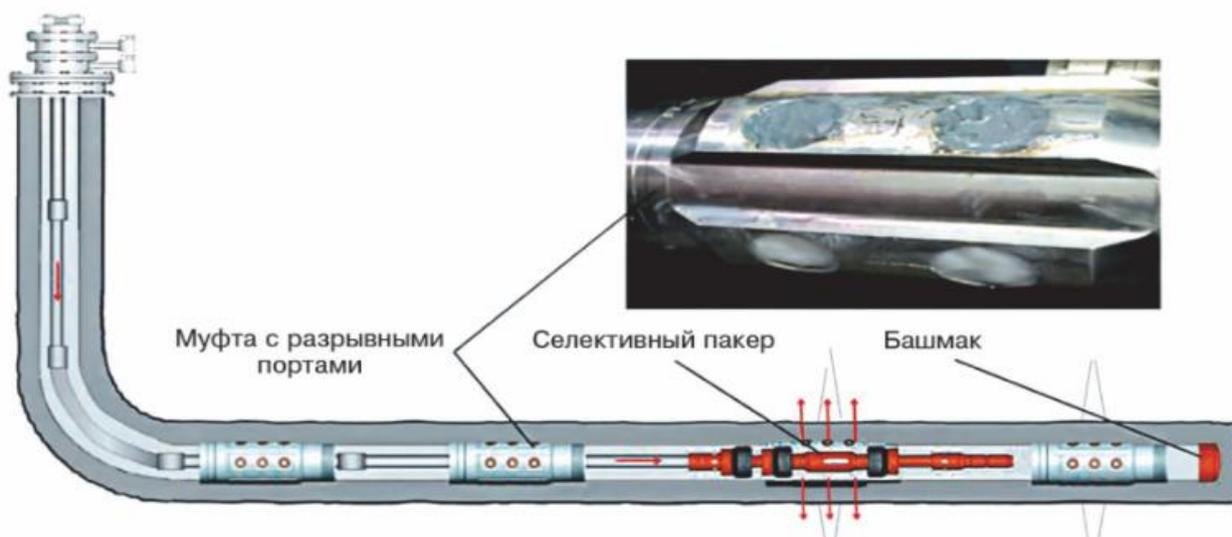


Рисунок 2 – Технология МГРП с разрывными муфтами.

Продуктивный пласт рассматриваемого нами нефтяного месторождения относится к нижнедевонским отложениям (нижний, средний и верхний отделы). Нижнедевонские отложения ( $D_1$ ) представлены неравномерным чередованием доломитов, мергелей и аргиллитов с прослоями известняков, алевролитов. В составе среднего отдела ( $D_2$ ) выделяют эйфельский ярус, состоящий из 2 и 3 пласта. На нефтяном месторождении данные пласты ( $D_{2ef}$ ) выделены в отдельный объект разработки. Отложения представлены переслаиванием глин и алевролитов с подчиненными прослоями песчаников, расположенные на глубине 2838 м (абсолютная отметка -2722 м), средняя проницаемость по объекту составляет  $0,084 \times 10^{-12} \text{ м}^2$ .

По свойствам нефть эйфельского яруса относится к классу особо легких, с незначительной вязкостью, малосмолистая, малосернистая. Содержание фракций, выкипающих до 200 °C составляет 15,5 %. Нефть содержит парафинов до 24,5 % масс., что относит её к классу высокопарафинистой. В следствии чего процесс разработки месторождения и эксплуатации скважин обусловлены определенными трудностями, связанные с движением нефти вдоль продуктивного пласта к забоям скважины и её подъемом до устья.

Нефтяное месторождение введено в разработку 1988 году. На данный момент месторождение в целом находится в конце 2 стадии разработки. Всего с начала разработки отобрано 15,2 млн т нефти и 19,7 млн т жидкости. За последние 6 лет разработки среднегодовая обводненность продукции увеличилась до 34,4 %. Текущий коэффициент извлечения нефти по месторождению составляет 0,200.

Объект D<sub>2ef</sub> эксплуатируется с 1998 г., несмотря на длительный срок освоения, находится на 1 стадии разработки. С 2018 г. началось активное его разбуривание. Планируется довести фонд добывающих скважин до 26 скважин. Построенные за последние годы скважины вводились в эксплуатацию с горизонтальным стволом, на которых согласно проектным документам проводилось МГРП. Применение горизонтальных стволов и проведение МГРП связано с тем, что необходимо выполнить основные проектные показатели добычи нефти по месторождению. Вновь введенные скважины показали высокую продуктивность, поэтому нефтегазодобывающая компания новые скважины вводила в эксплуатацию с горизонтальным стволом. На основании чего новая скважина №78Г была спроектирована также с горизонтальным стволом. По завершении строительства скважины планировалось использоваться компоновка со спуском хвостовика в горизонтальный ствол.

На всех скважинах перед проведением МГРП выполнялись исследования скважин с целью получения численного значения скин-фактора, после чего проводился основной комплект работ. В перечень основных работ входят следующие: сбор промыслового и геологического материала, планирование процесса МГРП, расчет экономических показателей, подготовительные работы на скважине и проведение непосредственно мероприятия на скважине.

Важным этапом к подготовке мероприятия на скважине согласно нормативному документу является проведение специальных плановых расчетов показателей МГРП и геометрии трещин для каждого порта. Соответственно выбирались участки горизонтального ствола, где необходимо создать трещину, выполнялись и анализировались геофизические исследования для определения численных значений характеристик продуктивного пласта выбранных участков (коэффициент Пуассона, модуль Юнга), подбор рецептуры рабочих жидкостей и т. д. По результатам плановых расчетов формируются несколько документов «Дизайн ГРП» на каждый порт МГРП (каждую трещину) и рассчитывается плановый дебит скважины после проведения мероприятия.

На скважине №78Г нефтяного месторождения планируется провести МГРП для создания пяти трещин (5 портов). Все плановые работы выполнялись в программном комплексе FracPRO. При планировании МГРП, учитывалось то, что все рабочие жидкости готовились на водной основе и для каждого порта подбирался соответствующий состав (линейный гель, сшитый гель, проппантная пачка). На определенных этапах выполнения любого порта планируется закачивать жидкость с добавлением сшивателя, геланта (WG-50), стабилизатора глин (WCS-100), двух видов сшивателя, брейкера замедленного (WBCapLT) и мгновенного (WGB-1), бактерицида, понизителя трения и проппанта. Все показатели фиксировались в документах «Дизайн ГРП» для каждого порта. Сформированный документ содержит графики динамики показателей ГРП на каждого порта при постадийном выполнении технологии ГРП и закачки рабочих жидкостей. Всего на весь процесс создания нескольких трещин (пять портов) на скважине №78Г планируется закачать 147 т проппанта.

По завершения планирования процесса МГРП выполнены экономические расчеты по определению экономической эффективности мероприятия в целом. Расчеты показали, что всего на проведение мероприятия понадобится 34,5 млн. рублей, срок окупаемости мероприятия составит 150 дней.

После согласования плановых показателей и показателей экономической эффективности мероприятия приступили к выполнению МГРП. Для чего были выполнены работы по заводу на скважину «Флота ГРП» (агрегаты, емкости, ППУ, станция управления и т. д.), заполнение емкостей водой, спуска скважинного оборудования, в состав которого входят насосно-компрессорные трубы диаметром 87 мм, пакер «Стингер», набухающие пакера, муфты посадочные, обратные клапаны, клапан цементировочный, клапаны заколонные, башмак. Выполнены работы по расстановке всех агрегатов согласно схемы и по их обвязки со специальным оборудованием устья. Далее проведены работы (постадийно) для каждого порта и получены трещины соответствующей геометрии (таблица 1).

Таблица 1 – Параметры полученных трещин после проведения пятистадийного МГРП.

Названия параметров	Размерность	1 порт	2 порт	3 порт	4 порт	5 порт
Длина трещины	м	80,2	65,6	63,7	159,8	166,0
Высота трещины	м	29,9	26,9	33,5	18,7	14,5
Раскрытость трещины	мм	20,2	21,6	21,8	24,4	21,4

На рисунке 3 показан профиль трещины для пятого порта.

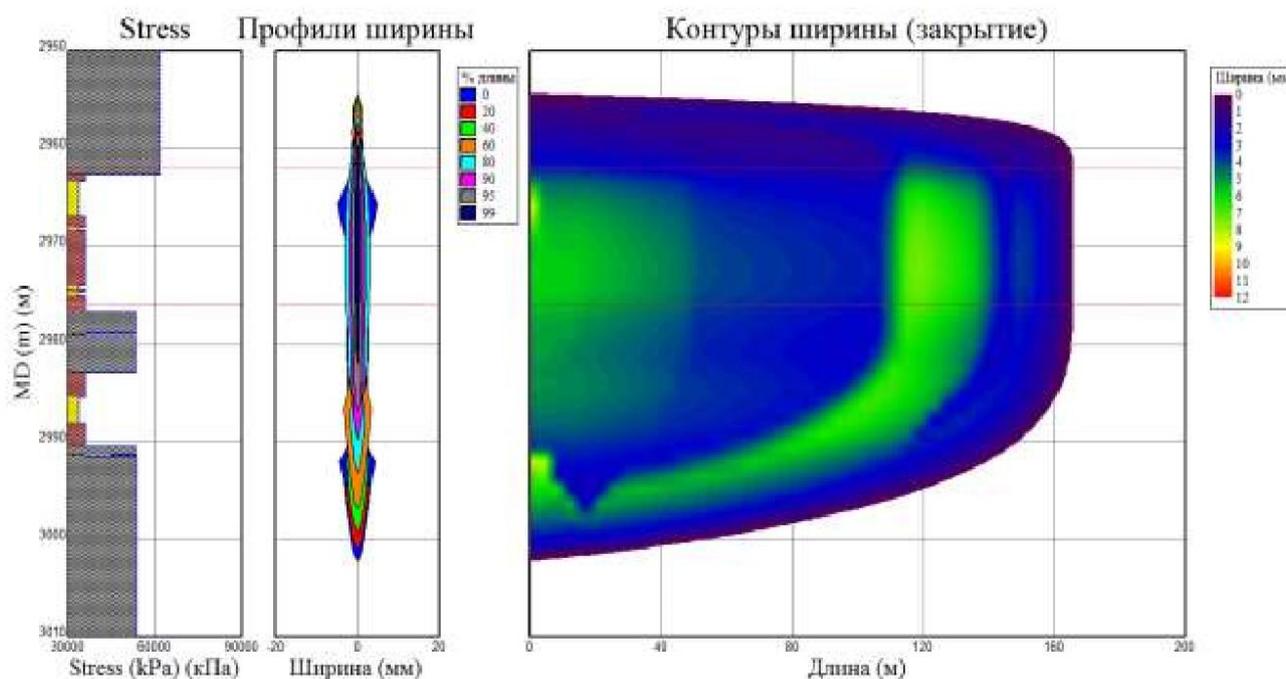


Рисунок 3 – Геометрия трещины для пятой стадии МГРП.

Скважина №78ГГ введена в эксплуатацию с дебитом по нефти 82,9 т/сут, по жидкости – 89,1 т/сут с обводненностью – 7 %. Средний дебит по жидкости скважины за полгода эксплуатации составил 127,6 т/сут. Динамика основных показателей по добыче нефти и жидкости по скважине после ввода её в эксплуатацию представлена на рисунке 4.

На основании выполненного мероприятия в виде МГРП на скважине №78Г можно сказать следующее:

- средний дебит по жидкости составил 127,6 т/сут.
- за полгода добыча по жидкости составила 23,0 тыс. т, по нефти – 21,4 тыс. т.

На основании чего, можно сказать, что показатели работы скважины №78Г свидетельствуют о технологической и об экономической эффективности проведенного мероприятия в виде МГРП.

По результатам проведенных работ в виде МГРП на скважинах с горизонтальным стволом на нефтяном месторождении можно сформулировать следующий вывод, что проведенные мероприятия позволяют увеличить продуктивность нефтяных скважин и вовлечь в разработку дополнительные площади дренирования в продуктивных пласта, относящиеся к низкопроницаемым коллекторам с трудноизвлекаемыми запасами на территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

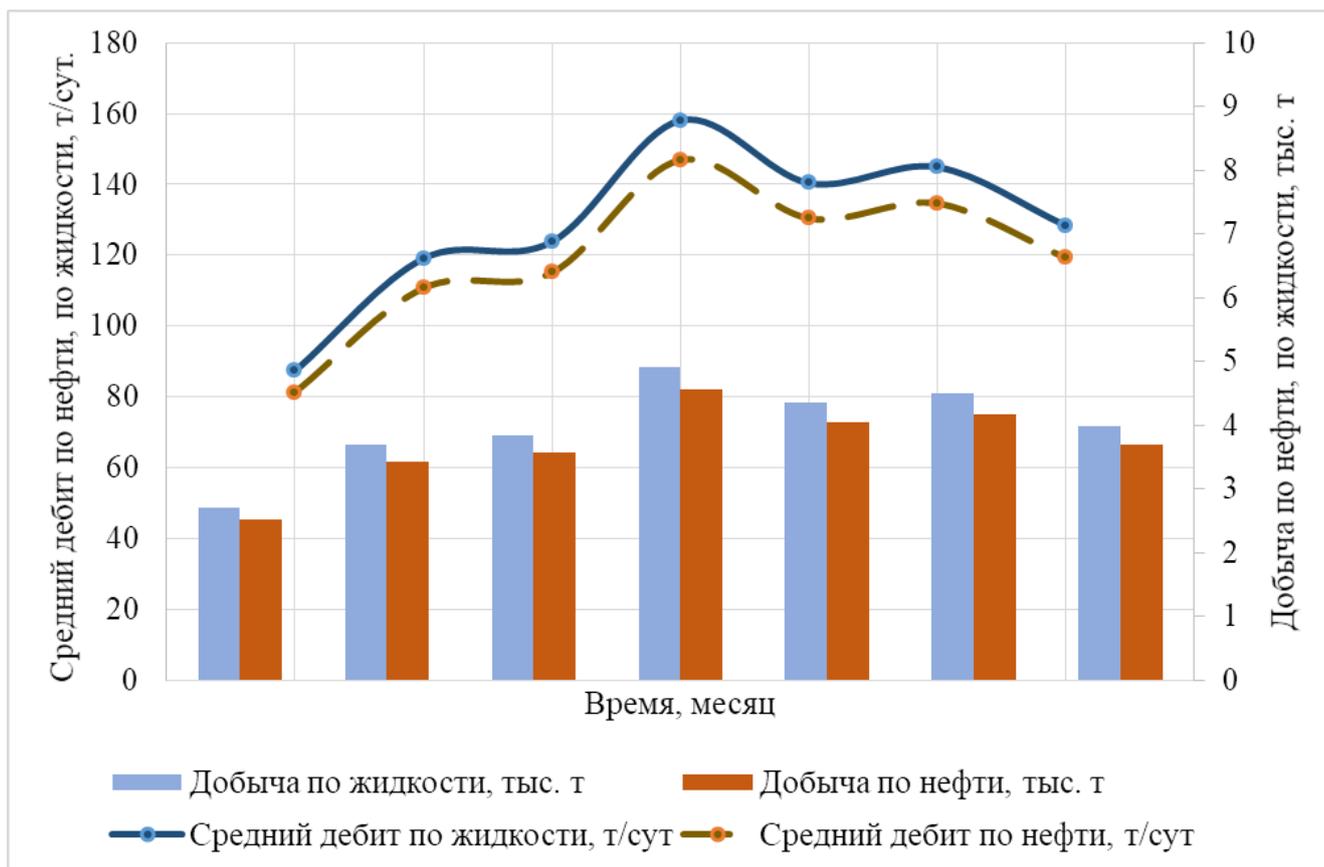


Рисунок 4 – Динамика показателей по добыче для нефтяной скважины №78Г.

### Библиографический список:

1. Terracina, J. M. Proppant Selection and Its Effect on the Results of Fracturing Treatments Performed in Shale Formations [Text] / J. M. Terracina, J. M. Turner, D. H. Collins, // Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition (September 2010), – Florence, 2010. – P. 17.
2. Апасов, Т. К. Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири [Текст] : учебное пособие / Т. К. Апасов, Р. Т. Апасов, Г. Т. Апасов. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. – 187 с.
3. Грачев, С. И. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными скважинами: учебное пособие [Текст] / С. И. Грачев, А. С. Самойлов. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. – 144 с.
4. Колесник, С. В. Как добывают нефть [Текст]: учебное пособие / С. В. Колесник, Е. С. Шаньгин, О. В. Беляев. – Тюмень : ТИУ, 2022. – 138 с.
5. Миклина, О. А. Гидравлический разрыв пласта (ГРП) [Текст] : учеб. пособие / О. А. Миклина, Т. Г. Ксёنز. – Ухта : УГТУ, 2019. – 120 с.
6. Насыров, А. М. Освоение и глушение нефтяных скважин: учебное пособие [Текст] / А. М. Насыров, С. Ю. Борхович, О. Н. Барданова. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2022. – 264 с.
7. Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса [Текст] : материалы V региональной научно-практической конференции обучающихся ВО, аспирантов и ученых : материалы конференции. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. – 384 с.
8. Равилов, Д. В. Гидравлический разрыв пласта [Текст] / Д. В. Равилов, А. И. Меркуленко // Евразийский научный журнал. – 2016. – № 4. – С. 76.
9. Яркеева, Н. Р. Применение гидроразрыва пласта для интенсификации притока нефти в скважинах [Текст] / Н.Р Яркеева, А.М. Хазиев // Нефтегазовое дело. – 2018. – № 5. – С. 30-36.

Сенин С. В., Сенина О. А.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

За последнее десятилетие компанией ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в Денисовском прогибе был открыт ряд нефтяных месторождений в отложениях фамена и карбона: крупное Восточно-Ламбейшорское, средние по запасам Баяндыское, им. А.Алабушина и мелкое Южно-Баяндыское и другие. Залежи характеризуются высоким или аномальным газосодержанием (более 250 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) и высокими концентрациями сероводорода.

На территории Большесынинской впадины в доманиково-турнейском НГК выявлены как нефтяные (Суборское), так и нефтегазоконденсатные (Восточно-Пыжьельское) залежи.

В последние годы за счет средств государственного бюджета на данной территории выполнена каркасная сеть региональных сейсмопрофилей 32-РС, спрогнозированы органогенные постройки на больших глубинах. В этой связи актуален вопрос о фазовом составе залежей, которые могут быть связаны с данными рифогенными отложениями.

Целостная модель, объясняющая формирование залежей в диапазоне средних и больших глубин и их состав, на данный момент отсутствует.

Целью настоящей работы было на количественном уровне определить влияние процесса дифференциального улавливания на фазовый состав залежей доманиково-турнейского НГК Денисовского прогиба и Большесынинской впадины при помощи методов бассейнового моделирования.

Как известно, эффект дифференциального улавливания установлен В.Гассоу и С.П.Максимовым и заключается в последовательном вытеснении нефтяных УВ газовыми вверх по восстанию природного резервуара [2].

Компьютерное моделирование выполнено в трех- и двухмерном вариантах.

Для начального наполнения трехмерной бассейновой модели принят ряд условных допущений:

- наличие одной богатой нефтегазоматеринской толщи доманикового возраста толщиной 20 м,
- наличие одного природного резервуара позднефранско-фаменского возраста, однородного по своим свойствам и развитого в границах барьерных рифогенных построек,
- наличие одной покрывки высокого качества в основании визейского яруса,
- отсутствие поступления УВ, в том числе газовых, из нижележащих отложений.

Процесс генерации нефтяных и газовых УВ керогеном доманика моделировался на основе кинетического спектра, полученного экспериментальным путем по образцам незрелых доманиковых отложений Ухтинского района [1], который предсказуемо наилучшим образом описывает генерационные процессы в исследуемом районе [3]. Вторичный крекинг УВ в залежный период моделировался с использованием многокомпонентного спектра [4]. Фазовый состав скоплений определялся расчетным путем на основе уравнения состояния Пенга-Робинсона.

Трехмерное моделирование показало следующие результаты:

- отмечается абсолютное преобладание вертикальной миграции над горизонтальной, что связано со спецификой строения рифогенного природного резервуара, а именно, его латеральной ограниченностью (рис.1);
- нефтегазосборные площади для каждого скопления имеют весьма небольшие размеры (до 5-10 км);
- практически отсутствуют процессы смешивания миграционных потоков и усреднения состава и свойств УВ смесей;
- определяющее значение для состава залежей имеют местные условия генерации.

Для исключения влияния локальных факторов подготовлена идеализированная двухмерная бассейновая модель, имитирующая район сочленения Денисовского прогиба и Большесынинской впадины. При этом были приняты следующие условные допущения:

- структурный фактор намеренно формализован: район представлен в виде идеальной моноклинали, осложненной одинаковыми по форме и размерам антиклинальными ловушками, расположенных через равные расстояния в диапазоне глубин от 2000 до 8000 м;
- размер ловушек имитирует крупные (1 и 2 варианты модели) или средние месторождения (3 и 4 варианты модели);
- остальные входные данные те же, что и в вышеописанной трехмерной модели.

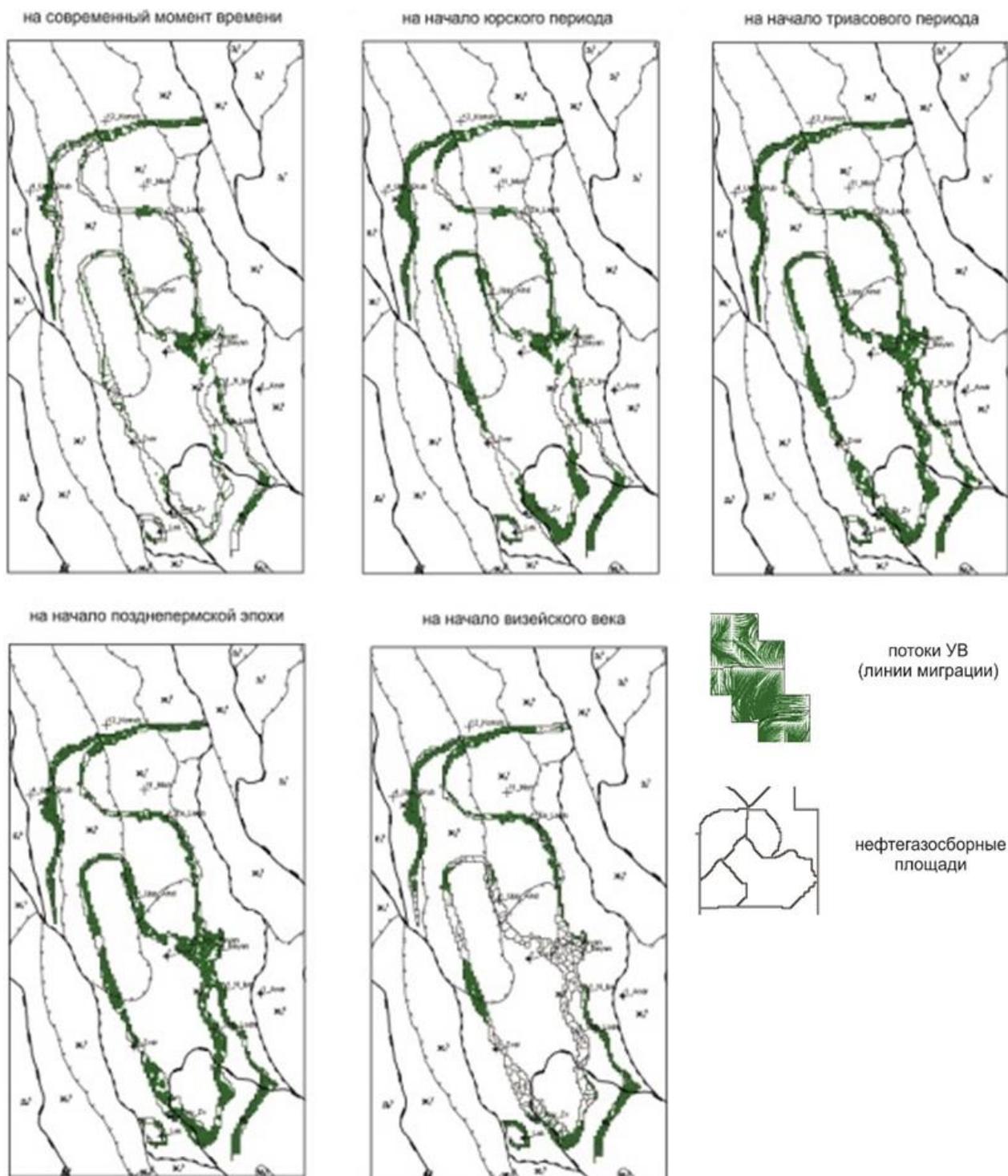


Рисунок 1 - Трехмерные палеокарты миграции УВ.

В варианте 1 принято однородное строение природного резервуара как по вертикали, так и по латерали, ловушки крупного размера (ширина 12,5 км, высота 300 м), вторичный крекинг УВ деактивирован. В результате расчетов получено, что во всем диапазоне глубин 2-8 км сформированы только нефтяные залежи с газосодержанием 75-168 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Количества

первичного газа, генерируемого керогеном доманика вплоть до градаций катагенеза АК<sub>2-3</sub>, прогнозируемых по результатам моделирования на глубинах 7-8 км, недостаточно для формирования фазообособленных газовых скоплений и тем более для латеральной миграции газа. Очевидно, что расчетная геохимическая зональность в варианте 1 не соответствует наблюдаемой в природе.

В варианте 2 приняты те же входные данные, что и в варианте 1, но вторичный крекинг УВ активирован. Результаты моделирования показывают, что на глубинах 6,5-8 км сформированы залежи сухого газа, на глубинах - 5,5-6 км — влажного газа, 4,5-5 км — нефтегазоконденсатные залежи, 3,5 км и выше — нефтяные залежи. Все объемы вторичного газа уловлены ближайшими по восстанию пласта ловушками, латеральной миграции и дифференциального улавливания не произошло.

В варианте 3 принято, что природный резервуар однороден как по вертикали, так и по латерали, ловушки имеют средние размеры (ширина 12,5 км, высота 150 м), вторичный крекинг УВ в залежах активирован. В результате модельных расчетов получено, что на глубинах 5,5-8 км присутствуют только залежи сухого газа, на глубинах 2,5-5 км - нефтегазоконденсатные залежи, 2 км и выше — нефтяные залежи с газосодержанием 142 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Очевидно, что ловушки среднего размера не смогли вместить всех объемов образующегося газа вторичного крекинга, что создало благоприятные условия для латеральной миграции газа и дифференциального улавливания, благодаря чему произошло вытеснение всех нефтяных УВ на глубины 2 км и выше. В то же время, глубинная зональность размещения залежей в данном варианте расчетов так же неудовлетворительно описывает наблюдаемую природную зональность.

В варианте 4 в качестве входных данных принято, что природный резервуар однороден только по вертикали, а по латерали введены фациальные замещения в природном резервуаре, образующие непроницаемые экраны, препятствующие латеральной миграции. Ловушки приняты среднего размера (ширина 12,5 км, высота 150 м), вторичный крекинг УВ активирован. В результате расчетов получено (рис.2), что на глубинах 6,5-8 км образовались залежи сухого газа, на глубинах 5,5-6 км — влажного газа, 4,5-5 км — нефтегазоконденсатные залежи, 4 км и выше — нефтяные залежи с газосодержанием 55-200 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Данный вариант наиболее близко соответствует природной фазовой зональности, при которой на глубинах 4-4,5 км сосуществуют как нефтяные (Баяндынская группа залежей), так и нефтегазоконденсатные скопления (Восточно-Пыжьельское месторождение). Данный вывод подтверждает тезис об отсутствии или слабом развитии латеральной миграции УВ, а, соответственно, и дифференциального улавливания в доманиково-турнейском НГК.

Таким образом, в результате проделанной работы получены следующие выводы.

Проявление процессов латеральной миграции и дифференциального улавливания УВ лимитируется следующими природными факторами:

- наличием в нефтяной системе достаточных объемов газа (первичного либо вторичного генезиса), способного оттеснить нефть вверх по восстанию природного резервуара;
- однородным строением природного резервуара как минимум по латерали;
- соотношением объемов, генерируемых УВ, и объемов ловушек (последняя величина должна быть меньше первой).

Доманиково-турнейский НГК Денисовского прогиба и Большесынинской впадины (и по всей территории ТПП) в силу особенностей строения рифогенных природных резервуаров не благоприятствует проявлению латеральной миграции и дифференциального улавливания УВ.

Состав залежей доманиково-турнейского НГК определяется преимущественно местными условиями генерации.

Авторы отдают себе отчет в том, что, во-первых, математические модели описывают процессы нефтегазообразования лишь в некотором приближении, и во-вторых, в природных условиях не действуют допущения, принятые при моделировании. Тем не менее, использованные расчетные инструменты позволяют количественно моделировать состав прогнозируемых залежей в различных геологических условиях.

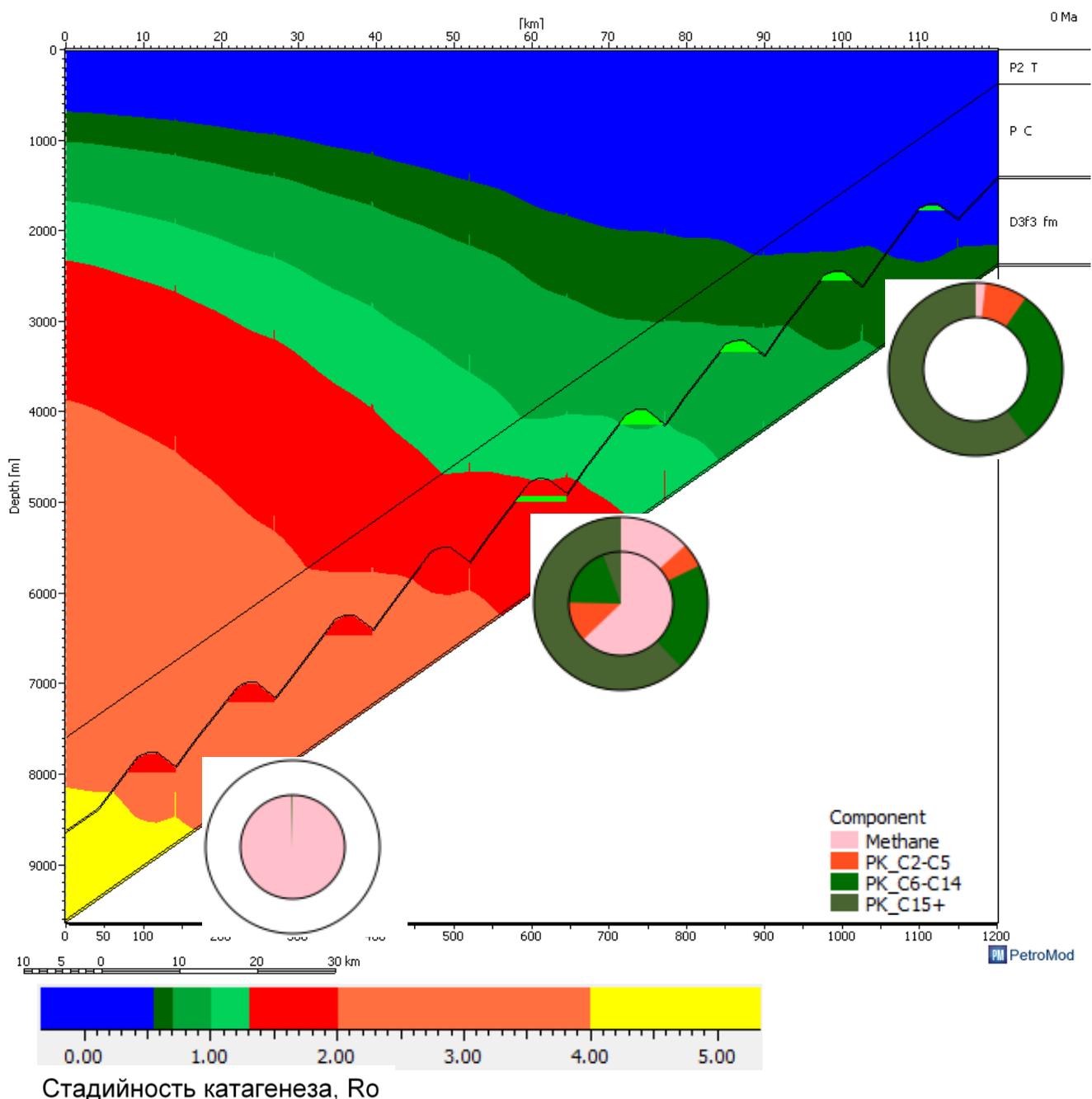


Рисунок 2 - Результаты двухмерного моделирования, вариант 4.

### Библиографический список:

1. Астахов С.М. Физическое моделирование флюидообразования в нефтегазоматеринских породах и математическое моделирование нефтегазонакопления в осадочных бассейнах : диссертация ... доктора геолого-минералогических наук : 25.00.12. — Ростов-на-Дону, 2018. — 393 с.
2. Максимов С.П. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа / Под ред. А.А. Трофимука. М.: Недра, 1964. 486 с.
3. Сенин С.В. Геолого-геохимические факторы состава УВ флюидов на больших глубинах : Рассохинские чтения : материалы конференции / под редакцией Р. В. Агиней. — Ухта : УГТУ, 2022. — 556 с. : ил. — Текст : электронный.
4. Tian H., Wang Zh., Xiao Zh. et al. Oil cracking to gases: Kinetic modeling and geological significance // Chinese Science Bulletin. 2006. Vol.51. №22. 2763-2770.

**СЕКЦИЯ 1. ГЕОЛОГИЯ, ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И  
ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И БИТУМОВ.  
ПОДСЕКЦИЯ: «РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ДОБЫЧА ВЫСОКОВЯЗКИХ  
НЕФТЕЙ И БИТУМОВ»**

УДК 622.276.5

**Внедрение беспроводных преобразователей расхода на одиночные скважины  
нагнетательного фонда цеха добычи высоковязкой нефти**

Кудряшов А. А., Семяшкин Д. М.

*ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз», г. Ухта, Россия*

**Аннотация.** Доклад раскрывает тему беспроводной передачи данных по скважине нагнетательного фонда в систему телемеханики цехового подразделения.

**Ключевые слова:** телемеханика; замеряемость; передача данных в систему телемеханику; опытно – промышленные испытания.

В состав ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» входит цех добычи высоковязкой нефти. На предприятии эксплуатационный фонд состоит из: добывающих, нагнетательных, паронагнетательных скважин.

Из залежи нефть, нефтяной и природный газ, а также другие сопутствующие компоненты извлекаются посредством добывающих нефтяных скважин. Нагнетательные скважины предназначены для воздействия на продуктивные пласты путем нагнетания в них воды, газа, пара и других рабочих агентов.

Для измерений дебита нефтесодержащей жидкости применяются определенные средства измерений. С помощью автоматизированных групповых установок (АГЗУ) или измерительных установок (ИУ), независимо от модификаций и принципов работы, осуществляются замеры дебита скважин добывающего фонда. Измерения закачиваемой жидкости в пласт (нагнетательный фонд) выполняются с применением оборудования контрольно – измерительных приборов: расходомер и вычислитель с определенными фиксированными погрешностями согласно требования нормативно – технической документации предприятия.

Функции дистанционного управления, а также дистанционного контроля параметров скважин реализованы с применением систем телемеханики, в которые входят автоматизированные рабочие места оператора (для геологических, технологических служб).

В рамках обеспечения замерами и системой телемеханики скважин необходимо обустроить инфраструктуру, включая системы электроснабжения в комплекте с трансформаторной подстанцией и подведением линий электропередач.

Целью работы является вывод параметров скважин нагнетательного фонда в систему телемеханики для обеспечения индивидуальными замерами одиночных скважин в местах, где отсутствует инфраструктура.

В работе рассмотрено несколько вариантов обустройства одиночных скважин нагнетательного фонда. Варианты обустройства скважин представлены на рисунке 1.

Первый вариант: Для ввода в эксплуатацию нагнетательной скважины требуется внедрение комплекса инфраструктуры: монтаж системы телемеханики, оборудования связи, линий электропередач (кабельных, высоковольтных), трансформаторов, выполнение планово – предупредительных работ введенного в эксплуатацию оборудования. Данный вариант подразумевает значительные затраты на обустройство инфраструктуры для одной скважины нагнетательного фонда.

При рассмотрении второго варианта возможно рассмотреть некоторые недостатки:

1. Затраты большого количества времени на установку;
2. Определенные требования нормативно – технической документации к измерительному участку – приведение к условиям согласно паспортных данных средства

измерения: поверхность трубопровода должна быть зачищена для установки чувствительных элементов накладного (переносного) расходомера;

3. Данные по расходу жидкости только по месту установки прибора КИПиА, в систему телемеханики цехового подразделения не передаются.

4. Отсутствие возможности выполнения работ при отрицательных температурах



Рисунок 1 – Варианты обустройства одиночных нагнетательных скважин.

Третий вариант.

Установка преобразователя расхода жидкости с ультразвуковым принципом работы (модификация УРЖ2КМ).

Принцип действия ультразвуковых расходомеров основан на измерении разницы во времени прохождения сигнала. При этом два ультразвуковых сенсора, расположенные по диагонали напротив друг друга, функционируют попеременно как излучатель и приёмник. Таким образом, акустический сигнал, поочередно генерируемый обоими сенсорами, ускоряется, когда направлен по потоку, и замедляется, когда направлен против потока. Разница во времени, возникающая вследствие прохождения сигнала по измерительному каналу в обоих направлениях, прямо пропорциональна средней скорости потока, на основании которой можно затем рассчитать объёмный расход. А использование нескольких акустических каналов позволяет компенсировать искажения профиля потока.

Можно выделить следующие преимущества:

- Автономное питание, с использованием аккумуляторных батарей (не требует электроэнергии от трансформаторных подстанций);
- Преобразователи давления и температуры в комплекте;
- Передача данных с использованием радиоканала (не требуются линии электропередач и оборудование связи);
- Производство Российской Федерации (импортозамещение);
- Передача данных в систему телемеханики без дополнительных затрат на программное обеспечение;
- Оперативное обнаружение утечки в случае разгерметизации трубопровода.

В настоящее время на предприятии подходят к завершению опытно-промышленные испытания преобразователя расхода «УРЖ2КМ» на нагнетательной скважине Пашнинского н/м. Отклонений по работоспособности данного преобразователя расхода (в период проведения ОПИ) не выявлено.

Одним из плюсов внедрения данного типа преобразователей расхода на производстве является экономическая эффективность.

Заявленные метрологические и технические характеристики преобразователя расхода соответствуют требованиям стандартов предприятия. В результате скважина нагнетательного фонда Пашнинского н/м обеспечена индивидуальной замеряемостью, телемеханикой без обустройства инфраструктуры.

#### **Библиографический список:**

1. Руководство по эксплуатации УРЖ2КМ, инструкция по монтажу УРЖ2КМ, паспорт УРЖ2КМ - 2021 г.;
2. Утвержденная программа замеряемости и телемеханизации добывающего и нагнетательного фонда скважин ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» - 2023 г.

УДК 622.276.523

#### **Математическая модель для определения оптимальных режимов работы газожидкостных подъемников системы эрлифт и газлифт при добыче полезных ископаемых с морского дна материковых шельфов**

Хозяинов В. П.

*Воркутинский филиал Ухтинского государственного технического университета,  
г. Воркута, Россия*

Во всём мире полезные ископаемые (в том числе углеводороды) интенсивно разрабатываются. Запасы на суше ограничены. Поэтому их добыча постепенно перемещается на территории морских акваторий. Особенно перспективными считаются шельфы материков, где технологический процесс изъятия природных ресурсов производится с морского дна. Наиболее перспективным транспортом для поднятия полезных ископаемых с морского дна на дневную поверхность является трубопроводный транспорт. Газожидкостные подъемники системы эрлифт и газлифт, также относятся к этому виду транспорта. В настоящее время при проектировании газожидкостных подъемников и вычислении рабочих параметров используются, в основном, эмпирические зависимости, основанные на результатах экспериментальных исследований и опыта эксплуатации установок.

Существующие методики проектирования подъемников основаны на зависимости удельного расхода газа от относительного погружения установки в откачиваемую жидкость. При вычислении удельного расхода газа применяются табличные коэффициенты погружения, а так же данные полученные опытным путем. Эмпирические методы расчёта подъемников не имеют в своей основе единой математической модели, которая устанавливала бы взаимосвязь сложных гидродинамических явлений, возникающих при смешивании потоков сжатого газа и транспортируемой жидкости.

Отсутствие единой теории процесса движения двухфазных и трехфазных потоков усложняет создание научно обоснованной методики определения рациональных технических параметров и режимов работы газожидкостных подъемников.

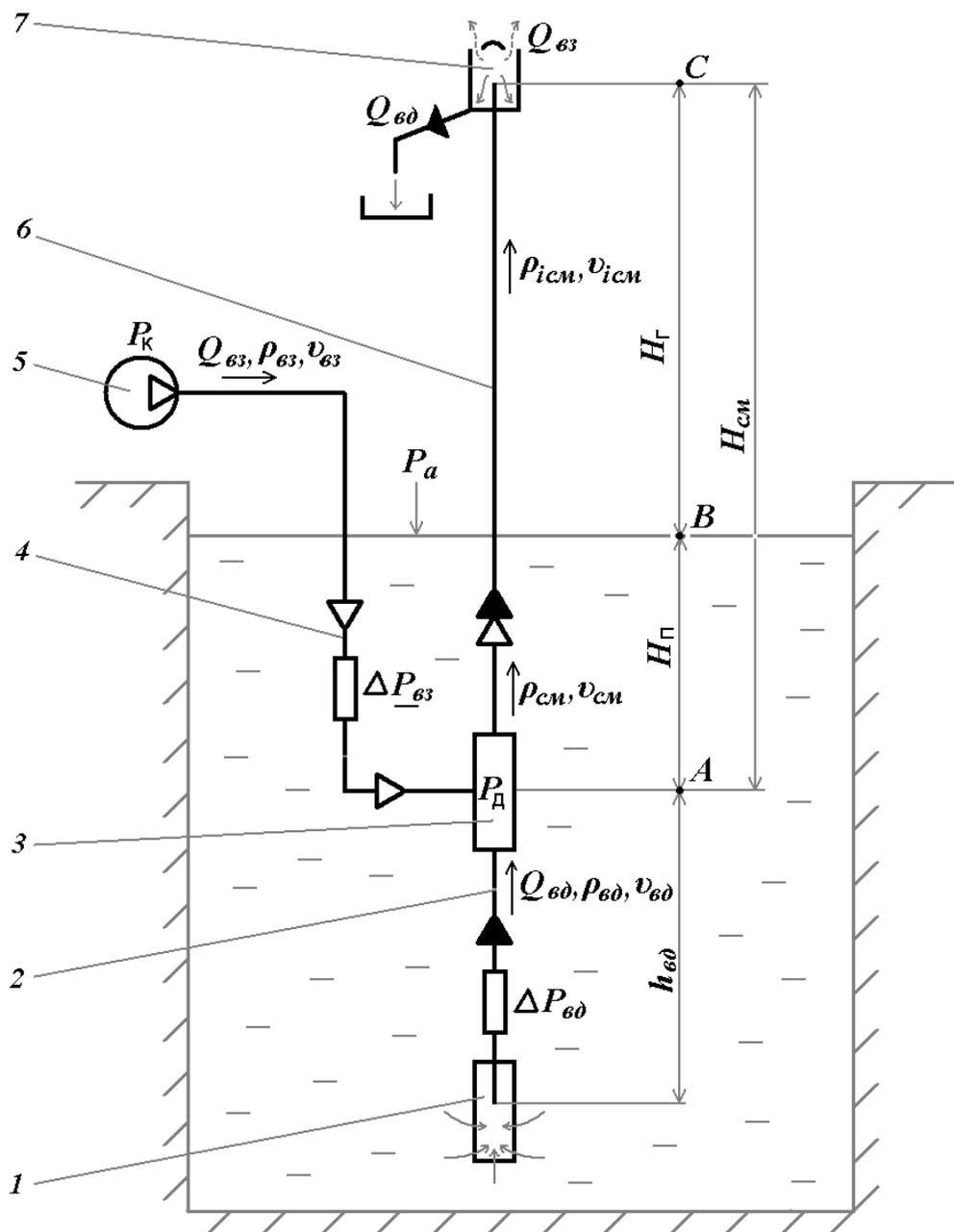
Практика показала, что для морских условий при изменении глубин и рельефа дна, существующие эмпирические модели выдают ошибочные результаты вычислений. В связи с этим требуется новый подход к проектированию гидроподъемников и систем автоматического управления технологическим процессом.

В статье на основе разработанных аналитических моделей представлен метод моделирования и управления потоками двухфазных и трехфазных сред. Приведены результаты теоретического исследования по определению оптимальных условий работы газожидкостных установок системы эрлифт и газлифт.

При использовании предложенного метода, математически определяется зависимость движения между потоками жидкости, сжатого газа и газожидкостной смеси. Что дает

возможность автоматизации сложного технологического процесса добычи полезных ископаемых с морского дна континентальных шельфов.

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 водо-воздушная 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.



1–приёмник воды; 2–трубопровод для подачи воды в смеситель; 3–смеситель; 4–трубопровод подачи сжатого воздуха; 5–компрессор; 6–подъёмный трубопровод водо-воздушной смеси; 7–воздухоотделитель;  $H_{II}$ – глубина погружения смесителя;  $H_{г}$ – высота подъёма жидкости;  $h_{вод}$ – длина трубопровода воды;  $H_{см}$ – длина Подъёмного трубопровода водо-воздушной смеси.

Рисунок 1 - Расчетная схема эрлифта.

В статье представлены математические модели движения потоков двухфазных сред. Проведены аналитические исследования на основе разработанных математических моделей (1) и (2). Обе модели, при вычислении скорости потоков, выдают одинаковый результат. С помощью этих уравнений подбираются условия, при которых скорости потоков жидкости и сжатого газа, подаваемых в камеру смесителя, наиболее близки к скоростям ламинарного режима. При этом потери напора в трубопроводах подъёмника будут минимальными и в теоретических расчётах при проектировании установки могут не учитываться. При выполнении ниже перечисленных условий автоколебания потоков жидкости и сжатого газа, согласно теоретическим исследованиям, минимизируются. Так как усредненная плотность газожидкостной смеси в подъёмном трубопроводе стабилизируется.

**Первая модель (1)** представлена уравнением баланса энергии движения, скоростных напоров потоков сжатого газа, жидкости и газожидкостной смеси при динамическом давлении  $P_D$  в камере смесителя.

$$P_D = \frac{v_{ж.}^2 \rho_{ж.}}{2} = \frac{v_z^2 \rho_z K}{2} = \frac{v_{ж.} v_{см.} \rho_{см.}}{2}; \quad (1)$$

здесь  $P_D = P_{ж.} - P_{см.}$  – разность давлений (динамическое давление) в камере смесителя, Па;

$P_{ж.}$  – давление внешнего столба жидкости, Па;  $P_{см.}$  – давление столба смеси при выходе из камеры смесителя, Па;  $v_{ж.} = \sqrt{\frac{2P_D}{\rho_{ж.}}}$  – скорость потока жидкости в трубопроводе, м/с;  $K = \frac{P_{ж.}}{P_a} + 1$  –

коэффициент сжимаемости газа;  $P_a$  – атмосферное давление, (Па);  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $\rho_{ж.}, \rho_z$  – плотность жидкости и газа, кг/м<sup>3</sup>;  $v_z = \sqrt{\frac{2P_D}{\rho_z K}}$  – скорость сжатого газа, м/с;

$\rho_{см.} = nZ\rho_{ж.}$  – плотность смеси, кг/м<sup>3</sup>;  $n = \frac{S_{ж.}}{S_z}$  – отношение площадей сечений трубопроводов

жидкости и газа;  $Z = \frac{v_{ж.}}{v_z}$  – соотношение скоростей потоков жидкости и газа;  $v_{см.} = \frac{v_{ж.} \rho_{ж.}}{\rho_{см.}}$  – скорость газожидкостной смеси, м/с.

**Вторая модель (2)** создана на основе второго закона механики и представлена уравнениями равенства кинетических энергий потоков и неразрывности среды.

$$P_D = h_{ж.} \rho_{ж.} \frac{dv_{ж.}}{dt} + \Delta P_{ж.} = L_z \rho_z K \frac{dv_z}{dt} + \Delta P_z = \frac{v_{ж.} v_{см.} \rho_{см.}}{2};$$

$$\left( \frac{\rho_{ж.}}{\rho_{см.}} \right)^2 \frac{dv_{ж.}}{dt} = \frac{dv_{см.}}{dt} \quad \text{– ускорение смеси;} \quad (2)$$

$$v_{см.} = \sqrt{2h_{ж.} \frac{dv_{см.}}{dt}} \quad \text{– скорость смеси в подъёмном трубопроводе,}$$

где  $h_{ж.}$  – длина трубопровода подающего жидкость в камеру смесителя, м;  $\frac{dv_{ж.}}{dt}, \frac{dv_z}{dt}$  – ускорение потоков жидкости и газа, м/с<sup>2</sup>;  $\Delta P_{ж.}, \Delta P_z$  – потери давления жидкости и сжатого газа при движении потока в трубопроводе, Па;  $L_{ж.}$  – длина трубопровода сжатого газа, м. [1, с.37].

На основании проведенных исследований определены условия оптимальной работы газожидкостных установок системы эрлифт и газлифт. За оптимальный режим установки предлагается принять рентабельную работу установки с наивысшим КПД при данных условиях эксплуатации.

Для работы установки в оптимальном режиме необходимо спроектировать гидроподъёмник, соответствующий следующим условиям:

- скорость потоков сжатого газа и жидкости, подаваемых в камеру смесителя установки должны быть близки к ламинарному режиму;
- проходные сечения подающего и подъёмного трубопроводов должны быть равны;
- масса сжатого газа в газопроводе и масса жидкости в подающем трубопроводе должны быть равны;
- давление газа, поступающего в смеситель установки в рабочем режиме, должно соответствовать давлению внешнего столба жидкости на уровне заглубления камеры смесителя;
- для поддержания оптимального режима необходимо автоматическое регулирование давления и расхода газа подаваемого в камеру смесителя.

Для конструирования эрлифта с оптимальными техническими характеристиками, с учетом вышеперечисленных условий создана программа определения основных технологических параметров. С её помощью подбираются наиболее выгодные условиями эксплуатации: усредненные скорости потоков газа и жидкости в трубопроводах установки, определяется КПД, производительность, удельный расход газа. Программа может быть адаптирована для конструирования газлифтов. Она проста в применении, что упрощает поиск необходимых технических и технологических решений.

В таблице 1 даны технические характеристики стационарных многоступенчатых действующих эрлифтов [2, с.250].

Для сравнения результатов с помощью программы был произведен теоретический расчёт технических параметров приведенных в таблице 1.

На рисунке 2 показан интерфейс программы и результаты вычислений рабочих параметров эрлифта с вводными данными установки производительностью 100м<sup>3</sup>/мин, при заглублении 75 м. При этом, вычисленный расход воздуха составил 23,72 м<sup>3</sup>/мин, что на 10,6% меньше, чем у действующей установки. КПД установки  $\eta=0,251$  для данных условий эксплуатации.

Таблица 1- Техническая характеристика эрлифтов для глубоких шахт.

Параметр; ед. измерения.	Значение							
	100	100**	200	200	300	300	400	400
Подача, м <sup>3</sup> /ч.	100	100**	200	200	300	300	400	400
Высота подъема, м	600	1200	600	1200	600	1200	600	1200
Число ступеней, шт.	4	8	4	8	4	8	4	8
Длина подъемного трубопровода, м	225	225*	225	225	225	225	225	225
Высота подъема одной ступени, м	150	150*	150	150	150	150	150	150
Заглубление, м	75	75*	75	75	75	75	75	75
Расход воздуха одной ступени, м <sup>3</sup> /мин.	26,5	26,5**	53	53	79,5	79,5	106	106
Суммарный расход воздуха, м <sup>3</sup> /мин.	106	212	212	424	318	636	424	848
Диаметр подъемной трубы, м	0,17	0,17*	0,228	0,228	0,262	0,262	0,300	0,300

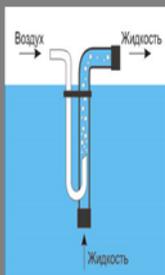
\* данные для моделирования работы действующей установки;

\*\* производительность и расход воздуха действующей установки.

Чтобы получить более высокую расчетную эффективность установки при той же производительности необходимо уменьшить заглубление камеры смесителя до 50м и увеличить диаметр газопровода до 0,076м. На рисунке 3 показаны результаты вычислений. КПД установки в этом случае составит  $\eta=0,367$ . Причем подъёмный трубопровод укоротится на 25м. Рабочее давление компрессора уменьшится с 8,23 до 5,48 атм.



## Проектирование эрлифтных установок. Определение оптимальных технических и технологических параметров.



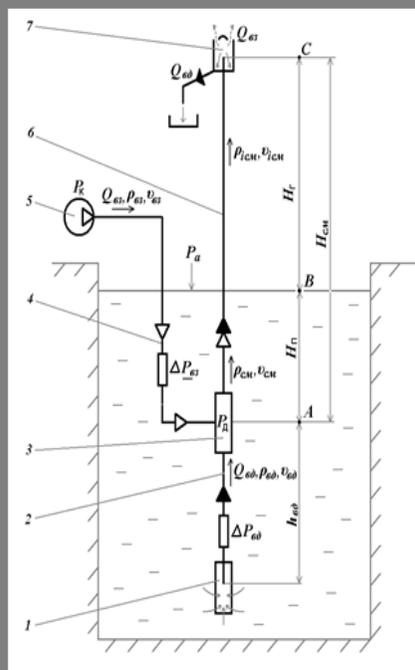
Исходные данные					
Производительность эрлифта (м³/час)=	100	Рекомендуемый диаметр трубопровода (м) от	0,109	до	0,266
Плотность жидкости (кг/м³)=	1030	Плотность газа при сжатии (кг/м³)=	10,939		
Плотность газа (кг/м³)=	1,29	Проходное сечение трубопровода (м²)=	0,0227		
Ускорение свободного падения (м/с²)=	9,81				
Диаметр трубопровода (м)=	0,17				
Нсм ; Длина трубопровода (м)=	225				
Нп ; глубина погружения смесителя (м)=	75				
Нг ; геод.высота (м)=	150				

Технические характеристики одной ступени эрлифта							
Давление в смесителе	Геод.высота	Длина трубопровода	Скорость жидкости	Скорость газа	Скорость смеси за смесителем	Скорость смеси в средней части подъемного трубопровода	Скорость смеси на выходе
Рд	Нг.	Нсм.	Uж.	Uгаз.	Uсм min	Uсм средн.	Uсм max
Па	м	м	м/с	м/с	м/с	м/с	м/с
<b>772</b>	<b>150,0</b>	<b>225,0</b>	<b>1,2</b>	<b>11,9</b>	<b>2,1</b>	<b>3,7</b>	<b>17,4</b>

Производительность	Расход газа	Расход газа	Расход газа	Удельный расход	Подбор n : соотношения проходных сечений трубопровода и газопровода n=	5,78
Qэр м³/час	Qгаз м³/с	Qгаз м³/мин	Qгаз м³/час	Qуд.газ		
<b>100,0</b>	<b>0,4</b>	<b>23,72</b>	<b>1423,2</b>	<b>14,2</b>	Средняя плотность смеси в подъемном трубопроводе (кг/м³)=	<b>343,0</b>
					Диаметр газопровода (м)=	<b>0,071</b>
					Проходное сечение газопровода (м²)=	<b>0,004</b>
					Козффициент расширения газа k=	<b>8,5</b>

Проверка работоспособности программы; Рд		
$V^2 \rho_{жидк} / 2$	$V^2 \rho_{газ} / 2$	$V_x^2 \rho_{см} / 2$
772	772	772
$m_x = m_{см} (кг) ; S^* V_x^2 \rho_x = S^* V_{см}^2 \rho_{см}.$		
102984,5	102984,5	102984,5
102984,5	102984,5	102984,5
102984,5	102984,5	102984,5

КПД установки =	<b>0,251</b>
Производительность компрессора (м³/мин)=	<b>29,6</b>
Рабочее давление компрессора (атм)=	<b>8,23</b>

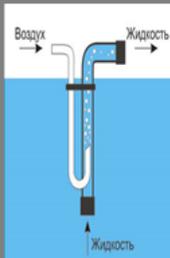


\*желтые ячейки для ввода исходных данных; белые ячейки результаты вычислений; серые ячейки контроль программы

Рисунок 2 - Определение технологических параметров с исходными данными таблицы 1.



Проектирование эрлифтных установок.  
Определение оптимальных технических  
и технологических параметров.



Исходные данные					
Производительность эрлифта (м³/час)=	100	Рекомендуемый диаметр трубопровода (м) от	0,109	до	0,266
Плотность жидкости(кг/м³)=	1030	Плотность газа при сжатии (кг/м³)=	7,722		
Плотность газа (кг/м³)=	1,29	Ускорение свободного падения (м/с²)=	9,81		
Диаметр трубопровода (м) =	0,17	Проходное сечение трубопровода (м²)=	0,0227		
Нсм ; Длина трубопровода (м) =	225				
Нп ; глубина погружения смесителя (м) =	50				
Нг ; геод.высота (м) =	150				

Технические характеристики одной ступени эрлифта								
Давление в смесителе	Геод.высота	Длина трубопровода	Скорость жидкости	Скорость газа	Скорость смеси за смесителем	Скорость смеси в средней части подъемного трубопровода	Скорость смеси на выходе	
Рд	Нг.	Нсм.	Uж.	Uгаз.	Uсм min	Uсм средн.	Uсм max	
Па	м	м	м/с	м/с	м/с	м/с	м/с	
<b>772</b>	<b>150,0</b>	<b>200,0</b>	<b>1,2</b>	<b>14,1</b>	<b>2,9</b>	<b>4,9</b>	<b>17,1</b>	
Производительности	Расход газа	Расход газа	Расход газа	Удельный расход	Подбор n : соотношения проходных сечений трубопровода и газопровода n=		4,94	
Qэр м³/час	Qгаз м³/с	Qгаз м³/мин	Qгаз м³/час	Qуд.газ	Средняя плотность смеси в подъемном трубопроводе (кг/м³)=		257,1	
<b>100,0</b>	<b>0,4</b>	<b>23,33</b>	<b>1399,6</b>	<b>14,0</b>	Диаметр газопровода (м)=		0,076	
					Проходное сечение газопровода (м²)=		0,005	
					Козффициент расширения газа k =		6,0	
Проверка работоспособности программы; Рд					КПД установки =			0,367
$V^2 \text{ жидк} \cdot \rho_{жидк} / 2$	$V^2 \text{ газ} \cdot \rho_{газ} / 2$	$V_x \cdot V_{см} \cdot \rho_{см} / 2$	Производительность компрессора (м³/мин)=					29,2
772	772	772	Рабочее давление компрессора (атм)=					5,48
$m_x = m_{см} \text{ (кг)} ; S \cdot V_x \cdot \rho_x = S \cdot V_{см} \cdot \rho_{см}.$								
103014,3								
103014,3								
103014,3								

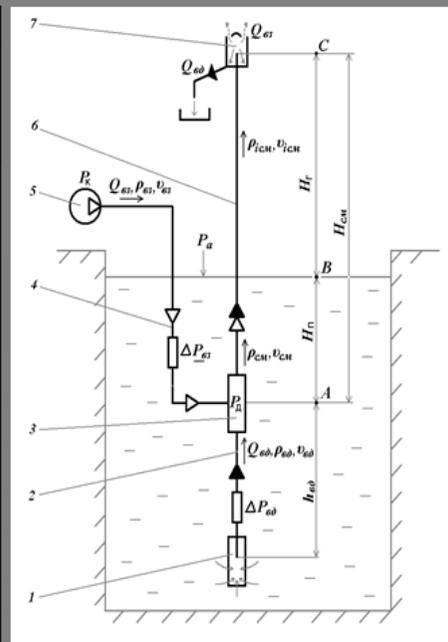


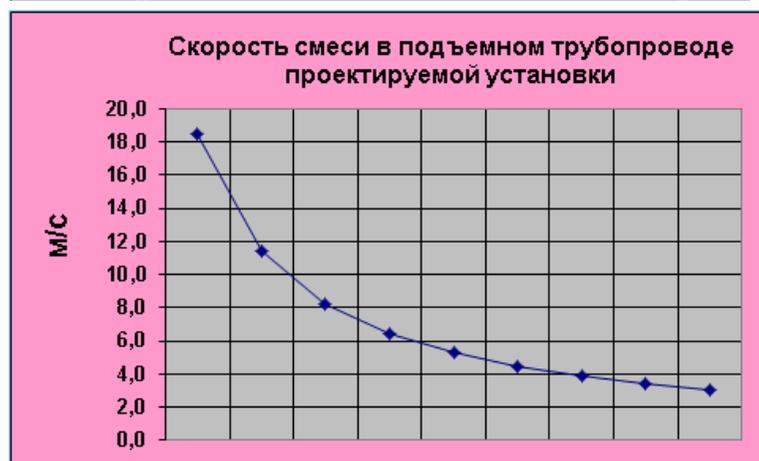
Рисунок 3 - Определение оптимальных технологических параметров.

гр. ΔP	гр. U-вода+груз	гр. U-воздух	гр. Uсм (min)	гр. Uсм (средн)	гр. Uсм (max)
Па	(м/с)	(м/с)	(м/с)	(м/с)	(м/с)
834	1,22	14,69	3,09	5,29	18,49

гр. Qар	Qвозд	Qуд. возд.	Qвозд	Qвозд
м.куб./час	м.куб./мин		м.куб./с	м.куб./час
100,0	25,17	15,10	0,42	1510,28

X-Вода	Y-Груз
X+Y=1	
0,7	0,3
гр. ρгруза	
1300	

KΔВозд.груз	гр. X*ρводы	гр. Y*ρгруза	гр. ρвода+груз
	кг/м.куб.	кг/м.куб.	кг/м.куб.
5,99	721	390	1111



гр. Uсм	ρсм min
Скоростной график смеси (м/с)	Удельный вес смеси (кг/м.куб.)
18,492	73,594
11,392	119,464
8,231	165,334
6,444	211,205
5,294	257,075
4,492	302,946
3,901	348,816
3,448	394,686
3,089	440,557

Транспортируемый груз
Производительность
т/час
39,0

ηэ
0,367

Рисунок 4 - Определение производительности грузового эрлифта.

На рисунке 4 показаны результаты вычислений той же подъемной установки при транспортировке мелких фракций груза плотностью  $\rho=1300 \text{ кг/м}^3$ , с морского дна. Производительность эрлифта составит 39т/час полезных ископаемых, при КПД установки  $\eta=0,367$ .

#### **Выводы:**

В статье представлены математические модели, описывающие зависимость движения потоков в трубопроводах газожидкостных подъемников системы эрлифт и газлифт. На их основе создана программа для определения технологических параметров в условиях добычи полезных ископаемых с морского дна материковых шельфов. Определены технические условия оптимальных режимов работы. Математическое моделирование сложных взаимосвязей газожидкостных потоков при транспортировке полезных ископаемых, дает возможность автоматизировать управление работой установок в условиях изменяющихся глубин.

#### **Библиографический список:**

1. Александров, В.И., Габов В.В., Хозяинов, В.П. Научно-аналитический и производственный журнал «Горное оборудование и электромеханика» [Текст], №9, - Москва, Новые технологии, 2013, 48 с.
2. Гейер, В.Г., Тимошенко, Г.М. Шахтные вентиляторные и водоотливные установки. - Москва, Недра, 1987. - 268 с.

УДК 622.276

### **Проблема разработки Нефтяного месторождения нефти региона ХМАО**

Аскарлова А. А., Мордовина И. А., Хайруллин А. А.

*Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия*

В настоящее время основополагающим фактором при определении способа разработки нефтеносной территории является анализ и обоснование её фильтрационно-емкостных свойств. Зная необходимые данные об структуре, литологии, реологии и в целом о происхождении углеводородной структуры можно предложить определенные методы интенсификации притока для условий месторождения, являющейся важнейшей стратегической задачей для нефтегазовой индустрии.

Для достижения цели эффективного недропользования используются различные методы и технологии, ключевым параметром, характеризующим её, является дебит нефти. Чтобы определить прогнозный дебит необходимо знать важный расчетный параметр, такой как скорость фильтрации. Он представляет собой скорость, с которой нефть, газ или вода перемещаются из пористой горной породы (пласта) в скважину. Скорость фильтрации по закону Дарси, зависит от ряда факторов, таких как проницаемости пласта, вязкости флюида, давления и температуры. [1]

Использование методов для интенсификации притока в скважину направлено на увеличение скорости фильтрации, путем увеличения проницаемости призабойной зоны, имеющей технологические фильтрационные сопротивления. Приведем примеры существующих и эффективных методов воздействия на пласт:

1. Закачка воды: этот метод подразумевает закачивание воды (под давлением выше пластового) в пласт. Вода увеличивает пластовое давление и вытесняет нефть или водонефтяную эмульсию к скважине.

2. Закачка пара: используется с целью повышения пластовой температуры, приводящей к снижению вязкости нефти и облегчения её добычи.

3. Закачка газа: применение негорючих газов (например, азота или диоксида углерода) для поддержания давления в пласте и вытеснение углеводородов на поверхность.

4. Технологии по снижению обводненности: снижение обводненности, как фактора негативно влияющий на процесс разработки, может способствовать более эффективной добыче. Включающий в себя такие методы как добавление химических веществ для разделения нефти и воды.

5. Гидроразрыв пласта: Гидроразрыв пласта, использует высокое давление жидкости и закрепляющий материал (пропант) для создания высокопроницаемых трещин в пласте.

6. Горизонтальное бурение: Создание горизонтальных скважин, позволяющих увеличить площадь контакта скважины с пластом и, следовательно, увеличить скорость фильтрации.

7. Технологии химического воздействия: Применение специальных химических веществ, такие как полимеры, увеличивающие вязкость пластовой воды и ограничивающих ее движение; применения поверхностно-активных веществ, для увеличения вытесняющих характеристик закачиваемого агента.

Однако важно помнить, что интенсификация притока должна быть произведена с осторожностью и с учетом геологических и технических характеристик конкретного месторождения. Необходимо проводить тщательное исследование и моделирование, чтобы определить оптимальные методы и технологии для каждого случая с целью максимизации скорости фильтрации и эффективности добычи. [2]

Для раскрытия заданной темы возьмем для примера Нефтяное месторождение, которое открыто в 1986 г., введено в разработку в 1991 г., расположено на территории Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа – Югры Тюменской области вблизи г. Нижневартовск.

В физико-географическом отношении Нефтяное месторождение расположено в центральной части Среднеобской области южной геокриологической зоны, характеризующейся наличием глубокозалегающих многолетнемерзлых пород (ММП) реликтовой толщи и островным распространением верхнего (современного) слоя мерзлоты, влияющим на проектирование скважин и их размещение по площади месторождения.

Стратиграфически многолетнемерзлые породы приурочены к разрезу тавдинской, атлымской и новомихайловской свит, в которых мерзлыми являются пачки песчаного и песчано-гравийного состава. В геологическом строении месторождения принимают участие породы фундамента доюрского возраста и мощной толщи мезо-кайнозойского осадочного чехла. Породы доюрского основания с угловым и стратиграфическим несогласием перекрываются мезозойско-кайнозойским осадочным чехлом, также представлены алевролитом темно-серым, массивным, карбонатным.

Месторождение находится на третьей стадии разработки, характеризующаяся разбуренностью объектов на более чем 50% и ростом обводненности добываемой продукции с темпами приращения 10-15 процентных пунктов ежегодно. (Рисунок 1)

По состоянию на последний год в фонде добывающих скважин – 51, в том числе 46 действующих, 4 бездействующих и 1 в освоении. В фонде нагнетательных скважин – 33, все действующие, под закачкой. В пьезометрическом фонде 12 скважин. Ликвидировано 15 скважин.

Среднегодовые дебиты жидкости составили 56,2 т/сут и превышают проектные 39,3 т/сут в 1,4 раза.

В целом разработка месторождения характеризуется нестабильной динамикой дебитов, стремящихся к снижению, из-за ввода новых скважин и проведения некоторых геолого-технологических (технических) мероприятий (ГТМ), например, по первой залежи в последние годы дебиты нефти увеличивались благодаря проведению эффективных гидроразрывов пласта (далее ГРП) в 2<sup>х</sup> скважинах, а для второй залежи характерно снижение среднего дебита нефти из-за новых скважин с низкими дебитами нефти и значительной обводненностью.

Также приведем пример того, что проведение ГРП является наиболее эффективным мероприятием по интенсификации добычи нефти на N месторождении: за 9-летний период был выполнен значительный объем работ по проведению данного метода интенсификации, который дал следующий результат: дебиты по 5 скважинам увеличились кратно – за 1 месяц после ГРП (№ 39 – 3,6 раз, 158 – 2,4 раза, 161 – 67 раз, 204 – 144 раза, 206 – 85 раз).

С целью повышения производительности скважин в течение последнего года года на месторождении также проводились и другие мероприятия по интенсификации притока в общем количестве 11 скв. - операций (ГКО, оптимизация режимов эксплуатации). При этом в результате проведения ГКО по двум скважинам получено почти 2-х кратное увеличение дебита нефти – (скв.620 с 63 т/сут - до 114 т/сут и , скв.243 с 20 т/сут – до 41 т/сут).

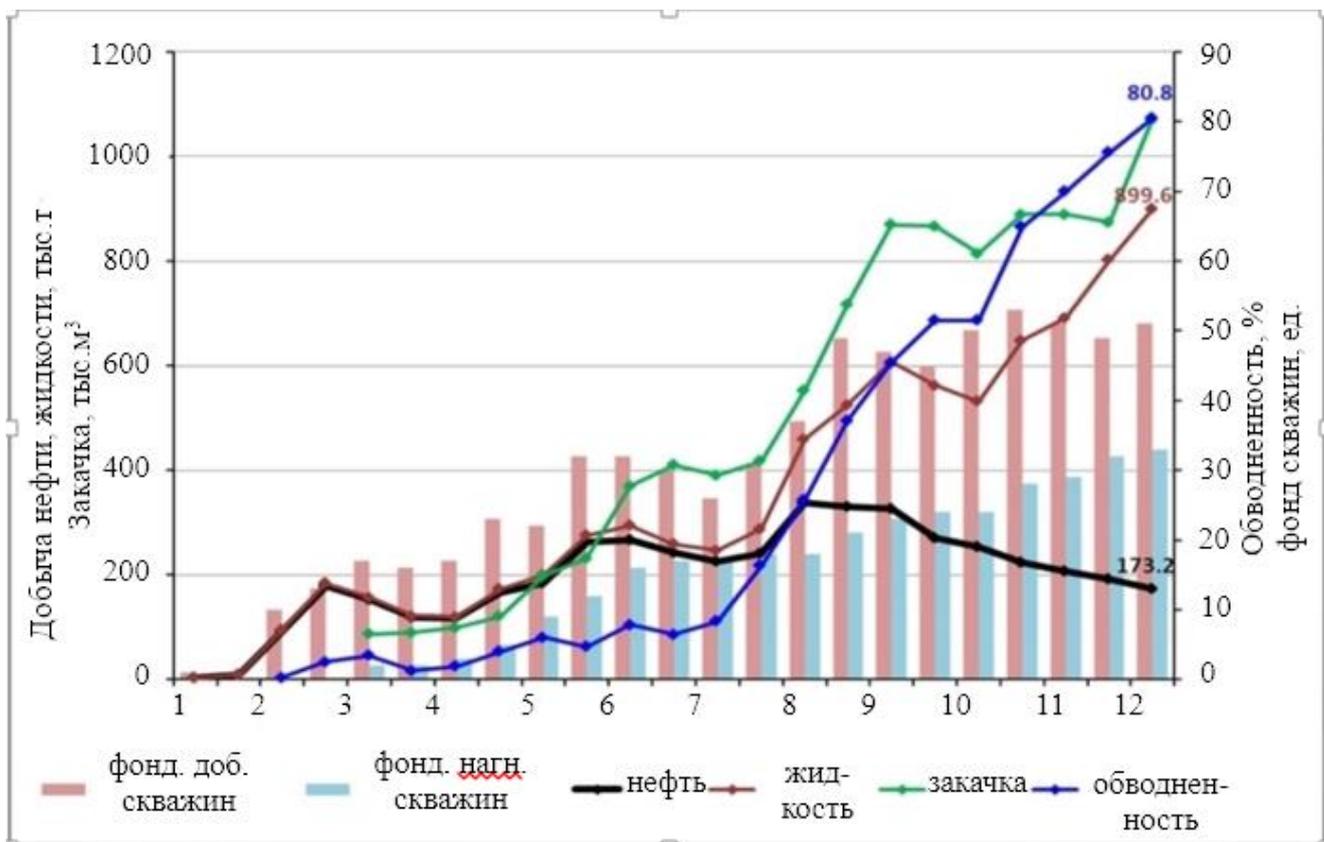


Рисунок 1 – График разработки месторождения.

Следует отметить, что продуктивность 7 скважин Западной залежи в 2,6 раза выше, чем по 44 скважинам Восточной залежи при дебитах нефти соответственно – 54,8 т/сут и 21,0 т/сут. Соотношение по удельному дебиту залежей еще больше – в 3 раза.

Это связано с более благоприятным геологическим строением и улучшенными ФЕС коллекторов Западной залежи по сравнению с Восточной.

Также возможными причинами обводнения скважин является - перфорация пропластков с пониженной нефтенасыщенностью, нарушение глинистых перемычек при проведении ГРП, несущественный глинистый раздел между нефть и вода (менее 2м).

Проблемы при разработке месторождения в последующем решались благодаря подбору комплексного подхода в выборе метода интенсификации добычи и увеличения производительности скважин, и наиболее эффективно себя проявили следующие способы:

1. Заводнение с целью вытеснения нефти и поддержания необходимого  $R_{пл}$ : с применением ПАВ, щелочей, пен, растворителей; потокоотклоняющие технологии; выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин.

2. Гидроразрыв пласта

3. Зарезка боковых стволов из наклонно-направленных скважины: позволило увеличить отбор продукции при значительно меньших депрессиях на пласт; повысить конечную извлекаемость запасов нефти; улучшить условия вскрытия месторождения несколькими боковыми стволами; произвести доразведку месторождения методом углубления забоя скважин.

4. Ремонтно-изоляционные работы: проектируются с целью ограничения газо-, водопритоков и уменьшения обводнённости продукции скважин, учитывая строение месторождения применялся селективный метод, который основан на использовании изоляционных реагентов, технологии проведения работ и учёте характера насыщенности породы.

5. Закачка бескислотных составов, содержащими взаимные растворители: удаление АСПО и увеличения продуктивности скважин.

Всего на рассматриваемом месторождении как ранее сказано выделено две основных залежи, на основе которых можно сделать необходимые выводы об пористости и проницаемости. По имеющимся данным рассматриваемые пласты характеризуются следующим

образом: проницаемость варьируется в диапазоне 2,2-2,5 мД, пористость 16.7-16.8%, что же касается анализа результатов исследований физико-химических свойств нефтяного флюида месторождения показывает, что нефти рассматриваемого месторождения средней плотности (740 кг/м<sup>3</sup>), средней вязкости (1.14 мПа\*с), сернистые, от малопарафинистых (пласт №1) до парафинистых (пласт №2), малосмолистые, со средним содержанием светлых фракций.

На основе имеющихся данных можно сделать обобщающие выводы по рассматриваемому месторождению, а именно то, что оно обладает низкими показателями фильтрационных свойств благодаря особенностям своей геологической структуры. Это вызвано несколькими факторами:

1. Пористость горных пород: содержит породы с низкой степенью пористости, что способствует задерживанию флюидов в порах.

2. Проницаемость горных пород: Геологические формации имеют низкую проницаемость, что вызывает затруднение фильтрации жидкостей в продуктивных породах.

3. Малое количество естественных фильтров: низкое значение геологических образований, которые могут служить естественными фильтрами, способствующие очистке приточных флюидов.

4. Гидродинамические условия: плохое движение подземных вод

5. Химический состав пород: Особенности минерального состава могут влиять на фильтрационные свойства. Например, водоупорные породы, которые задерживают фильтрацию, например, мерзлые породы и глины.

В результате анализа месторождения и его основных характеристик необходимо выделить то, что, если рассматриваемые продуктивные пласты имеют низкие фильтрационные характеристики пласта, дальнейшая его разработка месторождения связана с применением технологий повышения нефтеотдачи пласта и интенсификации притока, позволяющие добиться хороших показателей в нефтедобывающей отрасли.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что необходимо использовать методы по повышению интенсификации притока с учетом геолого-геофизических особенностей месторождения, для улучшения работы пласта с последующим повышением качества получаемых результатов. На рассматриваемом месторождении данные технологии показали высокую результативность, особенно гидроразрыв пласта, обработка гидровакуумной желонки насосного типа, перфорационные методы, оптимизация работы скважинного оборудования, обработка призабойной зоны пласта. После проведенных работ, выявлено что наиболее эффективным методом оказалось проведение ГРП.

Мероприятие проведено в рамках реализации в форме субсидий из федерального бюджета образовательным организациям высшего образования на реализацию мероприятий, направленных на поддержку студенческих научных сообществ.

#### **Библиографический список:**

1. Меринов, Д. И. Влияние различных факторов на относительные фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа / Д. И. Меринов, Д. И. Воробьев // Научный аспект. – 2013. – № 2-2. – С. 261-262. – EDN RELQUB.

2. Газдиев, А. И. Методы интенсификации добычи УВС и повышения коэффициента извлечения УВС пластов ен-Яхинского месторождения / А. И. Газдиев // Мировые исследования в области естественных и технических наук: Материалы VI Международной научно-практической конференции, Ставрополь, 30 апреля 2023 года. – Ставрополь: Общество с ограниченной ответственностью "Ставропольское издательство "Параграф", 2023. – С. 177-180. – EDN KDYOXO.

## О способах добычи тяжёлых нефтей и природных битумов

Яраханова Д. Г.

*Казанский федеральный университет, г. Казань, Россия*

Ныне на мировой арене достигнут пик в извлечении традиционных видов нефти, отмечается явное перемещение в сторону нетрадиционных и тяжелых сортов.

Масштабная разработка природных битумов активизируется во многих странах, среди которых значатся: Канада, Соединенные Штаты, Россия, Венесуэла, Нигерия и другие.

Ключевые методы извлечения тяжелых нефтей включают в себя (*Рисунок 1*): карьерный, шахтный и скважинный [1].



Рисунок 1 – Способы добычи тяжёлых битумных нефтей.

Следует отметить, что большая часть тяжёлой нефти добывается открытым способом. В крупных промышленных масштабах добыча нефтеносных песков (*Рисунок 2*) наблюдается в Канаде и США. Там с помощью огромных экскаваторов и гигантских грузовиков карьерным способом добывают тяжелые нефтеносные пески. Разработка месторождений нефтеносных песков карьерным способом позволяет добыть лишь около 20% запасов нефти, а остальные запасы залегают на больших глубинах, недоступных карьерному способу.

На больших глубинах, измеряющихся первыми сотнями метров, применяется шахтный метод добычи (*Рисунок 3*). При шахтном способе добычи битумную породу добывают очистным способом - вместе с породой. Вышеописанный метод применим для глубин до 200 м. Описанный выше метод ствол-скважина применим для глубин до 400 м.

Для повышения эффективности добычи и полной разработки запасов тяжелых нефтей и природных битумов, добытых горным способом, широко применяется паротепловая стимуляция пласта. Данный термальный метод добычи эффективен на глубинах до 800 метров. Добыча из скважин тяжелых нефтей и природных битумов осуществляется термическими методами: процессами внутрипластового сжигания и закачки теплоносителей с поверхности в пласты нефти, а также «холодными» методами: «CHOPS», «VAPEX».

В настоящее время известны основные промышленные процессы, первоначально использовавшиеся в Альберте (Канада) [2]. Гидротермальный процесс Кларка CHWP, парогравитационное дренирование SAGD, используемое в Татарстане (Россия), процесс циклической паровой стимуляции CSS, процесс SP с растворителем, HTIS используемый в Тринидаде и Тобаго, к ним относится система двойной концевой закачки.

Представлен наилучший и наиболее эффективный способ экстракции - ретортный процесс, позволяющий добывать очищенные углеводороды из ископаемых битуминозных песков с одновременной начальной очисткой битума до получения перегоняемого дистиллята.

Добыча открытым способом может производить от 30 000 до 100 000 баррелей синтетической сырой нефти в сутки. Здесь экстрагируются годные к употреблению битуминозные пески, а неуглеводородные отходы возвращаются на прежнее место. Все это, конечно, устойчивый, экологически чистый путь развития. Никакие химикаты или отдельные фракции растворителей не используются [3-5].



Рисунок 2 – Карьерный способ добычи битумных песков.

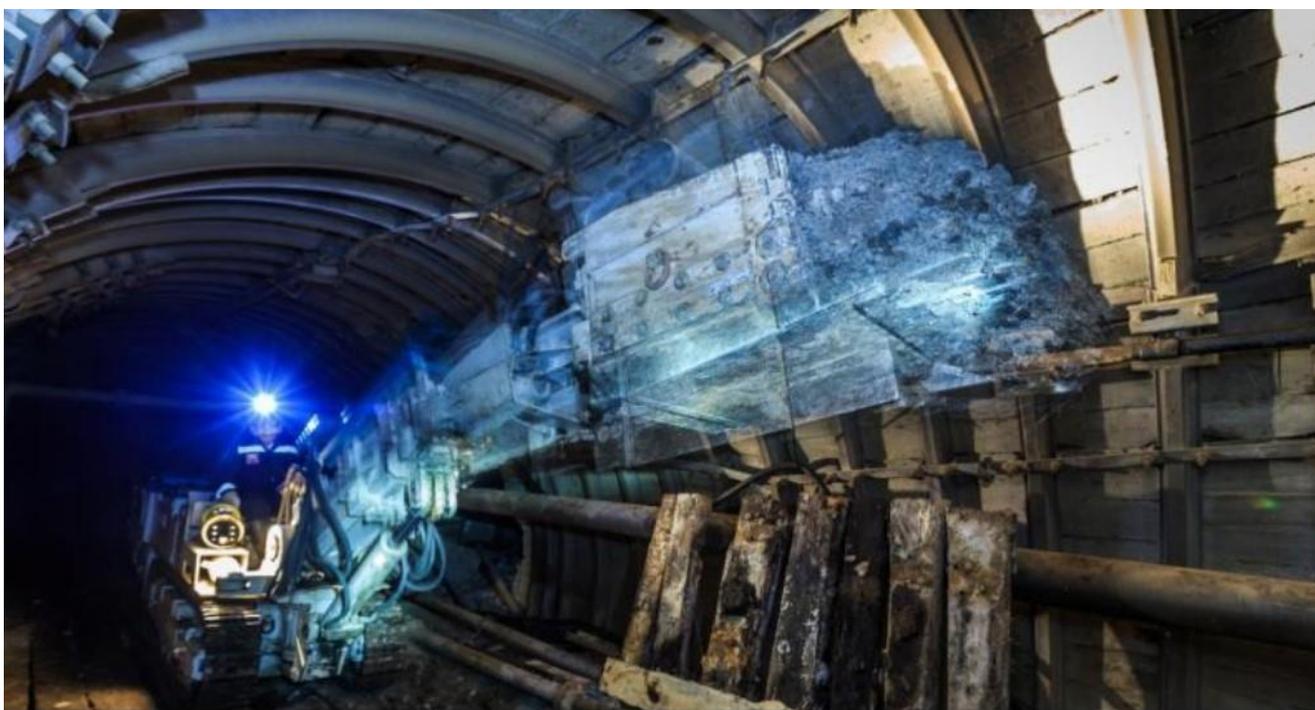


Рисунок 3 – Шахтный способ добычи природных битумов.

**Библиографический список:**

1. Яраханова Д.Г. О перспективах процессов освоения сверхвязких нефтей и природных битумов горизонтальными скважинами // Георесурсы (научно-технический журнал). – 2015. – № 3(62). – Т.1. – С. 53–55.

2. Сукху Г., Яраханова Д.Г. Новый подход к добыче и первичной переработке природных битумов / Решение Европейского союза о декарбонизации и новая парадигма развития топливно-энергетического комплекса России: материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во «Ихлас». – 2021. – С. 66–68.
3. Сукху Г.Мс.Д.М., Яраханова Д.Г. Альтернативный проект по добыче и первичной переработке битума // Энергетическая политика. – 2022. – № 8 (174). – С. 70–81.
4. Сукху Г.Мс.Д.М., Яраханова Д.Г. Новая технология монетизации – процесс чистой термической реторты битуминозных пород / Г.Мс.Д.М. Сукху, Д.Г. Яраханова // Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородных ресурсов: Тезисы докладов II Международная научно-практическая конференция, Санкт-Петербург, 7-9 июня 2023 г., – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский Горный университет, 2023. – С. 72.
5. Сукху Г. Мс. Д.М., Яраханова Д.Г. Новая прорывная технология монетизации – процесс чистой термической реторты битуминозных пород / Г. Мс. Д.М. Сукху, Д.Г. Яраханова // Бурение и нефть. - Спецвыпуск 2/2023, ISSN 2072-4799. - С. 104-107.

УДК 550.8

### **Характеристики трещиноватых коллекторов месторождений Восточной Сибири**

Рожкова Д. С.

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия*

Современные исследования, проведенные в Восточной Сибири, обнаружили новые источники углеводородного сырья, открывая перспективы для промышленной разработки. Специалисты обнаружили наличие битумов, горючих сланцев и высоковязких нефтей, которые в будущем могут стать основными флюидами в нефтяной индустрии. Эти альтернативные ресурсы могут быть постепенно извлечены и использованы в промышленных масштабах, что предоставит новые возможности для сибирской территории и обеспечит дополнительные источники углеводородного сырья. [1]. Характер распределения высоковязких углеводородов свидетельствует о принадлежности коллекторов к группе поровых и трещинно-поровых, поэтому при подготовке проектов разработки месторождений нефти и газа одной из наиболее актуальных проблем является определение открытой пористости, и в частности оценка доли трещинной пористости [2]. Трещиноватые коллекторы являются одним из основных ресурсов, которые обеспечивают увеличение добычи нефти и газа во всем мире. Большинство мировых резервуаров имеют естественные трещины и содержат значительные объемы запасов нефти, углеводородов, сырой нефти или природного газа, а также широко доступной воды. Точное моделирование трещиноватых коллекторов играет решающую роль во многих областях потока многофазных флюидов, таких как восстановление подземных вод, улавливание и хранение углерода, разведка нефти, утилизация отходов и другие подземные процессы, связанные с недрами.

Естественные трещиноватые коллекторы (ЕТК) очень неоднородны и присутствуют во многих средах отложения осадочных пород, таких как карбонаты, сланцы и песчаники. Трещина в этих типах осадочных пород может разделить консолидированную породу на две массы неправильной формы, которые вступают в контакт с каждой из них, создавая пустотное пространство и трещинную пористость в коллекторе. Это означает, что ЕТК содержит два домена: матричный блок и разломы. Коллекторы с естественными трещинами отличаются от обычных (нетрещиноватых) коллекторов. Эта широко популярная модель анализа потока в коллекторах с естественной трещиноватостью называется «моделью сахарного кубика». Ученые предположили, что вся жидкость течет из матрицы в трещины и что только трещины питают ствол скважины. Поскольку не все коллекторы с естественной трещиноватостью ведут себя одинаково, степень потока флюида контролируется матрицей и свойствами трещины. Она неоднородна по типу и состоит из блоков, отделенных друг от друга системой трещин, как показано на рисунке 1.

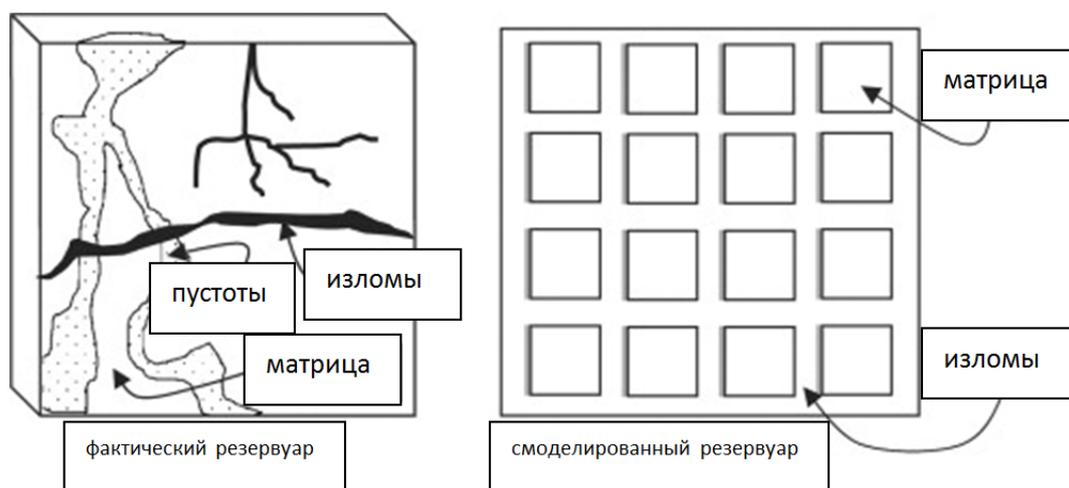


Рисунок 1 – Модель трещиноватого коллектора.

Матричные блоки состоят из исходной породы, присутствовавшей еще до того, как произошел разрыв. Система трещин характеризуется проницаемостью и пористостью. Это означает, что коллектор с естественной трещиноватостью представляет собой коллектор с двойной пористостью и двойной проницаемостью. В этом случае трещиновато-пористая среда рассматривается как система поровых блоков, разделенная системой трещин. Поток многофазной жидкости насыщает поровые блоки в трещиноватых пористых средах. Линейные размеры раскрытости трещин значительно превышают характерные размеры пор в блоках. Таким образом, проницаемость трещин значительно превышает проницаемость поровых блоков, которая представляет две различные пористые области с разными свойствами [3]. Первая область представляет собой непрерывную систему, связанную со скважинами, тогда как вторая область лишь поддерживает первую область локально питающей жидкостью. Эти области указывают на трещины и матрицу, которые имеют разные свойства хранения жидкости и проводимости.

Анализ геологических условий Восточной Сибири позволяет оценить ее в целом как пограничную зону между палеозоем и мезозоем. В соответствии с этим постпалеозойский этап характеризуется минимальным залечиванием трещин в продуктивных пластах, образуя каналы фильтрации и формируя пористость, распределение которой связано с содержанием углерода в породе, так что увеличение содержания углерода может привести к тому, что большая часть породы будет состоять из микропор, что, в свою очередь, приводит к консолидации по мере ее прохождения этапов формирования. Таким этапом в истории геологического развития стал пермо-триасовый магматизм, проявление которого сопровождалось интенсивными разрывными дислокациями после прорыва интрузиями осадочного чехла. Считается, что зоны перехода являются ослабленными зонами, протягивающиеся вглубь осадочного чехла и, таким образом они оказывают непосредственное влияние на трещиноватость продуктивных отложений. Трапповые тела располагаются по всему разрезу отложений венда - нижнего палеозоя, они состоят из обломочных пород с широкой поверхностью и мощностью, отложившихся в субконтинентальных океанических бассейнах от мелких до умеренно глубоких. Трапповый магматизм – вид континентального магматизма, для которого характерен огромный объем излияния базитовой магмы, в разы превышающие объем щелочных гранитоидов на больших площадях пермо-триасовых траппов, в которых наблюдается широкий разброс фигуративных точек составов, особенно выраженный в базитах даек.

Существует два основных типа стратиграфических ловушек, которые классифицируются в зависимости от того, когда происходят изменения относительно процесса осадконакопления. Первичные стратиграфические ловушки возникают в результате изменений, происходящих в процессе осадконакопления. Обычно это структурные изменения, возникающие в результате прерывистого отложения наносов. Вторичные стратиграфические

ловушки возникают в результате изменений, происходящих после осадконакопления. Эти изменения могут включать изменения пористости породы, которые приводят к образованию шапкообразной породы, именуемые траппами.

Магматические интрузии представляют собой фундаментальную водопродонную систему, в которой магма транспортируется и хранится в земной коре. Хотя во многих случаях магматические интрузии фиксируют перенос магмы с последующим извержением на поверхности, считается, что большая часть объема расплава обычно остается в виде интрузий внутри коры. Магматические интрузии можно разделить на две основные категории: пластинчатые интрузии в форме силлов и даек и обычно более крупные и извилистые тела магматических пород, называемые плутонами, которые включают лакколиты (интрузивные тела грибообразной формы) и лополиты (интрузивные тела блюдцеобразной формы). Дайки традиционно определяются как субвертикальные таблитчатые пласты магматических пород, несогласно разрезающие напластования. Силлы, наоборот, традиционно определяются как субгоризонтальные таблитчатые пластины магматических пород, внедрившиеся в целом в соответствии с первоначальным напластованием. Плутонические тела охватывают широкий диапазон геометрических форм, но обычно определяются их нелистообразной морфологией. Силлы, дайки и плутоны могут образовываться практически из всех типов магматических пород, от основных (например, базальтовых) до кислых (например, гранитных).

В Восточной Сибири ловушки представлены интрузиями в осадочных отложениях. Поле расположено по краю тела ловушки и имеет в основном равномерно распределенное по толщине интервала, но на разных глубинах (рис. 2).

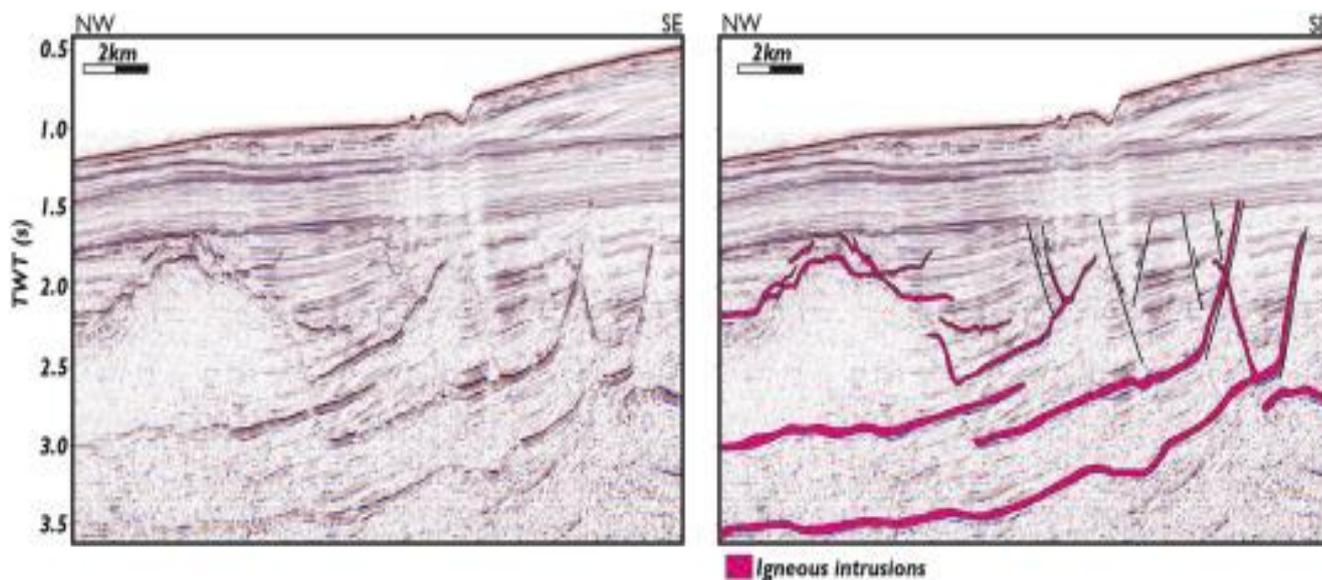


Рисунок 2 - Сейсмические изображения силлов и даек.

Термин «траппы» не имеет точного петрографического значения и объединяет изверженные интрузивные (образовавшиеся в результате кристаллизации магмы, попавшей в толщу земной коры и мантии) и эффузивные (образовавшиеся при свободном излиянии (эффузии) лавы из вулканов и ее застывании на поверхности Земли). Горизонтальный трапповый комплекс преимущественно сложен многочисленными слоями толеитового траппового базальта, эта комбинация породы может принимать и несколько форм, но все они препятствуют миграции нефти и природного газа вверх через породу-коллектор.

Вендские отложения Сибирской платформы представлены четырьмя региональными горизонтами (снизу вверх): непским, вилючанским, тирским и даниловским. Эти подразделения образованы складками горных пород. В частности, пласт песчаника, покрытый низкопроницаемыми сланцами, сложен в ловушку, содержащую нефтепродукты. В восточном направлении интрузия ступенчато опускается в эльгянскую, толбачанскую и олекминскую свиты, поднимаясь на восточном крыле до отметок 300-200 м, где она переходит в отложения чарской свиты [4].

На этой окраине происходит выклинивание пермского терригенного комплекса с доказанной нефтегазоносностью в центральной части синеклизы. В районах внутриплатформенного их залегания выделяют несколько фаз рассолов, подвергшихся гравитационному опусканию в вендские горизонты в периоды кембрийской соленосности. Эти рассолы метаморфизировались при фильтрации по зонам трещин и разломов. Внедрение ловушек в позднем пермско-триасовом вымирании сопровождалось гидротермальной деятельностью, что привело к формированию трапповых ловушек.

Практически все известные месторождения, открытые в Восточной Сибири, расположены на площадях, где траппы приурочены к верхней части разреза нижнего кембрия, а залежи углеводородов – к рифею, венду и низам нижнего кембрия. Район представлен моноклинальными склонами Курейской синеклизы и считается перспективным для изучения неструктурных ловушек углеводородов в верхнепалеозойских отложениях, так как в них выявлена уникальная насыщенность геологического разреза интрузиями траппов, глубина залегания которых отмечена как абсолютная отметка относительно уровня моря [5] (рис. 3).

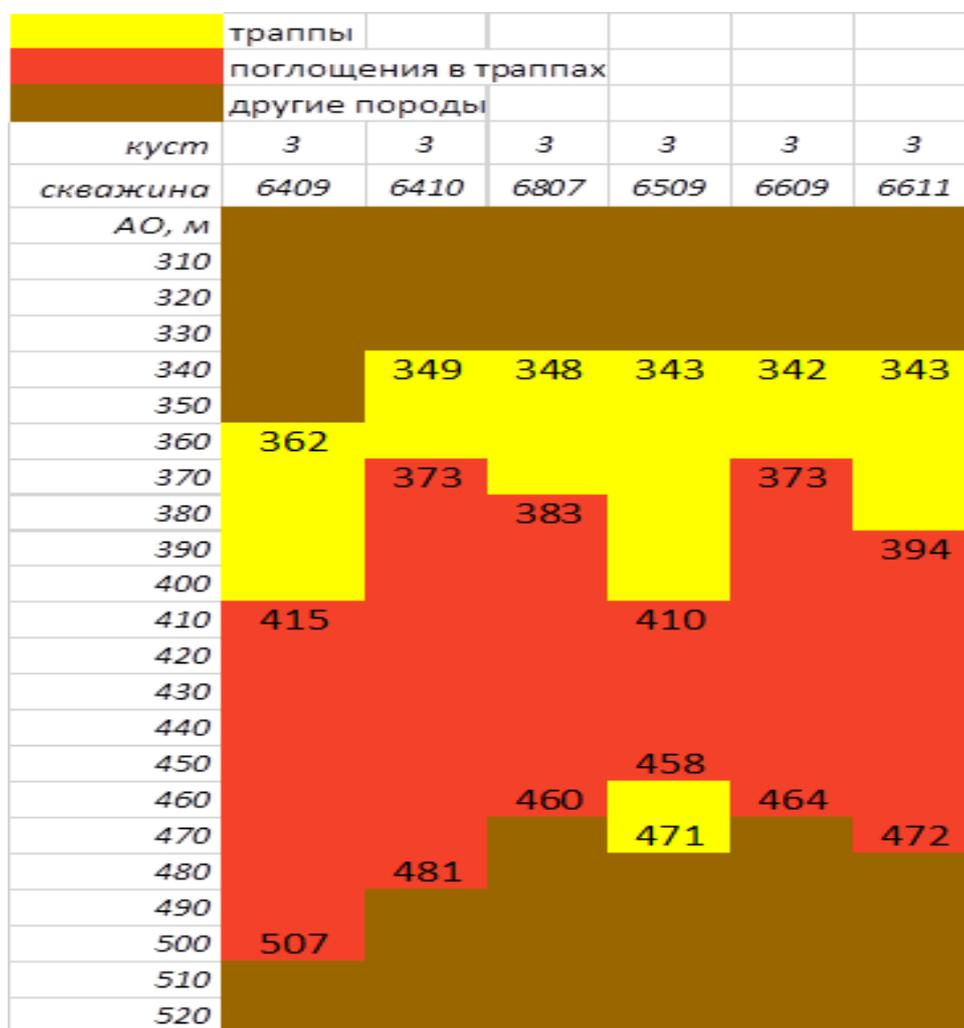


Рисунок 3 - Аналитика интервала залегания трапповой интрузии.

Мощные пластовые трапповые тела в пределах Курейской синеклизы имеют явно выраженное дифференцированное строение, которое проявлено в разном соотношении, так интрузивные трапповые породы представлены дайками долеритов и лампрофирами оливина, пироксена и плагиоклаза. За их счет в интервалах траппов присутствуют субдиагональные тектонические трещины со стенками, минерализованными альбитом и хлоритом, толщиной 1-5 см. Из-за недостатка надежных результатов датирования диабазов трудно сопоставить их с определенными группами. Что еще сложнее, диабазы из разных мест имеют различные геохимические особенности, количество пластовых интрузивных тел в разрезе чехла может

достигать 15, а их суммарная мощность 3 км. Следует отметить, что внедрение пластовых трапповых интрузий в сульфатнокарбонатно-соленосные эвапоритовые отложения чехла приводит к значительным изменениям всех пород, поэтому вопрос постоянного изучения характеристик трапповых интрузий очень важен для вскрытия и дальнейшей разработки зоны продуктивных горизонтов. [4].

#### **Библиографический список:**

1. Освоение скоплений природных битумов как перспектива развития топливно-энергетических ресурсов Республики Саха (Якутия) / Г.П. Косачук, Д.В. Изюмченко, С.В. Буракова, Ф.Р. Билалов, И. Буточкина, Н.В. Будревич. – Текст : непосредственный // Научно-технический сборник «Вести газовой науки», 2014. - № 4 (20). – С. 50-58
2. Жуков В. С., Моторыгин В. В. Распространение трещинных коллекторов на Чаяндинском месторождении. – Текст : электронный // Георесурсы, 2022. – 24(3). – с. 84–89. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.7>
3. Григорьев А. В., Лаевский Ю. М., Яковлев П. Г. О модели двойной пористости трещиновато-пористых коллекторов на основе гибридной функции перетока. – Текст : электронный // Сиб. журн. вычисл. математики / РАН. Сиб. отд.-ние. – Новосибирск, 2018. – Т. 21, № 2. – С. 121–133.
4. Новиков Д. А., Гордеева А. О., Черных А. В., Дульцев Ф. Ф., Житова Л. М. Влияние траппового магматизма на геохимию рассолов нефтегазоносных отложений западных районов Курейской синеклизы (Сибирская платформа) / Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2021. – № 6. – С.861-881
5. Фомин, А. М. Ботубинский продуктивный горизонт (условия формирования, строение и перспективы нефтегазоносности) / А. М. Фомин, С. А. Моисеев - Текст : непосредственный // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2012. – № 1(2). – С. 19–23.

УДК 622.276.66

#### **Технология проведения гидравлического разрыва пласта**

Вергун М. Ю., Кузюрин М. А., Савельев Д. Ю.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

Гидравлическим разрывом пласта-коллектора (ГРП) называется процесс, при котором давление жидкости разрыва воздействует непосредственно на породу вплоть до возникновения трещин. Сущность технологии основана на нагнетании в скважины с помощью высокопроизводительных насосных агрегатов жидкости разрыва (гель, иногда – вода), при давлениях выше давления разрыва нефтеносного коллектора. Поддержание трещины в открытом состоянии, как правило, осуществляется с использованием проппанта.

При выборе скважины для ГРП, в первую очередь, учитывают такие параметры скважины как низкая продуктивность, связанная с малой проницаемостью породы-коллектора или с ухудшением фильтрационной способности призабойной зоны (высокий скин-фактор). В то же время необходимо учитывать, чтобы текущее пластовое давление было достаточным для обеспечения притока нефти в скважину после ГРП. Перед проведением операции в скважине-кандидате проводятся исследования на приток, результаты которых дают возможность установить поглотительную способность и давление поглощения. Полученные результаты исследований и данные о поглотительной способности скважины позволяют выполнить прогноз эффективности проведения ГРП.

Предварительно, до операции разрыва пласта, в скважине-кандидате проводятся дренирование и промывка с целью удаления любых загрязнений, потенциально снижающих эффект ГРП (парафиновые отложения, газовые и песчаные пробки и т. д.). Кроме того, при первичном вскрытии пласта проницаемость коллектора снижается в более проницаемых зонах, куда интенсивнее проникают фильтрат и глинистый раствор. Повысить результативность гидроразрыва возможно путем проведения предварительной обработки интервалов соляной кислотой или глиноукслотой, что позволит растворить часть скелета породы. После проведения

обработки призабойной зоны пласта (ПЗП) фильтрационно-емкостные свойства ПЗП улучшаются и создаются оптимальные условия для образования трещин.

Операция ГРП происходит по следующей методике. Насосно-компрессорные трубы (НКТ) спускают в уже очищенный и подготовленный ствол скважины [1]. На устье скважины устанавливается специальная головка, к которой подключается манифольд, соединенный с высокопроизводительными насосными установками, рассчитанными на создание высокого давления. Повышение продуктивности осуществляется закачкой в НКТ жидкости разрыва до момента формирования в интервале трещины: при проведении операции насосные установки работают на максимальной мощности. На станции контроля следят за динамикой давления в НКТ, и в зоне первой – второй стадии разрыва на графике динамики давления наблюдается возрастание, а когда происходит разрыв, давление на мгновение падает, обозначая момент образования трещины.

Для ГРП применяется различное оборудование для проведения операции. Расстановку оборудования и обвязку техники со скважиной, осуществляют с помощью технологической схемы расстановки оборудования:

- насосные агрегаты;
- песковоз;
- гидратационные установки;
- установка химических добавок;
- смесительные установки;
- передвижная лаборатория.

Сущность многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) заключается в создании нескольких трещин в разных интервалах пласта в одной скважине, обычно горизонтальной или наклонно-направленной. Данную технологию можно реализовать по следующим вариантам:

1. Проводить МГРП обычным способом, далее в интервал перфорации вместе с жидкостью разрыва нагнетать проппанты, на некоторое время закупоривающие трещину или закрывающие перфорационные дыры против зоны проведения операции, в частности, эластичные шарики из пластмассы, зернистый нафталин и др. Уже во время освоения скважины происходит растворение нафталина в скважинной жидкости и его вымывание из трещины, а твердые частицы выносятся потоком на устье.

2. Выбранные для проведения операции интервалы пласта по отдельности изолировать парой гидравлических затворов/пакеров, далее осуществлять ГРП стандартным способом.

3. Производить МГРП с разобщением нижележащих зон перфорации песчаной пробкой.

4. Осуществлять многостадийный гидравлический разрыв пласта с использованием муфт, активируемых шарами. Этот вариант является одной из самых простых и надежных технологий увеличения проницаемости нефтяных и газовых скважин – шаровая муфта предназначена для сообщения с пластом за счет посадки шара в седло, тем самым создается необходимый перепад давления для срезания винтов и открытия муфты (рисунок 1).

В пластах со значительным количеством глинистых прослоев, т. е. с анизотропией по вертикали, приоритетнее создавать вертикальные трещины, образующие гидродинамическую связь между продуктивными пропластками. С целью создания именно вертикальных трещин ведется закачка нефилтрирующихся жидкостей разрыва. Кроме того, вертикальные трещины могут получиться при закачке фильтрующихся жидкостей разрыва с случае быстрого повышения расхода и давления на забое [2].

Как было представлено ранее по тексту, в зависимости от варианта реализации МГРП, для изоляции трубного пространства и разделения интервалов применяются пакеры или мостовые пробки при цементируемом хвостовике, а при нецементируемом могут использоваться специальные муфты, активирующиеся с помощью сброса с поверхности специального шара определенного диаметра, который садится в свое седло, вследствие чего повышается давление до срезания винтов, после чего втулка перемещается в нижнее положение, открывая канал сообщения с пластом, и далее проводится процесс МГРП.

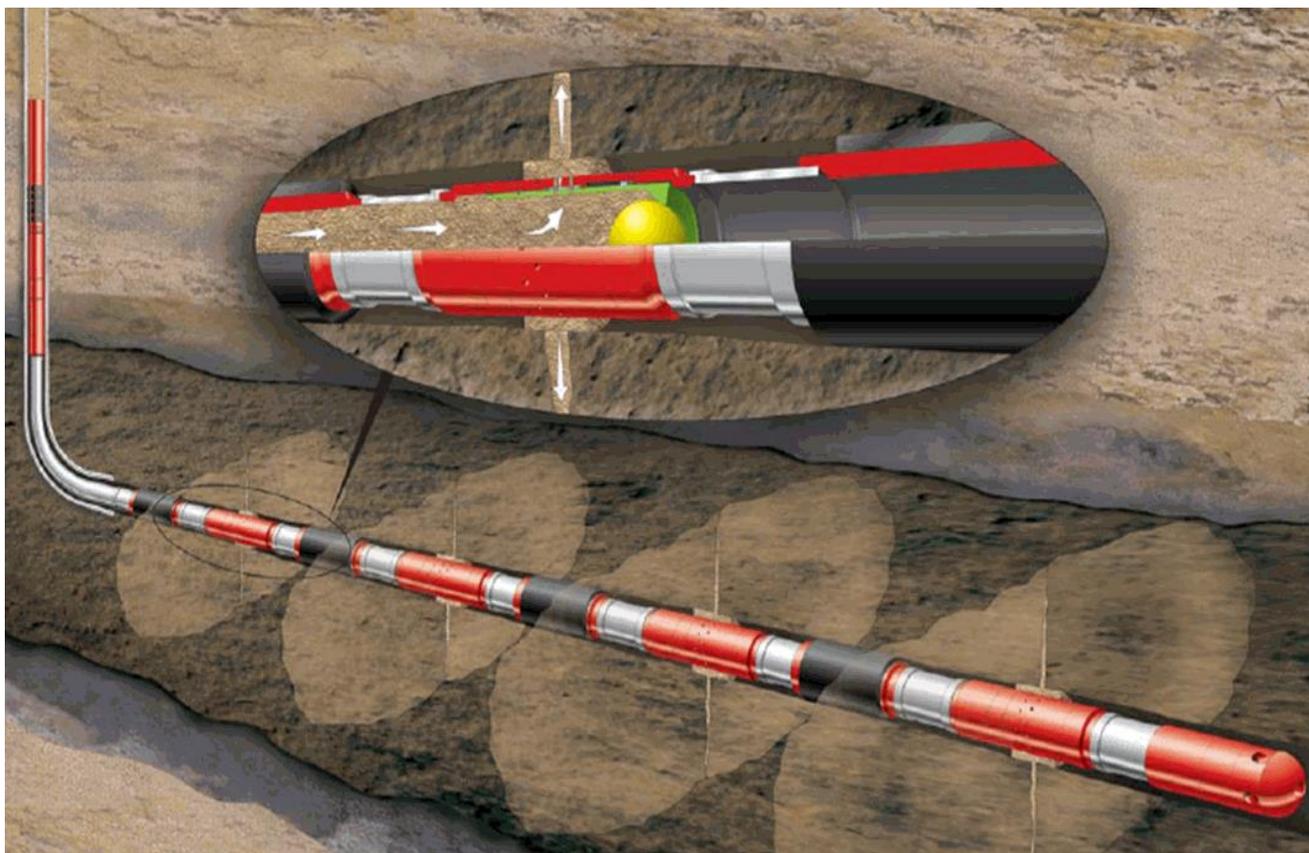


Рисунок 1 – Схема проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта [4].

Условие успешного использования способа селективных пакеров заключается в подготовке и перфорировании будущих интервалов проведения МГРП, либо перфорировании хвостовика в случае, если он зацементирован. После достижения нужного интервала требуется активировать пакеры. Для этого используется фенольный шар. После разгрузки колонны НКТ, шарик движется дальше к нижерасположенному посадочному седлу, при достижении которого открывается отверстие для подачи жидкости гидроразрыва. После завершения операции МГРП шар необходимо растворить путем нагнетания специальной жидкости. Для перевода труб НКТ в транспортировочное положение с помощью механизма пакера её подрывают.

Проведение МГРП с изолирующими пакерами главным образом осуществляется в скважинах с зацементированным хвостовиком. Перед закачкой жидкостей разрыва в зоне продуктивного интервала устанавливается компоновка, включающая устройство для нагнетания жидкости и пропанта, а также пакер. Пакер закрепляется, после чего осуществляется первая стадия МГРП, далее компоновка достается из скважины, а продуктивный интервал с новообразованной трещиной нормализуется. Перед проведением следующей стадии еще один пакер или изолирующий мост устанавливается в хвостовике напротив второго интервала. Далее все вышеприведенные действия повторяются. По завершению все поставленные пакеры и мосты разрушаются, селективный пакер достается, скважина осваивается и возвращается в эксплуатацию [1].

МГРП с использованием различных раздвижных муфт в настоящее время является довольно распространенной технологией во всем разнообразии принципов действия. Есть муфты, которые активируются растворимыми и металлическими шарами, а есть такая разновидность муфт, которые активируются изменением давления. Также есть муфты, которые нужно активировать специальным ключом, спускаемым на колонне НКТ.

По мере развития вычислительных мощностей современных компьютеров все большую популярность получают программные комплексы, позволяющие выполнить расчет и визуализировать процесс МГРП в скважинах любой конфигурации (рисунок 2).

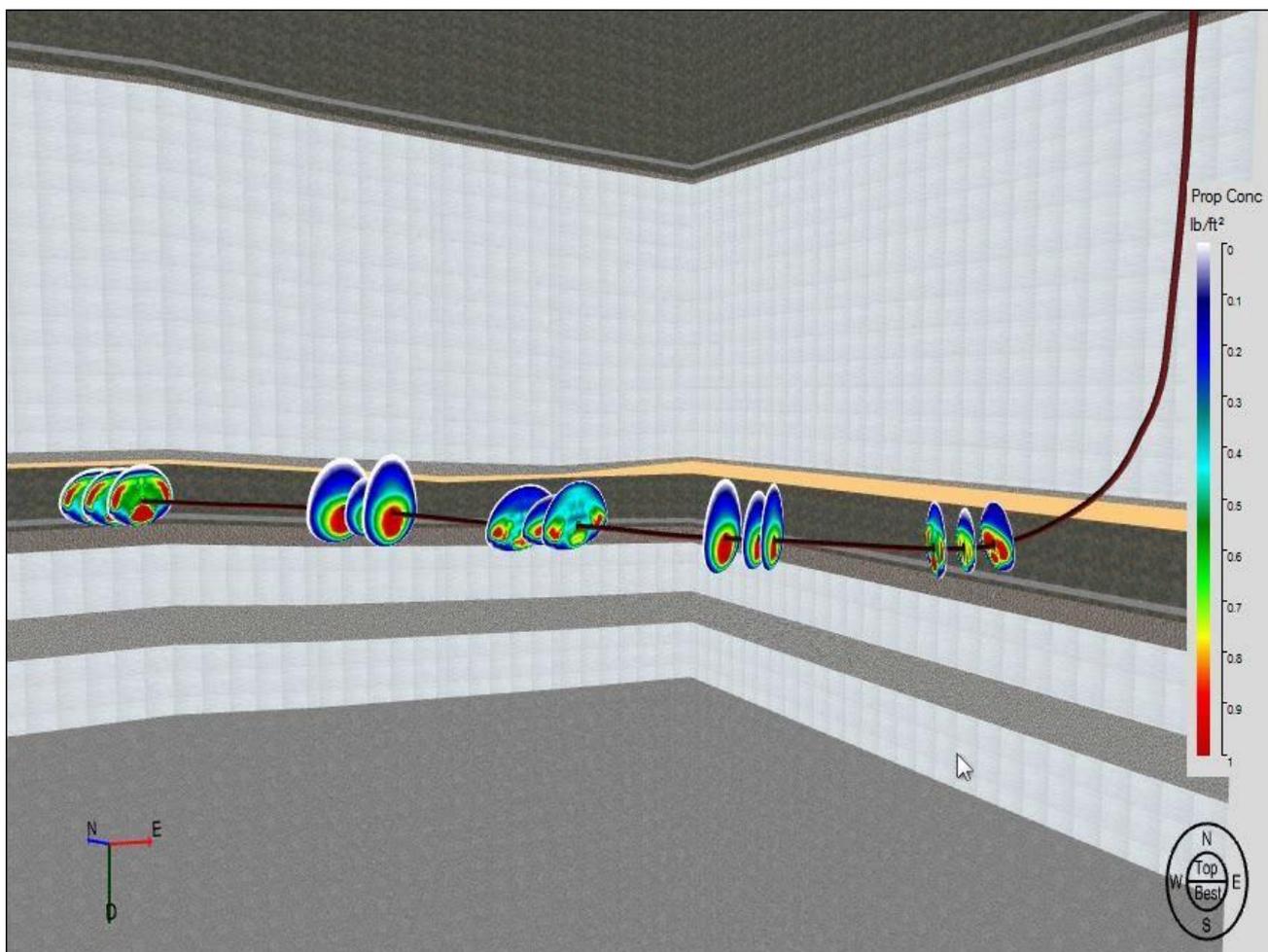


Рисунок 2 – Дизайн-проект гидроразрыва пласта [2].

Однако такое ПО характеризуется высокой стоимостью и требует больших вычислительных мощностей, в связи с чем сохраняется актуальность оценочного расчета параметров МГРП по «ручным» методикам.

Для расчёта была взята методика Мищенко И. Т [3]. Расчёт МГРП начинается с определения горизонтального и вертикального давления пласта.

Величина вертикальной составляющей горного давления можно найти как:

$$P_{ГВ} = L \cdot \rho_{п} \cdot g,$$

где  $L$  – длина ствола скважины, м;

$\rho_{п}$  – плотность горных пород над интервалом проведения операции ГРП, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

Методика Мищенко И. Т. – это известная и проверенная временем методика. В связи с ограниченностью объема публикации приводить весь алгоритм нецелесообразно. Авторы предлагают ознакомиться с продолжением расчета в учебном пособии создателя методики [3].

С целью ускорения расчетов алгоритм реализован в среде программирования Pascal ABC.

Осуществим расчет параметров МГРП и технологическую эффективность для скважины № 12 Майского нефтяного месторождения. Всего в скважине планируется провести 5 стадий ГРП. Расчет выполнен на основе численных значений, приведенных в таблице 1.

В ходе расчета получены значения, сведенные в таблицу 2.

#### **Заключение:**

На сегодняшний день технология МГРП остается одной из наиболее успешных технологий повышения продуктивности скважин с низкой проницаемостью или с высоким скин-эффектом. Использование муфт, активируемых шарами, позволяет существенно повысить эффективность технологии и облегчить процесс проведения МГРП.

Согласно выполненному расчету, проведение МГРП в скважине № 12 Майского месторождения рекомендуется, так как после МГРП дебит нефти может вырасти в 13,2 раз.

Таблица 1 – Численные значения для расчета параметров многостадийного ГРП.

Параметр	Обозначение	Размерность	Значение
Номер скважины	№	б/р	12
Длина скважины	L	м	2330
Радиус скважины	$r_c$	м	0,073
Радиус контура питания	$R_k$	м	1300
Внутренний диаметр НКТ	$d_{вн}$	м	0,0759
Вскрытая толщина пласта	H	м	15
Модуль упругости пород	E	МПа	3400
Коэффициент Пуассона	$\nu$	б/р	0,29
Средняя плотность пород над продуктивным горизонтом	$\rho_p$	кг/м <sup>3</sup>	2400
Дебит нефти до ГРП	$Q_1$	т/сут	2,9
Плотность жидкости разрыва	$\rho_H$	кг/м <sup>3</sup>	945
Вязкость жидкости разрыва	$\mu_H$	Па·с	0,55
Концентрация проппанта	$C_p$	кг/м <sup>3</sup>	250
Темп закачки	$Q_H$	м <sup>3</sup> /с	0,06
Объем жидкости разрыва	$V_{ж}$	м <sup>3</sup>	20
Давление разрыва пласта	$P_{рзаб}$	МПа	24
Плотность проппанта	$\rho_{пп}$	кг/м <sup>3</sup>	2700

Таблица 2 – Результаты расчёта параметров многостадийного ГРП.

Параметр	Значение				
	1	2	3	4	5
Стадия МГРП					
Вертикальная составляющая горного давления, МПа	61,76	61,69	61,64	61,60	61,55
Горизонтальная составляющая, МПа	25,22	25,20	25,18	25,16	25,14
Давление на забое, МПа	25,62	25,66	25,60	25,53	25,56
Длина трещины, м	45,32	63,54	74,39	92,92	76,76
Ширина трещины, м	0,019	0,031	0,034	0,037	0,035
Остаточная ширина трещины, м	0,00977	0,00923	0,00999	0,00926	0,01024
Проницаемость трещины, м <sup>2</sup>	$7,96 \cdot 10^{-6}$	$7,10 \cdot 10^{-6}$	$8,32 \cdot 10^{-6}$	$7,15 \cdot 10^{-6}$	$8,75 \cdot 10^{-6}$
Проницаемость в призабойной зоне пласта, м <sup>2</sup>	$2,83 \cdot 10^{-8}$	$2,39 \cdot 10^{-8}$	$3,03 \cdot 10^{-8}$	$2,40 \cdot 10^{-8}$	$3,26 \cdot 10^{-8}$
Потери давления на трение, МПа	36,71	35,44	34,19	29,54	31,81
Необходимое давление на устье, МПа	35,14	33,88	32,61	28,11	30,23
Число насосных агрегатов, ед.	94	90	87	75	81
Объем жидкости продавки, м <sup>3</sup>	15,61	15,06	14,53	13,98	13,44
Дебит нефти после МГРП, т/сут	38,4				

### **Библиографический список:**

1. Ивашев, О. Е. Формирование трещины гидроразрыва в пористой среде / О. Е. Ивашев, Н. Н. Смирнов. – Текст: непосредственный // Вестник Московского университета. Математика. Механика. – 2003. – № 6. – С. 28-36.
2. Константинов, С. В. Техника и технология проведения гидравлического разрыва пласта за рубежом: учебное пособие / С. В. Константинов, В. И. Гусев. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1985. – 60 с. – Текст : непосредственный.
3. Мищенко, И. Т. Расчеты в добычи нефти: учеб. пособие для техникумов / И. Т. Мищенко. – Москва : Недра, 1989. – 245 с. – Текст : непосредственный.
4. Орлов, И. И. Совершенствование применения многостадийного гидравлического разрыва пласта / И. И. Орлов // Современные научные исследования и инновации. – 2017. – № 5. – URL: <https://web.snauka.ru/issues/2017/05/82826> (дата обращения 28.09.2023).

УДК 622.276

### **Изучение современных способов добычи высоковязкой нефти и природного битума**

Горобец Д. В., Носкова Е. А., Савельев Д. Ю.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

С каждым годом доля традиционных, «легких» запасов углеводородного сырья в общем объеме извлекаемых углеводородов снижается, а объемы добычи нетрадиционной, сверхвязкой (СВН) и битуминозной, нефти растут. При этом опыт освоения месторождений СВН как в России, так и в других странах показывает, что добиться рентабельного коэффициента нефтеизвлечения без использования методов увеличения нефтеотдачи (МУН) невозможно. Этот процесс вызывает необходимость внедрения более эффективных и экологически безопасных способов и методов.

Из-за высокой вязкости добыча, подготовка и транспортировка флюида осложняется и невозможна без применения дополнительного воздействия на его реологические свойства. Согласно мировому опыту, коэффициент извлечения лёгких нефтей достигает в среднем 0,5 д. ед., а СВН – от 0,1-0,3 д. ед. в зависимости от геолого-физической характеристики (ГФХ) пласта [2].

Подбор рентабельного для конкретного месторождения метода повышения нефтеизвлечения должен основываться на оценке ГФХ, свойств флюидов и формы существования остаточной нефти в пласте. Различие в формах нахождения остаточной нефти в коллекторе, а также большое многообразие свойств пластовых флюидов не позволяют разработать универсальный метод увеличения нефтеизвлечения. Очевидно, что для каждого объекта эксплуатации обоснование рентабельного метода должно базироваться на результатах комплексных исследований, включающих проведение лабораторных испытаний, численное гидродинамическое моделирование, опытно-промышленные испытания технологии, технико-экономический анализ.

Следует отметить, что при разработке залежей СВН и битумов методы повышения нефтеотдачи применяются в промышленном масштабе с самого начала добычи, и в своей сути, выбранный метод становится «ядром» эффективной стратегии разработки. При появлении новых, более результативных способов стратегия освоения запасов может перестраиваться [1].

Работа направлена на изучение современных способов добычи СВН и природного битума. Задачи: описать различные методы добычи СВН, объяснить сущность методов, сравнить эффективность методов, обсудить преимущества и недостатки каждого метода, представить последние наработки в области технологий добычи СВН.

Одна из возможных классификаций способов извлечения СВН выглядит так:

- физические и гидродинамические (электромагнитное и волновое воздействие и др.);
- газовые (закачка УВ-газов, диоксида углерода, азота и др.);
- тепловые (термошахтный способ, SAGD, Steamflood и др.);
- химические (закачка ПАВ, растворителей, щелочей и др.);
- комбинированные.

При обосновании возможности применения того или иного метода на конкретной залежи специалисты обращают внимание на следующие факторы:

- геолого-физическая характеристика и условия залегания коллектора. Например, при глубоком залегании пласта или его малой мощности существенно возрастают тепловые потери при закачке пара, что требует использования дополнительных средств для снижения потерь, к примеру, использование теплоизолированных НКТ или добавок растворителя.

- физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов. Особенно важно при внедрении химических методов учитывать потенциальный рост вероятности осложнений в виде выпадения асфальто-смоло-парафиновых отложений, солей или коррозии.

- состояние и запасы углеводородного сырья. Очевидно, что на небольших или уже истощенных залежах внедрение инновационных, но ресурсозатратных технологий может оказаться нерентабельным.

- климатическими и географическими условиями. При реализации, например, газовых методов всегда встает вопрос поиска поблизости крупного источника закачиваемого агента.

Рассмотрим подробнее мировой опыт практического применения некоторых актуальных технологий извлечения сверхвязкой нефти.

*Термошахтный метод (Subsurface Mining)*. Метод заключается в подземной закачке пара и добыче нефти через систему подземных скважин, штреков и туннелей.

Термошахтная разработка подразумевает сочетание дренажного шахтного нефтеизвлечения с методами паротеплового воздействия. Закачка пара и добыча флюида осуществляется через систему горизонтальных, пологовосходящих и пологонисходящих скважин, пробуренных из подземных горных выработок (рисунок 1). Подъем жидкости осуществляется через зумпфовые скважины.

Этот метод добычи нефти обладает рядом достоинств. Во-первых, термошахтная добыча позволяет эффективно разрабатывать сланцевые и песчаные отложения, которые ранее считались невозможными для освоения. Во-вторых, процесс нагревания пород и нефти не требует использования взрывчатых веществ, что повышает безопасность и экологическую чистоту добычи. В-третьих, термошахтная добыча нефти эффективна при разработке промышленных зон с низким потенциалом залежей, что позволяет значительно увеличить объем добычи и сэкономить ресурсы.

Несмотря на отмеченные достоинства, у термошахтной добычи нефти есть свои ограничения и проблемы, которые требуют решений. Основные сложности – высокая стоимость горной проходки (штреков и туннелей) и сложность эксплуатации оборудования. Однако, с развитием технологий и оптимизацией процессов, эти проблемы могут быть решены.

Успешным и пока что единственным примером применения термошахтного способа является Ярегское нефтетитановое месторождение, разрабатываемое недропользователем ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». К 2015 г. на месторождении закачано более 52 млн т пара, а коэффициент нефтеотдачи достиг 28 %.

*Микробиологический метод увеличения нефтеотдачи*. Реализация данного способа базируется либо на закачке определенного состава микроорганизмов, либо активизации уже находящихся в коллекторе бактерий путем нагнетания особых активаторов. Данный тип бактерий способен метаболизировать пластовую нефть, в результате чего увеличивается её подвижность за счет взаимодействия с газообразными продуктами реакции (метан, углекислый газ), жирными кислотами и органическими растворителями (кетоны, альдегиды и спирты). По разным оценкам, закачка микроорганизмов повышает дебит нефти до 25 %, и коэффициент охвата на 10 %.

Данный метод испытан на месторождении Каламкас на полуострове Бузачи (Республика Казахстан). На месторождении проведены работы по применению технологии селективной изоляции водопритока с закачкой реагента СНПХ-9900, в состав которого входят ряд целлюлозоразрушающих бактерий, азотофиксаторов и микромицетов. В первую очередь, эффект от нагнетания данного состава заключается в селективном ограничении высокопроницаемых и трещиноватых прослоев, с целью снижения обводненности и перераспределении фильтрационных потоков, что увеличивает охват пласта заводнением.

При взаимодействии микроорганизмов в составе СНПХ-9900 и пластовых углеводов образуются бутанол, метан, ацетат, масляная, молочная, уксусная кислоты, этанол, углекислый газ.

Использование микроорганизмов может иметь свои ограничения, связанные с их воздействием на окружающую среду и здоровье людей.

*Холодный метод повышения нефтеотдачи CHOPS.* Разработка методом CHOPS – это придуманный для месторождений Канады способ холодной экстракции флюида, при котором из скважины газожидкостная смесь поднимается вместе с песком (рисунок 2а).

Данный способ получил успешную реализацию на многих месторождениях Канады (провинция Альберта), Китая, Венесуэлы. Ключевое экономическое преимущество такой технологии – отсутствие необходимости в существенных вложениях на обустройство и операционные расходы. Однако существует необходимость в проработке экологичного способа утилизации шлама и экстрагированной горной породы.

*Термогравитационное дренирование пласта SAGD.* Для месторождения Атабаска Роджером Батлером спроектирован метод парогравитационного воздействия, в стандартном исполнении заключающийся в бурении пары горизонтальных стволов, расположенных параллельно один над другим на расстоянии 5 м. В верхнюю горизонтальную скважину нагнетается пар с температурой 150-250 °С и степенью сухости 0,7-0,8 д. ед., из нижней осуществляется отбор пластовой продукции (рисунок 2б).

Начальная стадия SAGD – процесс предпрогрева, при которой теплоноситель поступает в пласт через обе скважины. В результате кондуктивного и теплопроводного теплопереноса зона между скважинами разогревается с последующими снижением вязкости и установлением гидродинамической связи.

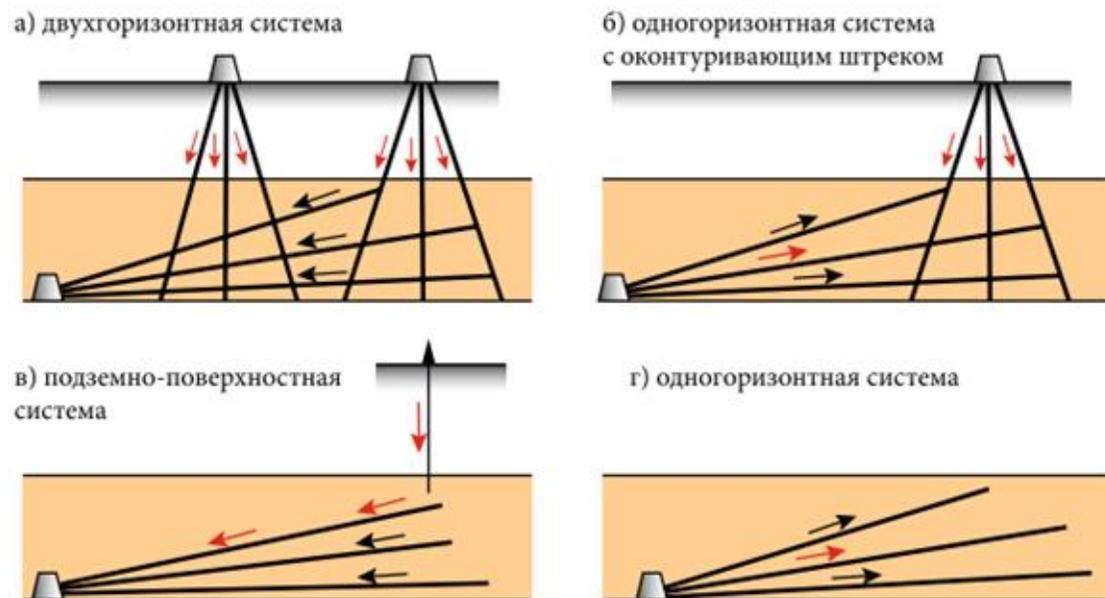
На второй стадии нагнетание ведется только в верхнюю скважину, разогретая зона увеличивается, сначала – по вертикали, затем – по латерали, и образуется паровая камера. На поверхности раздела паровой камеры и еще на разогретой нефтенасыщенной зоны непрерывно происходит процесс теплообмена, вследствие которого теплоноситель конденсируется в жидкость и вместе с подвижной нефтью стекают к добывающей скважине под действием гравитационных сил.

Применение термогравитационного дренирования в нашей стране реализовано на Ашальчинском и Усинском месторождениях (по технологии X-SAGD), а также на Лыаельской площади Ярегского месторождения. Пласты сверхвязкой нефти на Ашальчинском и Ярегском месторождениях залегают на небольших глубинах (до 200 м), что осложняет бурение стволов скважин с выходом на поверхность. Кроме того, наличие вертикальных трещин в пласте Ярегского месторождения приводит к росту тепловых потерь, хотя на начальных этапах именно трещины выступают в роли основных каналов движения пара, и соответственно, прогрева менее проницаемой (по сравнению с трещинами) матрицы коллектора.

*Метод повышения нефтеотдачи VAPEX.* Дальнейшее развитие метода гравитационного дренажа привело к появлению способа закачки вместо пара углеводородного растворителя. Растворитель также снижает вязкость нефти, хотя и менее эффективно, чем пар. Однако в маломощных пластах, залегающих на большой глубине, применение растворителей может быть более целесообразно. При реализации метода VAPEX толщина пласта должна быть не менее 12 м. Также стоит учитывать, чтобы в составе растворителя содержание ароматических углеводородов было не менее минимально допустимого, в противном случае есть риск выпадения АСПО. Важным экономическим параметром метода является коэффициент повторного использования растворителя – доля агента, извлеченного из пласта, отделенного от нефти и повторно закачанного в пласт. Для некоторых проектов Канады это показатель 70-75 %.

*Технология СВЧ-акватермолиза.* Сущность данного способа состоит в том, что в пласт нагнетаются внутрипластовые катализаторы, содержащие металл, которые в комбинации с микроволновым излучением (СВЧ-полем) увеличивают подвижность флюида.

По задумке сотрудников КФУ, разработчиков данного способа, нагнетание катализаторов, преимущественно железоникелевых, в коллектор приводит к внутрипластовому обогащению углеводородов, при котором преобразование состава СВН под действием катализаторов означает уменьшение доли высокомолекулярных компонентов и увеличение подвижности СВН (рисунок 3). По словам исследователей, в результате использования способа не только повышается коэффициент нефтеотдачи, но и снижаются энергетические затраты, а соответственно – и выбросы дымовых газов в окружающую среду.



а) Системы разработки

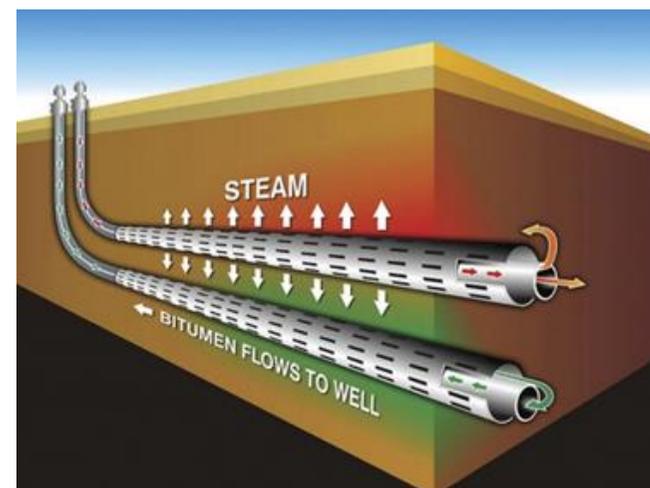


б) Устья подземных скважин

Рисунок 1 – Термошахтная разработка Ярегского месторождения.



а) CHOPS



б) SAGD

Рисунок 2 – Сравнение технологий добычи СВН на месторождении Атабаска.

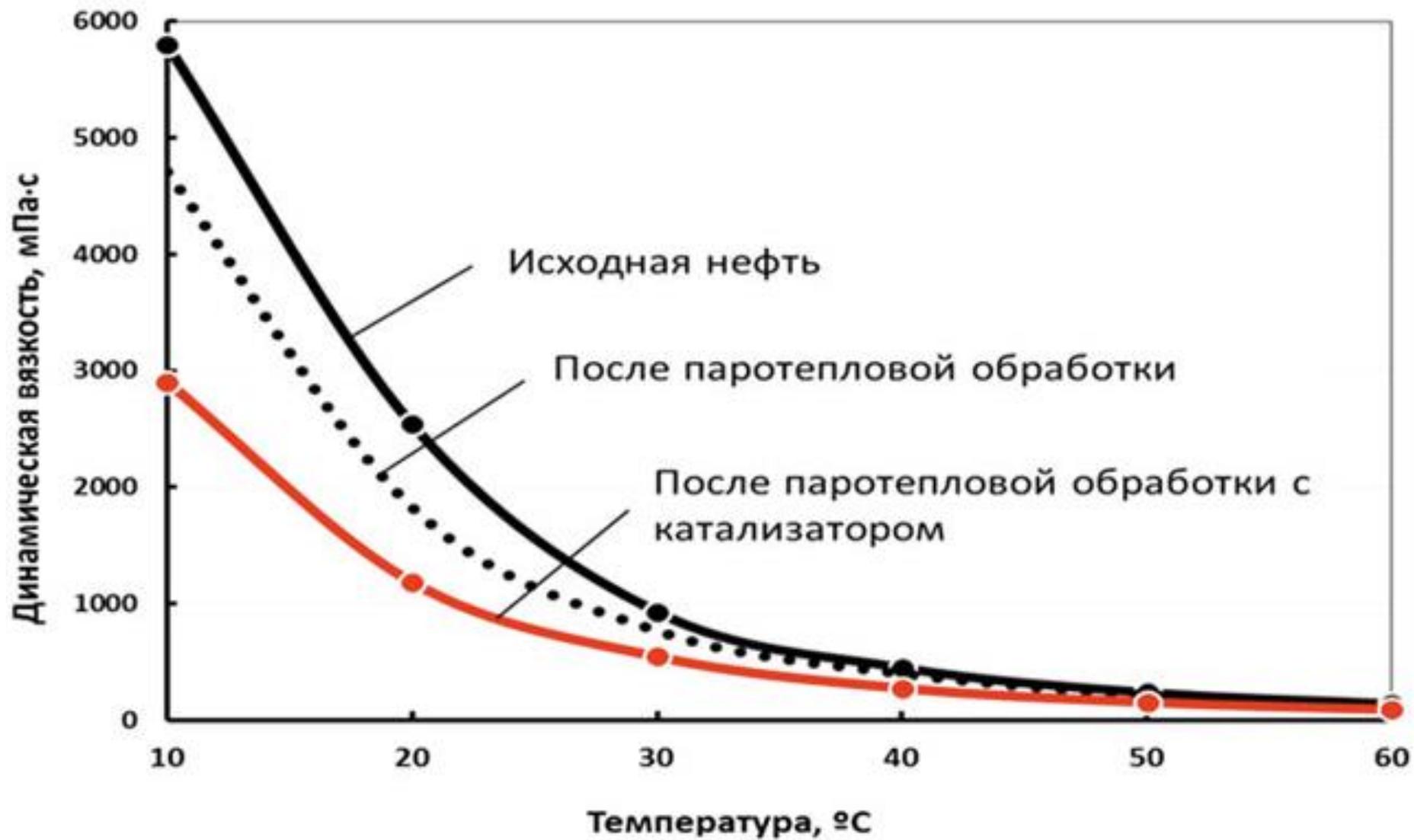


Рисунок 3 – Влияние технологии СВЧ-акватермолиза и пара на вязкость нефти.

Применимость внутрислоевоу катализаторов ограничивается глубиной залегания пласта в 1 км. По замыслу сотрудников Казанского университета, увеличение границ использования возможно при реализации так называемого СВЧ-акватермолиза. Воздействие микроволнового излучения на крупнцы металлсодержащих катализаторов приводит к росту температуры вблизи катализаторов до 400 °С и выше. В результате происходит более глубокое преобразование высокомолекулярных углеводородных компонентов слоевоу нефти.

*Комбинированные технологии.* Сочетание нескольких методов иногда позволяет существенно повысить технологические показатели разработки. К таким технологиям можно отнести термощелочное, парогазовое воздействие, ПАВ-тепловая обработка. Пример перспективного сочетания – совместная закачка пара (тепловой метод) и углеводородных растворителей (химический метод). Добавление растворителя позволяет компенсировать потери тепловой энергии, что особенно актуально при разработке неоднородных и сложнопостроенных слоев малой толщины [3]. По оценкам опыта применения, коэффициент нефтеотдачи увеличивается на 10-15 % по сравнению с простой тепловой обработкой, также снижаются паронефтяное отношение и затраты энергии на подготовку пара, и как следствие – расходы топлива и выбросы дымовых газов в атмосферу.

#### **Заключение.**

С ростом спроса на энергоресурсы и истощением легкодоступных запасов традиционной нефти возрастает интерес к добыче сверхвязких и битумных нефтей.

Современная добыча сверхвязкой нефти характеризуется активным использованием инновационных технологий, направленных на повышение энергоэффективности и снижение затрат на добычу, подготовку и транспортировку, а также на обеспечение экологической безопасности. Благодаря этому отрасль постоянно развивается и остается конкурентоспособной на мировом рынке.

#### **Библиографический список:**

1. Инновационные решения для разработки запасов тяжелой нефти / Н. У. Маганов, Н. Г. Ибрагимов, Р. С. Хисамов [и др.] // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2014. – № 2. – С. 1-9.
2. Трудноизвлекаемые ресурсы и разработка залежей вязких нефтей / Я. Л. Белорай, И. Я. Кононенко, М. В. Чертенков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 7. – С. 120-122.
3. Gates, I. D. Solvent-aided Steam-Assisted Gravity Drainage in thin oil sand reservoirs / I. D. Gates // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2010. – № 74. – С. 138-146.

## СЕКЦИЯ 2. ТРАНСПОРТ И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ

УДК 628.147.22

### Исследование причин недостоверности показаний стационарных электродов сравнения со вспомогательными электродами

Агинеи Р. В., Ракито О. Н., Елин В. С.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

Для защиты подземных трубопроводов от коррозии в настоящее время применяется комплекс мер, состоящий из применения активных и пассивных методов. К пассивным методам относятся применение изоляционных покрытий, легирование конструкционных сталей, применение лакокрасочных покрытий и другие. К активным методам относятся катодная и протекторная защиты, а также электродренажная защита.

При этом основным критерием эффективности катодной защиты является разность потенциалов труба – земля. Для измерения разности потенциалов в качестве точки отсчета применяют электроды сравнения (как правило, медносульфатные). На современных трубопроводах разность потенциалов измеряется в реальном времени, для этого в системе электрохимической защиты устанавливаются стационарные электроды сравнения.

Современные заводские изоляционные покрытия обладают достаточно большим переходным сопротивлением (более  $3 \times 10^5 \text{ Ом} \times \text{м}^2$ ) и поэтому изолируют трубопровод от грунтового электролита. Для измерения разности потенциалов обязателен контакт металла и электролита. В таком случае стационарные электроды сравнения оснащаются выносными вспомогательными электродами, подключаемыми непосредственно к защищаемому трубопроводу. Таким образом, поверхность электрода приобретает тот же потенциал, что и металл труб, измерение разности потенциалов становится возможным.

Как уже было сказано ранее, современные изоляционные покрытия обладают достаточно высоким переходным сопротивлением, поэтому покрытие не только не допускает возникновения коррозии при контакте металла и электролита, но и не позволяют также току катодной защиты натекают на трубопровод. Единственным возможным путем распространения тока в таком случае становится поверхность вспомогательного электрода. Таким образом, весь ток катодной защиты или большая его часть натекают на относительно малую поверхность электрода. При этом плотность тока значительно превышает нормативную плотность тока катодной защиты, рассчитанной на поверхность всего трубопровода. Металл вспомогательного электрода находится в зоне перезащиты и под действием тока высокой плотности изменяются электрохимические свойства системы металл - электролит. Это приводит к измерению ложных показаний разности потенциалов.

Для изучения явления в работе применяется стенд, представляющий из себя цепь катодной защиты подземного трубопровода (рисунок 1).

К заизолированной трубе 1 подключается отрицательный вывод станции катодной защиты 2 и вспомогательный электрод 3. Положительный вывод катодной станции подключается к аноду 4, в качестве которого используется другой вспомогательный электрод площадью  $25 \text{ см}^2$ . Измерение силы тока производится микроамперметром 5. Для измерения разности потенциалов труба (вспомогательный электрод) – грунт применяется электрод сравнения 6 и милливольтметр 7.

Методика проведения эксперимента заключается в следующем:

1) Для каждого образца снимается поляризационная кривая: измеряется естественная разность потенциалов металла в лабораторном грунте, далее подается катодный ток и измеряется разность потенциалов для всех значений силы тока;

2) На протяжении 7 суток производится поляризация системы катодным током высокой плотности (более  $300 \text{ мА/м}^2$ ).

3) Измеряется разность потенциалов при отключении катодного тока.

4) Снимается поляризационная кривая образца.

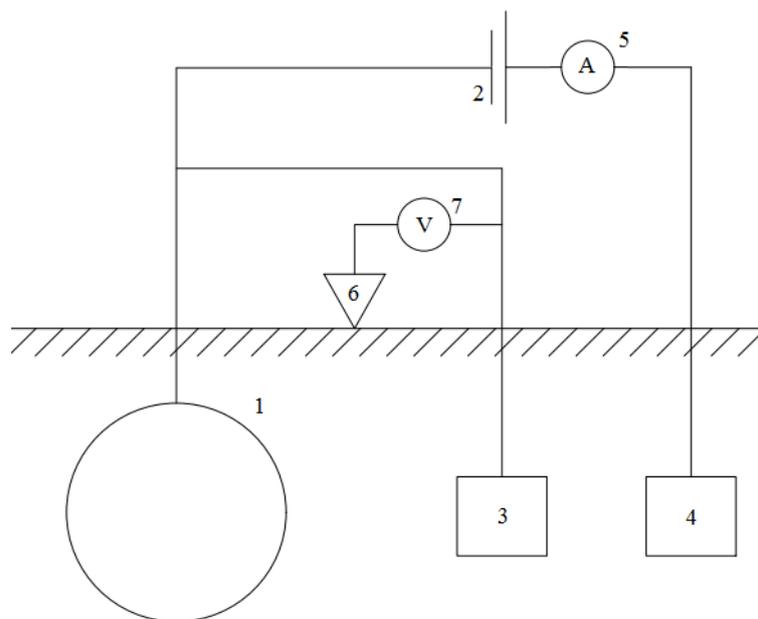


Рисунок 1 – Принципиальная схема установки.

В работе были проведены измерения поляризационных кривых до и после воздействия тока высокой плотности для трех образцов. Результаты измерений представлены на рисунках 2 - 4.

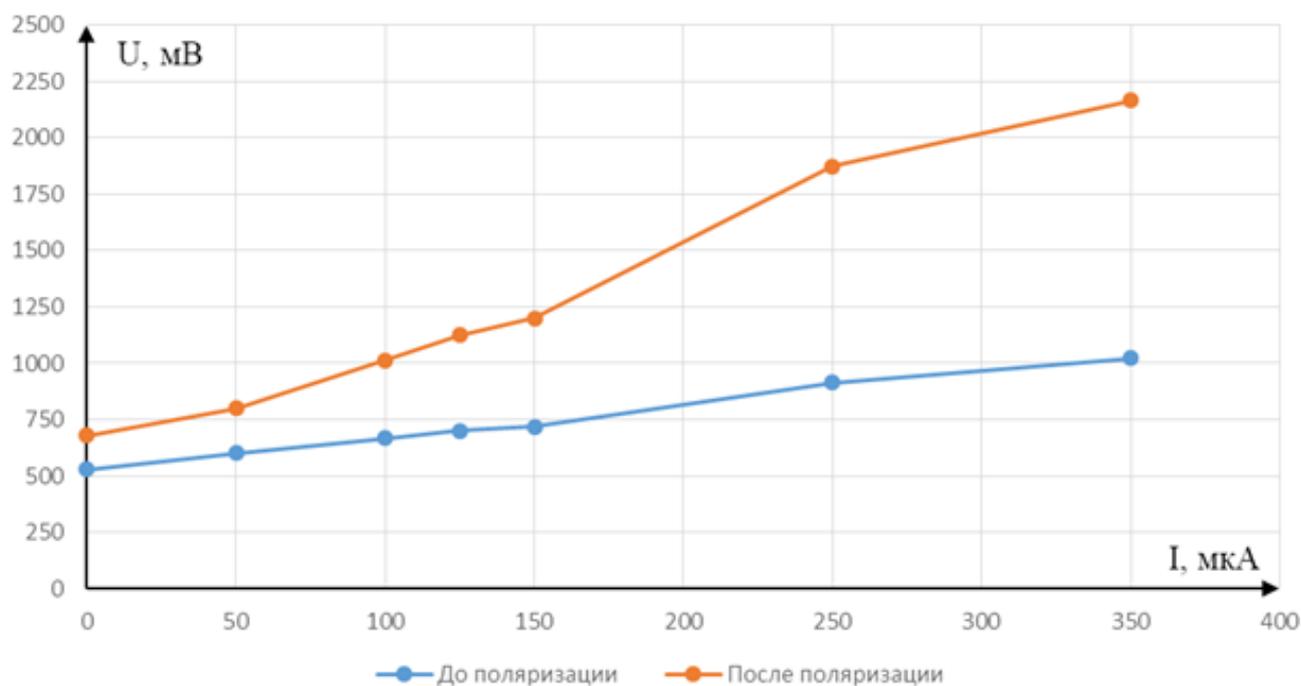


Рисунок 2 – Поляризационные кривые образца №1 до и после воздействия тока высокой плотности.

Для всех образцов вид кривых одинаков, что свидетельствует об их одинаковых электрохимических свойствах. Полученные зависимости показывают изменение угла наклона поляризационной кривой при перезащите вспомогательных электродов. Именно это и является причиной недостоверности показаний стационарных электродов сравнения. Кроме того, в процессе протекания токов высокой плотности на поверхности образцов образуется катодный налет из компонентов грунтового электролита и металла электрода.

Задача удаления катодного налета или предотвращения его образования является актуальной и требует решения. Возможными вариантами решения могут служить:

- 1) Обратная поляризация вспомогательных электродов постоянным током;

- 2) Поляризация переменным током;
- 3) Изменение площади вспомогательных электродов;
- 4) Разработка химических способов очистки поверхности электродов, находящихся под землей.

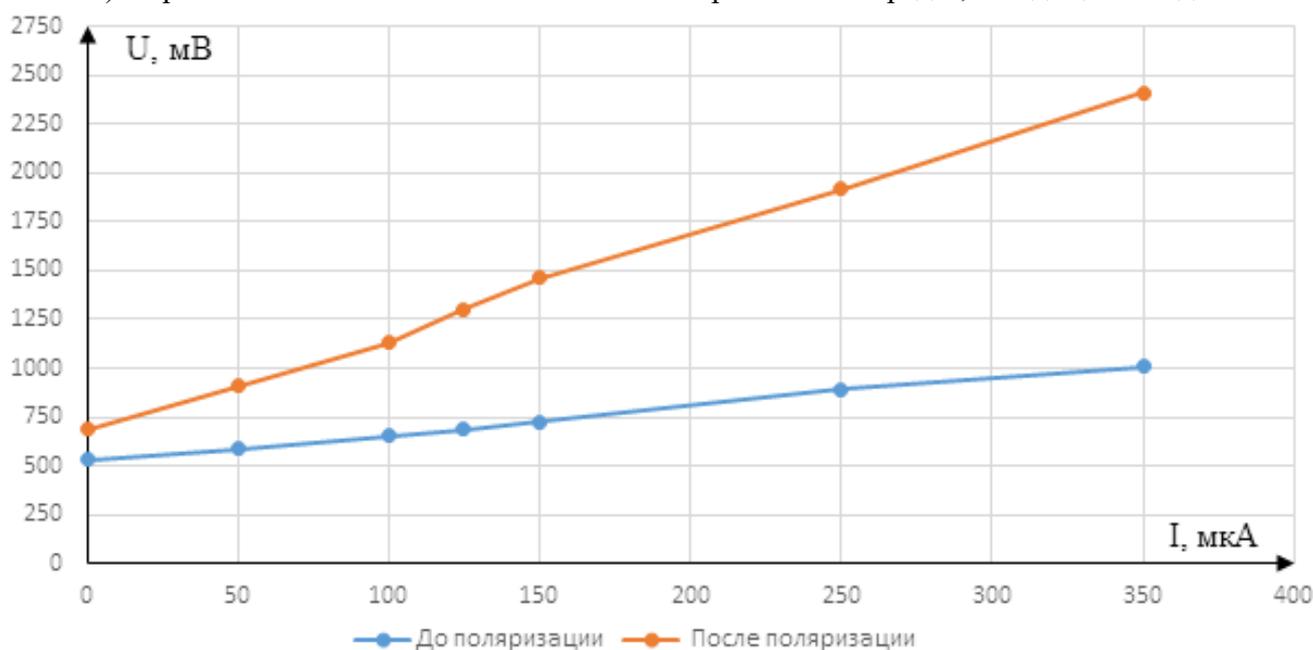


Рисунок 3 – Поляризационные кривые образца №2 до и после воздействия тока высокой плотности.

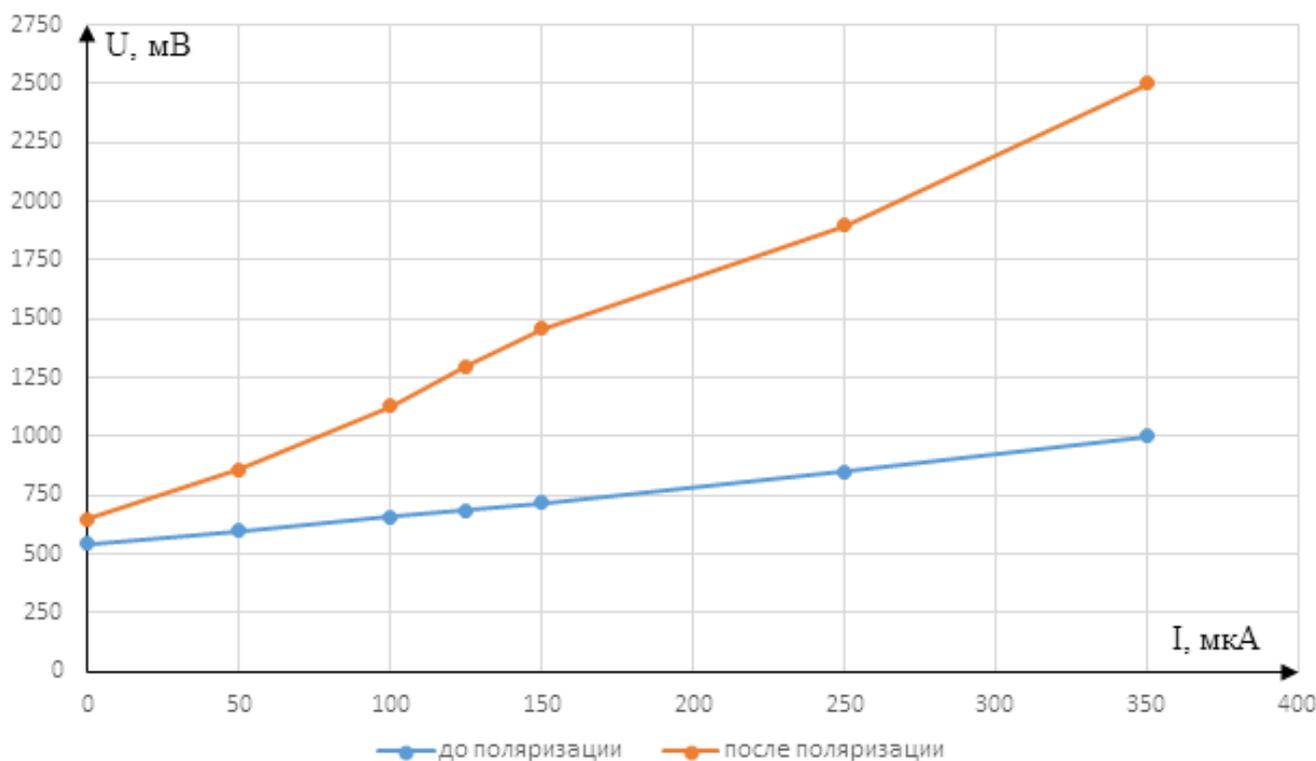


Рисунок 4 – Поляризационные кривые образца №3 до и после воздействия тока высокой плотности.

Выводы:

- 1) В ходе проведения эксперимента по поляризации вспомогательного электрода токами высокой плотности обнаружено изменение электрохимических свойств системы электрод-окружающий грунт;
- 2) Поляризационные кривые, снятые до и после имеют разный наклон;

3) Обнаружено наличие остаточной наполяризованности металла после воздействия тока высокой плотности.

### **Библиографический список:**

1. Бэкман В., Швен В., Катодная защита от коррозии. 1984, 52, 491–498
2. Елин В.С Анализ достоверности показаний стационарных электродов сранения// сборник статей XIII Международной научно-практической конференции : в 2 ч.. Том Часть 1. Пенза, 2023.

УДК 536.21

### **Методика расчета толщины теплоизоляции нефтепроводов**

Хабаева Е. В., Лютоев А. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Теплоизоляция трубопровода представляет собой элемент конструкции, предназначенный для минимизации теплопередачи и выполняющий роль основного термического сопротивления в конструкции. Уменьшение теплопередачи на нефтепроводе необходимо для предотвращения образования высоких температур на поверхности труб, минимизации теплового воздействия на грунты, предотвращение охлаждения нефти, в случае остановки трубопровода. Кроме того, к важным функциям тепловой изоляции можно отнести препятствие скоплению влаги на поверхности труб, что способствует увеличению срока эксплуатации трубопровода. К теплоизоляционным материалам предъявляются требования теплотехнической эффективности, эксплуатационной надежности и пожарной безопасности. Для теплоизоляции используются материалы, обладающие высокими теплоизоляционными свойствами. Теплотехническая эффективность теплоизоляции определяется в первую очередь коэффициентом теплопроводности теплоизоляционного материала, который определяет требуемую толщину теплоизоляционного слоя, а следовательно, и нагрузки на изолируемый объект, конструктивные и монтажные характеристики конструкции, финансовые затраты.

Расчет и проектирование тепловой изоляции нефтепроводов регламентированы сводом нормативных документов, таких как:

- ГОСТ Р 57385-2017 Строительство магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов
- свод правил «СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов» (актуализированная редакция строительных норм и правил «СНиП 41-03-2003 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов»)
- свод правил «СП 41-103-2000 Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов»
- межгосударственные строительные нормы «МСН 24-03-2011 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов».

В данных нормативных документах представлены требования к материалам и конструкциям тепловой изоляции, расчетные технические характеристики теплоизоляционных материалов и изделий, методики расчета толщины слоя теплоизоляции, методы расчета тепловой изоляции оборудования и трубопроводов, предельные толщины теплоизоляционных конструкций для оборудования и трубопроводов. Методика расчета теплоизоляции трубопроводов основана на теории теплообмена – теории стационарных процессов теплообмена: в основе всех расчетов теплоизоляции лежат такие математические модели, как основное уравнение теплопроводности, уравнение Фурье и дифференциальное уравнение теплопроводности.

Согласно гипотезе Фурье количество теплоты  $dQ_\tau$ , проходящее через элемент изотермической поверхности  $dF$  за промежуток времени  $dt$  пропорционально температурному градиенту  $dQ_\tau = -\lambda \frac{\partial t}{\partial n} dF dt$  - основное уравнение теплопроводности,

выражающее гипотезу Фурье. Данное уравнение может быть записано в виде  $dQ_\tau = qdFdt$ , где  $q$  - удельный тепловой поток. Таким образом,  $q = -\lambda \frac{\partial t}{\partial n} = -\lambda \overline{grad t}$ , то есть, удельный тепловой поток пропорционален коэффициенту теплопроводности и противоположно направлен к температурному градиенту (уравнение Фурье).

Рассмотрим модель стационарного режима теплопередачи через однослойную плоскую стенку толщиной  $\delta$ , одинаковой по всей длине и высоте стенки. Пусть поверхности стенки являются изотермическими и имеют постоянные температуры  $t_1$  и  $t_2$ . Температура меняется только в направлении, перпендикулярном плоскости стенки, которое мы обозначим как ось  $OX$  (рисунок 1).

Дифференциальное уравнение теплопроводности (дифференциальное уравнение Фурье для трехмерного нестационарного температурного поля при отсутствии внутренних источников тепла) имеет вид

$$\frac{\partial t}{\partial \tau} = \frac{\lambda}{c\rho} \left( \frac{\partial^2 t}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 t}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 t}{\partial z^2} \right),$$

где  $c$  - удельная теплоемкость тела,  $\rho$  - плотность тела;  $\lambda/(c\rho)$  - коэффициент температуропроводности [ $m^2/c$ ].

Так как мы рассматриваем стационарный тепловой режим, и изменение температуры происходит только в одном направлении - направлении  $OX$ , то дифференциальное уравнение теплопроводности в данных условиях примет вид  $\frac{\partial^2 t}{\partial x^2} = 0$ .

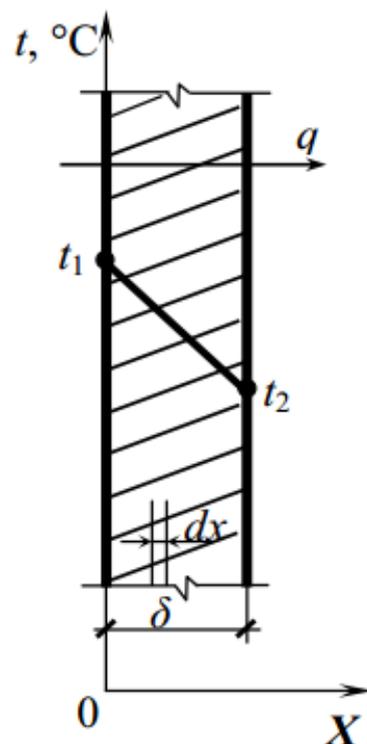


Рисунок 1 - Однослойная плоская стенка.

Проинтегрируем полученное уравнение  $\frac{\partial^2 t}{\partial x^2} = 0 \rightarrow \frac{\partial t}{\partial x} = A \rightarrow t = Ax + B$ , где  $A, B$  -

*const*. Используя граничные условия  $t(0) = t_1$ ,  $t(\delta) = t_2$ , выразим  $A = \frac{t_2 - t_1}{\delta}$ .

Так как  $A = \frac{\partial t}{\partial x}$  - градиент температуры, то уравнение Фурье для рассматриваемого

режима примет вид  $q = -\lambda \frac{\partial t}{\partial x} = -\lambda \frac{t_2 - t_1}{\delta}$ . Коэффициент  $\lambda/\delta$  называется тепловой проводимостью стенки. Величина, ему обратная - тепловое (термическое) сопротивление стенки  $R = \frac{\delta}{\lambda}$ , показывает величину падения температуры при прохождении через стенку удельного теплового потока, равного единице. Таким образом, плотность теплового потока через однослойную стенку описывается формулой  $q = \frac{t_1 - t_2}{R}$ .

В методике расчета тепловой изоляции оборудования и трубопроводов предложена следующая формула для расчета поверхностной плотности теплового потока через

однослойную плоскую стенку  $q_F = \frac{t_e - t_n}{R_{вн} + R_{ст} + R_{из} + R_n}$ . Эта формула соответствует

полученной выше модели для вычисления плотности теплового потока через однослойную стенку. Различие знаменателей обусловлено необходимостью учета при реальных расчетах влияния содержимого трубопровода на стенки трубы и влияния факторов внешней среды на изоляционную поверхность. Учитывается полное термическое сопротивление конструкции, которое помимо термического сопротивления изоляции  $R_{из}$  включает в себя сопротивление теплопередаче внутренней стороны трубы  $R_{вн}$ , термическое сопротивление стенки трубы  $R_{ст}$  и сопротивление теплоотдаче внешней стороны изоляции  $R_n$ .

Для построения модели стационарного режима теплопередачи через многослойную плоскую стенку, состоящую из нескольких слоев различных материалов, используем уравнение Фурье для каждого слоя отдельно, рассматривая его как однослойную плоскую стенку и считая, что тепловой поток, проходящий через все слои один и тот же. Рассмотрим трехслойную стенку с толщинами слоев  $\delta_1, \delta_2, \delta_3$  и коэффициентами теплопроводности  $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$  соответственно (рисунок 2).

Записав уравнение Фурье для каждого слоя, получим систему

$$\begin{cases} q = \frac{\lambda_1}{\delta_1} (t_1 - t_2) \\ q = \frac{\lambda_2}{\delta_2} (t_2 - t_3) \\ q = \frac{\lambda_3}{\delta_3} (t_3 - t_4) \end{cases}$$

Решив эту систему относительно температур

$q \left( \frac{\delta_1}{\lambda_1} + \frac{\delta_2}{\lambda_2} + \frac{\delta_3}{\lambda_3} \right) = t_1 - t_4$ , получим уравнение

теплопроводности для трехслойной плоской стенки

$$q = \frac{t_1 - t_4}{\frac{\delta_1}{\lambda_1} + \frac{\delta_2}{\lambda_2} + \frac{\delta_3}{\lambda_3}} = \frac{t_1 - t_4}{\sum_{i=1}^3 R_i}$$

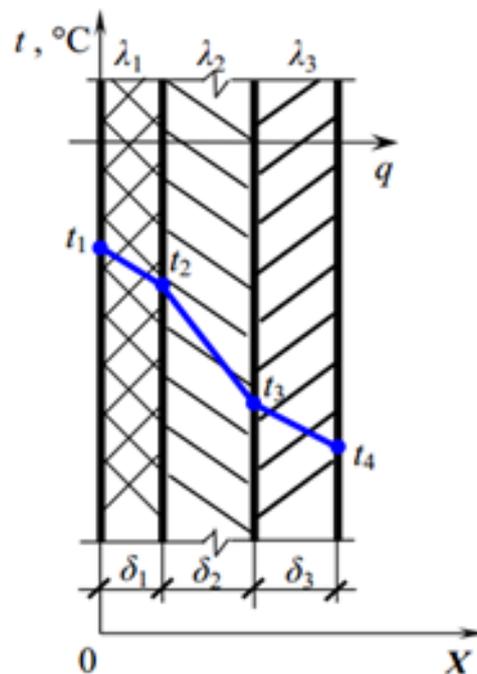


Рисунок 2 - Многослойная плоская стенка.

Тогда для  $n$ -слойной плоской стенки плотность теплового потока будет иметь вид

$q = \frac{t_1 - t_{n+1}}{\sum_{i=1}^n R_i}$ , где  $R_i$  - термическое сопротивление  $i$ -го слоя. Сопоставив полученную модель с

формулой расчета поверхностной плотности теплового потока через многослойную плоскую

стенку, представленной в методике  $q_F = \frac{t_e - t_n}{R_{вн} + R_{ст} + \sum_{i=1}^n R_{из} + R_n}$  убеждаемся в их

идентичности.

Рассмотрим модель теплопроводности через однослойную цилиндрическую стенку при изменении температуры в направлении радиуса трубы, считая при этом температуры на поверхности трубы  $t_1$  и  $t_2$  постоянными (рисунок 3).

Выделив внутри стенки тонкий кольцевой слой радиуса  $r$  и толщины  $dr$  и рассмотрев этот слой как плоскую стенку, запишем для него закон Фурье

$$Q = -\lambda \frac{dt}{dr} F = -\lambda \frac{dt}{dr} 2\pi r l.$$

В полученном дифференциальном уравнении  $Q = -\lambda \frac{dt}{dr} 2\pi r l$  разделим переменные  $-\frac{Q}{2\pi l \lambda} \cdot \frac{dr}{r} = dt$  и

проинтегрируем обе его части. Из решения уравнения  $\frac{Q}{2\pi l \lambda} \cdot \ln \frac{r_2}{r_1} = t_1 - t_2$  выразим  $Q = \frac{2\pi l \lambda (t_1 - t_2)}{\ln \frac{d_2}{d_1}}$ .

Заметим, что внутри цилиндрической стенки изменение температуры происходит по логарифмической кривой, а не по линейной как в случае плоской стенки.

Таким образом, линейная плотность теплового потока через однослойную цилиндрическую стенку задается формулой  $q = \frac{t_1 - t_2}{\frac{1}{2\pi l} \ln \frac{d_2}{d_1}}$  или  $q = \frac{t_1 - t_2}{R}$ , где

$R = \frac{1}{2\pi l} \ln \frac{d_2}{d_1}$  - линейное термическое сопротивление теплопроводности. В случае цилиндрической стенки ее термическое сопротивление определяется не только коэффициентом теплоотдачи, как для плоской стенки  $R = \frac{1}{\alpha}$ , но еще и диаметром стенки.

Предлагаемая в методике расчета толщины тепловой изоляции оборудования и трубопроводов формула для расчета линейной плотности теплового потока через однослойную цилиндрическую стенку имеет вид  $q_L = \frac{t_6 - t_H}{R_{\text{вн}}^L + R_{\text{ст}}^L + R_{\text{уз}}^L + R_{\text{н}}^L}$ . Эта формула идентична полученной нами модели с учетом факторов, воздействующих на стенку (изоляционный слой) изнутри и извне.

При рассмотрении стационарного режима теплопередачи через трехслойную цилиндрическую стенку, состоящую из трех слоев различных материалов (рисунок 4),

для каждого слоя можно записать значение теплового потока как для однослойной цилиндрической стенки

$$\begin{cases} Q = \frac{2\pi l \lambda_1 (t_1 - t_2)}{\ln \frac{d_2}{d_1}} \\ Q = \frac{2\pi l \lambda_2 (t_2 - t_3)}{\ln \frac{d_3}{d_2}} \\ Q = \frac{2\pi l \lambda_3 (t_3 - t_4)}{\ln \frac{d_4}{d_3}} \end{cases}$$

Решив полученную систему относительно температур, получим уравнение теплопроводности для трехслойной

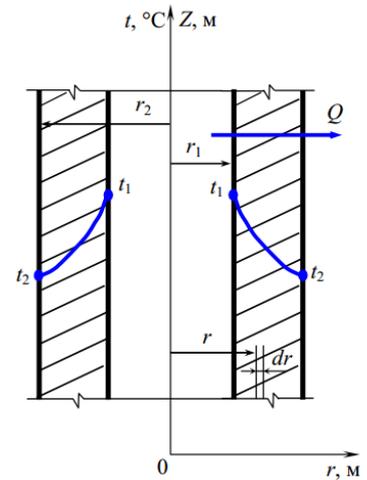


Рисунок 3 - Однослойная цилиндрическая стенка.

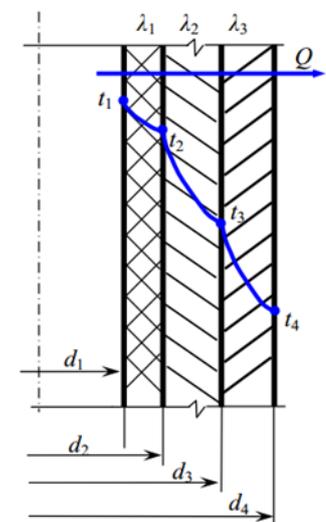


Рисунок 4 - Многослойная цилиндрическая стенка.

цилиндрической стенки  $Q = \frac{2\pi l(t_1 - t_4)}{\frac{1}{\lambda_1} \ln \frac{d_2}{d_1} + \frac{1}{\lambda_2} \ln \frac{d_3}{d_2} + \frac{1}{\lambda_3} \ln \frac{d_4}{d_3}}$ .

Тогда для  $n$  слоев  $Q = \frac{2\pi l(t_1 - t_{n+1})}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{\lambda_i} \ln \frac{d_{i+1}}{d_i}}$  и линейная плотность теплового потока будет выражаться

формулой  $q = \frac{t_1 - t_{n+1}}{\frac{1}{2\pi} \sum_{i=1}^n \frac{1}{\lambda_i} \ln \frac{d_{i+1}}{d_i}}$ , где  $\frac{1}{2\pi} \sum_{i=1}^n \frac{1}{\lambda_i} \ln \frac{d_{i+1}}{d_i}$  - полное линейное термическое

сопротивление теплопроводности многослойной цилиндрической стенки. Таким образом, мы получили модель, идентичную той, что представлена в методике для расчета линейной плотности теплового потока через многослойную цилиндрическую стенку

$$q_L = \frac{t_6 - t_H}{R_{\text{вн}}^L + R_{\text{см}}^L + \sum_{i=1}^n R_i^L + R_H^L}.$$

Для практических расчетов толщины теплоизоляционного слоя нефтепроводов диаметром два метра и более в методике расчета тепловой изоляции предлагается использовать формулу для вычисления поверхностной плотности теплового потока через плоскую стенку

$$q_F = \frac{t_6 - t_H}{R_{\text{вн}} + R_{\text{см}} + \sum_{i=1}^n R_{i\text{уз}} + R_H}$$
 с принятием ряда допущений. Так как сопротивление теплоотдаче

от внутренней среды к внутренней поверхности стенки изолируемой трубы  $R_{\text{вн}}$  для жидких сред является пренебрежимо малым в сравнении с термическим сопротивлением теплоизоляционного слоя, то в практических расчётах его можно не учитывать. Аналогично теплопроводность стенок изолируемого оборудования и трубопроводов изготовленных из металла в десятки раз превышает теплопроводность изоляции, поэтому термическим сопротивлением стенки  $R_{\text{см}}$ , также можно пренебречь, практически без снижения точности расчетов. С учетом данных допущений получаем формулы для практических расчетов:

- плотность теплового потока  $q = \frac{t_6 - t_H}{\sum_{i=1}^n R_{i\text{уз}} + R_H}$ ;

- толщина изоляционного слоя однослойной конструкции

$$R_{\text{уз}} = \frac{t_6 - t_H}{q} - R_H \rightarrow \delta_{\text{уз}} = \lambda_{\text{уз}} \left( \frac{t_6 - t_H}{q} - R_H \right).$$

Для нефтепроводов диаметром менее двух метров методикой рекомендуется использовать в практических расчетах формулы для цилиндрической стенки с учетом вышеизложенных допущений:

- линейная плотность теплового потока  $q = \frac{t_6 - t_H}{\sum_{i=1}^n R_{i\text{уз}}^L + R_H^L}$ ;

- толщина теплоизоляционного слоя

$$R_{\text{уз}}^L = \frac{t_6 - t_H}{q} - R_H^L \rightarrow \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{уз}}} \ln \frac{d_2}{d_1} = \frac{t_6 - t_H}{q} - R_H^L \rightarrow \frac{d_2}{d_1} = B \rightarrow \delta_{\text{уз}} = \frac{d_H^{\text{см}} (B - 1)}{2}.$$

Методика расчета теплоизоляции трубопроводов основана на формулах теплопередачи через плоскую и цилиндрическую стенки, адаптированных для конкретных условий применения, с учетом теплофизических свойств материалов, термических сопротивлений стенок труб, изоляционных материалов, температур теплоносителя и окружающей среды.

### **Библиографический список:**

1. Орлов М. Е. Теоретические основы теплотехники. Тепломассообмен : учебное пособие / М. Е. Орлов; Ульяновский гос. техн. ун-т. – Ульяновск: УлГТУ, 2013. – 204 с.
2. СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов (актуализированная редакция строительных норм и правил «СНиП 41-03-2003 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов»).
3. СП 41-103-2000 Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов.
4. ГОСТ Р 57385-2017 Строительство магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.

УДК 539

### **Расчет трубопровода по модели балки на упругом основании**

Малинин Г. В.<sup>1</sup>, Малинин В. В.<sup>2</sup>, Савич В. Л.<sup>3</sup>, Габова М. Н.<sup>3</sup>

*1 - Московский государственный технический университет им. Н.Э. Баумана, г. Москва, Россия*

*2 - ПАО «Туполев» г. Москва, Россия*

*3 - Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

**Постановка задачи.** Участок трубопровода представлен трубой, внешний диаметр которой  $D = 1420$  мм, длина  $L = 11$  м, толщина стенки  $h = 12$  мм. Рабочее давление  $p = 5,5$  МПа. Материал трубопровода – сталь 17 Г1С, модуль упругости  $E = 2 \cdot 10^5$  МПа. Необходимо выполнить расчет напряженно-деформированного состояния балки.

**Решение.** Расчетную схему трубы представим как балку на упругом основании с коэффициентом постели  $c = 300$ .

Расчет проведем методом начальных параметров с применением системы аналитических вычислений Maple 2017 и популярным численным методом – методом конечных элементов – в системе Mathcad 15.

#### **Расчет методом начальных параметров в системе Maple.**

Метод начальных параметров расчета нагруженных балок основан на методе решения задачи Коши для дифференциального уравнения – разложения решения в ряд Тейлора в окрестности точки начального условия. При ручном счете или при его реализации в традиционных системах программирования возникают значительные трудности при удержании достаточно большого числа членов ряда в решении. Реализация метода начальных параметров в системе Maple достаточно проста и не требует значительных усилий при программировании в разложении в ряды любых функций. Система Maple эффективна для построения аналитических алгоритмов решения задач, математическая модель которых описывается системой дифференциальных уравнений.

Для определения напряженно-деформированного состояния балки, лежащей на упругом основании и нагруженной распределенной нагрузкой  $q$ , используем дифференциальное уравнение 4-го порядка[1]:

$$EJ w^{IV} + c \cdot w = q, \quad (1)$$

где  $EJ$  – жесткость балки,

$E$  – модуль упругости,

$J$  – момент инерции поперечного сечения относительно оси, проходящей через ее центр тяжести,

$c$  – коэффициент постели упругого основания,

$q$  – распределенная по всей длине балки нагрузка постоянной интенсивности,

$w$  – прогиб балки.

Дифференциальное уравнение 4-го порядка можно представить в виде системы дифференциальных уравнений 1-го порядка:

$$\begin{cases} w'(x) = \theta(x), \\ \theta'(x) = \frac{M(x)}{E \cdot J}, \\ M'(x) = Q(x), \\ Q'(x) = q - c \cdot w(x), \end{cases} \quad (2)$$

которую можно представить в матричной форме:

$$W'(x) = A \cdot W(x) + B, \quad (3)$$

где  $W(x)$  и  $B$  – векторы столбцы размерностью  $(4 \times 1)$ , а  $A(x)$  – квадратная матрица размером  $(4 \times 4)$ .

$$W(x) = \begin{pmatrix} w(x) \\ \theta(x) \\ M(x) \\ Q(x) \end{pmatrix}, \quad A = \begin{pmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{EJ} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \\ -c & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}, \quad B = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ q \end{pmatrix}. \quad (4)$$

Все неизвестные системы дифференциальных уравнений (2), являющиеся компонентами вектора  $W(x)$ , имеют механический смысл:  $w(x)$  – прогиб балки,  $\theta(x)$  – угол поворота поперечного сечения,  $M(x)$  – изгибающий момент в сечении,  $Q(x)$  – поперечная сила.

Используем метод начальных параметров, изложенный в [2]. Разложим коэффициенты дифференциальных уравнений вместе с  $W(x)$  в ряды Маклорена:

$$A = \sum_{i=0}^{\infty} A_i x^i, \quad B = \sum_{i=0}^{\infty} B_i x^i \quad \text{и} \quad W(x) = \sum_{i=0}^{\infty} W_i x^i, \quad (5)$$

здесь  $A_i$  – числовые матрицы размерности  $(4 \times 4)$ , а  $B_i$  и  $W_i$  – числовые векторы размерности  $(4 \times 1)$ .

Компоненты матриц  $A_i$  и векторов  $B_i$  известны, тогда как значения компонентов векторов  $W_i$  – неизвестные, которые следует определить исходя из дифференциального уравнения задачи и удовлетворения граничным условиям.

Подставив в дифференциальное уравнение (3) разложения (5), получим равенство двух степенных рядов:

$$\sum_{j=0}^{\infty} (j+1) W_{j+1} x^j = \sum_{j=0}^{\infty} \left( \left( \sum_{k=1=j}^{\infty} A_k W_k \right) + B_j \right) x_j. \quad (6)$$

Приравнивая коэффициенты при одинаковых степенях переменной  $x$ , получим систему линейных уравнений относительно неизвестных коэффициентов в разложении решения  $W(x)$ :

$$W_1 = A_0 W_0 + B_0$$

$$2W_2 = A_1 W_0 + A_0 W_1 + B_1 \quad (7)$$

$$3W_3 = A_2 W_0 + A_1 W_1 + A_0 W_2 + B_2, \text{ и т.д.}$$

Из системы (7) путем последовательных подстановок в правые части уравнений выражений для векторов  $W_j$ , начиная с первого, можно выразить все неизвестные коэффициенты в разложении решения через вектор  $W_0$ . Искомое решение дифференциального уравнения представится в виде:

$$W(x) = W_0 \left( \sum_{j=1}^{\infty} W_j^* x^j \right) + \left( \sum_{j=1}^{\infty} B_j^* x^j \right), \quad (8)$$

где матрицы  $W_j^*$  и векторы  $B_j^*$  представляются выражениями, в которые входят неизвестные матрицы  $A_j$  и векторы  $B_j$ . Завершает решение задачи определение четырех компонент вектора  $W_0$  из системы четырех линейных уравнений, получающейся при удовлетворении полученного решения граничным условиям (по два на каждом торце балки).

Для определения нагрузки  $q$ , действующей на балку, выполним следующие расчеты:

$$A = 11000 \cdot 1420 = 1,562 \cdot 10^7 \text{ мм}^2; \quad F = p \cdot A = 5,5 \cdot 1,562 \cdot 10^7 = 8,591 \cdot 10^7 \text{ Н},$$

$$S = 2 \cdot (11000 + 1420) = 2,484 \cdot 10^4 \text{ мм}; \quad q = \frac{F}{S} = \frac{8,591 \cdot 10^7}{2,484 \cdot 10^4} = 3,5 \cdot 10^3 \text{ Н/мм},$$

здесь  $A$  – площадь прямоугольника, соответствующего трубе,  $F$  – сила, сосредоточенная в центре прямоугольника,  $S$  – периметр прямоугольника,  $q$  – распределенная нагрузка по длине балки. Для дальнейших расчетов необходимо определить следующие величины:

– средний диаметр трубы:  $D_{cp} = D - h = 1420 - 12 = 1408 \text{ мм};$

– осевой момент инерции трубы:  $J = \pi \cdot D_{cp}^3 \cdot h / 4 = 2,6307 \cdot 10^{10} \text{ мм}^4;$

– момент сопротивления кручению  $W_K = \pi \cdot D_{cp}^2 \cdot \frac{h}{2} = 3,7369 \cdot 10^7 \text{ мм}^3.$

Матрица  $A$  и вектор  $B$  примут вид:

$$A = \begin{pmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1,9 \cdot 10^{-16} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \\ -300 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}, \quad B = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 3500 \end{pmatrix}.$$

Число членов разложения в ряды примем  $n = 20$ . Условия закрепления – жесткая заделка по концам балки.

Результаты расчета, полученные с использованием системы Maple 2017, представлены на рисунках 1 и 2.

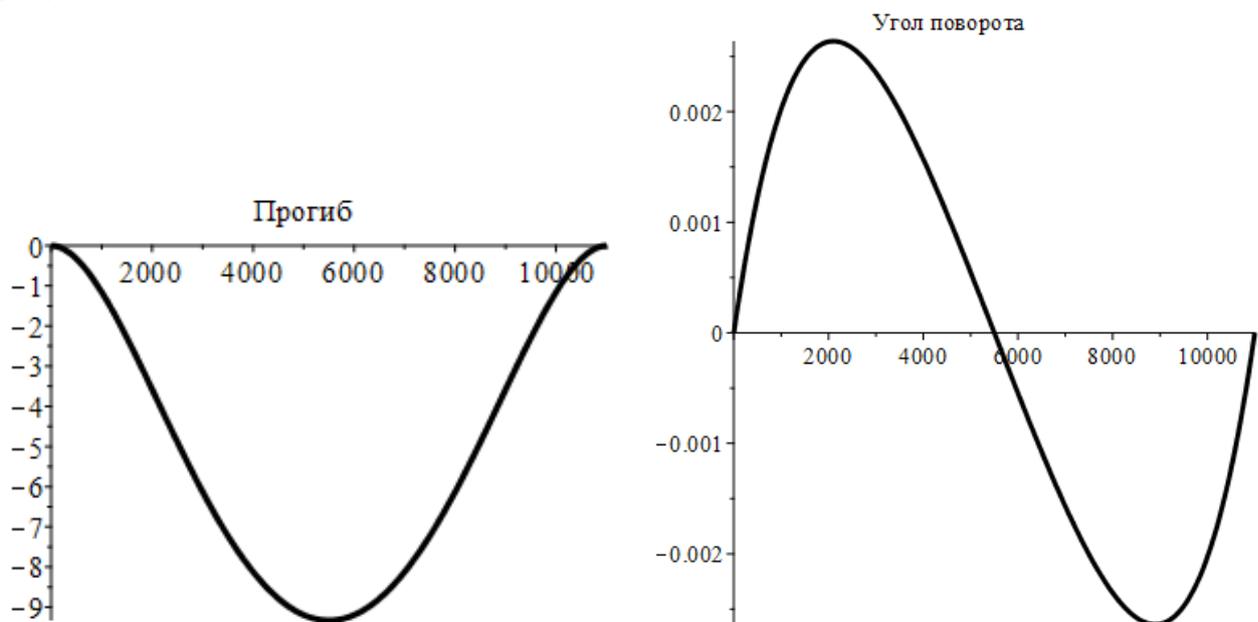


Рисунок 1 – Зависимость прогиба  $w$ , (мм) и угла поворота  $\theta$ , (рад) сечений вдоль оси балки.

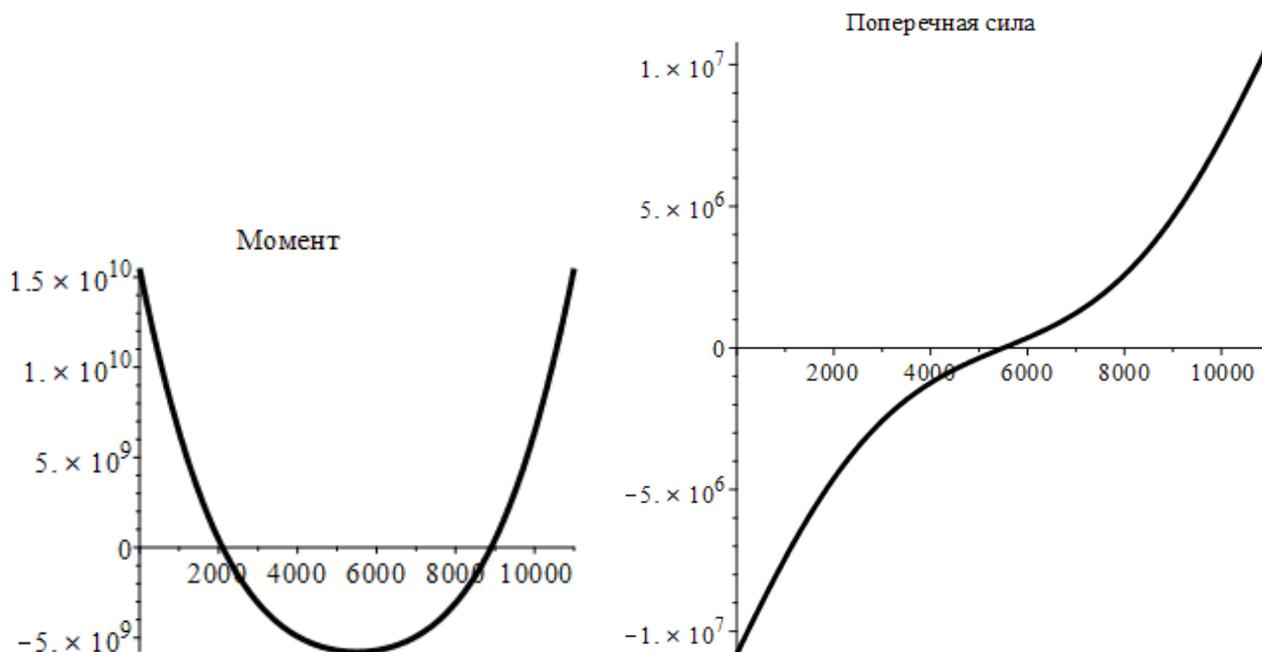


Рисунок 2 – Зависимость изгибающего момента  $M$ , (Н·мм) и поперечной сила  $Q$ , (Н) вдоль оси балки.

$$\text{Напряжение в центре балки } \sigma_c = \frac{|M_c|}{W_K} = \frac{5,788 \cdot 10^9}{3,7369 \cdot 10^7} = 155 \text{ МПа.}$$

$$\text{Напряжение на краях балки } \sigma_0 = \frac{|M_0|}{W_K} = \frac{15,483 \cdot 10^9}{3,7369 \cdot 10^7} = 414 \text{ МПа.}$$

**Расчет методом конечных элементов в системе Mathcad.**

Разобьем балку на два одинаковых конечных элемента длиной  $l = \frac{L}{2} = 5500$  мм, получим

сетку конечных элементов, содержащую два конечных элемента и 3 узла. Каждый узел имеет два обобщенных перемещения: прогиб и угол поворота, получим всего 6 перемещений, матрицу жесткости (6х6).

Матрицу жесткости обоих элементов в локальной системе координат определим по формуле [3]:

$$K = \begin{pmatrix} \frac{12EJ}{a^3} + \frac{13ca}{35} & \frac{6EJ}{a^2} + \frac{11ca^2}{210} & -\frac{12EJ}{a^3} + \frac{9ca}{70} & \frac{6EJ}{a^2} - \frac{13ca^2}{420} \\ \frac{6EJ}{a^2} + \frac{11ca^2}{210} & \frac{4EJ}{a} + \frac{ca^3}{105} & -\frac{6EJ}{a^2} + \frac{13ca^2}{420} & \frac{2EJ}{a} - \frac{ca^3}{140} \\ -\frac{12EJ}{a^3} + \frac{9ca}{70} & -\frac{6EJ}{a^2} + \frac{13ca^2}{420} & \frac{12EJ}{a^3} + \frac{13ca}{35} & -\frac{6EJ}{a^2} - \frac{11ca^2}{210} \\ \frac{6EJ}{a^2} - \frac{13ca^2}{420} & \frac{2EJ}{a} - \frac{ca^3}{140} & -\frac{6EJ}{a^2} - \frac{11ca^2}{210} & \frac{4EJ}{a} + \frac{ca^3}{105} \end{pmatrix}, \quad (9)$$

здесь  $a$  – длина элемента,  $c$  – коэффициент жесткости упругого основания.

Матрицы жесткости элементов 1 и 2 в глобальной системе координат (совпадает с локальной):

$$K^{(1)} = K^{(2)} = \begin{pmatrix} 0,992 & 1518,959 & -0,167 & 762,709 \\ 1518,959 & 4301898,304 & -762,709 & 1556752,724 \\ -0,167 & -762,709 & 0,992 & -1518,959 \\ 762,709 & 1556752,724 & -1518,959 & 4301898,304 \end{pmatrix} \cdot 10^6.$$

Векторы нагрузки  $R^{(1)}$  и  $R^{(2)}$  в глобальной системе координат для элементов 1 и 2 и суммарный вектор  $R$  примут вид:

$$R^{(1)} = \begin{pmatrix} -\frac{qa}{2} \\ \frac{qa^2}{12} \\ -\frac{qa}{2} \\ \frac{qa^2}{12} \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -9,625 \cdot 10^6 \\ -8,823 \cdot 10^9 \\ -9,625 \cdot 10^6 \\ 8,823 \cdot 10^9 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix}, \quad R^{(2)} = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ -\frac{qa}{2} \\ -\frac{qa^2}{12} \\ -\frac{qa}{2} \\ \frac{qa^2}{12} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ -9,625 \cdot 10^6 \\ -8,823 \cdot 10^9 \\ -9,625 \cdot 10^6 \\ 8,823 \cdot 10^9 \end{pmatrix}, \quad R = R^{(1)} + R^{(2)} = \begin{pmatrix} -9,625 \cdot 10^6 \\ -8,823 \cdot 10^9 \\ -1,925 \cdot 10^7 \\ 0 \\ -9,625 \cdot 10^6 \\ 8,823 \cdot 10^9 \end{pmatrix}.$$

Граничные условия:  $w_1 = w_2 = w_5 = w_6 = 0$ . Матрица жесткости и вектор нагрузки с учетом граничных условий примут вид:

$$[K^*] = \begin{pmatrix} 1,985 & 0 \\ 0 & 8,604 \cdot 10^6 \end{pmatrix} \cdot 10^6, \quad \{R^*\} = \begin{pmatrix} -1,925 \cdot 10^7 \\ 0 \end{pmatrix}$$

Основное уравнение метода конечных элементов:

$$[K^*] \cdot \begin{pmatrix} w_3 \\ w_4 \end{pmatrix} = \{R^*\}.$$

Решая полученную систему средствами Mathcad, найдем:

$w_3 = -9,698$  мм – прогиб в центре балки;  $w_4 = \theta_C = 0$  – угол поворота в центре балки, что подтверждает симметрию задачи.

Возвращаясь в локальную систему координат, найдем внутренние силовые факторы и напряжения в узлах элементов 1 и 2:

$$\begin{aligned} \{R^{(1)}\} &= [K^{(1)}] \cdot \{U^{(1)}\} - \{R_q^{(1)}\} = \\ &= \begin{pmatrix} 1,124 \cdot 10^7 \\ 1,622 \cdot 10^{10} \\ 4,584 \cdot 10^3 \\ 5,908 \cdot 10^9 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Q_1 \\ M_1 \\ Q_2 \\ M_2 \end{pmatrix}^{(1)} \quad \text{– внутренние силовые факторы для первого элемента;} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \{R^{(2)}\} &= [K^{(2)}] \cdot \{U^{(2)}\} - \{R_q^{(2)}\} = \\ &= \begin{pmatrix} 4,574 \cdot 10^3 \\ -5,908 \cdot 10^9 \\ 1,124 \cdot 10^7 \\ -1,622 \cdot 10^{10} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Q_1 \\ M_1 \\ Q_2 \\ M_2 \end{pmatrix}^{(2)} \quad \text{– внутренние силовые факторы для второго элемента;} \end{aligned}$$

$$\{R_q^{(1)}\} = \{R_q^{(2)}\} = \begin{pmatrix} \frac{1}{2} \\ \frac{a}{12} \\ \frac{1}{2} \\ -\frac{a}{12} \end{pmatrix} \cdot qa \quad \text{– вектор внеузловой нагрузки для первого и второго элементов;}$$

$$\{U^{(1)}\} = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ w_3 \\ w_4 \end{pmatrix}, \quad \{U^{(2)}\} = \begin{pmatrix} w_3 \\ w_4 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \text{ – векторы перемещений узлов первого и второго элементов.}$$

$$\text{Напряжение в центре балки } \sigma_c = \frac{|M_2^{(1)}|}{W_p} = \frac{5,908 \cdot 10^9}{3,7369 \cdot 10^7} = 158 \text{ МПа.}$$

$$\text{Напряжение на краях балки } \sigma_0 = \frac{|M_1^{(1)}|}{W_p} = \frac{1,622 \cdot 10^{10}}{3,7369 \cdot 10^7} = 434 \text{ МПа.}$$

Сравнение результатов расчета, полученных методом начальных параметров и методом конечных элементов, представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Сравнение результатов расчета.

Метод	Прогиб $w$ , мм		Поперечная сила $Q$ , Н		Изгибающий момент $M$ , Н·мм		Напряжения $\sigma$ , МПа	
	в центре	на краях	в центре	на краях	в центре	на краях	в центре	на краях
Начальных параметров	9,28	0	0	$1,05 \cdot 10^7$	$5,79 \cdot 10^9$	$15,48 \cdot 10^9$	155	414
Конечных элементов	9,70	0	0	$1,12 \cdot 10^7$	$5,91 \cdot 10^9$	$16,22 \cdot 10^9$	158	434

### Заключение.

Решена практическая задача расчета напряженно-деформированного состояния участка трубы магистрального трубопровода, используемого для перекачки нефтепродуктов, эксплуатируемого в районах крайнего севера.

Совпадение результатов расчета, полученных двумя методами, свидетельствует о правильности решения поставленной задачи, следовательно, данные методы можно использовать для решения актуальных проблем нефтегазового оборудования. Аналитические методы позволяют анализировать решение в зависимости от исходных данных задачи, а метод конечных элементов обладает простым и понятным алгоритмом. Системы компьютерной математики Maple и Mathcad снимают вычислительные трудности, а широкие графические возможности данных пакетов позволяют наглядно анализировать полученные результаты.

### Библиографический список:

1. Феодосьев В.И. Сопротивление материалов. – МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2021. – 542 с.
2. Постнов В.А. Численные методы расчета судовых конструкций. – Л.: Судостроение, 1977. – 280 с.
3. Самогин Ю.Н., Хроматов В.Е., Чирков В.П. Метод конечных элементов в задачах сопротивления материалов. Под ред. В.П. Чиркова. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2012. – 200 с.
3. [www.mathcad.com](http://www.mathcad.com)
4. [www.maplesoft.com](http://www.maplesoft.com)

**Система автоматического определения состава балласта нефти**

Русакова Е. С., Бабакулов А. А.

*Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия*

Мир развивается, появляются новые технологии, приборы и системы измерений. Однако до сих пор архитектура преобладающего количества вновь проектируемых узлов учета базируются на устаревших принципах, которые были созданы еще в 1970 годы.

На данный момент для транспортировки нефти и нефтепродуктов используется система измерения качества и количества нефти (СИКН). Что касается конструкции СИКН, он состоит из блока рабочих измерительных линий (БИЛ-1), блока резервных измерительных линий (БИЛ-2), блока измерений показателей качества нефти (БИК), блока трубопоршневой поверочной установки (ТПУ), системы сбора и обработки информации (СОИ) и узла подключения передвижной поверочной установки. Системы измерений количества и качества нефти (СИКН) предназначены для:

- автоматического оперативного измерения массы (объема) нефти;
- контроля метрологических характеристик средств измерений; передачи информации на АРМ оператора;
- определения ее качественных характеристик (плотность, влагосодержание, давление, температура)
- отбора пробы нефти;
- поверки преобразователя расхода на месте эксплуатации без нарушения режима нефтепровода.

СИКН также обладает технологической инфраструктурой и оборудованием, которые предотвращают возможные потери и утечки нефти. БИЛ-1 включает две рабочие измерительные линии, в то время как БИЛ-2 имеет одну резервную измерительную линию.

Применяемая в данный момент система измерений количественных и качественных показателей нефти (СИКН) включает в себя блок измерения качества (БИК), который позволяет автоматически отбирать пробы и измерять параметры, такие как плотность, вязкость, температура, содержание воды и содержание серы. Однако для составления товарно-транспортной накладной необходимо также знать массу балласта и массу нетто нефти [1]. Это указано в ГОСТ Р 51858 «Нефть. Общие технические условия», в ГОСТе указано 12 основных показателей качества, которые необходимы для составления товаротранспортной накладной, определения балласта и расчета массы нетто. Эти показатели включают плотность, температуру, массовую долю воды, механических примесей, хлористых солей, серы и других веществ. Целью данной работы является определение балласта в нефти на потоке, для этого были изучены различные ГОСТы и стандарты, одним из которых является ASTM D 4007-2016 для определения содержания воды и осадка в сырой нефти с помощью центрифуги. В данном стандарте указывается, что путем центрифугирования возможно выделить весь балласт (доля вода, механические примеси и хлористые соли) разом, что позволит определить массу балласта и массу нетто, однако ГОСТ Р 51858 «Нефть. Общие технические условия» утверждает, что необходимо знать массовую долю каждого компонента.

Мы предлагаем дополнить блок измерения качества системой приборов для автоматического определения воды, хлористых солей, механических примесей и асфальтенов, если таковые имеются, для определения массы балласта и массу нетто нефти [4].

Алгоритм работы данного прибора можно разделить на 5 этапов:

- 1 этап: Отделение воды и хлористых солей от нефти с использованием физико-химических методов;
- 2 этап: Определение массы воды (содержащей, в том числе, хлористые соли);
- 3 этап: Определение массы хлористых солей;
- 4 этап: Отделение механических примесей от асфальтенов с использованием физико-химических методов;

5 этап: Определение массы механических примесей и асфальтенов.[5,6]

Существует несколько типов центрифуг уже используемых в нефтяной промышленности: декантер, трикантер и гидроциклон. Декантерные центрифуги используются для разделения суспензии с высоким содержанием твердых частиц. Декантеры работают непрерывно, что делает их максимально эффективными. Под действием силы тяжести твердые частицы, более тяжелые чем жидкость, оседают на дно емкости, образуя осадочный слой. Под воздействием центробежной силы в центрифуге происходит разделение твердой и жидкой фазы, а также более твердые частицы, которые тяжелее жидкости, перемещаются к стенке вращающегося барабана. Эти частицы образуют слой осадка на его внутренней поверхности. Модульная конструкция позволяет использовать декантеры в различных отраслях промышленности по всему миру. Центрифуги оптимально адаптируются для любых технологических процессов. Для получения оптимальных результатов центрифуга должна проектироваться специальным образом и настраиваться на решение соответствующей задачи. На начальной стадии разработки рассматривался декантер, однако у деканторной центрифуги есть ряд недостатков:

1. В процессе механического разделения суспензий декантерной центрифугой на твердую и жидкие фазы возникают большие нагрузки, которые могут вызвать абразивное истирание и деформацию.

2. Проблема в разделении легких частиц центрифуги. Когда твердые тела имеют удельный вес, близкий к удельному весу жидкостей, декантометр не может их разделить.

3. Декантерная центрифуга приводится в движение мощным двигателем. Такие приводные двигатели требуют высокого рабочего тока.

4. Шум и вибрация.

Улучшенной версией декантера является трикантер. Трикантер, в отличие от декантера, способен разделять смесь на три фазы (две жидкие фазы и одну твердую). Однако для этого необходимо чтобы выполнялись условия: жидкие фазы не должны смешиваться, а твердая фаза должна быть самой твердой из всех. Под действием центробежной силы твердое вещество скапливается на внутренней поверхности барабана. Шнек, который используют для транспортировки, вращается со скоростью, отличной от скорости вращения барабана, и продвигает осажденную твердую фазу по направлению к конической части. Основным же отличием от декантера является отдельный отвод двух жидкостей: тяжелая жидкая фаза отводится под давлением через регулируемый импеллер. Еще одним преимуществом является то, что трикантер на данный момент уже используется в нефтяной отрасли в переработке нефтешламов.

Таким образом, на первой стадии создания системы автоматического определения состава балласта нефти (САОСБН) мы приняли решение выбрать трехфазную центрифугу, которая позволяет разделить исходный материал на три фазы: твердую и две жидкие разных плотностей. После разделения смеси нефть-вода-механические примеси, используя физико-химические методы, можно определить массу составных частей. Таким образом, разрабатываемая система приборов позволит автоматически определять массу воды, хлористых солей, механических примесей и асфальтенов сразу на потоке (рис 1).

Исходя из проведенного анализа результатов поиска, пришли к выводу, что для автоматического определения массы нетто требуется добавить в блок измерения качества (БИК) трикантер, поточные анализаторы содержания хлористых солей и массомеры в состав системы измерений количества и качества нефти. Однако, в ходе научных изысканий было выяснено, что основным документом нефтяной отрасли [2] не установлено положение асфальтенов: определение их содержания не входит в перечень показателей качества нефти и в то же время они не отнесены к показателям балласта. Это привело, в свою очередь, к ряду усложнений в разработке САОСБН.

Асфальтены - твердые, хрупкие, неплавкие, наиболее высокомолекулярные вещества из всех выделенных компонентов нефти. Они являются ценным сырьем: на примере крупнейшего Ромашкинского месторождения Волго-уральской провинции в асфальтенах концентрируется от всего 58,5% ванадия и 54% всего никеля [7].

Проблема разделение смеси нефть-вода-механические примеси является актуальной. Внедрение САОСБН может стать решением данной проблемы.

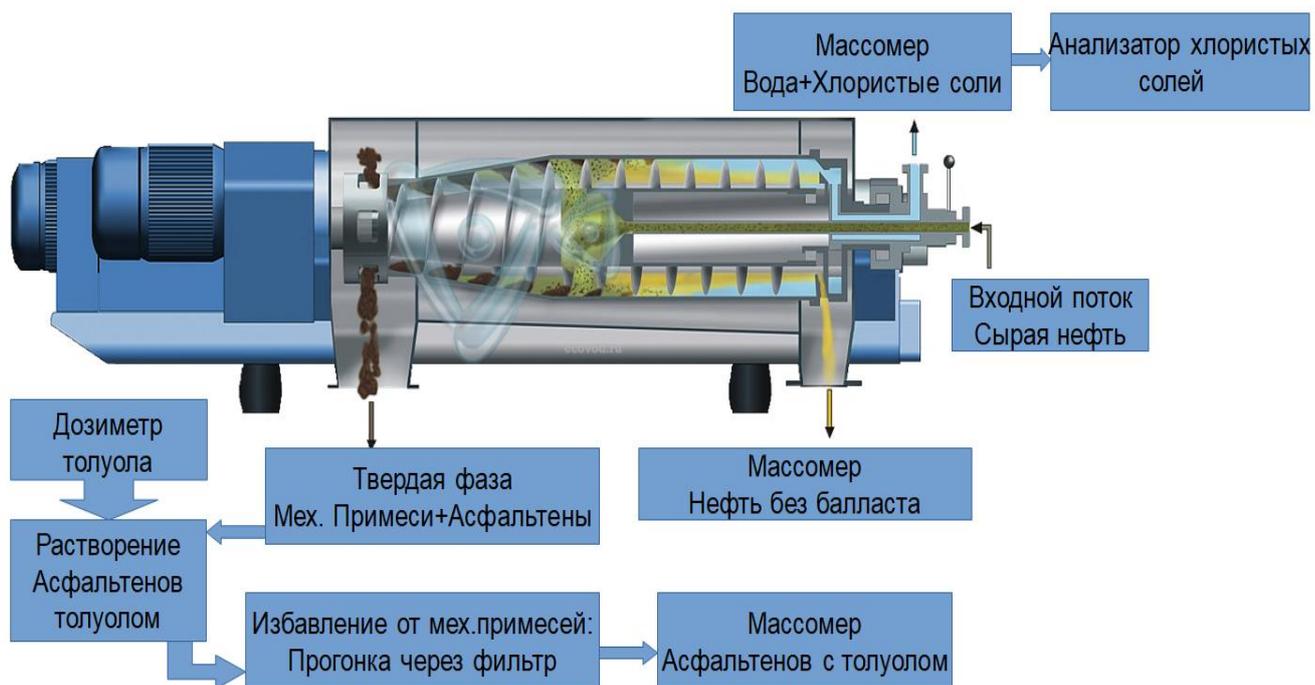


Рисунок 1 - Блок-схема САОСБН на основе трёхфазной центрифуги (трикантера).

#### Библиографический список:

1. Ханов Н.И., Фатхутдинов А.Ш., Слепян М.А., Золотухин Б.А., Фатхутдинов Т.А., Коловертнов Г.Ю. Измерения количества и качества нефти и нефтепродуктов при сборе, транспортировке, переработке и коммерческом учете.- СПб.: Изд-во СПбУЭФ, 2000. - 270 с. - Текст: непосредственный
2. ГОСТ Р 51858 «Нефть. Общие технические условия». Текст: непосредственный
3. СТ РК ASTM D 4007-2016 «Стандартный метод определения содержания воды и осадка в сырой нефти методом центрифугирования (лабораторная процедура)» . - Текст: непосредственный
4. Власов В.Г. Физико-химические свойства нефтей, нефтяных фракций и товарных нефтепродуктов: СамГТУ, Самара 2005. - Текст: непосредственный
5. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов.– М.: «Инфра-Инженерия», 2006. – 928 с. Текст: непосредственный
6. Лабанов, П.В. Автоматические анализаторы показателей качества нефти и нефтепродуктов в процессе транспортирования / П. В. Лабанов // Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс: Сборник научных трудов XIV Международного научно-технического конгресса студенческого отделения общества инженеров-нефтяников - Society of Petroleum Engineers (SPE), Тюмень, 31 марта – 02 2021 года. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2022. – С. 53-56. Текст: непосредственный
7. Г. А. Галимова, СОСТАВ, СВОЙСТВА, СТРУКТУРА И ФРАКЦИИ АСФАЛЬТЕНОВ НЕФТЯНЫХ ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ/ Г. А. Галимова, Т. Н. Юсупова, Д. А. Ибрагимова, И. Р. Якупов // Вестник технологического университета. - 2015. - №20. С. 60-64. [Электронный ресурс] <https://cyberleninka.ru/article/n/sostav-svoystva-struktura-i-fraktsii-asfaltenov-neftyanyh-dispersnyh-sistem> (дата обращения 15.09.23).

## Пути расширения энергетического сотрудничества между Российской Федерацией и Пакистаном по вопросам российской тяжелой нефти, других видов сырой нефти и нефтепереработки

Хан К.<sup>1</sup>, Борисова О. В.<sup>2</sup>, Яворская Е. Е.<sup>2</sup>

*1 – Пакнефтегаз, г. Исламабад, Пакистан*

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

**Аннотация.** В данной статье предложен экономически эффективный маршрут транспортировки тяжелой сырой нефти или других видов российской сырой нефти через страны Центральной Азии в Пакистан и перспективы ее переработки в Пакистане. Кроме того, Пакистан, имеющий значительный внешний долг, приобретает возможность таким образом обеспечить свою энергетическую и экономическую безопасность посредством непрерывных поставок тяжелой сырой нефти или других видов российской сырой нефти по более низким ценам.

**Ключевые слова:** российская тяжелая нефть, маршрут трубопроводного транспорта, нефтеперерабатывающий завод, экспорт, энергетическая безопасность

Российская Федерация всегда играла жизненно важную роль в развитии энергетической инфраструктуры Европейского Союза [1]. Экспорт сырой нефти из Российской Федерации в Европейский Союз значительно снизился в последнее время из-за запрета на экспорт нефти, а также стратегии Европейского Союза по производству экологически безопасного водорода и плана Европейской комиссии по отказу от потребления российского ископаемого топлива. Однако, водородное топливо — очень дорогое по сравнению с традиционным топливом, что делает эти санкции практически неэффективными, поскольку ряд стран-реэкспортеров (Китай, Индия, Турция, Объединенные Арабские Эмираты и Сингапур) «отмывают» российскую сырую нефть и продают нефтепродукты в Евросоюз. Экономическая безопасность Российской Федерации требует освоения новых рынков сырой нефти.

Ежегодно Пакистан способен перерабатывать 20 миллионов тонн сырой нефти или 450 000 баррелей в день [3]. В секторе переработки сырой нефти Пакистана работают пять нефтеперерабатывающих заводов: Attock Refinery Limited, Senergyico Pk Limited, Pakistan Refinery Limited, Pak-Arab Refinery Limited и National Refinery Limited.

Пакистан является пятой по численности населения страной в мире с населением 229,22 миллиона человек. Потребности Пакистана в энергии растут с каждым годом. Страна является импортером сырой нефти и нефтепродуктов. Только с июля 2021 г. по апрель 2022 г. правительство Пакистана импортировало нефть на сумму 17,03 миллиарда долларов [4].

Импорт российской сырой нефти может стать экономически весьма эффективным источником энергетической безопасности Пакистана. Диверсификация источников сырой нефти важна для любой страны, и Пакистан не является исключением.

Как правило, применяются следующие способы транспортировки сырой нефти: (i) железнодорожные вагоны-цистерны, (ii) автомобильные цистерны для перевозки нефти, (iii) танкеры для перевозки сырой нефти по морю, (iv) трубопроводный транспорт. В большинстве случаев трубопроводный транспорт – это наиболее дешевое и безопасное решение.

Российская Федерация связана с Узбекистаном железнодорожной сетью. В июле 2023 года Пакистан, Афганистан и Узбекистан подписали соглашение о строительстве железнодорожной линии для обеспечения регионального сообщения [5]. После завершения этого проекта транспортировка российской нефти может достичь пакистанского рынка.

Для того, чтобы обеспечить постоянные бесперебойные поставки российской тяжелой нефти и других видов нефти, мы предлагаем два варианта долгосрочных решений:

### **1. Трубопроводный транспорт**

Для бесперебойной транспортировки различных видов сырой нефти (включая тяжелую нефть) из Российской Федерации в Пакистан можно выбрать один из двух предложенных маршрутов нефтепровода большого диаметра:

- трубопровод для транспортировки сырой нефти через российскую часть акватории Каспийского моря, Туркменистан, Афганистан и Пакистан  
или

- трубопровод для транспортировки сырой нефти из России через Казахстан, Узбекистан, Афганистан, Пакистан.

Это решение является экономически эффективным, и обеспечивает бесперебойную поставку нефти. На втором этапе страны СААРК (Южноазиатской ассоциации регионального сотрудничества) также смогут присоединиться к нефтепроводу. Правительство России и российские инвесторы могут осуществить проект по модели ВОО («Строй-владей-эксплуатируй») для создания трубопроводной инфраструктуры.

## **2. Новый завод по переработке сырой нефти в Пакистане**

Если Российская Федерация будет поставлять различные виды сырой нефти (включая тяжелую нефть) по международным морским путям или построит нефтепровод, то в обоих случаях потребуется, чтобы нефтеперерабатывающие заводы были способны перерабатывать российскую сырую нефть. Политика нефтепереработки Пакистана в 2023 году подразумевает переход на топливо стандарта Евро-5. В то же время все пять нефтеперерабатывающих заводов в Пакистане необходимо модернизировать для производства топлива данного стандарта или стандарта Евро-6. Помимо этого, переработка российской сырой нефти (включая тяжелую нефть) требует наличия соответствующего современного оборудования, которого у пакистанских нефтеперерабатывающих заводов нет. Тяжелая нефть обычно дешевле эталонной, но требует больше затрат на переработку. «Роснефть», «Лукойл», «Газпром», «Татнефть», «Транснефть», «Сургутнефтегаз», «Новатэк» и другие российские компании имеют долгосрочные бизнес-возможности для инвестирования в нефтеперерабатывающий сектор Пакистана и производства экологически чистого топлива стандарта Евро-6 и других нефтепродуктов.

### **Состояние на текущий момент (экономическая неэффективность и перебои в поставках нефти)**

Судам из российских портов требуется гораздо больше времени в пути по сравнению с ближневосточными нефтяными странами. Другими словами, стоимость доставки из РФ увеличивается. Чтобы сохранить способность конкурировать с нефтедобывающими странами Ближнего Востока, Российской Федерации придется снизить стоимость барреля нефти для потребителей Пакистана. В июне 2023 года порт Карачи в Пакистане принял партию в 100 000 тонн российской сырой нефти сорта Urals [6], которая является тяжелой нефтью. Эта сделка является знаковой в энергетическом сотрудничестве между правительствами России и Пакистана.

### **Библиографический список:**

1. Пленарное заседание VI Международного форума «Российская энергетическая неделя – 2023»: website. – URL: <https://www.youtube.com/watch?v=pCwRrt0t00Q> (дата обращения: 16.10.2023)
2. Ministry of Energy (Petroleum Division): website. – URL: <https://petroleum.gov.pk/SiteImage/Downloads/Brownfield%20Refinery%20Policy-2023.pdf> (дата обращения: 10.10.2023)
3. Government of Pakistan Finance Division: website. – URL: [https://www.finance.gov.pk/survey/chapter\\_22/PES14-ENERGY.pdf](https://www.finance.gov.pk/survey/chapter_22/PES14-ENERGY.pdf)
4. International Railway Journal: website – URL: <https://www.railjournal.com/infrastructure/uzbekistan-afghanistan-and-pakistan-agree-to-build-uap-railway/> (дата обращения: 10.10.2023)
5. Dawn: website. – URL: <https://www.dawn.com/news/1762147> (дата обращения: 10.10.2023)

## Оценка прочности трубы с дефектом потери металла посредством численного компьютерного моделирования

Игнатик А. А.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

### Введение

Рассмотрим дефекты потери металла коррозионного происхождения, находящиеся на наружной поверхности трубопровода. Эти дефекты характеризуются длиной, шириной и глубиной, которые определяются в ходе диагностических работ. В них наблюдается концентрация механических напряжений, поэтому здесь возможен переход в предельное состояние, недопустимое при эксплуатации, а также разрушение.

Имеется большое число научных работ, посвящённых влиянию коррозионных дефектов потери металла на работоспособное состояние трубопроводов [1–3]. Однако не раскрыта проблема определения напряжений в дефекте потери металла путём компьютерного моделирования, когда материал трубы работает в упругопластической стадии деформирования. А ведь именно напряжения характеризуют конструктивную прочность объекта. Кроме того, концентрация напряжений в дефектной области может являться причиной работы материала не в упругой стадии, а упругопластической.

Посредством компьютерного моделирования в программном комплексе Ansys выполнена оценка напряжённого состояния и прочности трубы с дефектом потери металла. Рассмотрены повреждения различной глубины. Учитывается упругопластическое деформирование материала в дефектной зоне. Оценка напряжённого состояния осуществляется при анализе поля интенсивности напряжений. А оценка прочности производится с помощью таких количественных показателей, как разрушающее и предельное давление.

### Методика численного компьютерного моделирования

Выполним компьютерное моделирование трубы с дефектом потери металла в программном комплексе Ansys. Рассмотрим исходные данные. Объект исследований – это труба со следующими геометрическими параметрами: длина 3 м, наружный диаметр 820 мм, толщина стенки 10 мм. В середине трубы в районе её верхней образующей расположен дефект потери металла с размерами: длина 100 мм, ширина 100 мм, глубина – переменная величина. Для упрощения геометрического компьютерного моделирования продольный профиль дефекта представляет собой прямоугольник. В этом случае переход к дефектной зоне является резким, но область в пределах границ повреждения при прочностном анализе учитываться не будет.

На трубу действует только один силовой фактор. Это внутреннее давление, его величина изменяется в численных экспериментах. Оба торца трубы крепятся жёсткой опорой (команда Fixed Support). Предварительное моделирование показало, что удовлетворительны следующие размеры сетки конечных элементов (параметр Element Size): в бездефектной зоне 50 мм, в дефекте потери металла 3 мм. Марка стали 17Г1С. Её основные механические характеристики: предел текучести  $\sigma_y = 366$  МПа, предел прочности  $\sigma_u = 578$  МПа, модуль Юнга  $E = 206000$  МПа, коэффициент Пуассона  $\mu = 0,3$ .

Результатом, выводимым на экране компьютера, является поле интенсивности напряжений  $\sigma_i$ . В программе Ansys эта величина называется Equivalent von-Mises Stress (эквивалентное напряжение по Мизесу; также её называют эквивалентное напряжение по энергетической теории прочности).

В дальнейшем будет использоваться величина интенсивности деформаций  $\varepsilon_i$ . Заметим, что интенсивность деформаций  $\varepsilon_i$  равна сумме упругой и пластической составляющей интенсивности деформаций [4]:

$$\varepsilon_i = \varepsilon_{ie} + \varepsilon_{ipl}, \quad (1)$$

где  $\varepsilon_i e$  и  $\varepsilon_i pl$  – упругая и пластическая составляющая интенсивности деформаций соответственно, безразмерные величины.

По умолчанию в Ansys расчёты напряжений выполняются в упругой постановке задачи вне зависимости от исходных данных. Материал работает упругопластически, если интенсивность напряжений больше или равна пределу текучести  $\sigma_i \geq \sigma_y$ . Упругая стадия наблюдается при  $\sigma_i < \sigma_y$ . В упругопластической стадии деформирования простые соотношения закона упругости Гука несправедливы. Для корректного моделирования при упругопластическом деформировании, когда  $\sigma_i \geq \sigma_y$ , требуется выбрать одну из моделей пластичности, предлагаемую в программе Ansys. Выберем модель «Plasticity» – «Multilinear Isotropic Hardening». Далее следует вручную ввести в ячейки программы соответствующие друг другу значения напряжений и деформаций при упругопластической стадии работы материала трубы (табл.). С учётом используемой нами терминологии на табл. представлена связь между пластической составляющей интенсивности деформаций  $\varepsilon_i pl$  (безразмерная величина) и интенсивностью напряжений  $\sigma_i$  (в МПа).

Таблица 1 - Модель «Plasticity» – «Multilinear Isotropic Hardening». Взаимосвязь между пластической составляющей интенсивности деформаций (Plastic Strain) и интенсивностью напряжений (Stress) в табличном виде при упругопластическом деформировании.

№ п/п	Пластическая составляющая интенсивности напряжений	Интенсивность напряжений, МПа
1	0	366
2	0,000132	370
3	0,000507	380
4	0,000952	390
5	0,001478	400
6	0,002099	410
7	0,002828	420
8	0,003681	430
9	0,004674	440
10	0,005827	450
11	0,007162	460
12	0,008702	470
13	0,010473	480
14	0,012504	490
15	0,014826	500
16	0,017475	510
17	0,020489	520
18	0,023909	530
19	0,027780	540
20	0,032152	550
21	0,037080	560
22	0,042622	570
23	0,047540	578

Согласно утверждению деформационной теории пластичности, между интенсивностью деформаций  $\varepsilon_i$  и интенсивностью напряжений  $\sigma_i$  существует зависимость  $\sigma_i = f(\varepsilon_i)$ , которая называется обобщённой кривой деформирования [4]. Она строится в Ansys по данным табл. и имеет вид, изображённый на рис. 1. Только вместо «полной» интенсивности деформаций  $\varepsilon_i$  по горизонтальной оси отложена её пластическая составляющая  $\varepsilon_i pl$ .

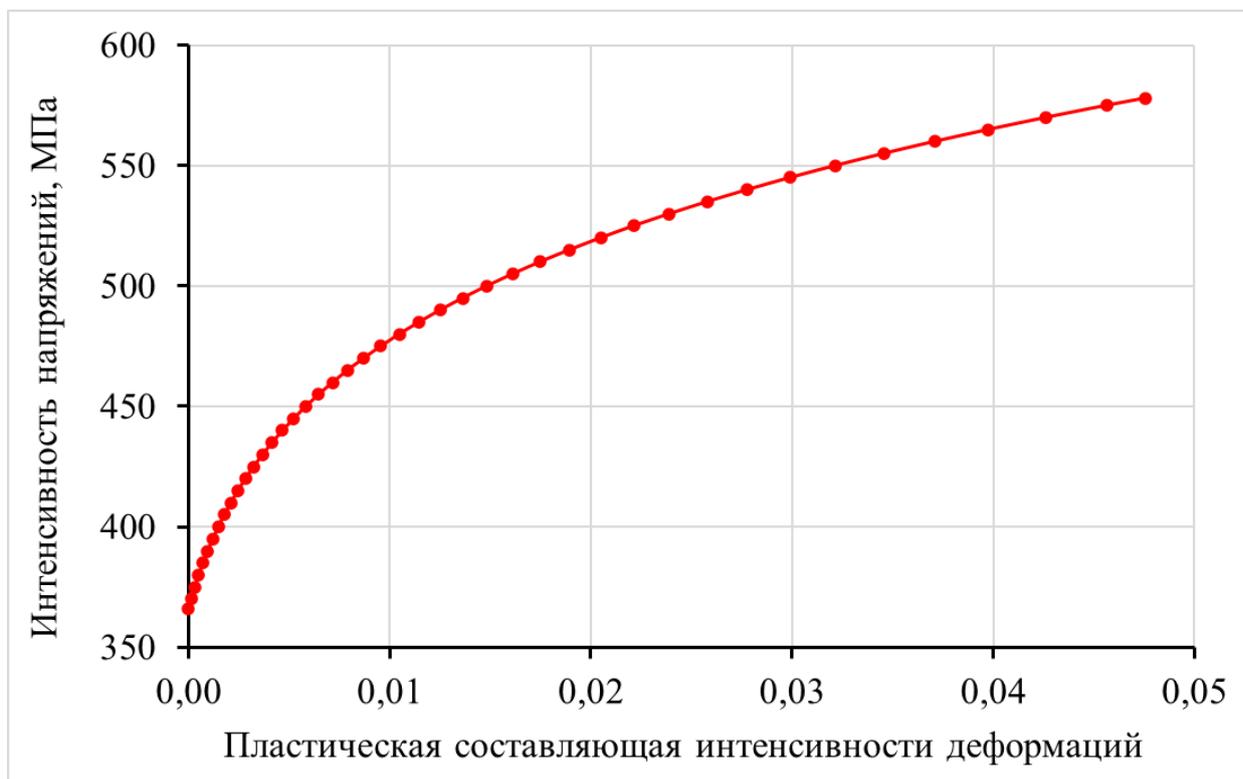


Рисунок 1 - Кривая деформирования, построенная по численным данным из табл., в координатах «пластическая составляющая интенсивности деформаций (Plastic Strain) – интенсивность напряжений (Stress)».

Обратим внимание, что нижняя (первая) точка графика на рис. 1 имеет координаты  $\varepsilon_{i\ pl} = 0$ ;  $\sigma_i = \sigma_y = 366$  МПа. Это говорит о том, что когда интенсивность напряжений равна пределу текучести  $\sigma_i = \sigma_y$ , то пластическая составляющая интенсивности деформаций равна нулю; а упругая составляющая интенсивности деформаций достигает своего максимального значения, обозначим эту величину  $\varepsilon_y$  и назовём деформацией, соответствующей пределу текучести. Она вычисляется по формуле

$$\varepsilon_y = \frac{\sigma_y}{3G}, \quad (2)$$

где  $G$  – модуль сдвига материала, МПа, для стали  $G = 79231$  МПа.

С учётом  $\sigma_y = 366$  МПа и  $G = 79231$  МПа по формуле (2) получим  $\varepsilon_y = 0,001540$ .

Если материал не достиг состояния, соответствующего пределу текучести, то интенсивность деформаций состоит только из упругой составляющей, которую можно определить по формуле закона Гука, а именно:

$$\varepsilon_{i\ e} = \frac{\sigma_i}{E}. \quad (3)$$

Верхняя (последняя) точка кривой деформирования (рис. 1) имеет координаты  $\varepsilon_{i\ pl} = 0,04754$ ;  $\sigma_i = \sigma_u = 578$  МПа, она соответствует моменту достижения предела прочности. Далее происходит разрушение.

Теперь покажем, как определены численные значения интенсивности деформации  $\varepsilon_i$ , а также её пластической составляющей  $\varepsilon_{i\ pl}$  и интенсивности напряжений  $\sigma_i$  диаграммы деформирования на рис. 1.

В упругопластической стадии взаимосвязь между интенсивностью деформаций  $\varepsilon_i$ , включающей упругую и пластическую составляющую, и интенсивностью напряжений  $\sigma_i$  принята в виде степенной функции

$$\varepsilon_i = \varepsilon_y m \sqrt{\frac{\sigma_i}{\sigma_y}}, \quad (4)$$

где  $m$  – коэффициент деформационного упрочнения, безразмерная величина.

Величина коэффициента  $m$  отличается для различных марок стали. Для стали 17Г1С  $m = 0,132$ .

С помощью выражения (4) можно построить обобщённую кривую деформирования. Пластическая составляющая интенсивности деформаций определяется по формуле

$$\varepsilon_{i pl} = \varepsilon_i - \varepsilon_y. \quad (5)$$

Задаются значения интенсивности напряжений  $\sigma_i$  в диапазоне от предела текучести 366 МПа до предела прочности 578 МПа с шагом, например, 10 МПа, как в табл., кроме первого и заключительного шага. Для каждой интенсивности напряжений  $\sigma_i$  вычисляется интенсивность деформаций  $\varepsilon_i$  по формуле (4) с учётом того, что  $\sigma_y = 366$  МПа,  $\varepsilon_y = 0,001540$ ,  $m = 0,132$ . Затем из полученной интенсивности деформаций вычитается упругая составляющая интенсивности деформаций  $\varepsilon_y$  в соответствии с формулой (5). Последнее полученное значение вносится в ячейку табл. в столбец «Пластическая составляющая интенсивности напряжений» (Plastic Strain).

Теперь вычисления в Ansys при упругопластическом деформировании будут корректными. Для оценки напряжённого состояния и прочности трубы с дефектом задаём вывод на экран компьютера поля интенсивности напряжений (эквивалентных напряжений по Мизесу). Численное значение интенсивности напряжений определяем в геометрическом центре дефекта. Благодаря этому значению судим об уровне напряжений и прочности конструкции. Остальные области трубы в наших исследованиях не учитываются.

Пример поля интенсивности напряжений и значение  $\sigma_i$  в геометрическом центре дефекта потери металла представлены на рис. 2.

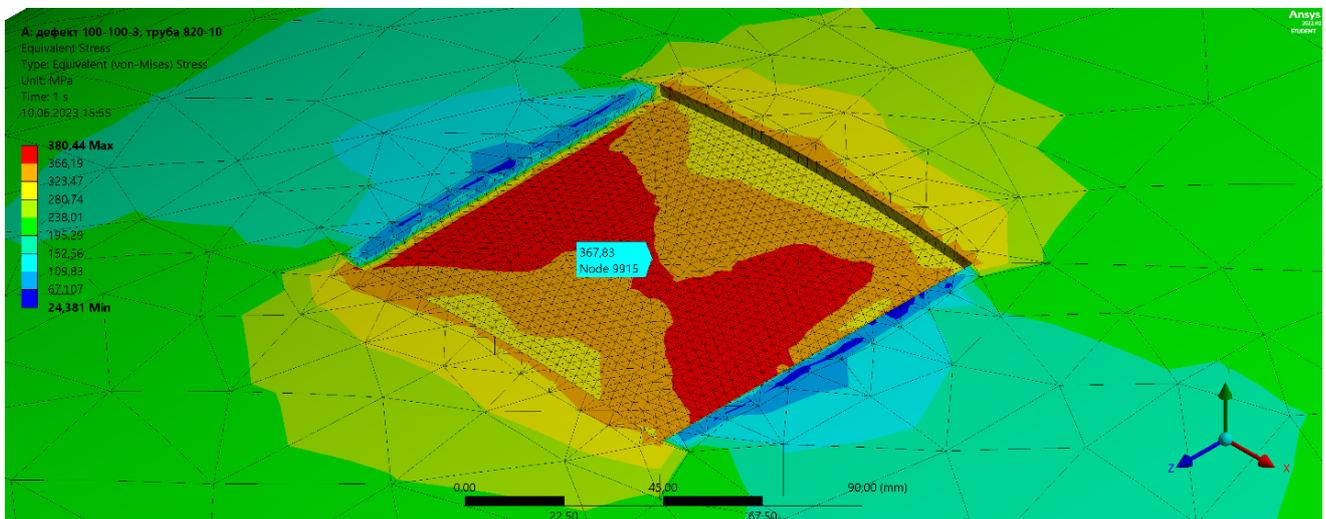


Рисунок 2 - Поле интенсивности напряжений (эквивалентных напряжений по Мизесу) в зоне дефекта потери металла трубы и значение напряжений в геометрическом центре дефекта  $\sigma_i = 367,83$  МПа. Размеры дефекта: длина 100 мм, ширина 100 мм, глубина 3 мм. Давление 6 МПа.

### Результаты численных компьютерных экспериментов

Проведены численные компьютерные эксперименты по определению интенсивности напряжений в зоне дефекта потери металла с глубиной 3 мм. Получили график зависимости интенсивности напряжений  $\sigma_i$  от внутреннего давления  $p$  (рис. 3); шаг изменения давления 0,4 МПа.

График на рис. 3 визуально разделяется на два участка. Первый участок представляет собой прямую линию. Он принадлежит диапазону давления от 0 до 6 МПа. Здесь происходит

упругое деформирование и справедлив закон Гука. Второй участок находится за пределами упругости в диапазоне давлений от 6 до 12,4 МПа. При давлении 12,4 МПа интенсивность напряжений достигает предела прочности 578 МПа. График вида « $\sigma_i - p$ » за пределами упругости хорошо описывается уравнением параболы (полином второй степени), что показано на рис. 4 посредством линии тренда.

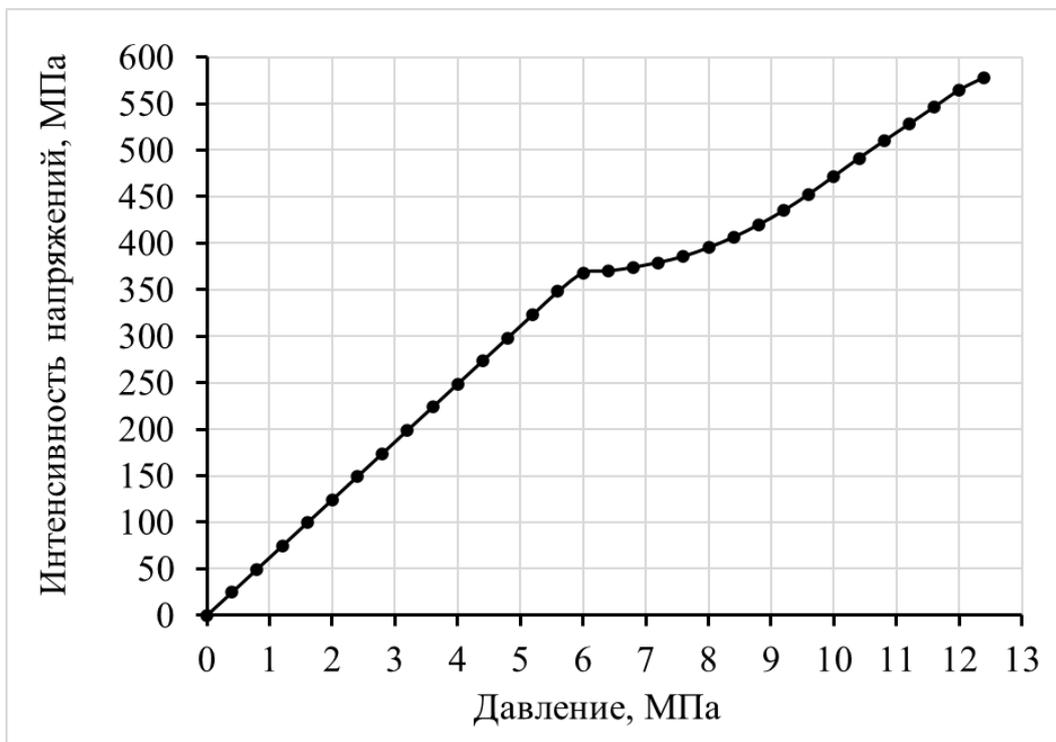


Рисунок 3 - График зависимости интенсивности напряжений в геометрическом центре дефекта потери металла трубы от давления. Размеры дефекта: длина 100 мм, ширина 100 мм, глубина 3 мм.

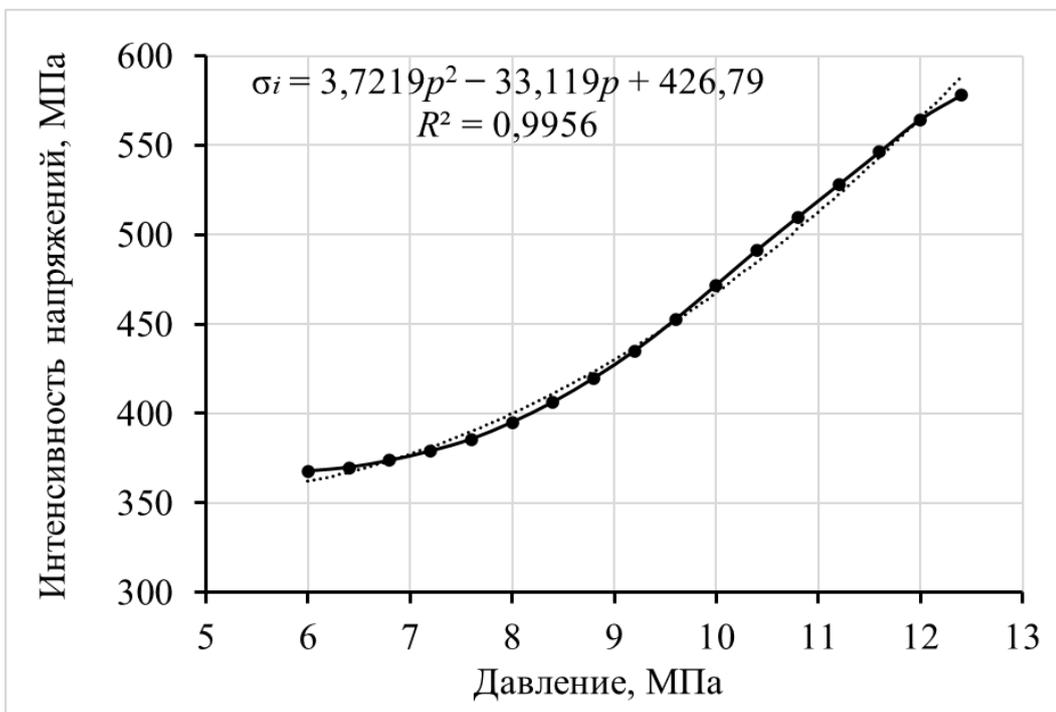


Рисунок 4 - График зависимости интенсивности напряжений в геометрическом центре дефекта потери металла трубы от давления за пределами упругости и соответствующее уравнение линии тренда.

Перед выполнением численных компьютерных экспериментов с дефектами потери металла разной глубины введём три особых состояния трубопроводной конструкции в дефектной зоне.

Первое состояние соответствует переходу от упругого к упругопластическому деформированию. Оно характеризуется условием начала пластичности  $\sigma_i = \sigma_y$ . Давление, при котором выполняется равенство интенсивности напряжений и предела текучести, будем обозначать  $p_y$ , а называть – давлением перехода в упругопластическое деформирование. Точнее будет сказать, что путём компьютерного моделирования определяется максимальное давление, при котором материал ещё деформируется упруго (это и будет давление  $p_y$ ), а при давлении, которое на 0,1 МПа больше  $p_y$ , уже наблюдается упругопластическое деформирование. Как видим, дискретность компьютерного моделирования принята 0,1 МПа. Например, для рассмотренного ранее на рис. 2 дефекта потери металла с глубиной 3 мм  $p_y = 5,8$  МПа. Итак, при давлениях  $p \leq p_y$  материал деформируется упруго, а при  $p > p_y$  – упругопластически, где  $p$  – давление в трубопроводе.

Второе состояние называется предельным. Оно характеризуется предельной интенсивностью напряжений  $\sigma_{lim}$  и предельным давлением  $p_{lim}$ . Предельную интенсивность напряжений предлагается вычислять по формуле

$$\sigma_{lim} = \frac{\sigma_u}{n_u}, \quad (6)$$

где  $n_u$  – коэффициент запаса по пределу прочности (далее: коэффициент запаса), безразмерная величина.

Такой подход к определению предельного напряжения применяется в базовом курсе сопротивления материалов. Коэффициент запаса  $n_u$  назначается исходя из опыта выполнения прочностных расчётов, поскольку именно такой единый коэффициент запаса не регламентируется в нормативных источниках по трубопроводному транспорту углеводородов. Назначим для примера с учётом имеющихся знаний в области прочностных расчётов конструкций коэффициент запаса  $n_u$ , равный 1,4. С учётом формулы (6) и  $\sigma_u = 578$  МПа находим, что  $\sigma_{lim} = 413$  МПа.

Давление, при котором интенсивность напряжений достигает уровня предельной интенсивности напряжений, называется предельным  $p_{lim}$ . При компьютерном моделировании находим такое максимальное давление, при котором  $\sigma_i \leq \sigma_{lim}$ , причём дискретность варьирования давления 0,1 МПа. Это давление и будет предельным  $p_{lim}$ . Если выполняется неравенство  $p \leq p_{lim}$ , то конструкция не находится в предельном состоянии; если  $p > p_{lim}$ , то находится в предельном недопустимом состоянии.

В качестве третьего состояния выбрано такое, которое характеризуется интенсивностью напряжений, равной пределу прочности:  $\sigma_i = \sigma_u$ . При достижении третьего особого состояния объект разрушается. Давление, при котором выполняется равенство  $\sigma_i = \sigma_u$ , называется разрушающим, его обозначение  $p_f$ .

Итак, первое состояние характеризуется величинами  $\sigma_y$  и  $p_y$ . Второе состояние –  $\sigma_{lim}$  и  $p_{lim}$ . Третье состояние –  $\sigma_u$  и  $p_f$ .

Введём классификацию степени опасности дефекта с точки зрения обеспечения прочности и надёжности трубопровода с учётом ранее рассмотренных состояний конструкции. Если фактическое давление трубопровода (обозначим его  $p_{fact}$ ) в дефектной зоне меньше (или равно) давления перехода в упругопластическое деформирование  $p_{fact} \leq p_y$ , то прочность трубопровода обеспечивается и дефект неопасен. Если фактическое давление  $p_{fact}$  больше  $p_y$ , но меньше (или равно) предельного давления  $p_{lim}$ , то есть  $p_y < p_{fact} \leq p_{lim}$ , то трубопровод находится в потенциально опасном состоянии. Если фактическое давление больше предельного ( $p_{fact} > p_{lim}$ ), тогда трубопровод находится в опасном состоянии. В этом случае требуется немедленное понижение рабочего давления в трубопроводе до уровня  $p_{lim}$  на рассматриваемом участке трубопровода или выполнение срочного ремонта по устранению дефекта. Максимально допустимое давление на рассматриваемом участке трубопровода при его эксплуатации составляет  $p_{lim}$ . Трубопровод разрушается при  $p_{fact} = p_f$  (фактическое давление равно

разрушающему). Если инженерный расчёт даёт результат, при котором верно неравенство  $p_{fact} \geq p_f$ , то требуется немедленная остановка работы трубопровода.

Для дефектов потери металла с глубинами от 0 (бездефектная зона) до 8,5 мм найдены давления, соответствующие трём особым состояниям трубопровода, в случае воздействия внутреннего давления. На рис. 5 представлено три графика зависимости давлений, соответствующих особым состояниям трубы, от глубины  $H$  дефекта потери металла. Глубина  $H$  изменяется в диапазоне от 0 до 8,5 мм с шагом 0,5 мм.

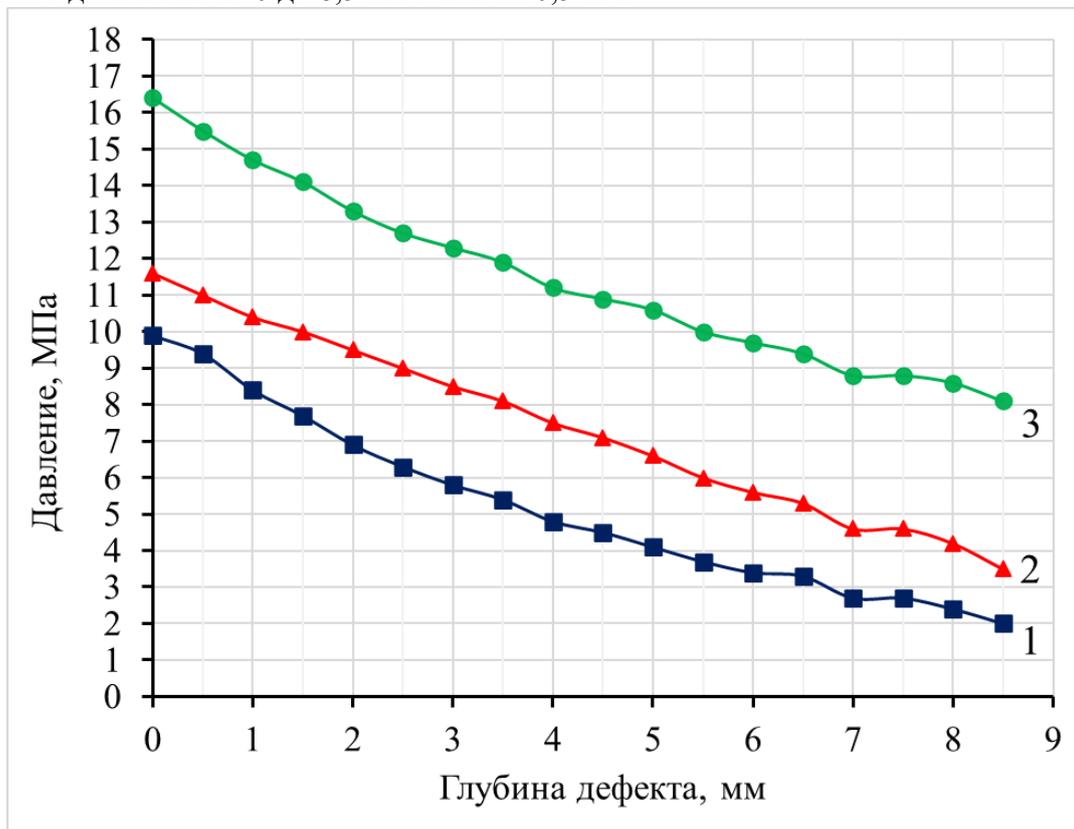


Рисунок 5 - Графики зависимости давления перехода в упругопластическое деформирование материала  $p_y$  (кривая 1), предельного давления  $p_{lim}$  (кривая 2), разрушающего давления  $p_f$  (кривая 3) от глубины  $H$  дефекта потери металла (длина 100 мм, ширина 100 мм), полученные численным компьютерным моделированием в Ansys.

Получены уравнения линий тренда, в которых глубина дефекта  $H$  подставляется в мм, а давление получается в МПа. Вид этих уравнений и величины достоверности аппроксимации  $R^2$  следующие:

$$p_y = -0,8995H + 9,0117 \quad (R^2 = 0,9584), \quad (7)$$

$$p_y = 0,078H^2 - 1,5624H + 9,8956 \quad (R^2 = 0,9968), \quad (8)$$

$$p_{lim} = -0,936H + 11,373 \quad (R^2 = 0,9964), \quad (9)$$

$$p_f = -0,9317H + 15,46 \quad (R^2 = 0,9717), \quad (10)$$

$$p_f = 0,0655H^2 - 1,4883H + 16,202 \quad (R^2 = 0,9973). \quad (11)$$

Полученные зависимости (7) – (11) представляют собой или линейную функцию, или функцию полинома второй степени. Достоверность аппроксимации высокая.

Допустим, что глубина дефекта потери металла  $H = 5,5$  мм. С помощью графика на рис. 5 можно определить предельное давление  $p_{lim} = 6,0$  МПа. В то же время вычисление, согласно выражению (9), даёт результат  $p_{lim} = 6,2$  МПа.

Дополнительно выполнены компьютерные эксперименты с дефектами  $50 \times 50$  мм,  $200 \times 200$  мм (длина  $\times$  ширина). Полученные результаты существенно не изменились по сравнению с подробно рассмотренным случаем, когда размеры дефекта  $100 \times 100$  мм. Следовательно, полученные данные выше по тексту можно распространить на дефекты потери металла в диапазоне их длины и ширины до 200 мм.

#### **Выводы**

1. Построен график зависимости интенсивности напряжений в геометрическом центре дефекта потери металла на его поверхности от давления (размеры дефекта: длина 100 мм, ширина 100 мм, глубина 3 мм), см. рис. 3. Он делится на участки упругой и упругопластической стадии работы материала трубы. Первый участок представляет собой прямую линию, а второй – полином второй степени (рис. 4).

2. Получены графики зависимости давлений, соответствующих особым состояниям конструкции ( $p_y$ ,  $p_{lim}$ ,  $p_f$ ), от глубины дефекта потери металла (рис. 5). Они описываются линейным законом с высокой достоверностью.

#### **Библиографический список:**

1. Харионовский В. В. Магистральные газопроводы. Надёжность и техническое состояние / В. В. Харионовский. М. : Газпром ВНИИГАЗ, 2021. 424 с.
2. Оценка прочностного ресурса газопроводных труб с коррозионными повреждениями / И. Н. Бирилло [и др.]; под общ. ред. И. Ю. Быкова. М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. 168 с.
3. Вансович К. А., Аистов И. П., Нахлесткин А. А., Беселия Д. С. Анализ несущей способности магистрального трубопровода при наличии дефектов коррозионного происхождения // Омский научный вестник. 2019. № 3. С. 5–10.
4. Биргер И. А., Мавлютов Р. Р. Сопротивление материалов : учеб. пособие, изд. стереотип. М. : ЛЕНАНД, 2022. 560 с.

УДК 621.184.7

### **Теплоизолирующие покрытия технологических трубопроводов для перекачки высоковязких нефтей**

Гущин Э. А., Ракито О. Н.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия,

Значительная доля технологических трубопроводов в Республике Коми располагается в холодных климатических зонах. В связи с этим, для обеспечения условий транспортировки нефти необходимо использовать теплоизоляционные покрытия.

Тепловые потери через стенку трубы могут быть серьезные, особенно это касается районов с холодным климатом. Вследствие этого требуется разработка и применение новых инновационных технических решений по теплоизоляции технологических нефтепроводов в сложных климатических условиях.

Теплоизоляция трубопровода - это дополнительное покрытие, состоящее из материалов с низкой теплопроводностью для снижения потерь тепла через стенку трубопровода в окружающую среду.

Виды теплоизоляционных покрытий:

- 1) Минеральная вата
- 2) Пенополистирол
- 3) Пенополиуретан

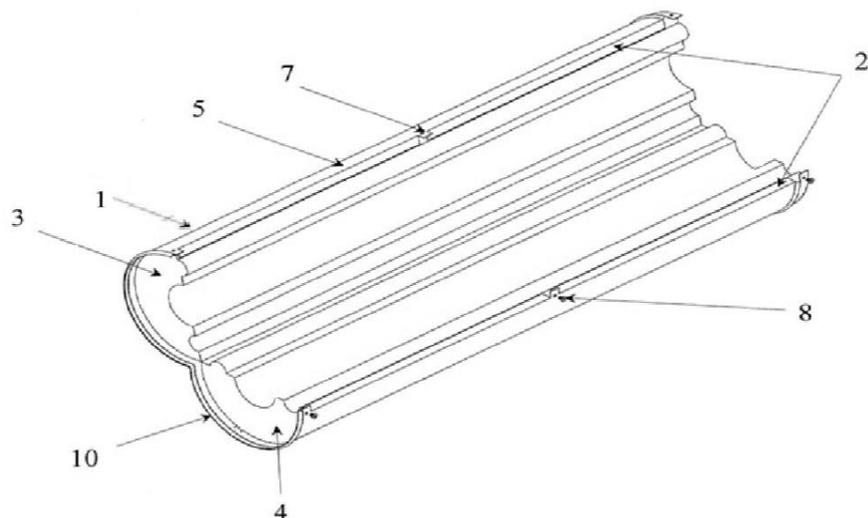
Для дополнительной защиты теплоизоляционного материала, поверх него рекомендуется монтировать дополнительный кожух, состоящий из тонколистовой оцинкованной стали, которая в свою очередь выполняется с цинковым покрытием.

Этот уровень монтажа выполняется поэтапно. Для этого возникает необходимость разработки простого в изготовлении модульного устройства для теплоизоляции трубопроводов с сохранением высокой энергоэффективности.

Таблица 1 – Характеристики теплоизолированных материалов.

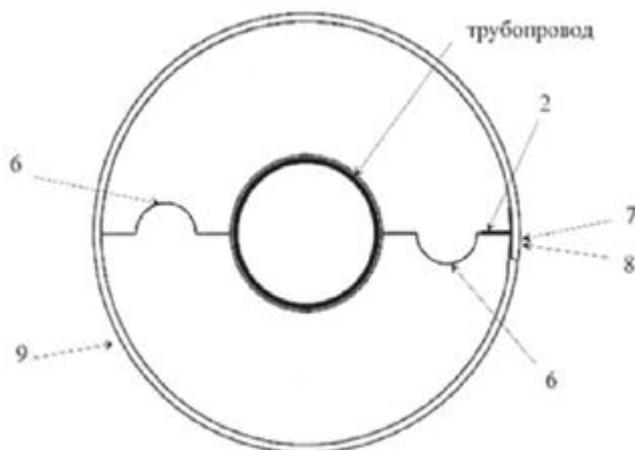
№	Наименование	Теплопроводность Вт/м·К	Срок службы
1	Пенополиуретан	0,02 – 0,035	более 30 лет
2	Минеральная вата	0,035 – 0,045	5 – 10 лет
3	Пенополистирол	0,037 – 0,042	15 лет

Для простоты монтажа теплоизоляции технологических трубопроводов предлагается использовать патент RU 217 654 U1, опубл.17.04.2023 г.



- 1 - корпус; 2 - загиб; 3 - половинчатая часть устройства; 4 - ответная часть устройства;  
5 - продольный разрез; 6 - замок системы «шип-паз»; 7 - выпуски с прорезями;  
8 - крепежные изделия; 10 - зиг-углубления.

Рисунок 1 - модульное устройство для теплоизоляции трубопроводов в раскрытом состоянии с обозначением деталей и узлов.



- 6 - замок системы «шип-паз»; 9 – торец.

Рисунок 2 – Вид сбоку модульного устройства для теплоизоляции трубопроводов.

Корпус 1 выполняется из листового оцинкованного металла или схожего материала, обладающего такими же физико-механическими свойствами.

Половинчатая 3 и ответная 4 части изготовлены из теплоизоляционного материала с высокой плотностью, такими материалами могут быть: пенополиуретан, минеральная вата, пенополистерол и др. Диаметр этих частей соответствует диаметру трубопровода, с которыми проводятся теплоизоляционные работы.

Рассмотрим, как работает модульное устройство для теплоизоляции трубопроводов.

- 1) На подготовленный и очищенный трубопровод через продольный разрез 5 надевают разомкнутый корпус 1.
- 2) Половинчатую часть плотно прижимают к ответной части и закрывают замок 6 системы «шип-паз».
- 3) Загибы 2 корпуса стыкуются вместе и фиксируют крепежными изделиями 8 внахлест через прорези выпусков 7.
- 4) К торцу зафиксированного модульного устройства устанавливают торец идентичного по конструкции модульного устройства, который при необходимости подрезается на определенную длину.
- 5) Зиг-углубления 10 скрепляют модульные устройства между собой, что исключают их расползание по длине трубопровода.

В результате модульное устройство для теплоизоляции трубопроводов надёжно крепится на трубопроводе, обеспечивая защиту от механических повреждений и уменьшая тепловые потери через стенку трубы.

При замене элементов теплоизоляции, а также проведении ремонтных работ на трубопроводах, или проведении контрольных мероприятий, производят разборку вышеуказанного модульного устройства путем извлечения крепежных изделий 8 из выпусков 7 и раскрытия корпуса 1 и замка. При необходимости модульное устройство снимают с трубопровода через разрез 5, раздвигая корпус 1 за счет жесткости его материала.

#### **Выводы:**

- 1) Представленное в статье модульное устройство для теплоизоляции трубопроводов упрощает процесс монтажа тепловой изоляции, повышает энергоэффективность тепловых сетей, а также снижает требования к квалификации обслуживающего персонала.
- 2) Модульное устройство может быть модернизировано с применением отражающих поверхностей или многослойных теплоизоляционных покрытий.
- 3) Для условий Крайнего Севера возможно модернизация конструкций с применением активного подогрева.

#### **Библиографический список:**

1. Горлов, Ю. П. Технология теплоизоляционных материалов. / Ю. П. Горлов, А. П. Меркин, А.А. Устенко. – М. : Стройиздат, 1980. – 399 с.
2. Китайцев В.А. Технология теплоизоляционных материалов.-М.: Стройиздат, 1970.-384с.

УДК 621.6

#### **Перспективы применения задвижки компактной с расширяющимся затвором**

Логинов В. А., Яворская Е. Е.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

**Аннотация.** Задвижки – оборудование для трубопроводной арматуры, необходимое для герметичного перекрытия потока жидкости или газа. В статье рассматриваются задвижки, применяемые на блоках измерительных линий, где происходит измерения количества и качества нефти и нефтепродуктов. Основной задачей в условиях нынешней геополитической ситуации является стратегия применения отечественного оборудования в промышленных производствах – импортозамещение.

**Ключевые слова:** трубопроводная арматура, герметичное перекрытие, задвижка, системы измерения количества и качества нефти, экологическая безопасность.

На сегодняшний день при транспорте нефти и нефтепродуктов на объектах ПАО “Транснефть” используются системы измерения количества и показателей качества нефти (СИКН). Преобладающее количество данных системы имеет зарубежное происхождения (Daniel Valve, M&J Valve), что способствовало разработке и модернизации отечественной

запорной арматуры, являющейся неотъемлемой частью СИКН, в рамках нынешней геополитической ситуации и импортозамещения. В ходе работы рассмотрим оборудование – задвижка компактная с расширяющимся затвором, способное герметично перекрывать поток транспортируемой среды в СИКН на магистральных нефте- и нефтепродуктопроводах, непосредственно на блоках измерительных линий (рис.1), а также выполняющее программу импортозамещения.



Рисунок 1 - Блок измерительных линий.

СИКН как следует из названия служит для учета нефти и определения ее качества посредством автоматики на соответствующих объектах. В процессе эксплуатации задвижек на измерительных линиях были выявлены следующие недостатки применения используемой запорной арматуры:

1. Утечки в затворе (негативное влияние на точность измерения количества нефти);
2. Дороговизна оборудования (высокая стоимость оборудования и его эксплуатации);
3. Габаритные размеры (ограниченные размеры СИКН).

Из недостатков вытекают следующие требования:

1. Герметичность затвора;
2. Экономически выгодное производство оборудования (без потери качественных характеристик);
3. Уменьшение размеров (компактность);
4. Гарантированное перекрытие потока;
5. Наличие устройства контроля утечек.

В процессе работы был выполнен патентный поиск существующих технологий, результаты которого приведены в таблице 1. Все изобретения служат для выполнения вышеперечисленных требований, вытекающих из производственного процесса.

Таблица 1 – Результаты патентного поиска.

Номер патента	Автор	Название	Преимущества	Недостатки
RU172359U1	Казанцев М.Н., Флегентов И.А., Петелин А.Н.	Компактная задвижка с расширяющимся затвором	Герметичность, наличие узла контроля утечек и устройства автоматического сброса давления, высокая прочность деталей, компактность	Низкая надежность из-за сложной системы герметизации
RU2384780C2	Калмыков Н.М	Двухдисковая параллельная трубопроводная задвижка с выдвижным шпинделем.	Компактность, износостойкие мягкие материалы рабочих поверхностей, герметичность	Дороговизна (за счет применение мягких материалов), отсутствие гарантий герметичности
USRE47010E1	Кельвин В., Норман Эгер	Задвижка с уплотненным клапаном и штоком	Герметичность за счет уплотнения в узле клапана и штока	Дороговизна (импортное оборудование), габаритные размеры

Наиболее подходящим образом для выполнения наших требований можно выделить компактную задвижку с расширяющимся затвором.

Разработка данной конструкции шиберной задвижки с дальнейшим изготовлением и испытанием опытного образца обязательно должна учитывать опыт создания новых видов арматуры и принимать во внимание технологические работы, направленные на улучшение эксплуатационных параметров, а также доступность и простота ремонтных работ (ремонтпригодность).

Конструкция смоделированной задвижки для  $D_n=400$  мм и  $P_n=2,5$  МПа включает в себя:

1. Корпус (1) и крышку (2), выполненные из листового проката;
2. Стойка (3), произведенная путем сваривания труб, фланца для крепления к крышке (2) и бугельного узла (5)
3. Шпиндель (4), выкованный из коррозионностойкой стали, предел текучести которой должен быть не менее 540 МПа, с ходовой трапецеидальной резьбой;
4. Сальниковый узел (6), сделанный из терморасширенного графита;
5. Запирающий элемент (7), включающий в себя два диска, изготовленных из листового проката с наплавкой уплотнительных поверхностей коррозионностойкой сталью и износостойким металлическим покрытием;
6. Седла (8), с двойным уплотнением, запрессованные непосредственно в корпус задвижки;
7. Центрирующий механизм запирающего элемента, спроектированный из направляющих рамок (9) и направляющих пальцев (10);
8. Спускной (11) и дренажный (12) трубопроводы с запорной арматурой;
9. Узел контроля утечек, состоящий из дифференциального датчика давления (13) с импульсными трубопроводами (14) и запорной арматурой;
10. Обратный клапан (15) с трубопроводами обвязки (16) и запорной арматурой.

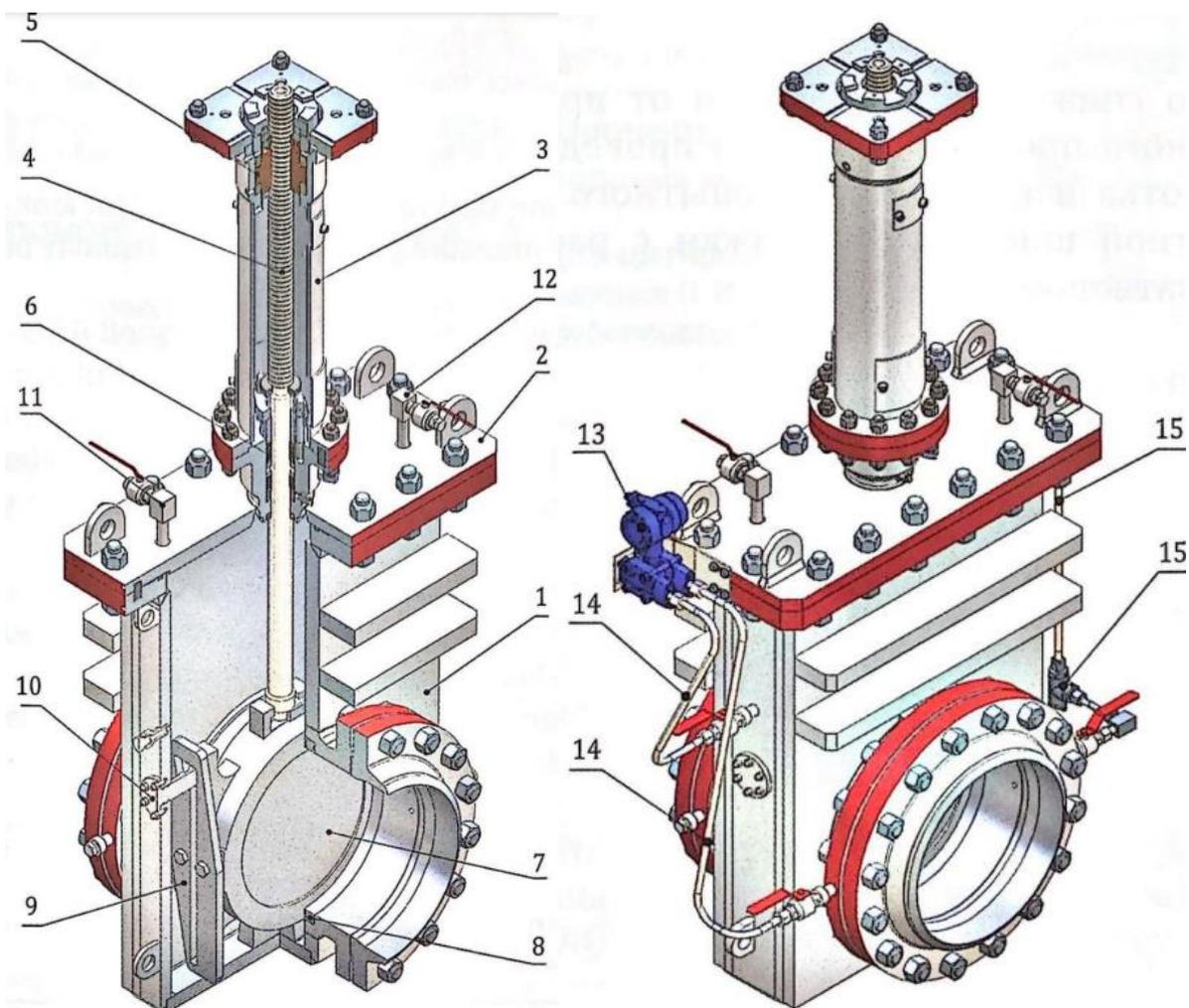


Рисунок 2 - Конструкция задвижки Dn=400 мм и Pn=2,5 Мпа.

Достоинством данной задвижки является механизм двойного перекрытия, который позволит обеспечить герметичность затвора не только вниз, но и вверх по потоку при перепаде давления на затворе от 0 до  $1,1P_n$ . Шпindel, перемещаясь по вертикали, контролирует и регулирует плотность между седлами и запорным узлом. Принцип следующий: чем больше давление рабочей среды на шпindel при его положении “закрыто”, тем больше расширяется затвор, это происходит за счет подвижности запирающих элементов друг относительно друга и тем большее давление оказывается на седла. Кроме того, герметичность повышается в результате того, что при достижении нижнего положения один из дисков запирающего элемента касается упора в корпусе задвижки, при этом соединенный со шпинделем диск продолжает двигаться вниз по направляющим центрирующего механизма, в связи с этим, получаем надежное уплотнение задвижки.

Преимуществом является и низкий износ седла, обеспечивающийся за счет отсутствия соприкосновения между уплотнительными поверхностями, запирающими элементами и седлами.

Специфической особенностью для нас также является ремонтпригодность и надежность, по сравнению с зарубежными аналогами. Показатели ремонтпригодности увеличивается за счет оснащения специальными смотровыми окнами, что позволяет контролировать герметичность сальникового узла и простую замену уплотняющих элементов в процессе эксплуатации. Надежность данной конструкции обеспечивается благодаря следующим решениям:

1. Герметичность по затвору, обеспечиваемая двумя частями затвора, которые постоянно поджаты к двойным полимерным уплотнениям седел;
2. Использование устройства автоматического сброса давления из внутренней полости корпуса во входной патрубок при разности давления не более  $0,3P_n$ .

3. Узел контроля утечек, позволяющий дистанционно и непосредственно в задвижке контролировать утечки;
4. Шпиндель из высококоррозионной стали.
5. Уплотняющие поверхности с твердостью не менее 30 HRC;
6. Уплотнительные кольца седел узла затвора, изготовленные из полимеров с повышенной твердостью;
7. Прорезиненная кольцевая прокладка шнура и плоская прокладка из терморасширенного графита, обеспечивающие герметичность в корпусе;
8. Дифференциальный датчик с диапазоном измерений 0-10 МПа, обеспечивающий индикацию при широком диапазоне температур.

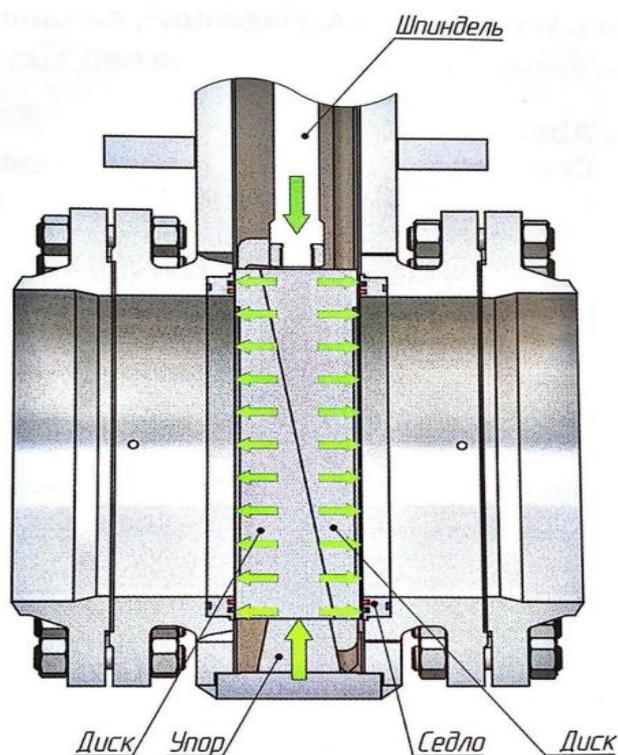


Рисунок 3 - Схема работы задвижки.

В заключении можно сказать, что сконструированная и запатентованная компактная задвижка с расширяющимся затвором ничуть не уступает зарубежным моделям. Применение данных задвижек позволит выполнять программу импортозамещения, кроме того, достичь наилучшие экономические показатели, обеспечить герметичность перекрытия потока, организовать более упрощенные ремонтные работы, при этом уменьшить габаритные размеры самого оборудования. В дальнейшем, для применения данной модели задвижки в производственных условиях необходимо будет выполнить инженерные расчеты, которые бы позволили нам убедиться в работоспособности оборудования на всем протяжении периода эксплуатации.

#### Библиографический список:

1. Компактная задвижка с расширяющимся затвором: [Электронный ресурс] Google Patents, URL: <https://patents.google.com/patent/RU172359U1/ru> (Дата обращения: 15.10.2023);
2. В.И. Воронов, И.А. Флегентов, А.Н. Петелнин “Задвижка компактная с расширяющимся затвором”. Научно-технический журнал “Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов”, ООО “Транснефть – Медиа”, Том 8, №1/2018, 121 с.
3. Valve and stem sealing assembly: [Электронный ресурс] Google Patents, URL: <https://patents.google.com/patent/USRE47010E1/en> (дата обращения: 20.10.2023);
4. Двухдисковая параллельная трубопроводная задвижка с выдвижным шпинделем: [Электронный ресурс] Google Patents, URL: <https://patents.google.com/patent/RU2384780C2/ru> (Дата обращения 20.10.2023).

## Обеспечение эффективной работы трубопроводного транспорта битуминозной нефти месторождения Янги Узбекистан

Сивкова Е. Р., Савин В. В., Турдиев М. Ш.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

За последние десятилетия глобальное сообщество стало больше обращать внимание на растущую долю высоковязких нефтей в мировой добыче. Это связано с разработкой некоторых высокопродуктивных месторождений и истощением запасов легкой нефти. Несомненно, этот вопрос является актуальным и для Узбекистана.

Месторождения высоковязких нефтей представляют собой неиспользованные энергетические ресурсы, для разработки и использования которых требуются нетрадиционные методы извлечения жидкости из пласта, ее сбора, подготовки и перекачки.

В основном добываемая в Узбекистане нефть относится к категории высокосмолистых нефтей и содержит множество веществ, которые негативно сказываются на ее транспортировке (таблица 1). Открытие месторождения высоковязкой нефти Янги Узбекистан в 2021 году является частью стратегии Sanoat Energetika Guruhi (SANEG) по увеличению добычи нефти в стране. Предполагается, что запасы нефти из битуминозных пород на данном месторождении составляют около 110 миллионов тонн.

Таблица 1 – Основные характеристики нефтей некоторых месторождений Узбекистана [1].

Месторождение	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Температура застывания, °С	Содержание компонентов в нефти, %			
			Парафины	Смолы	Асфальтены	Сера
Янги Узбекистан	964	+18	1,6	29,2	7,4	3,5
Кокайты	956	+16	2,9	31,5	9,3	5,2
Ляльмикор	960	+17	3,1	28,4	10,2	4,3
Сох	851	+7	5,1	13,9	0,85	0,2
Крук	871	-20	8,5	9,5	0,3	1,3
Уртабулок	880	-19	6,1	9,9	2,5	3,5
Коштар	940	+27	6,5	24,5	5,1	9,1
Амударья	992	+26	7,2	29,8	5,4	10,1
Миршади	958	+6	8,4	35,4	9,5	4,8
Андижан	860	+9	13,5	8,8	1,7	0,3
Аламышик	851	+8	22	9,7	0,8	0,2
Варык	873	+11	13,4	14,5	1,15	0,3
Ханкыз	896	+18	12,5	18,2	2,54	0,4

Целью данной работы является определение технологии для перекачки битуминозной нефти (БН) месторождения Янги Узбекистан и определение оптимальных параметров данного процесса с целью минимизации эксплуатационных затрат предприятия трубопроводного транспорта.

Для достижения этой цели в первую очередь необходима детальная оценка различных технологий перекачки. Технологии перекачки высоковязких нефтей (ВВН) представляют собой различные методы и системы, предназначенные для эффективной транспортировки таких нефтей. В ходе исследования были проанализированы основные технологии транспорта ВВН, для каждой из которых выявлены сильные и слабые аспекты их применения (таблица 2).

Таблица 2 – Обзор и анализ технологий транспорта высоковязких нефтей.

Метод	Описание	Достоинства	Недостатки
«Горячая» перекачка	Подогрев нефти в печах перед подачей в насосы	Универсальность и простота технологии и необходимого оборудования.	Высокие капиталовложения; обязательное наличие тепловой изоляции; повышение процесса коррозии труб; негативное влияние на экологию.
Электроподогрев	Повышение температуры нефти за счет подогрева стенок труб	Возможность автоматизации и легкого регулирования температуры.	Сложность монтажа; необходимость в изоляции от грунта; увеличение процесса коррозии труб; неравномерный нагрев нефтепровода; высокие электро- и энергетические затраты.
Гидротранспорт	Перекачка нефти совместно с водой	Высокая гидравлическая эффективность из-за малой вязкости воды.	Сложность технологии; дополнительные энергетические затраты на перекачку воды и разделение водонефтяной смеси на конечном пункте; с течением времени происходит расслоение нефти и воды; риск возникновения эмульсии «вода в нефти».
Применение УВ разбавителей	Смешение нефти с маловязким разбавителем	Простота и универсальность технологии; небольшие энергетические затраты; неограниченность климатической зоной.	Отсутствие источников разбавителя; возможность возникновения необходимости выделения разбавителя и его доставки в начальный пункт.
Газонасыщение	Перекачка нефти совместно с газом	Утилизация нефтяного газа; увеличение коэффициента загрузки нефтепровода; снижение уровня загрязнения экологии.	Возникновение опасности срыва работы насоса; возможность образования газовых пробок; необходимо создание значительных запасов инертного газа.
Термообработка	Нагревание нефти с последующим охлаждением	Простота, широкоизученность технологии и оборудования.	Высокая энерго- и капиталоемкость; реологические параметры с течением времени достигают начальных значений.
Виброобработка	Разрушение структуры парафина нефти за счет вибрации	Интенсификация откачки; возможность сокращения энергетических затрат путем снижения температуры нагрева.	Реологические параметры с течением времени ухудшаются и достигают первичных значений.
Применение депрессорных присадок	Ввод специальных веществ, улучшающих реологические свойства нефти	Простота технологии; низкая материалоемкость; невысокие энергетические затраты.	Высокая стоимость и отсутствие универсальности веществ; необходимость в предварительном подогреве нефти.

Технологии, основанные на влиянии на структуру парафина, такие как депрессорные присадки, термо- и виброобработка не являются столь эффективными вследствие малого содержания парафинов в продукте (1,6%), а из-за малого газосодержания в составе нефти (0,053 м<sup>3</sup>/т) не может быть использован и метод газонасыщения углеводородными газами. Насыщение БН инертными газами также малоэффективно в связи с высокой вязкостью жидкости и внушительными затратами на создание крупных запасов инертного газа и дальнейшего его извлечения на конечном пункте. Применение электроподогрева рационально лишь на небольшие расстояния и на территориях с низкой тарифной стоимостью услуг на электрическую энергию. На протяженные участки нефтепровода следует устанавливать дополнительно пункты питания электричеством для возможности осуществления электроподогрева и работы станции электрохимической защиты, что влечет за собой высокие капиталовложения. Также следует учесть, что возможное неравномерное нагревание нефтепровода может привести к снижению его пропускной способности, которое вызвано изменениями в физических свойствах материала трубы. Гидротранспорт является процессом, требующим значительных энергетических затрат, что объясняется несколькими факторами: 1) при транспортировке водонефтяной эмульсии происходит разделение на конечных пунктах, что приводит к дополнительным энергетическим потерям; 2) для обеспечения более эффективного процесса гидротранспорта часто требуется использование деэмульгаторов, которые помогают снизить вязкость эмульсии и повысить ее пропускную способность, но при этом также потребляют дополнительную энергию. Следовательно, ввиду отсутствия информации о расположении поставщиков маловязких углеводородов наиболее рациональным выбором для перекачки высокосмолистой нефти месторождения Янги Узбекистан по трубопроводам будет технология «горячей» перекачки.

Для транспорта битуминозной нефти методом «горячей» перекачки на основе программы Excel был разработан математический аппарат и алгоритм расчета оптимальных параметров с учетом минимальных эксплуатационных затрат, основанный на [2] и [3] (рисунок 1).

Обозначение:

$t_n$  – температура в начале участка, °C;

$\rho$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$W$  – скорость потока нефти, м/с;

$\gamma$  – скорость сдвига, 1/с;

$\tau_0$  – начальное динамическое напряжение сдвига, Па;

$\mu_{эф}$  – эффективная динамическая вязкость, Па·с;

$Re$  – число Рейнольдса;

$\Delta h$  – полные потери напора, м;

$\text{Шу}$  – параметр Шухова;

$u$  – коэффициент, учитывающий изменение температуры за счет трения, °C;

$t_k$  – температура в конце участка, °C;

$S_m$  – затраты механической энергии, млн. руб./год;

$S_T$  – затраты тепловой энергии, млн. руб./год.

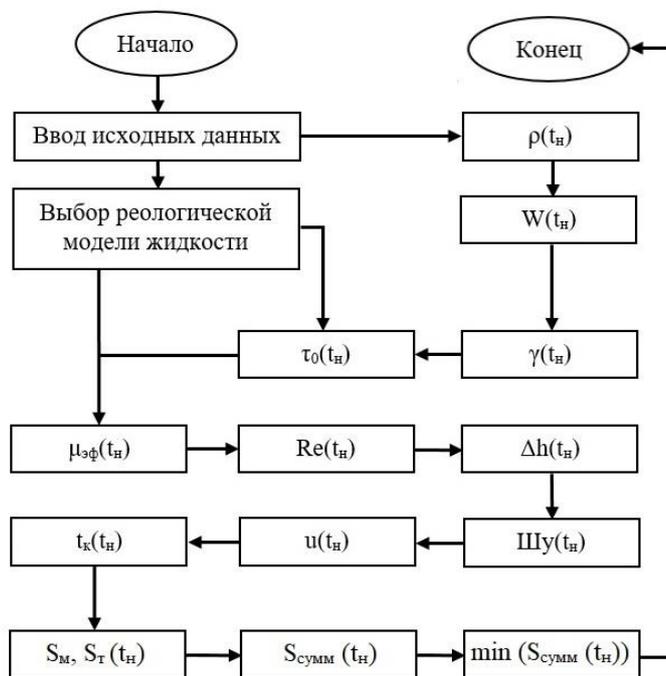


Рисунок 1 – Алгоритм расчета параметров «горячей» перекачки БН с учетом наименьших эксплуатационных затрат предприятия.

В качестве модели для расчетов был выбран участок напорного нефтепровода, предназначенный для перекачки битуминозной нефти месторождения Янги Узбекистан от дожимной насосной станции до центрального пункта сбора нефти, исходные данные которого представлены в таблицах 1 и 3.

Таблица 3 – Дополнительные исходные данные, принятые для расчета.

Параметр	Ед. изм.	Величина
Массовый расход нефти	млн. т/год	8
Внутренний диаметр нефтепровода	мм	510
Длина участка нефтепровода	км	20
Температура окружающей среды	°С	0
Коэффициент теплопередачи от нефти в окружающую среду при турбулентном режиме перекачки	Вт/(м <sup>2</sup> ·К)	13,76
Коэффициент теплопередачи от нефти в окружающую среду при ламинарном режиме перекачки	Вт/(м <sup>2</sup> ·К)	12,38
Стоимость единицы механической энергии	руб/Дж	0,00000039
Стоимость единицы тепловой энергии	руб/Дж	0,00000015
КПД насосного оборудования	доли	0,76
КПД теплового оборудования	доли	0,79

В первую очередь согласно алгоритму необходимо проанализировать реологические свойства малопарафинистой нефти, определяющие зависимость характера течения данной вязкой жидкости. Рассмотрим подробнее зависимость напряжения сдвига нефти от ее скорости сдвига в интервале температур от 5 до 60 °С (рисунок 2).

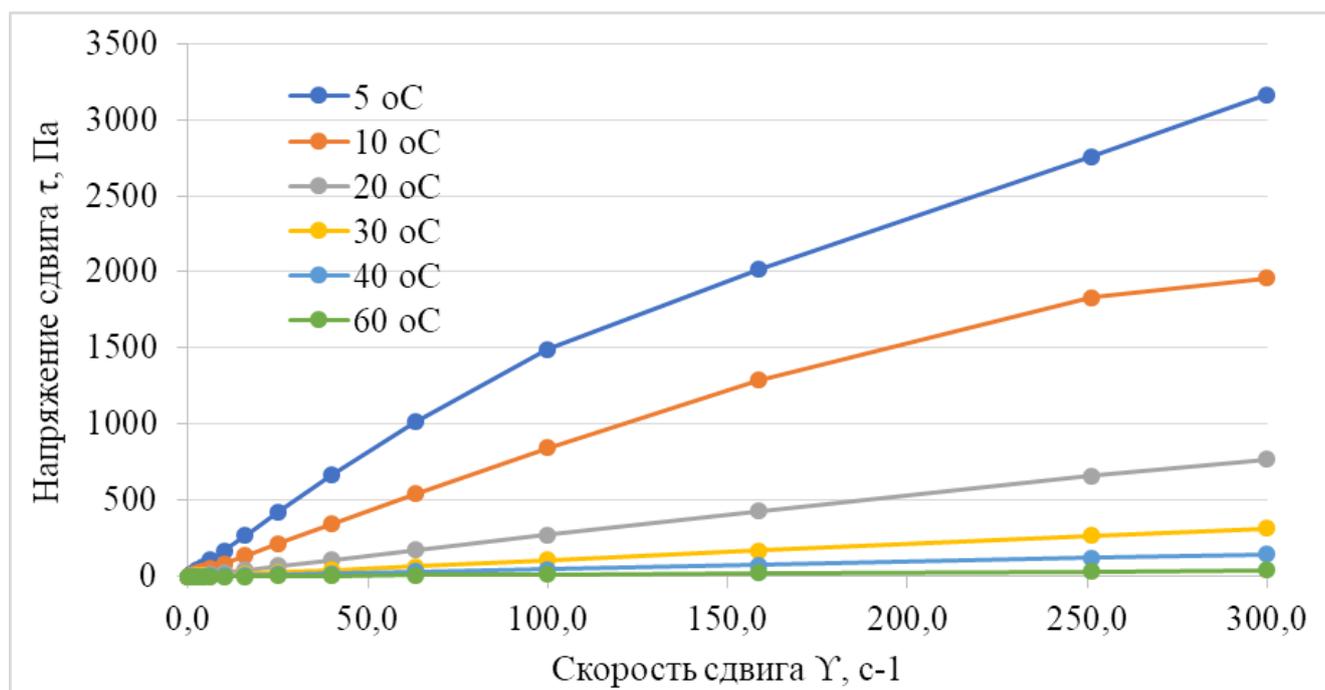


Рисунок 2 – График зависимости напряжения сдвига от скорости при температуре 5-60 °С.

Из рисунка 2 заметно, что для данной высокосмолистой нефти во всем диапазоне температур отсутствует предельное напряжение сдвига, следовательно, модели Шведова-Бингама и Балкли-Гершеля не смогут достоверно описать реологические свойства данной среды. Для дальнейшего установления модели течения нефти воспользуемся рекомендациями [2] и рассчитаем необходимые параметры других моделей:

1) Параметр К модели Ньютона  $\tau = K \cdot \dot{\gamma}$ :

$$K = \frac{\sum_{i=1}^m \gamma_i \tau_i}{\sum_{i=1}^m \gamma_i^2} \quad (1)$$

где  $\gamma_i$  - экспериментальное значение скорости сдвига при  $i$ -том измерении,  $c^{-1}$ ;  
 $\tau_i$  - экспериментальное значение напряжения сдвига при  $i$ -том измерении, Па;  
 $m$  - количество замеров характеристик при определенной температуре.  
 2) Параметры  $K, n$  модели Оствальда де Ваала  $\tau = K \cdot \gamma^n$ :

$$K = \exp\left(\frac{\sum_{i=1}^m \ln \tau_i \sum_{i=1}^m \ln^2(\gamma_i) - \sum_{i=1}^m \ln \gamma_i \cdot \sum_{i=1}^m (\ln \gamma_i \cdot \ln \tau_i)}{m \sum_{i=1}^m \ln^2(\gamma_i) - (\sum_{i=1}^m \ln \gamma_i)^2}\right) \quad (2)$$

$$n = \frac{m \sum_{i=1}^m (\ln \gamma_i \cdot \ln \tau_i) - \sum_{i=1}^m \ln \gamma_i \cdot \sum_{i=1}^m \ln \tau_i}{m \sum_{i=1}^m \ln^2(\gamma_i) - (\sum_{i=1}^m \ln \gamma_i)^2} \quad (3)$$

При выборе модели течения нефти при определенной температуре используются несколько критериев: сумма квадратов отклонений и риск. Сумма квадратов отклонений вычисляется с помощью выражения:

$$S_j = \sum_{i=1}^m (\tau_i - \tau_j(\gamma_i))^2 \quad (4)$$

где  $j$  - номер модели течения;  
 $\tau_j(\gamma_i)$  - зависимость модели течения.

При оценке риска используется предложенная в работе [4] методика:

$$R_j = \left[ \frac{S_j}{1 - \sqrt{\frac{a_j(\ln(m) + 1) - \ln \eta}{m}}} \right]_{\infty} \quad (5)$$

где  $a_j$  - количество критериев модели  $j$ ;  
 $\eta$  - вероятность того, что риск будет меньше или равен полученной его оценки.

При дальнейших расчетах с целью определения модели течения нефти при стабильной температуре необходимо для каждой модели установить величину аддитивного критерия, который объединяет суммарно в себе параметры погрешности и риска. Для этого значения показателей должны быть предварительно нормированы согласно математическим выражениям:

$$Sn_j = \frac{S_j}{\sum_{i=1}^j S_j} \quad (6)$$

$$Rn_j = \frac{R_j}{\sum_{i=1}^j R_j} \quad (7)$$

По результатам расчета параметров для выбора реологической модели, представленные в таблице 4, мы видим, что по наименьшему аддитивному критерию для диапазона температур от 5 до 60 °С наиболее близко описывает реологические свойства нефти модель Ньютона.

По итогам расчета параметров для определения оптимальной температуры подогрева высоковязкой нефти с минимизацией затрат в Excel можно заметить, что минимум затрат при ее перекачке с месторождения Янги Узбекистан достигается при температуре подогрева 45 °С и составляет 82,201 млн. руб./год. При этом потери напора на трение составляют 133,94 м, а температура в конце участка равняется 18,15 °С (таблица 5).

Таблица 4 – Результаты расчета показателей для выбора реологической модели нефти.

Наименование модели	Параметры		Сумма квадратов отклонений		Риск		Аддитивный критерий
	К	n	Результат	Нормировка	Результат	Нормировка	
Для 5 °С							
Ньютона	11,3	1	409741,667	0,12783592	1004924,82	0,26442617	0,39226209
Оствальда	14,0	1,010	2795473,63	0,87216407	2795473,63	0,73557382	1,60773790
Для 10 °С							
Ньютона	7,15	1	90500,4369	0,28362941	221959,694	0,28362941	0,56725883
Оствальда	8,42	0,990	228579,428	0,71637058	560609,671	0,71637058	1,43274116
Для 20 °С							
Ньютона	2,62	1	736,333293	0,20861093	1805,91738	0,20861093	0,41722186
Оствальда	2,69	1,0026	2793,363271	0,791389067	6850,950991	0,791389067	1,582778134
Для 30 °С							
Ньютона	1,06	1	3,54193279	0,04194133	8,68687874	0,04194133	0,08388267
Оствальда	1,04	1,006	80,9077589	0,95805866	198,432870	0,95805866	1,91611733
Для 40 °С							
Ньютона	0,49	1	0,01428994	0,00178357	0,03504726	0,00178357	0,00356715
Оствальда	0,48	1,007	7,99767935	0,99821642	19,6149601	0,99821642	1,99643285
Для 60 °С							
Ньютона	0,13	1	0,01944703	0,03149852	0,04769544	0,03149852	0,06299704
Оствальда	0,13	1,008	0,59794815	0,96850147	1,46651655	0,96850147	1,93700295

Таблица 5 - Результаты расчета параметров для определения температуры подогрева БН.

t, °С	v, мм <sup>2</sup> /с	Re	ψ	i	t <sub>к</sub> , °С	C <sub>v</sub> , Дж/(кг·°С)	ΔН, м	S <sub>м</sub> , млн. руб/год	S <sub>т</sub> , млн. руб/год	S, млн. руб/год
0	26540	25	0	0,4284	0	1705,01	7701,72	349,25	0	349,25
5	15229	43	0	0,2458	2,02	1722,14	4978,21	202,91	7,898	210,808
10	8739	75	0	0,1411	4,03	1739,26	2884,98	117,59	15,954	133,544
15	4997	132	0	0,0807	6,05	1756,39	1665,81	67,90	24,166	92,066
20	2857	230	0	0,0461	8,07	1773,52	961,72	39,20	32,536	71,736
25	1790	367	0	0,0289	10,08	1790,64	608,55	24,80	41,063	65,863
30	1122	586	0	0,0181	12,10	1807,77	385,04	15,69	49,747	65,437
35	763	861	0	0,0123	14,12	1824,89	264,45	10,78	58,588	69,368
40	519	1266	0	0,0084	16,13	1842,02	181,61	7,40	67,586	74,986
45	380	1732	0	0,0061	18,15	1859,15	133,94	5,46	76,741	82,201
50	277	2370	0,131	0,0049	20,17	1876,27	96,83	3,95	86,053	90,003
55	203	3243	0,848	0,0064	22,18	1893,40	128,54	5,24	95,522	100,762
60	148	4438	0,986	0,0064	24,20	1910,53	129,28	5,27	105,149	110,419

**Примечание:**

Голубой - область перекачки, где температура нефти в конце участка нефтепровода меньше ее температуры застывания.

Зеленый - показатели перекачки с минимальными затратами при соблюдении условия, где конечная температура нефти в конце участка нефтепровода выше ее температуры застывания.

Розовый - турбулентный режим течения нефти (Re>2300).

Таким образом, применение метода «горячей» перекачки для модельного участка нефтепровода позволяет сократить эксплуатационные затраты с 349,25 млн. руб./год до 82,201 млн. руб./год, что позволяет сократить расходы в 4,25 раз по отношению к традиционной технологии транспортировки высоковязкой нефти без воздействия на ее реологические свойства.

#### **Библиографический список:**

1. Рахимов Б. Р., Тиллаев Ш. Ф. Анализ транспортировки вязких нефтей по трубопроводам // Научно-практический электронный журнал «Аллея Науки». - 2022. - №12 (75). - С. 65-77.
2. РД-75.180.00-КТН-198-09 «Унифицированные технологические расчеты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов». – Москва: ОАО «АК «Транснефть». – 2009.
3. Николаев, А. К. Тепловые режимы перекачки нефти: монография / А. К. Николаев, С. Ю. Трапезников, В. И. Климко. – Санкт-Петербург : Лань, 2021. – 84 с.
4. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность. - Уфа: Гилем, 1999. - 464 с.

УДК 622.692.4:661.185

#### **Модернизация конструкции очистного скребка для повышения эффективности очистки внутренней полости нефтепровода**

Ярошевич В. С., Алефиров И. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Ведущие компании нефтегазовой промышленности при транспортировке нефти и нефтепродуктов сталкиваются с такой проблемой, как отложение на внутренних стенках трубопровода АСПО (асфальтосмолопарафиновых отложений). Данная тема является актуальной поскольку отложения приводят к затруднению процесса транспортировки. Особенно это проблема проявляется на участках нефтепроводов с переменным сечением и сложной конфигурацией. Для решения этой проблемы рассмотрена возможность повышения эффективности очистки внутренней полости трубопровода путем изменения конструкции очистных скребков. В зависимости от целей работы, выделяют несколько типов внутритрубной очистки:

1. периодическая – заключается в удалении парафиновых отложений, скоплений газа и воды, чтобы предотвратить снижение пропускной способности. Также данная процедура служит для предупреждения появления и развития внутренней коррозии трубопровода;
2. целевая – с целью очистки остатков гермитизаторов после проведения ремонтных работ на линейной части магистральных трубопроводов;
3. внеочередная – проводится в случае снижения пропускной способности на уровень 2% и более между периодическими очистками;
4. преддиагностическая – необходима перед запуском внутритрубных инспекционных приборов. Ее целью является обеспечение необходимого уровня внутритрубной очистки в соответствии с техническими характеристиками.

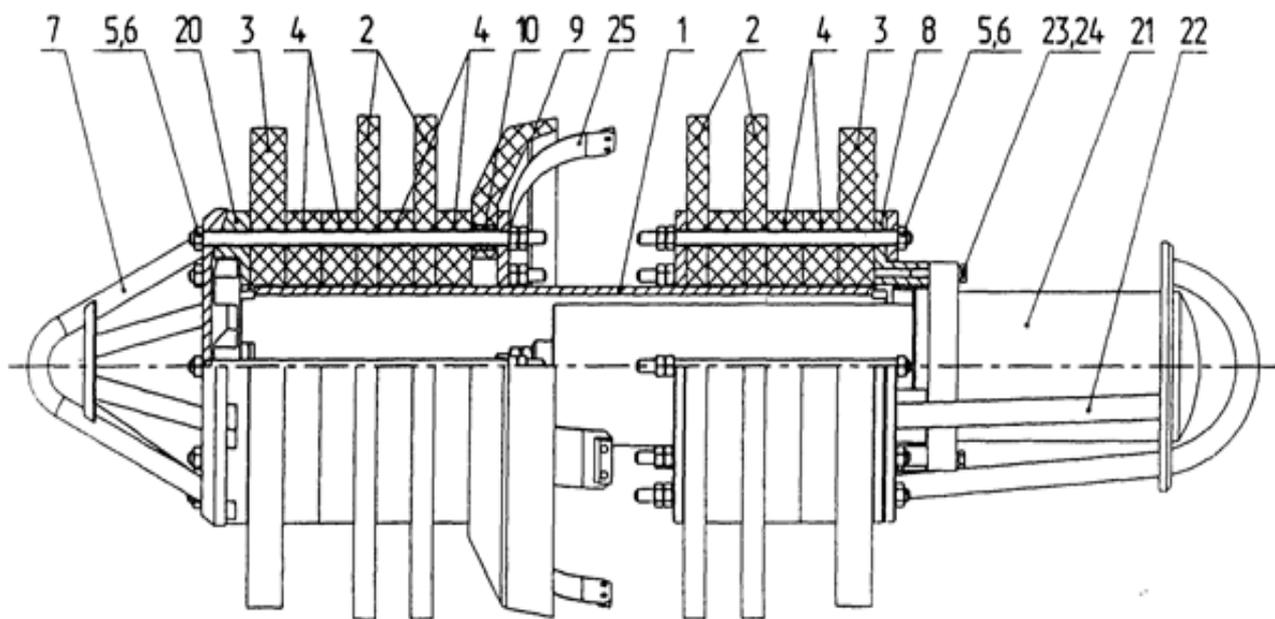
В настоящее время проведение очистки внутренней полости трубопроводов регулируется согласованными инструкциями, разработанными и утвержденными главным инженером эксплуатирующей организации для каждого участка магистральных нефтепроводов. Для достижения максимальной эффективности процесса очистки рекомендуется применять не менее двух специализированных очистных устройств. При этом необходимо соблюдать заданный интервал времени, составляющий 24 часа, между проведением очистки с использованием устройств, имеющих как закрытые, так и открытые байпасные отверстия. В случае необходимости целевой очистки трубопровода возможно использование одного очистного устройства, обладающего закрытыми байпасными

отверстиями. При разработке планов работы для организации процесса очистки следует учитывать годовые и месячные планы, в которых отражены требования периодической очистки, а также ежегодный план внутренней диагностики и необходимость целевой очистки после проведения ремонтных работ. При этом следует учесть все существующие технические и экономические факторы, способные оказать влияние на процесс очистки.

На сегодняшний день наиболее эффективным способом внутритрубной очистки является механический способ, основанный на использовании различных очистных устройств, таких как скребки различных конструкций и поршни-разделители. (рисунок 1).

На практике для внутритрубной очистки нефтепровода существуют различные типы очистных скребков, включая СКР1, СКР1-1, СКР2, магнитные скребки СКР3 и новые СКР-4, которые были введены недавно. Они находят свое применение в удалении глиняных тампонов, возникших после ремонта трубопровода, а также посторонних предметов, парафиносмолистых отложений. Более того, они необходимы перед запуском внутритрубных инспекционных приборов. Результаты применения данных видов скребков практически доказывают их эффективность при проведении таких операций.

Одним из главных составляющих данных скребков являются их чистящие элементы (полиуретановые диски, манжеты, щётки, магниты и др.), цель которых является удаление со стенок трубопровода отложения и выноса их в камеру приема СОД.



- 1 - корпус, 2 - диск чистящий, 3 - диск ведущий, 4 - диск прокладочный,  
 5 - болт крепления дисков, 6 - гайка крепления дисков, 7 - бампер передний, 8 - фланец,  
 9 -манжета, 10 - втулка распорная, 18 - заглушка, 19 - шайба пружинная, 20 - фланец,  
 21 - ПДС, 22 - бампер, 23 - болт крепления ПДС, 24 -шайба пружинная,  
 25 - пластина заземления.

Рисунок 1 - Конструкция очистного скребка СКР 1.

Подробнее остановимся на манжетах. Манжета подставляет собой чашеобразный элемент, состоящий из полиуретана или маслобензостойкой резины различной твёрдости, служащий для уплотнения зазора между скребком и трубой и повышения качества очистки. Она бывает различной по форме или сечению и составу, в зависимости от диаметра трубопровода и степени его загрязнённости (рисунок 2).

В рамках работы был произведён патентный поиск существующих технологий. В таблице 1 представлены результаты разработанных новаторских технологий, целью которых является повышение эффективности процесса очистки внутренних полостей нефтепроводов.

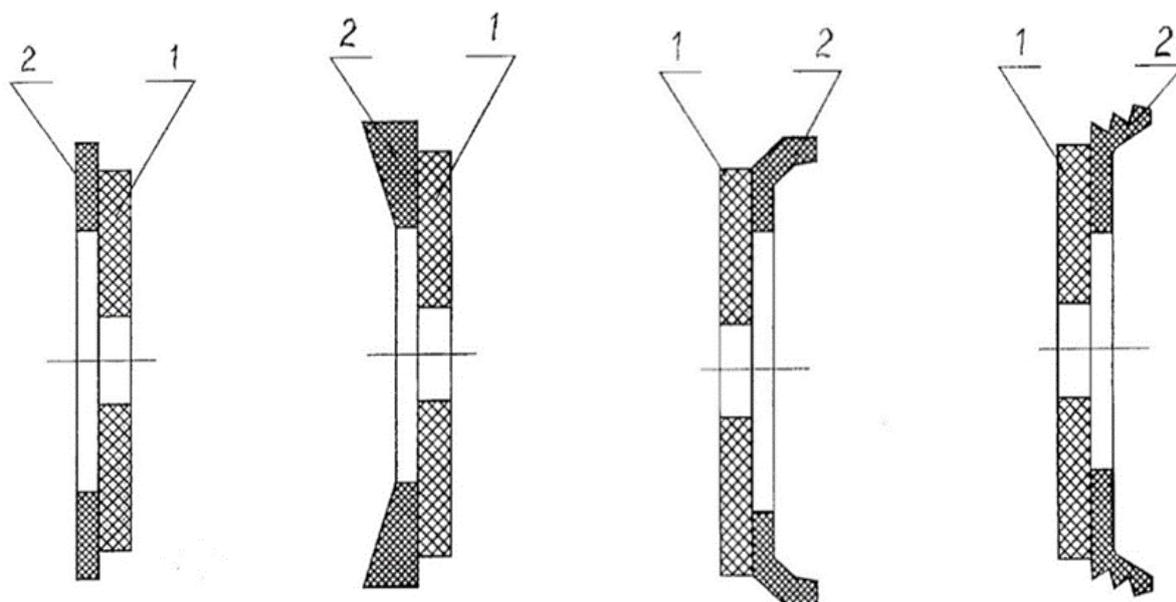


Рисунок 2 – Манжеты различных форм и сечений; 1 - плоский диск; 2 - эластичное кольцо.

Проведя анализ патентного поиска, хотелось бы выделить следующий вид манжеты (рисунок 3).

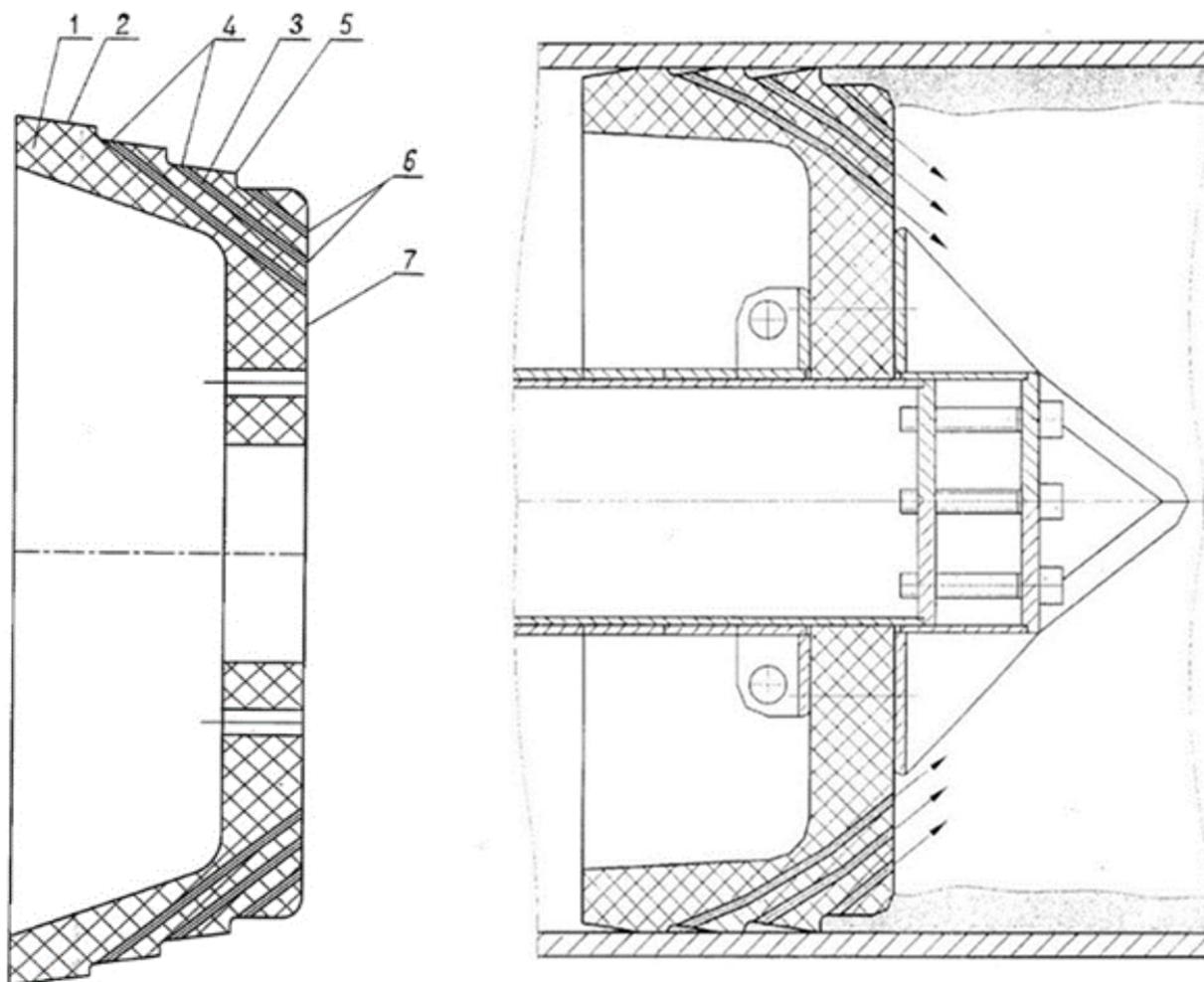
В основе данного устройства лежит корпус манжеты, выполненный из эластичного материала и имеющий форму чаши. Примечательной особенностью данного устройства является его ступенчатая боковая поверхность. Она представляет собой последовательное изменение уровней, что обеспечивает определенные преимущества в функционировании данного устройства. Кроме того, в корпусе манжеты присутствуют сквозные отверстия, которые размещены таким образом, что входные отверстия находятся под каждой ступенькой на боковой поверхности, а выходные отверстия расположены на основании чаши. Это расположение отверстий позволяет эффективно регулировать проток воздуха и иные физические параметры, что повышает функциональность данного устройства.

Принцип работы данной манжеты заключается в следующем. Устройство, вводится в трубопровод и под действием рабочей среды начинает передвигаться по нему. При такой конфигурации, скребки на острых краях ступенек эффективно удаляют отложения на внутренней поверхности трубопровода. Очищенные отложения затем проходят через специальные отверстия и, под воздействием давления очищенных отложений, выбрасываются перед манжетой и уносятся рабочей средой. Пространство между ступеньками манжеты остается незаполненным, что предотвращает размытие отложений по поверхности трубопровода. Даже при полной изношенности ступенек, манжета сохраняет свою функциональность и продолжает удалять загрязнения гладкой боковой поверхностью. Кроме того, она способна сохранять свою функциональность даже при полной изношенности ступенек.

Таким образом, в рамках исследования была представлена модель, нацеленная на улучшение процесса очистки внутренней поверхности трубопроводов. Главной целью этой модели является своевременное удаление отложений из зоны контакта очистных элементов с поверхностью трубопровода, что приводит к улучшению качества очистки. Кроме того, модель предлагает новую форму чистящей поверхности манжеты, которая является более эффективной по сравнению с другими видами очистных манжет. Этот подход обладает перспективами для совершенствования очистки систем трубопроводов и повышения их качества.

Таблица 1 – Результаты патентного поиска.

Номер патента	Автор	Название	Преимущества	Недостатки
RU33880U1	Р. С. Янышев	Манжета для внутритрубного снаряда	Простота конструкции	Из-за гладкой формы поверхности манжеты, взаимодействующей со стенками трубопровода, не достигается должного уровня эффективности очистки.
RU37328U1	Фазлетдинов К.А. Максимов Е.А. Ханов М.И. Струговец С.А. Каримов Р.Р.	Поршень очистной манжетный	Расширение возможностей использования поршней в трубопроводах разного диаметра и с различными толщинами стенок	Не способен полностью очистить поверхность трубопровода. Гладкая боковая поверхность поршня не обеспечивает достаточной силы воздействия на отложения, что приводит к их сдвигу вдоль трубопровода вместо удаления. Более того, часть отложений, которые были удалены, но не успели быть унесены потоком рабочей среды, остается на поверхности трубопровода и может растекаться по ней.
GB2229247A	Кристофер Фрэнк Кеннет Сэмюэл	Манжеты для очистки внутренней поверхности трубопровода	Простота конструкции и многократное использование манжеты	Сложная конструкция, а также указанная манжета приспособлена только для очистки трубопроводов от твердых отложений.
RU99361U1	Р. Н. Кунафин	Манжета для очистного внутритрубного снаряда	Повышение качества очистки внутренней поверхности трубопроводов за счет своевременного отвода очищенных отложений	Со временем стираются ступеньки боковой поверхности за счёт чего ухудшается степень очистки.



1 – чаша; 2 - боковая поверхность; 3 - сквозные отверстия; 4 - входы в отверстия; 5 – ступенька; 6-выходы из отверстий; 7 - основании чаши.

Рисунок 3 - Манжета с сечением ступенчатой формы.

#### **Библиографический список:**

1. ГОСТ Р 54907-2012. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование. Основные положения.
2. Очистные поршни для трубопроводов / Информационная брошюра. – Уфа: ЦТД «Диаскан», 2010. – 27 с.

УДК 622.276.5

#### **Перспективы и препятствия вовлечения фракций тяжелой ярегской нефти в переработку на установках замедленного коксования**

Кореньков Б. Д.<sup>1</sup>, Засовская М. А.<sup>2</sup>, Зотов Ю. Л.<sup>1</sup>

*1 – Волгоградский государственный технический университет, г. Волгоград, Россия*

*2 - Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

В течение последних двух десятилетий существенно возросла доля трудноизвлекаемых тяжелых нефтей, что свидетельствует об актуализации проблем их добычи и переработки, снизились приросты запасов легких нефтей, которые были и остаются наиболее востребованным сырьем для действующих нефтеперерабатывающих предприятий. Но не смотря на подобное снижение, прироста добычи тяжелых нефтей, для поддержания общего баланса добычи не наблюдается, связано это с тем, что переработка тяжелых нефтей осложняется множеством факторов, таких как высокая технологичность процессов и

оборудования, и в первую очередь – неочевидный экономический эффект. Таким образом возникает закономерный вопрос о разумном использовании тяжелого сырья, ввиду повышения энергоэффективности и увеличению глубины переработки нефти. Ещё одна проблема с которой отечественной нефтепереработке приходится сталкиваться сегодня – дефицит высоко сортового игольчатого кокса, он в данный момент производится, но этих количеств недостаточно для покрытия требований внутреннего рынка.

Суммарно отечественные запасы тяжелой нефти оцениваются приблизительно в 52 млрд. тонн. «Тяжелыми» принято называть нефти и битумы плотность которых выше 880 кг/м<sup>3</sup> или 28° API. На данный момент Волго-Уральская, Восточно-Сибирская и Тимано-Печорская нефтегазоносные провинции хранят в себе более 90% всей российской тяжелой нефти. Тем не менее от общего количества добываемой в стране нефти на тяжелую нефть приходится лишь около 20%. Наибольшая по объемам добыча ведется в северных районах на Усинском, Ярегском, Ашальчинском и Мордово-Карельском месторождениях [3].

По данным на 2017 в нашей стране функционирует 10 установок замедленного коксования, суммарной проектной мощностью по сырью 9200 тыс. т/г, большинство из этих установок были введены в эксплуатацию в промежуток с 1970 по 1985 годы (таблица 1), и их первоочередной задачей было повысить глубину переработки нефти, и увеличить выход светлых нефтепродуктов, что в конечном счете влечет и экономические выгоды для предприятий [1].

Таблица 1 – Перечень установок замедленного коксования на НПЗ России [1].

Предприятие	Мощность по сырью, тыс. т/г		Ввод в эксплуатацию	Количество установок
	Проектная	Достигнутая		
ООО «Лукойл-Волгограднефтепереработка»	1000	1400	1982	1
	400		2012	1
ООО «Лукойл-Пермнефтеоргсинтез»	600	600	1970	1
	2100	1500	2015	1
АО «Новокуйбышевский нефтеперерабатывающий завод»	1500	592	1985	1
АО «Ангарская нефтехимическая компания»	600	640	1970	1
ООО «РН-Комсомольский НПЗ»	1000	1000	2012	1
АО «Газпромнефть-Омский НПЗ»	600	766	1971	1
ОАО «НОВОЙЛ»	300	700	1956	1
ОАО «Уфанефтехим»	1200	1600	2009	1
Всего	9200	9749		10

Наиболее перспективным методом для переработки тяжелых нефтей, богатых ароматическими, гетероциклическими и нафтеновыми соединениями, является – замедленное коксование. Ярегское месторождение Тимано-Печерской нефтегазоносной провинции является классическим примером тяжелой нефти и потенциальным сырьем коксования, как раз из-за высокого содержания перечисленных веществ, оно и будет рассмотрено далее.

Анализ данных по ярегской нефти, во многом отражает ключевые параметры тяжелых нефтей в целом. Отличительной особенностью ярегской нефти (НК 220°С) и некоторых других сортов тяжелых нефтей является полное отсутствие бензиновых фракций и порой весьма низкое содержание дизелей, до одной трети по объему [2]. Данные касательно физико-химических свойств ярегской нефти и ее вакуум-остатка приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристика ярегской нефти и ее вакуумного остатка [2].

Показатель	Ярегская нефть	Вакуумный остаток ярегской нефти
Выход на нефть, % по массе	-	61,2
Плотность, кг/м <sup>3</sup> , при температуре 20 °С	944	984
Содержание серы, % по массе	1,23	1,18
Температура застывания, °С	-18	35
Температура вспышки в открытом тигле, °С	-	296
Коксуемость по Конрадсону, % по массе	-	16,8
Содержание насыщенных соединений, % по массе	24	24
Содержание ароматических соединений, % по массе	36	33
Содержание смол, % по массе	23	21
Содержание асфальтенов, % по массе	17	22

Наиболее перспективным сырьем для процесса замедленного коксования являются изопарафины, ароматические соединения и нафтены, так как они способны снизить температуры застывания сырья, что позволит процессам кристаллизации проходить при более низких температурах. Помимо того, для тяжелой нефти характерно низкое содержание парафинов линейного строения [3].

Таблица 3 – Химический состав ярегской нефти [2].

Соединение	Содержание, % по массе
Линейные парафины	3,78
Изопарафины	8,97
Ароматические соединения (производные бензола)	12,58
Ароматические соединения (производные нафталина)	7,59
Ароматические соединения (гибридные производные бензола и нафталина)	6,57
Антрацен, фенантрен	9,85
Гетероатомные соединения	10,39
Изопреноидные соединения	9,95
Нафтеносоединения с 1 кольцом	5,97
Нафтеносоединения с 2 кольцами	10,56
Нафтены со спиростроением	10,89
Нафтеносоединения с 3 кольцами	2,9

В ходе анализа перспектив вовлечения фракций тяжелой нефти в процесс замедленного коксования был выявлен ряд препятствий. Во-первых, логистический фактор, так как ближайшим к месторождению НПЗ является завод в г. Ухта, который не оснащен УЗК, и эта проблема близка многим месторождениям. В связи с этим возникает вопрос о способах транспортировки нефти до ближайшей УЗК, либо осуществляться цистернами по железной дороге, либо же трубопроводом.

В виду отсутствия в ярегской нефти бензиновых фракций, которые в экономическом смысле гораздо более ценны для перерабатывающего предприятия, оказывается, положительный экономический эффект от реализации на заводе процесса замедленного коксования, наряду с другими процессами вторичной переработки нефти, представляется весьма туманным. Но стоит сознавать, что природные ресурсы не безграничны, и стоит уже сейчас задуматься об их разумном использовании.

В ходе работы было установлено, что тяжелые нефти, такие как нефть ярегского месторождения являются перспективным сырьём для процесса замедленного коксования, в виду высокого содержания нафтенов и различных ароматических соединений, что позволяет выпускать качественный игольчатый кокс, который остро востребован в различных отраслях, в особенности в металлургии. Помимо этого, были выявлены факторы, препятствующие в ближайшей временной перспективе реализовать вовлечение фракций тяжелой нефти в процесс замедленного коксования, такие как отсутствие бензиновой фракции, и логистический фактор.

Разумеется, тяжелая нефть должна добываться и перерабатываться не только, из-за перспективы изготовления качественного нефтяного кокса, её можно подвергнуть сольвентной деасфальтизации и вовлечь в различные гидропроцессы. Асфальтены полученные после деасфальтизации могут быть использованы как в коксовании, так и в процессах газификации, с целью дальнейшего вовлечения синтез-газа в синтез Фишера-Тропша [3].

В рамках «Энергетической стратегии на период 2035 года» существенно возрастает общая добыча нефти, в том числе за счёт освоения месторождений тяжелых нефтей. Также в рамках данной стратегии происходит постепенный переход на более совершенное и технологичное оборудование [4]. Постепенное освоения новых трудноизвлекаемых ресурсов неумолимо ведет к возрастанию себестоимости добычи этих самых ресурсов. Помимо этого, постоянно вводятся новые экологические нормы и требования, а в химических качествах тяжелых нефтей наблюдается тенденция к ухудшению, что указывает на необходимость освоения новых технологий для оптимизации и поддержания уровня добычи. Успехи в области повышения эффективности вторичной переработки, несомненно повлекут за собой множество позитивных эффектов. Во-первых, углубление нефтепереработки уменьшит пагубное воздействие на биосферу, во-вторых позволит нефтеперерабатывающим предприятиям выпускать большее количество товарных позиций, в частности столь необходимые коксовые электроды, и битумы, положительных тенденций в производстве которых, в местах добычи и переработки тяжелых нефтей, давно не наблюдается.

На сегодняшний день наша страна имеет богатейшую ресурсную базу и значительный научно-технический потенциал в различных областях, в том числе и в области вторичной нефтепереработки, поэтому реализация новых, и улучшение действующих установок замедленного коксования в итоге лишь поспособствует реализации стратегий топливно-энергетической сферы.

#### **Библиографический список:**

1. Переработка нефти. Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям. ИТС 30 – 2017. – М.: Бюро НДТ, 2017. – 90 с.
2. Кондрашева Н.К., Анчита Хорхе. Влияние химического состава и качества тяжелой ярегской нефти на выбор технологии ее переработки // Записки Горного института. 2016. Т. 222. С. 833-838. DOI 10.18454/PMI.2016.6.833
3. Лядов А.С., Петрухина Н.Н. Добыча и переработка тяжелых нефтей — проблемы и перспективы // Журнал прикладной химии. - 2018. - №12. - С. 1683-1690.
4. Энергетическая стратегия на период до 2035 года. М.: Министерство энергетики РФ, 2018. 78 с.

**СЕКЦИЯ 3. АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН  
НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ПРОЦЕССОВ ПРИ ОСВОЕНИИ  
НЕТРАДИЦИОННЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ КРАЙНЕГО СЕВЕРА.  
ПОДСЕКЦИЯ: «БУРЕНИЕ»**

УДК 622.244.4.06

**К оценке влияния шероховатости на коэффициент трения**

Нор А. В., Нор Е. В.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

В настоящее время при разработке углеводородных месторождений, как основное, повсеместно утвердилось наклонно-направленное и горизонтальное бурение. Передача веса вертикальной проекции бурильной колонны на горизонтальную проекцию, для создания нагрузки на долото, или поступательное действие бурового станка на бурильный инструмент затрудняется трением бурильной колонны о стенки скважины. Так же затрудняется спуск обсадной колонны. Поэтому исследования в области уменьшения трения бурильной и обсадной колонны о стенки скважины с целью увеличения горизонтальной проекции ствола скважины при постоянной мощности бурового станка являются весьма актуальными. Поскольку, если грубо говоря, в два раза уменьшить соответствующий коэффициент трения, то тогда можно использовать для такого бурения в два раза менее мощную буровую установку, соответственно, с в два раза меньшими амортизационными отчислениями, что уменьшит себестоимость строительства соответствующей скважины.

Область данного теоритического исследования ограничивается абразивным трением и не затрагивает адгезию шлифованных поверхностей. Данная работа в перспективе позволит выйти на граничные условия между абразивным трением, адгезионным трением и влиянием адгезии и смазочных свойств буровых растворов на абразивное трение бурильной колонны о стенки скважины.

В данной статье предлагается решение задачи физики про постоянность коэффициента трения, которой не менее 500 лет, начиная ещё с Леонардо да Винчи [2].

В настоящее время про так называемую триботехнику написано очень много фундаментальных работ. Исследователи трения увлекаются подробностями на уровне атомов, с размерами порядка  $10^{-10}$  м. И трением между электронами, хотя до сих пор нет понятной модели атома и электрона. А площадь пятен контакта имеет размеры порядка миллиметров, то есть на семь порядков больше. То есть такие триботехники, образно говоря, ловят слона паутинкой. Поэтому, для объяснения природы коэффициента трения надо подняться, соответственно, на пять или семь порядков выше. То есть, надо оперировать интегральными понятиями на уровне миллиметров и микрометров.

Сразу надо заметить, что при трении бурильной и обсадной колонны о стенки скважины происходит абразивное взаимодействие их шероховатостей. В данной статье под понятием «шероховатость» будет подразумеваться совокупность неровностей твёрдых поверхностей, нормальный размер которых во много раз меньше касательных размеров, то есть больше размеров площади контакта, взаимодействующих тел. Терминология геометрических параметров шероховатости будет определяться ГОСТом 2789-73 [3]. А под термином «абразивность» будем понимать способность чего-либо разрушать что-либо микрорезанием и истиранием [4].

Очевидно, что абразивное микрорезание и истирание создаёт наибольшую из составляющих сил силу сопротивления поступательному движению бурильных и обсадных колонн, которые принято называть трением колонн о стенки скважины. Сюда ещё плюсуется макрорезание и скобление, и поршневой эффект колонны. Причём среднее арифметическое отклонение профиля шероховатости Ra (ГОСТ 2789-73) стенок скважины в основном определяется зернистостью горных пород, слагающих стенки скважины. Например, зернистость, слагаемая пелитами, алевролитами и псаммитами (глинистыми, илистыми и песчаными частицами) имеет размеры от микрометров до миллиметров, а поверхности трения

измеряются сантиметрами и метрами (в соответствии с метрической 20 мая 1875 года Парижской конвенцией [10]).

Теперь о выборе подхода исследования. Известно, что в науках обычно бывает подход «от конкретного к абстрактному» и «от абстрактного к конкретному», на чём специализируются естественные науки. То есть в науках из серий экспериментов обычно делают полуимперические выводы и формулы. А на их основе делают прогнозы, подкреплённые сериями следующих экспериментов. Однако современная наука уже и так накопила колоссальный опыт практических исследований, который, с нашей точки зрения, ещё недостаточно осознан.

Целью данной статьи является выявление зависимости коэффициента трения от механических свойств пород и геометрии поверхностей трения методом теоремы. А на основе полученной теоремы в дальнейших исследованиях предполагается определить граничные условия и провести соответствующие серии экспериментов.

Итак, в современных исследованиях трения чётко выделяются четыре основных подхода:

1. Первый подход можно условно назвать подходом Леонардо да Винчи (1508) [2]. (Но возможно этим подходом пользовались ещё в Шумерском царстве и Древнем Египте.) По этому подходу

$$F_{\text{ТР}} = K_{\text{ТР}} N \quad (1)$$

где:  $F_{\text{ТР}}$  – сила трения, Н;

$K_{\text{ТР}}$  – коэффициент трения, который есть величина эмпирически постоянная;

$N$  – прижимающая нагрузка.

Леонардо да Винчи явно исследовал ровные нешлифованные поверхности. Здесь эмпирическим путём было доказано, что коэффициент трения не зависит от площади поверхности трения и является величиной постоянной.

2. Подход Амонтона – Кулона (1699, 1785) [8], по которому

$$F_{\text{ТР}} = A + K_{\text{ТР}} N \quad (2)$$

где:  $A$  – характеристика сцепления (за счёт молекулярного сцепления), не зависящая от нагрузки, Н.

И здесь сразу возникает вопрос, – а почему это сила молекулярного сцепления не зависит от площади поверхности трения? Значит, Амонтон и Кулон явно пренебрегали шероховатостью и исследовали шлифованные поверхности, когда площадь «пятен контакта» в зависимости от изменения величины  $N$  существенно не меняется. Но, тогда, при фактических замерах силы трения у образцов с разной площадью контакта, с увеличением площади трения, коэффициент трения будет увеличиваться. А данная формула не содержит площади трения. Однако эта формула пригодна в машиностроении при поточном и конвейерном производстве.

3. Усовершенствованный учениками подход Амонтона – Кулона с учётом адгезии (липкости) [9], по которому

$$F_{\text{ТР}} + F_{\text{А}} = K_{\text{ТР}} N \quad (3)$$

где:  $F_{\text{А}}$  – сила адгезии (липкости), Н.

Такой подход снимает противоречие предыдущего подхода.

4. Подход изучения трения царапанием полированной поверхности (иглой, алмазными пирамидками, атомно-силовым микроскопом и тому подобным). Однако, в таких методах

- трудно провести границу или обобщение между трением и резанием,
- трудно определить иерархию существенности факторов,
- трудно определить, как и насколько появляется новая шероховатость,
- непонятна их применимость к трению бурильной колонны о стенки скважины, где нет полированной поверхности.

Тем более что до сих пор нет непротиворечивой модели атома, которая уже сто лет как объявлена принципиально непонятной для человеческого сознания, а значит и ненаучной, по

определению науки. (Наука есть цель, процесс и результат научения. Критерии научности есть понятность и доступность).

Здесь следует заметить, что существующие классические дифференциально-интегральные методы изучения трения конечно очень хороши и интересны, но они часто основаны на подходе «от частного к общему», когда «за деревьями не видят леса». Эти методы нуждаются в интегральных граничных условиях, которые определяются механическими и геометрическими характеристиками поверхности трения, которые существуют в промежуточном уровне, между уровнем процессов резания материала и уровнем местной прочности материала, то есть твёрдости (не путать с прочностью и пределом прочности, особенно шлифованных и обработанных кислотами поверхностей). Имеется в виду, что интегральные характеристики поверхности трения определяются не её прочностью, а её твёрдостью и твёрдостью шероховатости.

В настоящее время считается, что «в связи со сложностью физико-химических процессов, протекающих в зоне фрикционного взаимодействия, процессы трения принципиально не поддаются описанию с помощью методов классической механики. Поэтому нет точной формулы для коэффициента трения» [6].

Однако, ни у кого не вызывает сомнения, что трение между шероховатыми поверхностями происходит за счёт разрушения шероховатости, то есть за счёт работы на её частичное разрушение, а так же, разумеется, за счёт разрушения новообразованной при трении шероховатости. И если процессы разрушения шероховатости описать с помощью подходов и методов механики горных пород, которые описал д.т.н. Леонид Александрович Шрейнер [4], то получится пятый подход изучения трения.

То есть коэффициент трения предлагается рассматривать с точки зрения свойств горных пород, учитываемых в бурении, – твёрдости по штампу  $R_{ш}$  и удельной объёмной работы  $A_v$ , которые предлагается рассматривать как интегральные граничные условия для проявления всевозможных учтённых и неучтённых современной наукой факторов и энергетики процесса трения вплоть до температуры вспышек [7].

Метод Шрейнера основан на том, что диаметр пуансона (штампа), которым делают измерение предела твёрдости до образования соответствующей лунки в поверхности горной породы, больше чем 6,7 раза среднего диаметра зёрен горной породы. То есть, при таком подходе, к поверхностям трения и шероховатости можно относиться как к однородной среде. Аналогично, по этому методу, можно относиться и к пятнам контакта.

Этот метод предлагается совместить с методом геометрического суммирования шероховатости вокруг нормальной оси, проходящей через центр массы шероховатости. Простейший принцип геометрического суммирования представлен на рисунке 1.

Здесь представлено геометрическое суммирование треугольника  $A_1C_3C_1$  и треугольника  $A_3C_5C_3$  вокруг вертикальной оси  $O_1O_2$ , проходящей через центр масс обоих этих треугольников. В результате получается треугольник  $A_2C_5C_1$ , равный им по площади. При этом, если провести горизонтальное сечение, то сумма длин сечений суммируемых треугольников будет равна сечению треугольника, полученного суммированием. Например, если провести сечение  $D_1D_2$ ,

$$\text{то } |B_1 B_2| + |B_5 B_6| = |B_3 B_4|$$

При этом постановка задачи следующая:

1)  $R_{ш}$  и  $A_v$  относятся к характеристикам геометрически центрально симметрично просуммированной шероховатости в области пятен контакта граней трения вокруг эффективной оси симметрии (смотри рисунок). При этом просуммированная шероховатость представляет собой конус, у которого диаметр основания равен эффективному диаметру грани трения  $D_{гэ}$  с площадью равной площади грани трения  $S_{гт}$ , а диаметр разрушенной вершины этого конуса равен эффективному диаметру суммарной площади пятен контакта  $D_{пкэ}$ , (смотри рисунок 2).

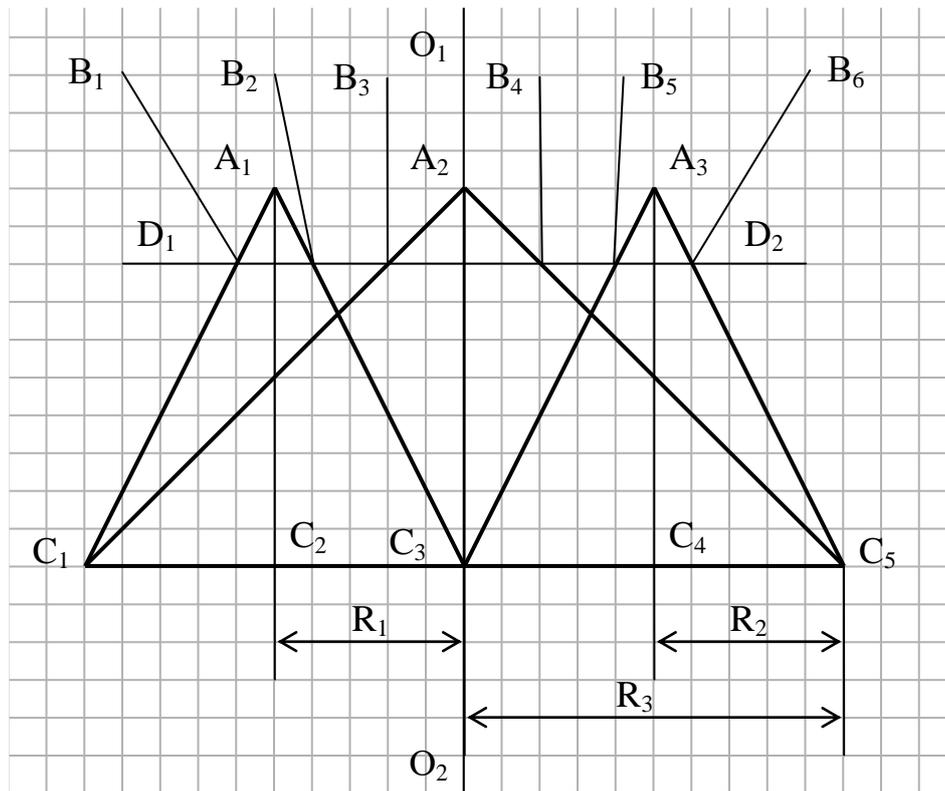


Рисунок 1 - Простейший пример геометрического суммирования.

2) Процесс поверхностного износа ещё не перешёл в область объёмного разрушения и ограничивается только взаимной абразивностью поверхностей трения, то есть микрорезанием и истиранием (например, бурильной колонны о стенку скважины).

3) Если площадь пятен контакта превысит площадь поверхности меньшей грани трения за счёт прижимающей нагрузки, то процесс трения и микрорезания перейдёт в процесс резания, то есть в разновидность объёмного разрушения.

4) Объёмный характер разрушения относится только к бывшей и вновь образованной шероховатости.

В таких условиях суммарная площадь пятен контакта определяется твёрдостью менее прочной грани трения и равна:

$$S_{\text{ПКЭ}} = \frac{N}{R_{\text{Ш}}} \quad (4)$$

где:  $N$  – нормальная нагрузка одной грани трения на другую, Н;  
 $R_{\text{Ш}}$  – твёрдость по штампу более мягкой горной породы в паре трения, Па.

Таким образом:

$$F_{\text{ТР}} = K_{\text{ТР}} N = K_{\text{ТР}} S_{\text{ПК}} R_{\text{Ш}} \quad (5)$$

где:  $F_{\text{ТР}}$  – сила трения, Н;  
 $K_{\text{ТР}}$  – коэффициент трения.

По закону сохранения энергии, сила трения возникает за счёт разрушения шероховатости. А так как это разрушение имеет объёмный характер, то можно записать, что

$$A_{\text{ТР}} = F_{\text{ТР}} L_{\text{ТР}} = A_{\text{ВШ}} V_{\text{РШ}} \quad (6)$$

где:  $A_{\text{ТР}}$  – работа силы трения, Дж;  
 $L_{\text{ТР}}$  – длина пути трения;  
 $A_{\text{ВШ}}$  – удельная объёмная работа на разрушение единицы объёма шероховатости горной породы в процессе трения и на преодоление соответствующей адгезии, которой у сухих нешлифованных поверхностей можно пренебречь, Дж/м<sup>3</sup>.  
 $V_{\text{РШ}}$  – объём разрушенной шероховатости, м<sup>3</sup>.

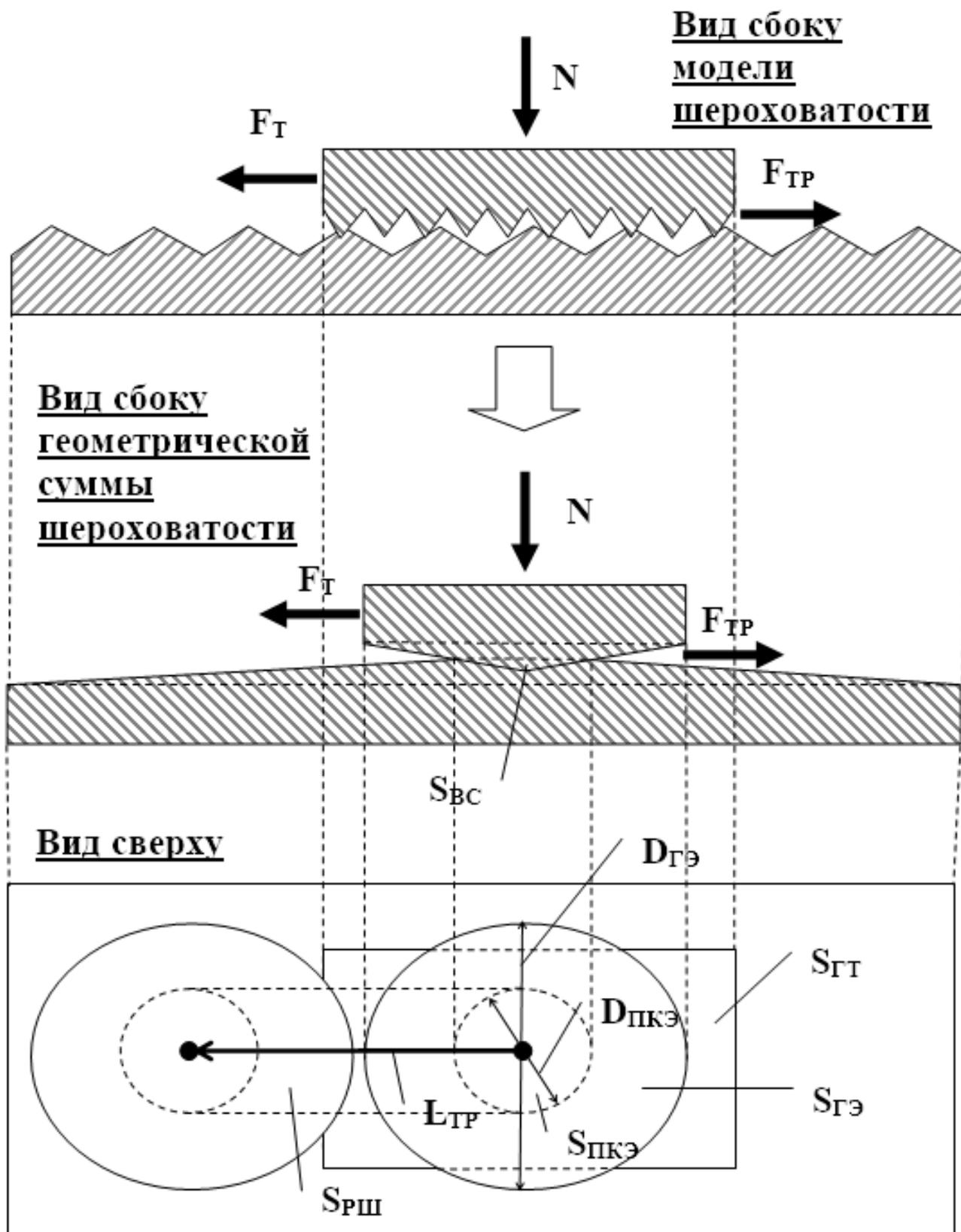


Рисунок 2.

Поскольку грани трения могут иметь разную форму, то для расчёта объёма разрушенной шероховатости целесообразно ввести широко употребляемое в бурении понятие «эффективный диаметр», который в двухмерном пространстве приблизительно равен диаметру эффективного круга, по площади равного площади грани трения  $S_{ГТ}$ . При этом, поскольку шероховатость хаотична по форме, то при геометрическом суммировании (интегрировании) её общего размера

получится конус, угол конусности которого зависит от степени обработки, а размер площади основания совпадает с размером упомянутого эффективного круга  $S_{ГЭ}$ .

В условиях поступательного движения параллельных поверхностей общая площадь основания разрушенной шероховатости равна прямоугольнику с площадью:

$$S_{РШ} = D_{ПКЭ} L_{ТР} = \sqrt{\frac{4 S_{ПК}}{\pi}} L_{ТР} \quad (7)$$

где:  $S_{РШ}$  – суммарная площадь разрушенной шероховатости,  $m^2$ ;

$D_{ПКЭ}$  – эффективный диаметр суммарной площади пятен контакта, м.

А весь объём разрушенной шероховатости будет равен объёму двускатной пирамиды при основании  $S_{РШ}$ :

$$V_{РШ} = \frac{1}{2} S_{РШ} H_{РШ} = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{4 S_{ПК}}{\pi}} L_{ТР} H_{РШ} \quad (8)$$

где:  $V_{РШ}$  – суммарный объём разрушенной шероховатости,  $m^3$ ;

$H_{РШ}$  – средняя высота разрушенной шероховатости, м.

Подставив в формулу (6) формулы (5) и (8), после преобразований получаем:

$$K_{ТР} = \frac{F_{ТР}}{N} = \frac{A_{VШ} S_{ВС}}{P_{Ш} S_{ПК}} \quad (9)$$

где:  $S_{ВС}$  – площадь вертикального сечения по оси вращения эффективного текущего интегрального конуса разрушенной шероховатости.

Таким образом,  $K_{ТР}$  обратно пропорционален  $P_{Ш}$ . И действительно, например, мягкая резина имеет  $K_{ТР}$  несравненно больший, чем твёрдый камень или сталь.

Данная формула объясняет, почему  $K_{ТР} = \frac{F_{ТР}}{N} = \text{const}$ . Это происходит из-за того, что

при  $A_{VШ} = \text{const}$  и  $P_{Ш} = \text{const}$  отношение  $\frac{S_{ВС}}{S_{ПК}} = \text{const}$ .

### Библиографический список:

1. Нор, А.В. Зависимость коэффициента трения от твёрдости породы [Текст] / Нор, А.В. // Проблемы освоения природных ресурсов Севера. Сборник научных трудов №3 / Под общ. ред. И.Ю. Быкова. – Ухта : УИИ, 1997 г. – С. 33–34
2. <https://lenta.ru/news/2016/07/25/davinci/>
3. [http://standartgost.ru/g/%D0%93%D0%9E%D0%A1%D0%A2\\_2789-73](http://standartgost.ru/g/%D0%93%D0%9E%D0%A1%D0%A2_2789-73)
4. <http://www.drillings.ru/abrazivnost>
5. <http://e-heritage.ru/ras/view/person/history.html?id=46880386>
6. [https://ru.wikipedia.org/wiki/Сила\\_трения\\_скольжения](https://ru.wikipedia.org/wiki/Сила_трения_скольжения)
7. <http://uchebnik.biz/book/1275-osnovy-tribotexniki/19-rabota-sil-treniya-temperatura-na-poverxnostyax-treniya.html>
8. [https://ru.wikipedia.org/wiki/Закон\\_Амонтона\\_—\\_Кулона](https://ru.wikipedia.org/wiki/Закон_Амонтона_—_Кулона)
9. <https://ru.wikipedia.org/wiki/Трение>
10. <http://vniim.ru/files/konv-2013-n.pdf>

## Модель оценки рисков и стратегия эффективного управления рисками при бурении скважин

Шмелев В. А.<sup>1</sup>, Степин Ю. П.<sup>2</sup>, Близнюков В. Ю.<sup>3</sup>

*1 - Волгоградский государственный технический университет, г. Волгоград, Россия*

*2 - Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия*

*3 - Действительный член РАЕН, г. Москва, Россия*

Большинство оптимизационных задач формулируются и решаются в условиях наличия полной информации об объекте (явлении, системе), т.н. детерминированные задачи. Ограниченность информации о ситуации, в которой приходится принимать решение, приводит к двум новым видам задач: 1) Принятие решений **в условиях риска**, когда каждой ситуации развития событий может быть задана вероятность его осуществления и 2) Принятие решений **в условиях неопределенности**, когда вероятности различных вариантов развития событий неизвестны, [1].

Для вычисления числовых параметров вероятности наступления неблагоприятных событий, нужно построить некоторую вероятностную модель явления, учитывающую сопровождающие его случайные факторы.

Для математического описания в форме случайного процесса, может быть применен аппарат **Марковских случайных процессов**, в частности метод динамики средних, согласно которого считается, что объекты являются однородными, они блуждают по одним и тем же состояниям, что описывается графом состояний, [2-4].

Рассмотрим технологическую систему «Горная порода-Буровой инструмент-Буровая установка» (ГП-БИ-БУ) которая переходит из состояния  $S_i$  в состояние  $S_j$  под влиянием каких-то случайных событий, связанных со случайным изменением параметров системы, рис. 1.

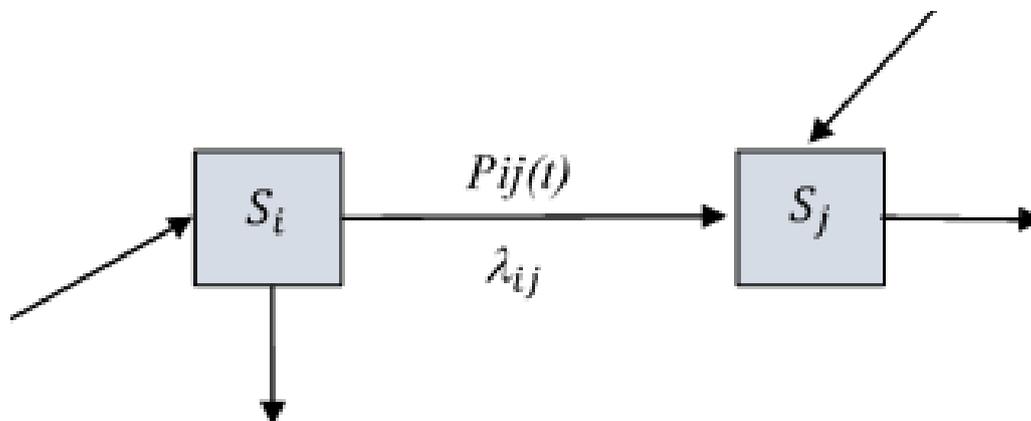


Рисунок 1 - Непрерывная марковская цепь событий.

Как только появляется первое событие этого потока  $\lambda_{1,2}$ , система мгновенно переходит из  $S_1$  в  $S_2$ . Переходная вероятность этого перехода за элементарный промежуток времени  $dt$

$$P_{ij} = \lambda_{ij} \cdot dt \quad (1)$$

Для процесса с непрерывным временем вместо переходных вероятностей  $P_{ij}$  рассматриваются плотности вероятностей перехода по времени

$$\lambda_{ij}(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{P_{ij}(t; \Delta t)}{\Delta t}, \quad (2)$$

где  $P_{i,j}(t; \Delta t)$  – вероятность того, что система, пребывавшая в момент  $t$  в состоянии  $S_i$  за время  $\Delta t$  перейдет из него в состояние  $S_j$  (при этом всегда  $i \neq j$ ).

Рассмотрим интенсивности потоков событий (плотности вероятностей переходов) на графе состояний системы, рис. 2.

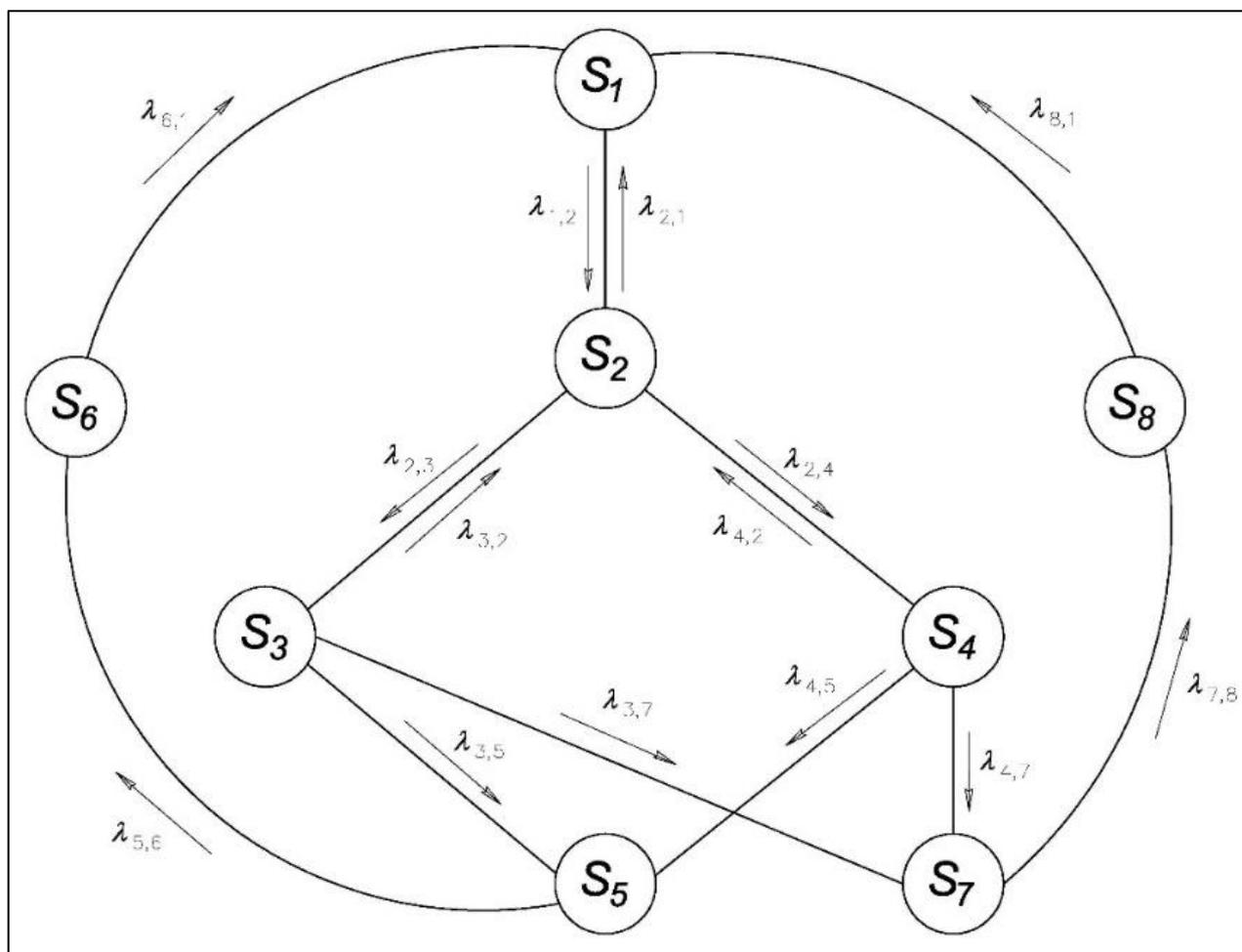


Рисунок 2 - Размеченный граф состояний системы «ГП-БИ-БУ».

Возможные состояния системы «ГП-БИ-БУ» в процессе разрушения горных пород при бурении  $S_i (i = \overline{1, 8})$ , где:

$S_1$  – нормальный (оптимальный) процесс бурения, установленный с учетом геологического разреза и максимального использования имеющихся технических средств бурения для получения высоких количественных и качественных показателей при минимальной стоимости 1 м проходки.

Вследствие изменения свойств разбуриваемых горных пород возможно отклонение заданной механической скорости бурения от фактической -  $S_2$ , причиной которой может быть:  $S_3$  – несоответствие создаваемой нагрузки прочностным свойствам горных пород;  $S_4$  – отклонение допустимой величины заглубления резцов породоразрушающего инструмента (ПРИ), что приводит к аварийному режиму работы  $S_5$ , и сопровождается увеличением энергозатрат на трение, гидравлические потери, крутильные колебания БИ, неконтролируемым увеличением подводимой мощности для разрушения горных пород и повышенным износом бурового долота и как следствие заменой ПРИ -  $S_6$ .

Для предотвращения вероятных аварийных ситуаций с учетом изменения геологического разреза в системе предусматривается сбор и анализ информации о технологическом процессе бурения -  $S_7$  и режим корректировки технологических параметров бурения -  $S_8$ .

Система дифференциальных уравнений **Колмогорова – Чепмена**, соответствующая графу состояний на рис. 4 и описывающая переходы системы при ее функционировании по замкнутому циклу  $S1 - S8$ .

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dp_1}{dt} = -\lambda_{1,2} \cdot p_1 + \lambda_{2,1} \cdot p_2 + \lambda_{6,1} \cdot p_6 + \lambda_{8,1} \cdot p_8; \\ \frac{dp_2}{dt} = \lambda_{1,2} \cdot p_1 - \lambda_{2,1} \cdot p_2 - \lambda_{2,3} \cdot p_2 + \lambda_{3,2} \cdot p_3 - \lambda_{2,4} \cdot p_2 + \lambda_{4,2} \cdot p_4 \\ \frac{dp_3}{dt} = \lambda_{2,3} \cdot p_2 - \lambda_{3,2} \cdot p_3 - \lambda_{3,5} \cdot p_3 - \lambda_{3,7} \cdot p_3; \\ \frac{dp_4}{dt} = \lambda_{2,4} \cdot p_2 - \lambda_{4,2} \cdot p_4 - \lambda_{4,5} \cdot p_4 - \lambda_{4,7} \cdot p_4; \\ \frac{dp_5}{dt} = \lambda_{3,5} \cdot p_3 + \lambda_{4,5} \cdot p_4 - \lambda_{5,6} \cdot p_5; \\ \frac{dp_6}{dt} = \lambda_{5,6} \cdot p_5 - \lambda_{6,1} \cdot p_6 \\ \frac{dp_7}{dt} = \lambda_{3,7} \cdot p_3 + \lambda_{4,7} \cdot p_4 - \lambda_{7,8} \cdot p_7 \\ \frac{dp_8}{dt} = \lambda_{7,8} \cdot p_7 - \lambda_{8,1} \cdot p_8 \end{array} \right. \quad (3)$$

Нормирующее условие

$$p_1 + p_2 + p_3 + p_4 + p_5 + p_6 + p_7 = N$$

Система записана относительно вероятностей  $P_i$  пребывания системы в своих состояниях  $S_i (i = \overline{1,8})$  – в произвольный момент времени  $\frac{dp_1}{dt}$ . При  $t \rightarrow \infty$  в системе  $S_{i,j}$  устанавливается некоторый предельный стационарный режим, при котором вероятность перехода из одного состояния в другое уже не зависит от времени, становится **постоянной величиной** и представляет собой среднее время пребывания системы в данном состоянии. В таком случае определение вероятности сводится к решению системы линейных алгебраических уравнений.

$$\left\{ \begin{array}{l} 0 = -\lambda_{1,2} \cdot p_1 + \lambda_{2,1} \cdot p_2 + \lambda_{6,1} \cdot p_6 + \lambda_{8,1} \cdot p_8; \\ 0 = \lambda_{1,2} \cdot p_1 - \lambda_{2,1} \cdot p_2 - \lambda_{2,3} \cdot p_2 + \lambda_{3,2} \cdot p_3 - \lambda_{2,4} \cdot p_2 + \lambda_{4,2} \cdot p_4 \\ 0 = \lambda_{7,8} \cdot p_7 - \lambda_{8,1} \cdot p_8 \end{array} \right. \quad (4)$$

**Матрица интенсивностей переходов**, например, определенная ЛПР может быть следующей, таблица 1.

Таблица 1 – Матрица интенсивностей переходов.

$\lambda_{ij}$	1	2	3	4	5	6	7	8
1	0	0,04	0	0	0	0	0	0
2	0,04	0	0,04	0,04	0	0	0	0
3	0	0,04	0	0	0,024	0	0,033	0
4	0	0,04	0	0	0,024	0	0,033	0
5	0	00	0	0	0	0,043	0	0
6	0,047	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0		0	0,04
8	0,04	0	0	0	0	00	0	0

Численные значения плотностей вероятностей перехода  $\lambda_{ij} = \frac{1}{t_{i,j}}$ , - величина обратная среднему времени перехода из состояния  $i$  в состояние  $j$  определены согласно проектных данных на бурение скважин в Волгоградской области [5].

Процесс функционирования системы представляется как процесс переходов с постоянными интенсивностями  $\lambda_{i,j}$  из одного состояния  $S_i$  в другое  $S_j$  отдельных элементов, составляющих систему. Кроме того, искомыми являются не вероятности, а среднее число элементов  $p_i$ , находящихся в состояниях системы  $S$ .

Решая систему алгебраических уравнений (4) с помощью математического пакета Mathcad, относительно средних численностей состояний скважин, для условий разработки месторождения в количестве  $N=50$  скважин, получаем следующие значения числа элементов:  $p_1=16,6$ ;  $p_2=9,1$ ;  $p_3=5,4$ ;  $p_4=5,4$ ;  $p_5=6,1$ , представленных на круговой диаграмме, что позволяет определить количество скважин, которые могут находиться в различных состояниях системы, рис. 3.



Рисунок 3 - Количество скважин в различных состояниях системы.

Таким образом, при заданной матрице интенсивностей переходов, количество скважин, которые могут быть пробурены без нарушения технологического режима, вызванного стохастическим характером процесса бурения, не превышает  $17+1+1=19$  ед. бурение оставшихся  $50-19=31$  ед. может сопровождаться рисками возникновения неблагоприятных событий, потери от наступления которых, приводят к увеличению сроков и стоимости разработки месторождения.

**Оценка стоимости риска** позволяет представить возможные убытки от наступления неблагоприятного события, [6].

$$R_i = C_i \cdot \Phi_i, \quad (5)$$

где:  $C_i$  – ущерб (потери) от  $i$  опасного последствия;  $\Phi_i$  - (вероятность) появления  $i$ -го опасного последствия (воздействия, состояния и др.) вычисляется как среднеквадратическое отклонение оцениваемого параметра системы объектов (в данном случае — средние численности и вероятности состояний элементов от их среднего значения).

Риск потерь от непроизводительных состояний системы может быть оценен в материальных и временных затратах (6) и (7).

$$R_i^{\text{мат}} = C_i^{\text{мат}} \cdot \Phi_i = C_i^{\text{мат}} \cdot \sqrt{M_i(N) \cdot \left(1 - \frac{M_i(N)}{N}\right)} \quad (6)$$

и

$$R_i^{\text{врем.}} = C_i^{\text{врем.}} \cdot \Phi_i = C_i^{\text{врем.}} \cdot \sqrt{M_i(N) \cdot \left(1 - \frac{M_i(N)}{N}\right)} \quad (7)$$

где:  $C_i^{\text{мат}}$  – материальные затраты в случае неблагоприятного события;  $C_i^{\text{врем.}}$  – временные затраты в случае неблагоприятного события;  $M_i(N)$  - математическое ожидание, ожидаемый результат, т.е. количество скважин при бурении которых возможен аварийный режим работы);  $N$ =количество скважин для разработки месторождения.

Для практического наполнения моделей (6) и (7) оценки риска неблагоприятного события, сопровождающегося поломкой и заменой бурового инструмента вследствие случайного изменения горно-геологических условий бурения, воспользуемся следующими данными:

$C_1^{\text{мат}} = 600$  тыс. руб - стоимость PDC долота, режуще-истирающего действия в конструкции которого используются алмазные поликристаллические резцы;  $C_2^{\text{мат}} = 1000$  тыс. руб - дополнительная аренда БУ на время СПО;  $C_1^{\text{врем.}} = 25$  час. – время дополнительных СПО для ликвидации аварии на скважине;  $C_2^{\text{врем.}} = 0,4$  час – время замены долота;  $M_i(N) = 6$  - количество скважин при бурении которых возможен аварийный режим работы  $S_6$ ;  $N=50$  – количество скважин для разработки месторождения.

После подстановки исходных данных возможные потери от перехода скважин в аварийный режим работы составят:

$$R_i^{\text{мат}} = (600\text{тыс} + 1000\text{тыс}) \cdot \sqrt{6 \cdot \left(1 - \frac{6}{50}\right)} = 1600 \cdot 2,29 = 3\,677\text{тыс} \quad (8)$$

и

$$R_i^{\text{врем.}} = (25 + 0,4) \cdot \sqrt{6 \cdot \left(1 - \frac{6}{50}\right)} = 25,4 \cdot 2,29 = 58,2\text{час} \quad (9)$$

Предложенная дисперсионная модель позволяет представить возможные убытки от наступления неблагоприятного события в виде материальных и временных потерь в условиях стохастического характера бурового процесса, обусловленного большим количеством технологических переменных.

Стратегия минимизации исхода некоторого неблагоприятного события (несколько вариантов развития событий) заключается в управлении процессом на основе «**обобщенных переменных**». Суть данного подхода к управлению процессом подробно изложена в работе [7].

Инвариантное уравнение (10) связывает между собой: основные параметры режима бурения ( $G_0, v_{\text{ПИ}}, Q$ ); геометрические параметры БИ, выражаемые через площадь контакта с породой  $F$ , учитывающей диаметр инструмента, количество лопастей, количество резцов, средний диаметр резцов и геологические характеристики породы - предел прочности горной породы.

$$\frac{G_0}{F \cdot \sigma} = \left(\frac{V_{\text{мех}}}{v_{\text{ПИ}}}\right)^\alpha \cdot \frac{1}{v_{\text{ПИ}}^\delta} \cdot Q^\delta \quad (10)$$

где:  $G_0$  – осевая нагрузка на инструмент,  $kH (mc)$ ;  $v_{\text{ПИ}}$  – окружная скорость вращения породоразрушающего инструмента, м/с;  $Q$  – количество прокачиваемой жидкости за единицу времени (расход бурового раствора),  $m^3/\text{час}$ .

Численные значения выявленных комплексов  $\pi_1 = \frac{V_{\text{мех}}}{v_{\text{ПИ}}}$  и  $\pi_2 = \frac{G_0}{F \cdot \sigma}$  из уравнения (10) позволяют использовать их в качестве **обобщенных** характеристик эффективности процесса разрушения горных пород при бурении скважин.

Минимизация обобщенных показателей  $\pi_1 \rightarrow \min$ ;  $\pi_2 \rightarrow \min$ , и поддержание их экстремальных значений на всех интервалах бурения способствует постоянному значению

величины заглупления резца  $H_{рез.скал.}$ , исключает режимы бурения с ударным внедрением инструмента и приводит сокращению мощности, затрачиваемой на разрушение горной породы. Данный подход исключает риски нарушения нормального процесса бурения вследствие отклонения механической скорости бурения, а также риски аварий, связанных с износом и поломкой бурового инструмента из-за несоответствия создаваемой нагрузки прочностным свойствам горных пород и отклонения допустимой величины заглупления резцов БИ.

**Целевые функции оптимизации процесса бурения** могут быть записаны в следующем виде (11, 12):

$$\pi_1 = \frac{V_{мех,i}}{v_{ПИ,i}} = \frac{V_{мех,i} \cdot 60 \cdot 1000}{\pi \cdot D_i \cdot n_i} = f(r, l, t, n, D) \rightarrow \min \begin{pmatrix} \pi_{1,1} \\ \pi_{1,2} \\ \dots \\ \pi_{1,i} \end{pmatrix} \quad (11)$$

где:  $i$  – номер рейса бурения с минимальным значением  $\pi_1$ ;  $r$  – количество рейсов бурения, шт;  $l$  – длина интервала бурения, м;  $n$  – скорость вращения инструмента, об/мин;  $t$  – время бурения интервала, час;  $D$  – диаметр бурового долота, мм;

$$\pi_2 = \frac{G_{0,j}}{F_j \cdot \sigma_j} = \frac{G_{0,j}}{0,5\pi \sqrt{dh_j} \frac{h_j}{\sin \gamma_{СК,j}} \sigma_j} = f(r, l, t, G_0, \gamma_{СК}, \gamma_{П}, \varphi_{р}, \sigma_{СК}, d, h) \rightarrow \min \begin{pmatrix} \pi_{2,1} \\ \pi_{2,2} \\ \dots \\ \pi_{2,j} \end{pmatrix}, \quad (12)$$

где:  $j$  – номер рейса бурения и минимальным значением  $\pi_2$

$$h = \sqrt{\left[ \frac{G_0 \sin \gamma_{СК} (1 - f \operatorname{tg} \gamma_{П})}{\pi \sigma_{СК} \cos \varphi_{р} \operatorname{tg} \gamma_{П} \sqrt{d} (1 - \operatorname{tg} \varphi_{п})} \right]^3} - \text{глубина резания/скалывания, мм;}$$

$G_0$  – осевое усилие, кН;  $\gamma_{СК}$  – угол скалывания породы, град;  $\gamma_{П}$  – передний угол резца, град;  $\varphi_{р}$  – угол поворота резца относительно направления резания/скалывания породы, град;  $\sigma_{СК}$  – предел прочности горной породы, Н/м<sup>2</sup>;  $d$  – диаметр резца, мм;

Результаты комплексной оценки параметров эксплуатации БИ при бурении скважин на нефтяных месторождениях Волгоградской области представлены на рис. 4, 5.

Численные значения обобщенных показателей  $\pi_1$  и  $\pi_2$  до оптимизации свидетельствуют о нестабильности процесса с резкими переходами от ударного внедрения инструмента до вращения без разрушения породы (диапазон изменения комплексного показателя  $\pi_1$  от 0,75 до 1,69), наличии вибрационных колебаний, приводящих к преждевременному износу буровых долот, сокращая их срок эксплуатации.

Напряжения  $\sigma_{разр.}$  создаваемые в породе буровым инструментом (диапазон изменения комплексного показателя  $\pi_2$  от 37,23 до 120) на несколько порядков превышают предел прочности породы  $\sigma$ , определяемый категорией буримости (от IV до XIII), что свидетельствует о чрезмерном (неэффективном) затратах энергии при бурении скважин и является причиной снижения технико-экономических показателей бурения, увеличенного расхода ГСМ, износа оборудования, инструмента и т.д.

**Вывод:** Непрерывные изменения параметров и показателей процесса вращательного бурения скважин при разработке нефтяных месторождений могут привести к рискам возникновения неблагоприятных событий. Предложенная дисперсионная модель позволяет представить возможные убытки от наступления неблагоприятного события в виде материальных и временных потерь в условиях стохастического характера бурового процесса, обусловленного большим количеством технологических переменных.

Представлена стратегия минимизации рисков от наступления неблагоприятных событий, предусматривающая управление процессом бурения на основе «**обобщенных переменных**», являющаяся дополнительным технологическим инструментом повышения его эффективности.

До оптимизации



После оптимизации

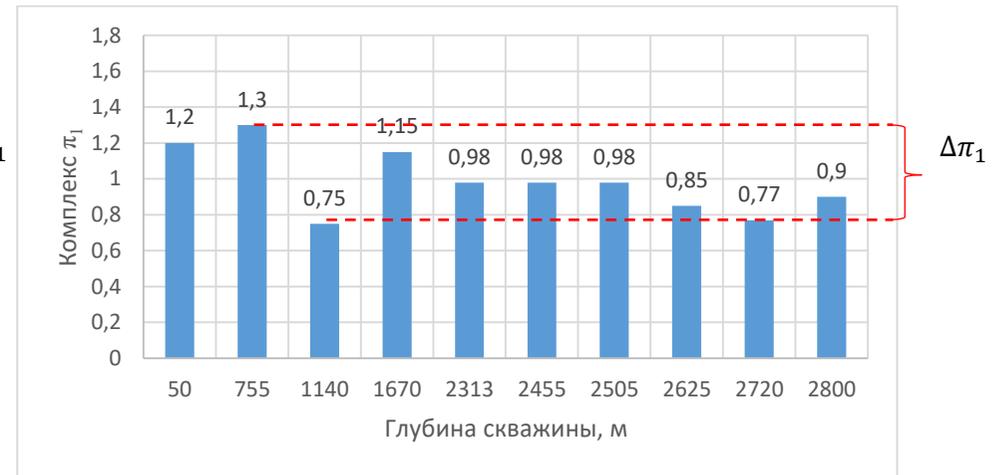


Рисунок 4 – Изменение численного значения комплекса  $\pi_1$  характеризующего режим разрушения горной породы в процессе бурения.

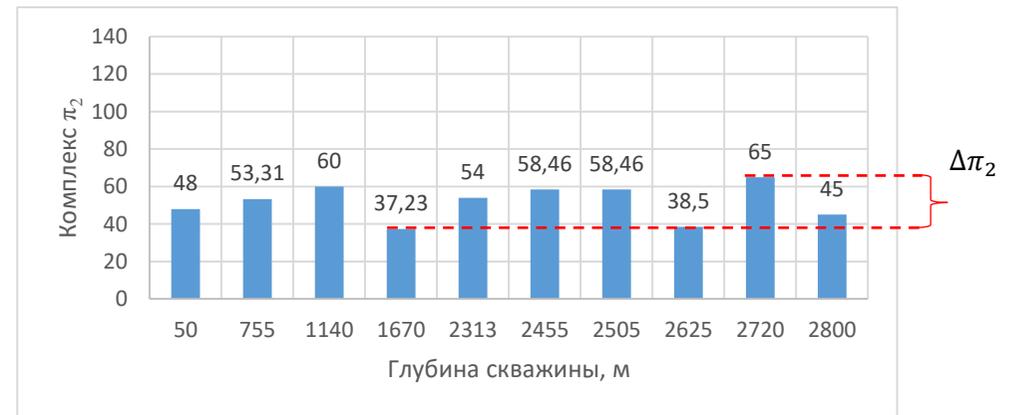


Рисунок 5 – Изменение численного значения комплекса  $\pi_2$  характеризующего энергоэффективность разрушения горной породы.

## Библиографический список:

1. Силкина Г.Ю. Теория принятия решений и управление рисками. Модели конфликтов, неопределенности, риска.: Учеб. пособие. СПб.: Изд-во СПбГПУ, 2003. 72 с.
2. Статья Елена Зайцева Моделирование по схеме марковских случайных процессов, <https://pandia.ru/text/78/060/15106.php>.
3. Степин Ю.П. Компьютерная поддержка формирования, многокритериального ранжирования и оптимизации управленческих решений в нефтегазовой отрасли. – М.: Недра, 2016. – 421 с.
4. Ю.П. Степин, Е.Н. Бледных Системное моделирование, оптимизация, оценка и анализ рисков и эффективности функционирования нефтегазовых производственных систем // РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.
5. АО «РИТЭК» ТПП «Волгограднефтегаз» // Информационный мониторинг строительства скважин. – Волгоград, 2019.
6. Ю.П. Степин, Д.Г. Леонов, Т. М. Папилина, О.А. Степанкина Системное моделирование, оценка и оптимизация рисков функционирования распределенных компьютерных систем // РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.
7. Шмелев, В. А. Управление процессом бурения нефтяных и газовых скважин с целью повышения его эффективности / В. А. Шмелев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. - №6(354). – С. 5-12.

УДК 622.24.06.2

### Некоторые вопросы применения буровых растворов при бурении под направление

Михеев М. А., Уляшева Н. М., Цуканова А. Н.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

На начальном этапе процесса строительства скважин крайне важную роль играют работы, связанные с бурением под направление. Это связано, в первую очередь, с тем, что от качества обвязки устья скважины и, в частности, циркуляционной системы напрямую зависит дальнейший процесс углубления. Как правило, осложнения, возникающие при некачественном бурении и креплении под рассматриваемый интервал, не носят фатального характера, однако могут привести к долгосрочным техническим проблемам, в особенности при бурении под кондуктор, что, в свою очередь, увеличивает сроки строительства скважин и значительно повышает стоимость работ.

Как правило, при бурении под направление играют роль три основных фактора:

1. Малая глубина бурения;
2. Низкие скорости проходки, обусловленные сочетанием ограниченной нагрузки на долото и наличием в разрезе крупных включений высокой твердости (валуны, в ряде случаев близко расположенные породы значительного возраста – доломиты, известняки, песчаники);
3. Наличие в разрезе неустойчивых горных пород, осложненное необходимостью разбуривания песчаной отсыпки;
4. Значительная вероятность поглощений с уходом бурового раствора, как собственно в проницаемые пласты, так и под отсыпку.

Сочетание этих факторов приводит к необходимости корректировки программ промывки при бурении интервала. Как показывает практика, в подавляющем большинстве случаев растворы для бурения под направление не имеют каких-либо серьезных требований по ряду параметров, таких как плотность или фильтрационные характеристики. Объясняется это тем, что время бурения крайне ограничено и объемные изменения в горных породах, обусловленные набуханием глинистой составляющей, не успевают проявиться. Сужения ствола, вследствие увеличения толщины фильтрационной корки, в данных условиях не наблюдаются, так как вследствие осыпания неустойчивых пород рассматриваемый интервал практически всегда имеет высокую кавернозность. При этом сама корка характеризуется относительно малой толщиной и прочностью из-за низких перепадов давления, как статического, так и

гидродинамического. Последнее обстоятельство обусловлено незначительными глубинами и большими зазорами между бурильным инструментом и стенками скважины. Эти же факторы делают убегающе малым влияние на давления плотности бурового раствора.

Вместе с тем, к буровому раствору, применяемому при бурении под направление, предъявляется ряд требований с точки зрения обеспечения повышенных реологических характеристик. Это обусловлено необходимостью качественной очистки забоя и ствола скважины при выносе шлама, имеющего значительные линейные размеры (в ряде случаев - десятки сантиметров) при низкой скорости потока. Последнее связано с большой разницей в диаметрах ствола скважины и бурильного инструмента, а также техническими ограничениями оборудования, используемого для промывки (буровые насосы). Кроме того, одной из важнейших функций бурового раствора является обеспечение устойчивости стенок скважины, что является актуальным при бурении под направление, так как зачастую, верхние горизонты представлены рыхлыми, малосвязанными породами (пески, галька, гравий). Объем такого интервала, как правило, крайне незначителен, чаще всего в пределах  $10 \text{ м}^3$ , что ставит под сомнение целесообразность приготовления большого объема раствора для бурения интервала.

Учитывая вероятность поглощений, либо «ухода» раствора под отсыпку, реальна ситуация, при которой весь объем промывочной жидкости может быть утерян за несколько минут, что приведет либо к:

- Остановке бурения для восстановления объема и принятия мер по ликвидации потери раствора;

- Применению заменителя, в роли которого чаще всего выступает вода. В этом случае говорить о каком-либо реальном сохранении устойчивости стенок скважины не приходится.

Еще одним нюансом, вносящим ограничения в процесс применения бурового раствора, является ограничение на использование большого числа химических реагентов. Последнее связано с тем, что в зоне работ с большой вероятностью могут находиться воды хозяйственно-питьевого значения, а также большое количество проницаемых интервалов, распространяясь по которым буровой раствор может попадать на ландшафт, а также в поверхностные водоемы (реки, озера, болота и т.д.), вызывая в конечном итоге их загрязнение.

Исходя из вышеизложенного, а также ряда иных, менее значимых факторов, для бурения под направление оптимально использование высоковязких глинистых буровых растворов, нестабилизированных, либо с низким уровнем стабилизации [1]. За счет высокого (около  $100 \text{ кг/м}^3$ ) содержания коллоидной фазы, данный тип раствора обладает достаточной выносящей способностью, а также может эффективно стабилизировать стенки скважин путем быстрого коркообразования и «склеивания» частиц горной породы, при проникновении глинистой фракции в толщу слабосцементированных пород, даже при малом перепаде давления.

В то же время при применении данных растворов необходимо учитывать и негативные факторы. В частности, из-за повышенной вязкости часто возникает ситуация, при которой система очистки не обладает достаточной пропускной способностью при высокой подаче насосов. Ситуация усугубляется тем, что в настоящее время для приготовления растворов используются глинопорошки типа ПБМ. При этом, тип модифицирующей добавки может быть различным (завод-изготовитель, как правило, не сообщает о том, чем модифицируется глинопорошок). Если модифицирующий компонент акриловый полимер, то пропускная способность системы очистки снижается еще более. Следствием этого являются:

- Высокие потери раствора на системе очистки;
- Работа при выключенных (полностью или частично) виброситах с интенсивным загрязнением циркуляционного агента;
- Снижение подачи насоса, что приводит к недовыносу шлама и сопутствующим проблемам.

Вследствие вышеописанного, для бурения под направление часто применяются промывочные жидкости с относительно низкой (около 60 с по Маршу) вязкостью, теоретически, достаточной, для обеспечения выноса шлама. Тем не менее, как показывает практика, при использовании модифицированных глинопорошков такая вязкость часто достигается уже при содержании коллоидной фазы  $50-70 \text{ кг/м}^3$ . Последнее негативно влияет на

обеспечение устойчивости стенок скважины из-за относительно низкого коркообразования и недостаточной скрепляющей способности бурового раствора.

В ряде случаев, при использовании буровых растворов с недостаточной вязкостью, по окончании бурения под кондуктор наблюдаются проблемы с хождением инструмента вследствие активного осыпания (обваливания, обрушения) пород. При этом размер фракций, присутствующих в стволе одновременно, может колебаться в широком диапазоне, от песка до конгломерата. Для обеспечения хождения инструмента увеличивается время промывки, в ряде случаев, оно может кратно превышать время, затраченное на бурение. Применение очищающих пачек в данной ситуации часто неэффективно вследствие того, что вымытая из ствола скважины порода немедленно замещается либо свежесыпавшейся со стенок скважины, либо вымытым при прокачке пачек из каверн шламом.

Проблема может иметь продолжение и после окончания промывки. Даже в случае, когда удалось добиться свободного хождения инструмента, его подъем с разборкой КНБК, а также ПЗР к спуску направления и собственно процесс спуска труб большого диаметра занимают значительное время. За этот период может произойти повторное осыпание стенок скважины, что, в свою очередь, чревато рядом осложнений, от недохода обсадной колонны до ее заклинки в процессе спуска [2].

Данные процессы имеют широкие географические рамки и могут наблюдаться в различных регионах страны. При этом они могут носить как разовый (несистемный) характер, так и быть стандартным осложнением. В качестве примера можно привести Суборскую площадь (Республика Коми), где на одной из скважин в процессе спуска вследствие, предположительно, вываливания из стенки скважины валуна, наблюдалась потеря подвижности и, как следствие - вынужденный недоход обсадной колонны. В другом случае - на Среднеботуобинском месторождении (Якутия), потребовалось увеличение временных затрат на промывку, в объеме 5-7 часов, на более чем 50% проводимых скважин. При этом часто наблюдалась ситуация с недоходом обсадной колонны вследствие заваливания ствола обвальным шламом, что приводило к необходимости доспуска 2-3 труб с циркуляцией и последующей длительной промывке на забое перед цементированием.

В последнем случае, решить проблему позволили разработка и применение новой технологии промывки, представленной ниже:

1. Бурение ствола велось на глинистом нестабилизированном растворе вязкостью 60-80 с, что обеспечивало достаточную пропускную способность вибросит с сетками 35-45 меш. Потребный объем раствора при этом не превышал 50 м<sup>3</sup>.

2. Параллельно с приготовлением основного объема раствора в БПР подготавливалась пачка в объеме 15-20 м<sup>3</sup> глинистого раствора с содержанием коллоидной фазы не менее 90 кг/м<sup>3</sup> и вязкостью 200 с или более (Н/Т).

3. В случае, если начиналось поглощение, высоковязкая пачка использовалась в качестве резервного объема. Это обеспечивало повышение общей вязкости системы и снижение интенсивности, либо прекращение поглощения. После ее введения производилось приготовление свежей пачки.

4. По окончании бурения после промывки в течение 0,5 часа буровой раствор в стволе замещался на высоковязкую пачку с ее полной закачкой в ствол. При этом, за счет высоких структурных показателей, повышалась эффективность очистки ствола скважины, а за счет частичного выхода пачки на поверхность, обеспечивался вынос шлама. Стабилизация стенок скважины достигалась благодаря высоким реологическим характеристикам и повышенному содержанию глины в растворе.

5. Производился подъем инструмента и спуск обсадной колонны.

6. По окончании спуска использовалась промывка с обратным замещением на буровой раствор, после чего выполнялся цементаж. Оставшийся раствор мог применяться в качестве основы для приготовления высокоминерализованного раствора под следующий интервал.

С использованием описанной технологии было успешно пробурено не менее пяти скважин. В последствии, данная технология начала применяться в случае проявления на скважинах недостаточной стабильности ствола. На основании положительных результатов

применения вышеописанной технологии, ее испытание и последующее использование рекомендуется и на других месторождениях со схожими проблемами.

### **Библиографический список:**

1. Уляшева, Н.М. Технология буровых жидкостей: учеб. пособие; в 2 ч.; ч. 1 / Н.М. Уляшева. – Ухта: УГТУ, 2008. – 164 с.
2. Каменских С. В. Предупреждение и ликвидация осложнений и аварий при бурении и креплении нефтяных и газовых скважин/ С. В. Каменских. – Вологда:ООО "Издательство «Инфра-Инженерия»", 2024. – 272 с.

УДК 622.24.06.2

### **Некоторые вопросы управления свойствами буровых растворов с высокой минерализацией**

Уляшева Н. М., Михеев М. А., Цуканова А. Н.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Сложно представить современные технологии бурения, обеспечивающие одномоментно увеличение механической скорости проходки и сокращение экономических и временных затрат на буровые работы, без совершенствования технологии промывки. Разработка и внедрение различных типов буровых растворов являются актуальнейшими вопросами повышения как качества проводки, так и качества освоения скважин. Количество модификаций буровых промывочных растворов, вследствие широкого спектра геологических условий и необходимости индивидуальной адаптации под ситуативные изменения каждой площади, а в ряде случаев и конкретной скважине, не поддается учету. Классическим примером такой ситуативности может служить Кыртаельское месторождение Республики Коми, где при бурении на двух скважинах с устьями, разнесенными на 15-20 метров, уже начиная с кондуктора, можно наблюдать принципиально разные типы осложнений.

Отдельную нишу в семействе буровых растворов на водной основе занимают системы с высоким уровнем минерализации. Как и любой другой тип раствора, они обладают рядом преимуществ и недостатков. К преимуществам данных растворов можно отнести:

1. Способность предотвращать растворение солей (при правильном выборе минерализатора);
2. Относительно высокую устойчивость к полиминеральной агрессии;
3. В большинстве случаев, замедленную скорость микробиологической деструкции;
4. Высокую (по сравнению с пресными растворами) плотность неутяжеленной системы, что позволяет расширить границы применения утяжелителей;
5. Высокую ингибирующую способность вследствие эффекта осмотического влагопереноса, приводящего к «высушиванию» глинистых пород;
6. Совместимость с большинством используемых реагентов и материалов. Сочетание комплексной обработки одномоментно вводимыми высокомолекулярными соединениями различной природы происхождения усиливает работу реагентов, наблюдается синергетический эффект;
7. Относительно невысокую стоимость по сравнению с растворами на неводной основе, предназначенными для вскрытия аналогичных отложений, а также ряд других;
8. Возможность приготовления данного типа раствора на базе ранее использовавшихся пресных систем на водной основе.

Из всего вышеперечисленного, наибольшего внимания заслуживает процесс осмотического влагопереноса, развивающийся практически при каждом применении данного типа буровых растворов. Осмотический влагоперенос возможен не только в набухающих глинах, где разность концентраций ионов в межплоскостном пространстве и буровом растворе вызывает набухание породы, но и в литифицированных породах (глинистый сланец, аргиллит, мергель). Основными условиями протекания этого процесса является наличие в поровом пространстве

свободной или слабосвязанной воды, а также полупроницаемой мембраны. При этом развивается осмотическое давление, вызывающее либо набухание или разрушение, либо усадку [1].

Можно с очевидностью утверждать, что любое повышение минерализации бурового раствора изменяет интенсивность осмотического влагопереноса, а в присутствии полимерного реагента скорость гидратации уменьшается. Как видно из описания, осмотический влагоперенос может привести как к упрочнению стенок скважин за счет полного блокирования набухания глинистых пород, так и к прямо противоположному эффекту. Вследствие осмотического высушивания, породы, слагающие разрез, теряют связанную воду, что приводит к объемным изменениям (уменьшению) частиц глин. Последнее, в свою очередь, способствует развитию трещин непредсказуемой размерности. В дальнейшем развитие трещиноватости создает предпосылки к объемному растрескиванию горных пород и их высыпанию. Это значительно повышает как наработку раствора вследствие накопления твердой фазы, так и рост кавернообразования. При этом, точность оценки глубины каверн, ввиду конструктивных особенностей каверномеров, является приближенной, так как в достаточно тонкослоистых разрезах каверномер работает не эффективно из-за невозможности полного раскрытия, соответственно искажая фактические данные о диаметре скважины. Последнее обстоятельство является одной из основных проблем данного раствора, проистекающих непосредственно из его достоинств и должно учитываться как при выборе типа раствора, так и оптимизации его состава.

Недостатками данной системы являются:

1. Логистические затраты для завоза дополнительного количества соли;
2. Дополнительный расход реагентов для стабилизации раствора (как показывает практика, потребное количество полимерных реагентов может быть в 1,5-2 раза выше, чем для пресных растворов). При высокой степени минерализации общая концентрация реагентов – стабилизаторов, обеспечивающая необходимый показатель фильтрации, резко возрастает до 2,5 - 3% и более. Кроме того, некоторые эфиры целлюлозы и акрилаты начинают проявлять себя не как стабилизирующие добавки, обеспечивающие в том числе необходимые реологические характеристики, а как реагенты -разжижители;
3. Повышенная (по сравнению с пресными системами) сложность приготовления растворов и необходимость постоянного контроля при обработке некоторыми реагентами, из-за возможного их нестандартного поведения;
4. Невозможность приготовления высокоминерализованных неаэрированных растворов низкой плотности (за исключением растворов с полыми микросферами, резко повышающими стоимость раствора).

Исходя из вышеуказанного, несмотря на теоретически возможную значительную область применения высокоминерализованных растворов, их основной нишей стало бурение в разрезах, содержащих соленосные отложения. Как следствие, наиболее распространенными из них являются растворы, минерализованные по хлористому натрию, наиболее часто встречающемуся в природе сложения геологических отложений в виде минерала галита.

Технология приготовления буровых растворов высокой степени минерализации, как упоминалось ранее, достаточно сложна и должна учитывать ряд факторов:

1. Соль (особенно галит) может различаться крупностью помола, а также условиями хранения, что может затруднять ее ввод в буровой раствор. Последнее оказывает наибольшее влияние в холодное время года;
2. Как правило, реально возможная концентрация соли на поверхности не превышает 200 кг/м<sup>3</sup>, после чего растворимость резко снижается. Дальнейшая обработка приводит к неоправданно-высоким затратам времени и потере материалов;
3. В процессе растворения, в случае непринятия соответствующих мер, минерализатор способен вызывать коагуляцию коллоидных частиц, содержащихся в буровом растворе;
4. В случае, если вследствие коагуляции произошел скачок фильтрации (свыше 14 см<sup>3</sup>/30 мин. по ВМ-6) высока вероятность потери устойчивости системы, сопровождающейся агрегатированием коллоидной фазы с утяжелителем, с дальнейшим выпадением в осадок. Это, в свою очередь, приведет к значительному увеличению затрат времени и расхода химических реагентов на ликвидацию последствий;

5. В случае необходимости повышения реологических характеристик, за счет ввода глин с целью обеспечения структурных свойств высокоминерализованных систем необходимо понимать, что бентонитовые глины способны увеличивать только вязкостную характеристику, не влияя на показатель статического напряжения сдвига, поэтому эффективнее использовать добавки солестойких глин (пальгорскита), в количестве до 8-10% [2].

Помимо данных факторов могут наблюдаться иные проблемы, влияющие на целесообразность применения данного типа раствора.

Исходя из вышеперечисленного, разработан алгоритм применения высокоминерализованных растворов, позволяющий оптимизировать как технологию приготовления буровых растворов, так и технологию промывки скважин, предлагаемый ниже.



Рисунок 1 – Алгоритм применения высокоминерализованных буровых растворов.

Предлагаемый алгоритм может использоваться как в научно-исследовательских работах, так и для реализации непосредственно, на буровой.

#### Библиографический список:

1. Уляшева, Н. М. Технология буровых растворов : учеб.-метод. пособие / Н. М. Уляшева, М. А. Михеев, В. В. Дуркин. – Ухта : УГТУ, 2019. – 112 с.
2. Жуховицкий С. Ю. Промывочные жидкости в бурении: учебное пособие / С. Ю. Жуховицкий. – Москва : Недра, 1976. – 200 с

**Особенности использования буровых растворов с высоким уровнем минерализации при обработке их современными химическими реагентами**

Цуканова А. Н., Михеев М. А., Уляшева Н. М.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

Буровые растворы, используемые в процессе бурения, необходимы не только с точки зрения эффективной очистки забоя от выбуренной породы, но и для выполнения ряда других важных технологических функций. Несоответствие их компонентного состава определенным условиям, к примеру, геологическим, осложняет процесс проводки скважины, повышая вероятность возникновения осложнений, приводящих в определенных условиях к аварийным ситуациям. Данное обстоятельство сопровождается увеличением непроизводительного времени и, как следствие, дополнительной экономической нагрузке. Обеспечение сохранности качества бурового раствора в течение всего времени бурения, несмотря на постоянное совершенствование технологии промывки скважин - одна из актуальнейших проблем нефтегазодобывающей сферы. Подтверждение этому - многообразие рецептур буровых промывочных агентов, как на водной, так и на неводной основе. При этом, несмотря на тенденцию к увеличению доли буровых растворов на неводной основе и оптимизацию под них технологии промывки, «классические» системы на водной основе по-прежнему широко используются.

Данный тип буровых растворов, несмотря на достаточно, в некоторых случаях, сложную технологию приготовления и обработки и сравнительно узкую специализацию каждой из систем, обладает целым рядом преимуществ относительно растворов на неводной основе, таких как:

- меньшая стоимость;
- низкая пожароопасность;
- сравнительная легкость проведения замеров параметров и меньшее их количество (например, для растворов на неводной основе дополнительным параметром оценки является электростабильность);
- отсутствие дополнительных требований к оборудованию для приготовления, очистки, утилизации и ряд других.

Учитывая вышеуказанные преимущества, буровые растворы на водной основе по-прежнему имеют значительный потенциал для развития, особенно в условиях, когда процесс проводки скважин осложнен наличием в разрезе поглощающих горизонтов.

Широкая вариативность как составов, так и свойств данного типа буровых растворов позволяет адаптировать их под условия конкретных площадей, но снижает универсальность отдельно взятых систем и накладывает более высокие требования на квалификацию персонала, осуществляющего соответствующий сервис. Тем не менее, группирование промывочных жидкостей по базовому компонентному составу позволяет выделить определенные закономерности в их поведении. Учитывая, что работа с буровыми растворами на водной основе ведется уже более ста лет, в растворном сервисе сформировались как реально действующие правила, так и стереотипы, связанные с конкретными системами.

Наглядным примером таких стереотипов являются, в частности, буровые растворы, имеющие высокий уровень минерализации. При работе с данным типом растворов учитывается значительное количество факторов. Преимущества этих растворов, такие как обладание высокой ингибирующей способностью, повышенным удельным весом, и рядом других технологически выгодных свойств, способствуют предотвращению растворения солей, сохранения устойчивости открытого ствола скважины. Помимо вышеперечисленных, имеются также менее ярко выраженные преимущества, делающие рассматриваемую систему весьма привлекательной с точки зрения технологии ведения работ. Тем не менее, как показывает практика, минимум одно из них, учитываемое как в процессе проектирования, так и при работе непосредственно на скважине, в настоящее время не соответствует действительности.

Согласно источникам классической научной-технической литературы, буровые растворы с высоким уровнем минерализации обладают высокой стойкостью к ферментации и микробиологической деструкции. Данное обстоятельство регулярно находило подтверждение в практических условиях и до настоящего времени считается аксиомой.

Учитывая высокую агрессивность солей в отношении микроорганизмов, позволяющих использовать рассолы, в том числе, в процессе консервации биологических продуктов разного типа, это мнение оправдано. Аналитический обзор научно-технической литературы, в том числе, результатов комплексных экспериментальных лабораторных и практических исследований, показал, что буровые растворы на основе концентрированных рассолов хлорида натрия (наиболее распространенный минерализатор) способны выдерживать полиминеральную и микробиологическую агрессию. Данное отличие, проявляющееся долговременной стабильностью системы, делает их привлекательными для бурения в осложненных интервалах и позволяет использовать меньшее количество бактерицида по сравнению с пресными системами.

Тем не менее, стоит отметить, что подавляющее большинство канонических исследований в данной области были проведены во второй половине 20-го века. Как правило, это период интенсивного развития прикладных дисциплин, связанных с бурением скважин, пришедшийся на период 60-х – 80-х годов. Именно это обстоятельство вынуждает поставить под сомнение постулат о бактериальной устойчивости высокоминерализованных растворов. Подтверждение этому – анализ фактической промысловой информации.

Сбор и обработка фактических данных показали, что высокоминерализованные промывочные жидкости, в определенных условиях, отличаются повышенной скоростью микробиологической деградации [1] (даже по сравнению с пресными растворами). Так, в единичных случаях начальная стадия процесса гниения наблюдалась уже на вторые сутки после приготовления раствора. В отличие от пресных растворов, деструкция практически не замедлялась при циркуляции и проявлялась волнообразно, с характерной геометрической прогрессией. Стандартные методы, в частности, антибактериальная обработка, обеспечивали незначительный временный эффект. При этом в разы увеличивается расход реагентов по сравнению с пресными растворами, что приводило к неоправданному увеличению финансовой нагрузки для заказчика и удорожанию себестоимости проводки скважины.

Причина сложившейся ситуации представляется в качественном изменении полимерной составляющей буровых растворов. Классическая рецептура растворов высокой минерализации образца прошлого века представлена следующими компонентами:

- Глинистая фаза (коллоидная составляющая, структурообразователь);
- Каустическая сода (регулятор pH);
- Кальцинированная сода (регулятор жесткости, пептизатор глины);
- Крахмальные реагенты (понижитель водоотдачи);
- Эфиры целлюлозы (понижитель водоотдачи, регулятор реологических характеристик);
- Лигносальфонаты (понижитель водоотдачи, регулятор реологических характеристик);
- Смазывающие добавки;
- Утяжелители, наполнители;
- Вспомогательные реагенты.

В настоящее время, вследствие существенного развития номенклатуры химических реагентов, глинопорошки практически не используются, либо имеют ограниченное применение. Также значительно сократилось использование лигносульфонатов. Актуальная рецептура включает следующие компоненты:

- Биополимер (структурообразователь);
- Каустическая сода (регулятор pH);
- Кальцинированная сода (регулятор жесткости, пептизатор глины);
- Крахмалы различной модификации (понижитель водоотдачи);
- Эфиры целлюлозы (понижитель водоотдачи, регулятор реологических характеристик);

- Смазывающие добавки;
- Утяжелители, наполнители;
- Вспомогательные реагенты.

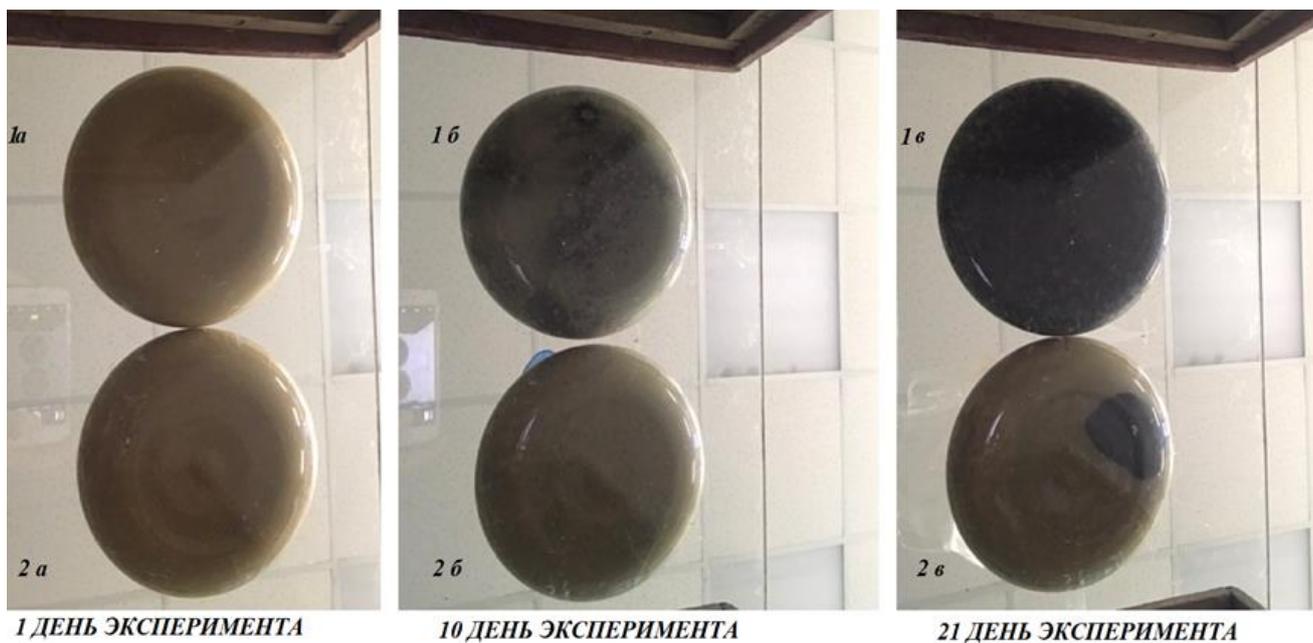
Отличительным изменением в компонентном составе является присутствие биополимеров, в частности внеклеточного микробного полисахарида. Классическим примером данного реагента является ксантан - разветвленный гетерополисахарид, представленный пятью остатками гексоз (глюкозы, маннозы и глюкуроновой кислоты), с молекулярной массой от 2 до 12 тыс. кДа. Ксантановые смолы имеют высокую вязкость (в зависимости от числа групп пирувата в полимере) и по ряду свойств сходны с пластмассой. Данный экзополисахарид, образующийся в клетках *Xanthomonas campestris* при аэробном росте на среде с глюкозой, обладая значительным количеством положительных функций, нестабилен по отношению к микробиологической деструкции в определенных средах. Исходя из этого, был сделан вывод о возможном катализирующем влиянии минерализатора на ферментацию экзополисахаридов.

Для проверки данной гипотезы была проведена серия экспериментов [2]. Комплексное экспериментальное исследование подтвердило первоначальную гипотезу. В экспериментальном исследовании оценки стабильности органических полимеров использовались как полимеры природного происхождения (производные целлюлозы, модификации крахмалов), так и синтезированные, в том числе, полученные в результате биосинтеза (экзополисахариды). Ввиду объемности эксперимента, было принято решение разбить его на несколько этапов, подразумевающих оценку поведения как водных растворов исследуемых групп, так и глинистых суспензий определенной плотности (1030-1050 кг/м<sup>3</sup>), содержащих исследуемые химические реагенты в рабочих концентрациях, характерных для систем буровых растворов. Факторами оценки изменений выступали следующие параметры:

- Внешние изменения растворов (визуальный субъективный метод оценки);
- Контроль водородного показателя;
- Контроль расчетных показателей реологии: СНС,  $\eta$ ,  $\tau_0$ ;
- Контроль показателя фильтрации.

Продолжительность каждого из этапов исследования имела разные сроки, но минимальный период эксперимента, на всех этапах, составил 21 день. Такой период был определен исходя из среднего времени проводки скважины. Полученные результаты показали, что деструктивные процессы в водных растворах экзополисахаридов, относящихся к классу производных *Xanthomonas campestris*, а также в глинистых суспензиях, содержащих данные экзополисахариды, в условиях отсутствия минерализатора хлорида натрия начинали развиваться на пятые сутки эксперимента. При обработке аналогичных образцов хлоридом натрия, начальные ферментационные процессы проявились на вторые сутки, к концу четвертого дня эксперимента образцы полностью утратили первоначальные параметры.

Один из этапов включал последовательную обработку образцов бактерицидами. Проведенный эксперимент выявил, что обработка образцов, содержащих минерализатор хлорид натрия бактерицидом, не обеспечила антиферментативного действия, деструкция также начиналась на второй день эксперимента. Следовательно, использование экзополисахаридов производных *Xanthomonas campestris*, в качестве структурообразователя, в условиях присутствия хлорида натрия (природный минерал Галит) нецелесообразно и способствует увеличению расхода реагентов и материалов и удорожанию себестоимости проводки скважины, как было отмечено ранее. Частичные результаты изменения систем, в присутствии минерализатора и без, представлены ниже, на рисунке 1.



1а, 1б, 1в – глинистые суспензии, содержащие экзополисахарид, обработанные минерализатором хлорид натрия  
 2 а, 2 б, 2в – глинистые суспензии, содержащие экзополисахарид, без обработки минерализатором

Рисунок 1 – Визуальные изменения исследуемых глинистых суспензий плотностью  $\rho=1030 \text{ кг/м}^3$ , содержащих экзополисахаридксантанового ряда DUOVIS, в рабочих концентрациях.

### Библиографический список:

1. Postgate J.R. The Reduction of Sulphur Compounds by Desulfovibriodesul-furicans II Gen. Microbiol.-№ 5,- 1951,- P.725-728.
2. Цуканова А.Н., Уляшева Н. М. Природные редуценты как активатор сульфатвосстанавливающих бактерий в буровых промывочных жидкостях// Материалы X Международной (XVIII Всероссийской) научно-практической конференции. Москва: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2023. – С 46-49.

УДК 622.24

### Последствия деградации полимерных реагентов при бактериальной деструкции

Логачёв Ю. Л., Цуканова А. Н.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Органические реагенты, входящие в состав буровых промывочных жидкостей со временем подвергаются бактериальному заражению и в результате жизнедеятельности микроорганики теряют свои первичные качества, особенно этому подвержены полимерные компоненты. Процесс деградации реагентов нарастает со временем. Кроме временного фактора на темп и глубину деструкции полимерных реагентов также оказывают влияние температура среды, внесенная микрофлора, реагенты бактерициды, простой бурового раствора без циркуляции.

Проводимые на кафедре БМОН и ГП исследования по ряду полимерных реагентов [3] показали качественные ухудшения реологических характеристик, снижение рН (pondus Hydrogenii). Исследования проводились в лаборатории при нормальных условиях, поэтому влияние температуры не определялось. В скважине температура может превышать н.у. в несколько раз, так что при этом нейтральное значение рН становится ниже 7.

Снижение структурных и реологических показателей негативно сказывается на контролируемых свойствах промывочных жидкостей, таких как, удерживающие и выносящие твердую фазу, водоотдаче, толщине и проницаемости глинистой корки и др.

Рассмотрим еще один немаловажный фактор – поглощающую способность высокопроницаемых горных пород, на который в том числе существенно влияет реологический параметр динамическое напряжение сдвига (ДНС) [1, 2]. В этих работах показано, что чем выше ДНС, тем меньше глубина проникновения в проницаемые и поглощающие пласты бурового раствора и его компонентов.

Исследования реологических характеристик ДНС и пластической вязкости (ПВ) проводились на вискозиметре Fann-35 и рассчитывались по методу наименьших квадратов по модели Шведова-Бингама.

Ферментативные изменения 8-ми полимерных реагентов, используемых в эксперименте, для обработки буровых растворов, показаны в таблице 1, где отражено относительное снижение реологических параметров, а также водородного показателя произошедшие за восемь суток эксперимента.

Таблица 1 – Результаты эксперимента.

Полимерный реагент	ДНС, Па			ПВ, сПз			рН	
	от	до	%	от	до	%	1-й день	8-й день
ПАЦ-Н	8,1	6,3	22,3	28,9	19,8	31,7	7,5	6,6
ПАЦ-Н (полицелл)	5,1	3,9	22,5	12,9	10,1	21,2	7,5	6,0
РАС-LE	3,5	2,7	22,7	14,2	12,3	13,5	7,5	6,7
Duovis	4,2	2,4	43,3	13,4	9,6	28,8	7,5	6,7
POLY RAS UL	2,2	1,8	17,9	10,5	9,2	12,2	7,5	6,9
КМЦ-LV	6,0	4,7	21,7	7,8	5,9	24,5	7,5	6,5
ПАЦ-В (полицелл)	18,2	15,4	15,7	17,9	14,0	21,5	7,5	6,4
РАС-RE	11,9	6,2	48,2	19,9	13,3	33,1	7,5	6,7

Наибольшая деструкция наблюдается у реагентов Duovis и РАС-RE. В тоже самое время для одинаковых реагентов разных производителей (например, ПАЦ-Н (полицелл) и ПАЦ-Н) можно судить о качестве материала и его структурообразующей способности.

Для наиболее подверженных ферментативному воздействию реагентов на рисунках 1 и 2 показано изменение реологических параметров во времени. У реагента Duovis наблюдаются 3 области изменений реологического поведения: 1-я длится в течение суток и объясняется прохождением полной реакцией в водной среде (распусканием); 2-я занимает 6 суток и характеризуется устойчивым состоянием (резистивностью к ферментативному воздействию); 3-я область резкого снижения всего за одни сутки и далее в течение следующих суток наблюдается стабильность реологических показателей (рисунок 1).

Реагент РАС-RE показывает устойчивое снижение показателей практически с первых суток. Динамика снижения ДНС и ПВ хорошо аппроксимируется линейными зависимостями показанными на рисунке.

Теперь покажем, как снижение реологических характеристик повлияет на поглощение раствора. В основном структурные свойства количественно определяемые через ДНС создают в каналах эффект гидрозатвора. Поглощение прекращается при равенстве дифференциального давления в скважине и остаточного давления необходимого для страгивания жидкости обладающей структурной прочностью в каналах пласта.

Оцениваться будет относительная глубина проникновения раствора в пласт  $\bar{l}$ , т.е. отношение радиуса зоны проникновения к диаметру каналов проницаемого пласта.

На рисунках 3 и 4 показано как изменяется относительная глубина проникновения для раствора с РАС-RE при изменении реологических характеристик на примере условий Харьягинского месторождения при бурении под эксплуатационную колонну диаметром.

Глубина залегания поглощающего горизонта 2630 м. Для сравнения показан расчет для условно вертикальной и наклонно-направленной скважины с длиной по стволу 4500 м.

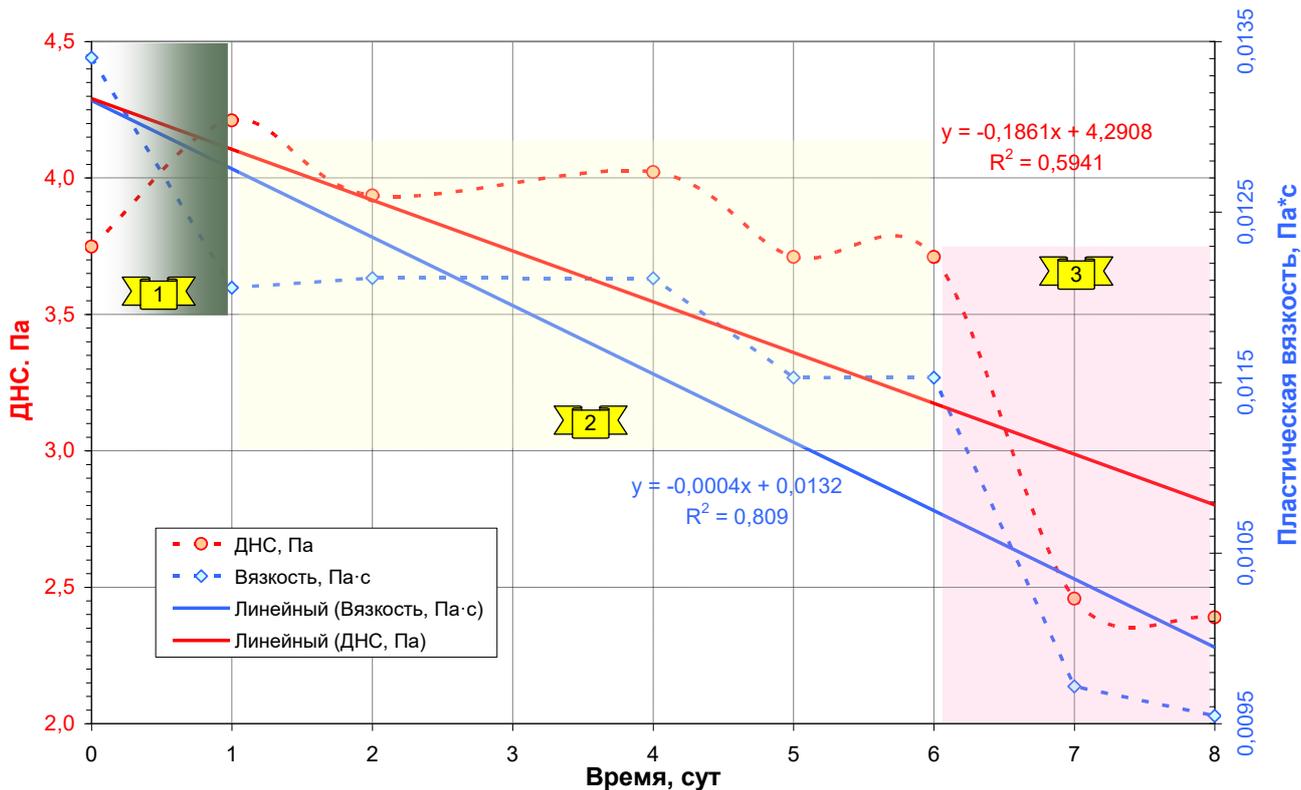


Рисунок 1 – Динамика реологических параметров у раствора с Duovis.

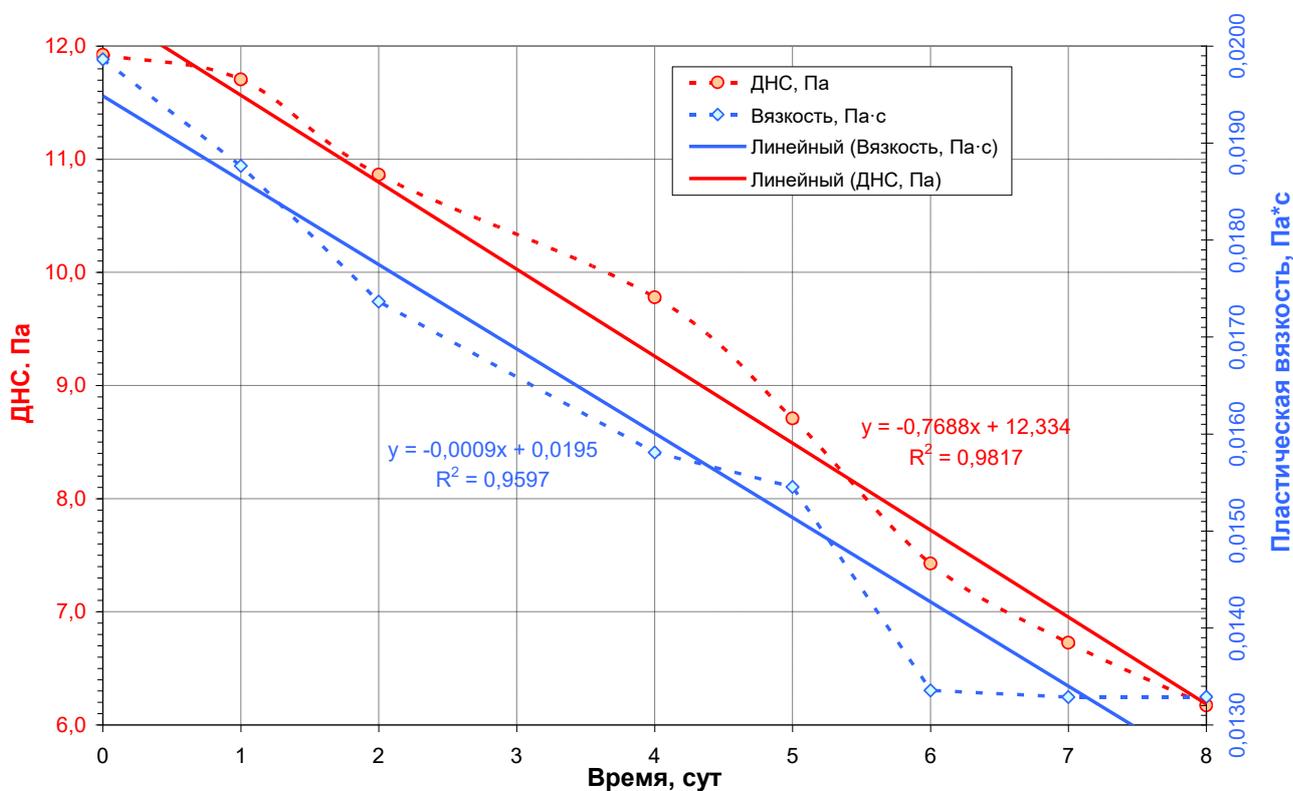


Рисунок 2 – Динамика реологических параметров у раствора с PAC-RE.

Прирост глубины проникновения раствора в проницаемый пласт для раствора на основе Duovis у вертикальной скважины при снижении ДНС с 4,2 до 2,4 Па в 2,55 раза, а для наклонно-направленной скважины в 2,25 раза. Соответственно для раствора на основе PAC-RE расчеты

показывают увеличение глубины проникновения в пласт для УВС в 1,58 раза, а для ННС в 1,54. При этом надо отметить, что глубина проникновения при сравнении УВС и ННС увеличивается в 1,47 раза при исходном растворе с максимальным значением ДНС и ПВ.

На рисунке 5 приведена динамика нарастания относительной глубины проникновения раствора с PAC-RE во времени. Временной период сопоставим со временем проходки открытого ствола при бурении под эксплуатационную колонну на Харьягинском месторождении, т.е. смоделированные условия близки к реальным. На рисунке 5 видно, что изменение пластической вязкости практически не влияет на относительную глубину. Для исходного раствора принимались пластическая вязкость максимальная 19,9 сПз и динамическое напряжение сдвига от 6,2 до 11,9 Па.

Для раствора с минимальной пластической вязкостью она составляла 13,3 сПз. Возрастание глубины проникновения в пласт для ННС связано с ростом дифференциального давления. По расчету для УВС оно составляло для исходного раствора 6,4 МПа, для деградированного 5,3 МПа. Соответственно для ННС дифференциальное давление составляло 9,5 и 7,6 МПа. Расход в расчетах был принят 23 дм<sup>3</sup>/с. Бурильная колонна включает бурильные трубы ТБПК127 с замками 165 мм и УБТС178 длиной 150 м.

Следует отметить, что прирост глубины проникновения приводит к существенным потерям раствора в поглощающий пласт. На рисунке 6 дана оценка потерям раствора при разных характеристиках пласта.

Таким образом, ферментативная деградация раствора ведет не только к снижению реологических характеристик и отклонениям от гидравлической программы, но и к существенным потерям раствора в поглощающих интервалах. Также следует отметить то, что поглощенный объем подвергается нарастающей деградации, так как его обновить невозможно никакой обработкой.

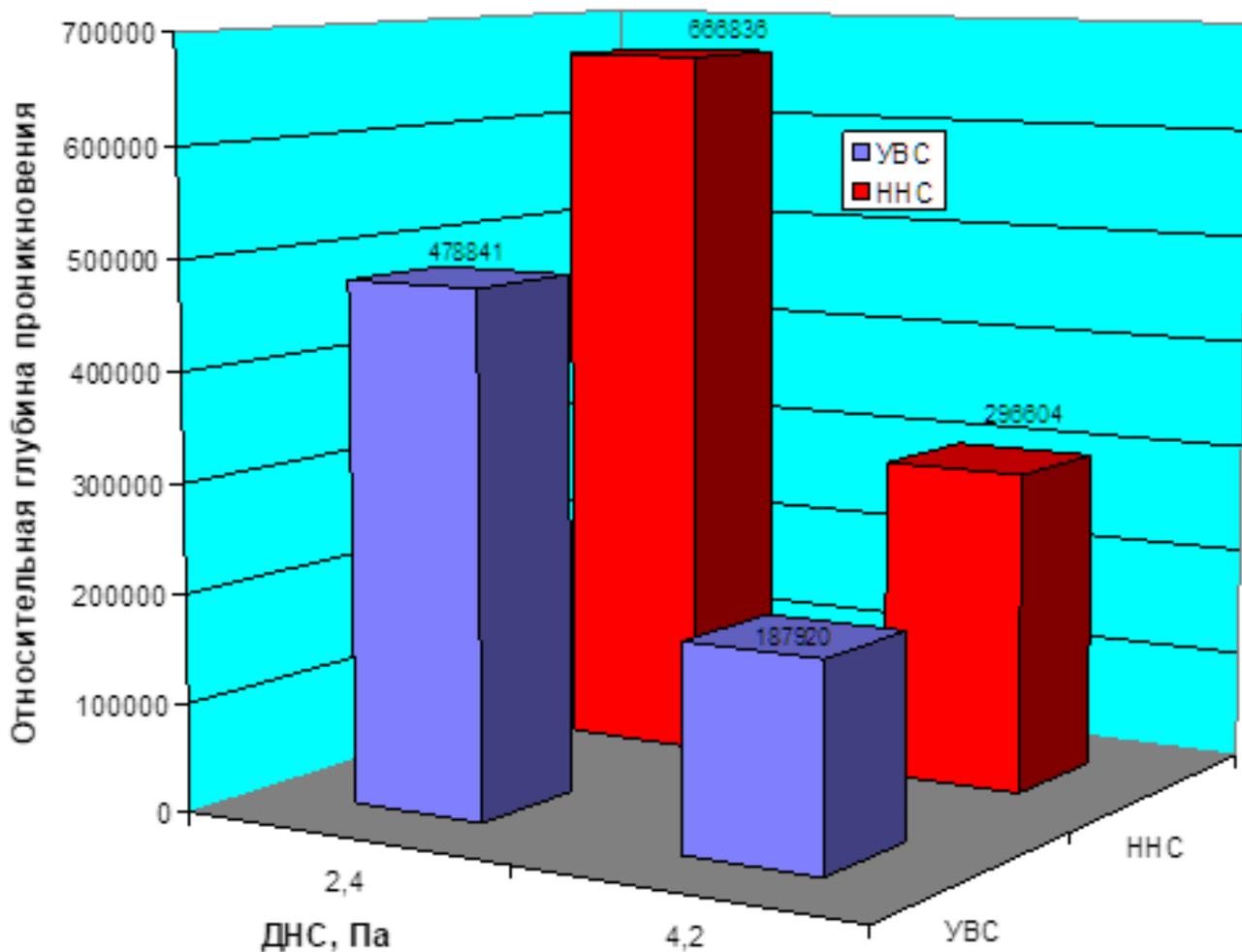


Рисунок 3 – Относительная глубина проникновения для раствора Duovis.

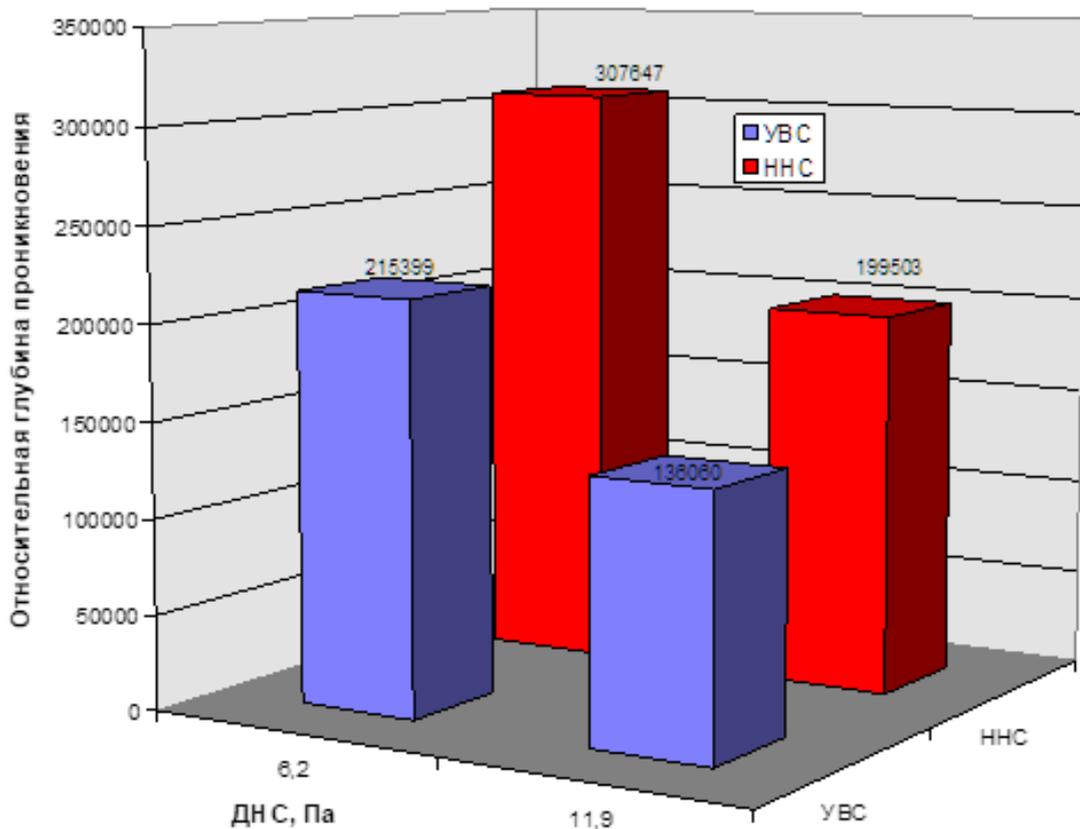


Рисунок 4 – Относительная глубина проникновения для раствора PAC-RE.

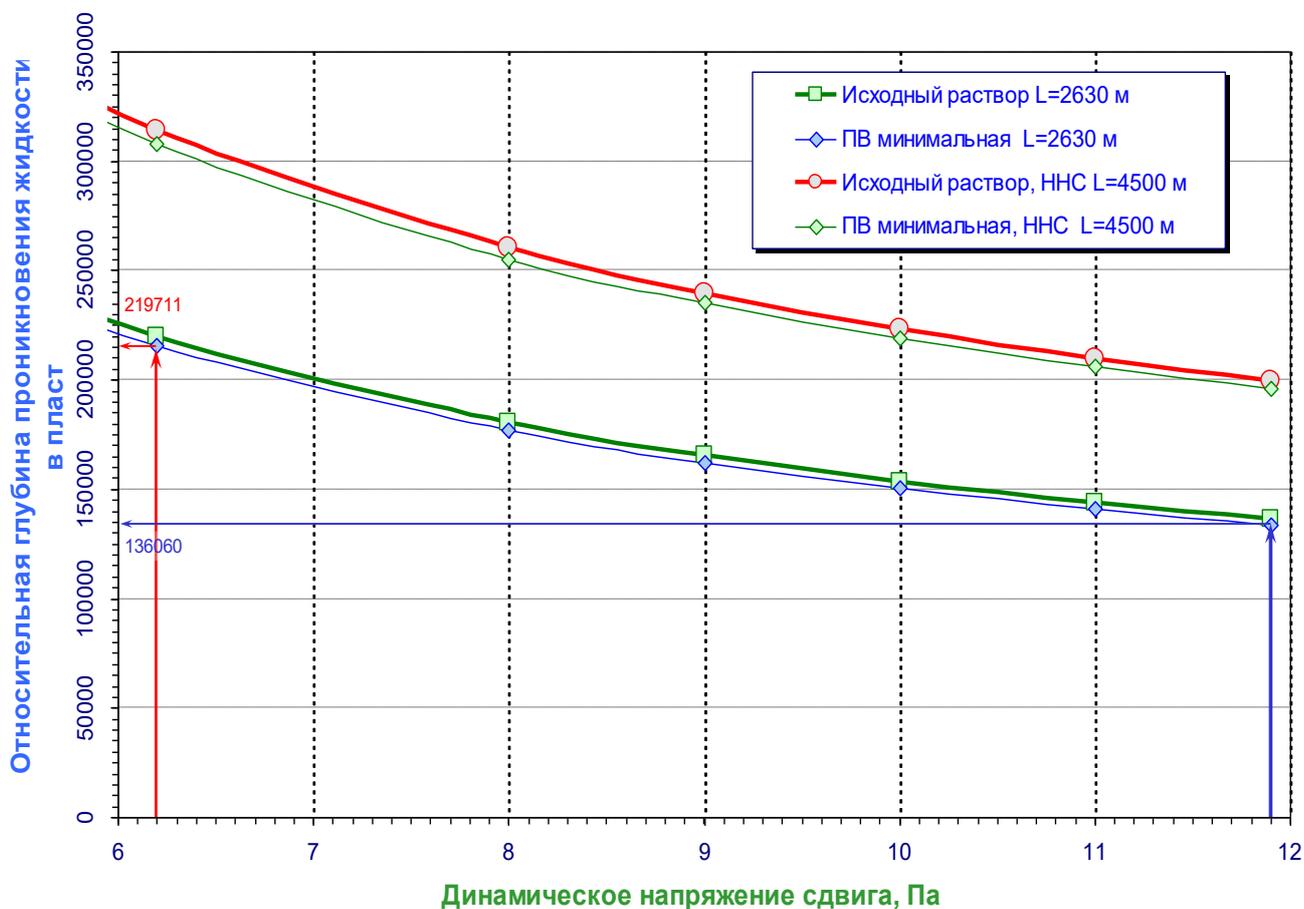


Рисунок 5 – Динамика нарастания относительной глубины проникновения в пласт при деградации раствора с PAC-RE.

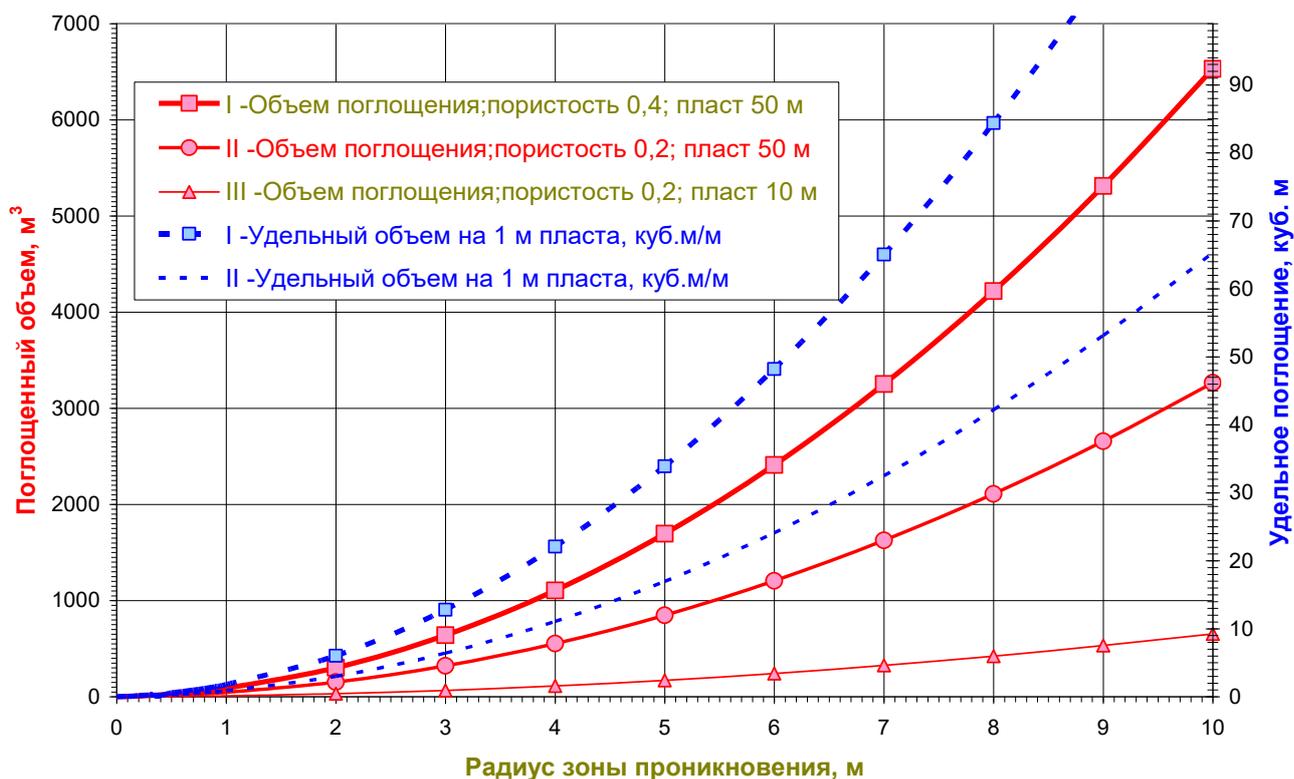


Рисунок 6 – Оценка объема поглощаемого раствора.

### Библиографический список:

1. Гидравлика глинистых и цементных растворов / А. Х. Мирзаджанзаде, А. А. Мирзоян, Г. М. Гевинян, М. К. Сеид-Рза. М.: Недра, 1966. – 298 с.
2. Строительство кустовых направленных скважин: моногр. / В. В. Михарев, В. Ф. Буслаев, Н.М. Уляшева, Ю. Л. Логачев. Ухта: Региональный Дом печати, 2004. – 230 с.
3. Цуканова А. Н., Михеев М. А., Логачев Ю. Л. Свойства буровых агентов как индикатор ферментативных изменений бурового раствора в стволе скважины // Золотухинские чтения. Нефть, газ и энергетика в Арктическом регионе. Сб. материалов Междунар. науч.–практ. конф., Архангельск, 20-21 апр. 2023 г. – Архангельск: Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова, 2023. – С. 218-223.

УДК 622.24.06

### Оптимизация системы очистки буровых растворов с помощью системы SCREEN PULSE

Файзулаев Э. Р.

*Астраханский государственный технический университет, г. Астрахань, Россия*

Очистка бурового раствора (БР) является важным процессом при бурении скважин. Во время бурения в раствор попадают различные вещества, такие как глина, песок, гравий и др.

Повторное использование БР - это процесс, при котором раствор, используемый при бурении, собирается и подвергается дальнейшей обработке, чтобы его можно было повторно использовать. Это позволяет сэкономить ресурсы, уменьшить объем отходов и снизить негативное воздействие на окружающую среду. Поэтому выбор методов и технологий очистки должен проводиться с учетом всех этих факторов.

При выборе промывочной жидкости необходимо учитывать ее соответствие типу породы и условиям бурения, а также минимизировать количество крупных частиц и других нежелательных компонентов.

Накопление шлама в буровом растворе может привести к серьезным проблемам при проводке скважин. Наличие твердой фазы в промывочной жидкости приводит к снижению ее способности к глинизации. Это может вызвать образование рыхлой глинистой корки на стенках скважины в зонах фильтрации. Повышение плотности раствора из-за накопления шлама также может привести к серьезным проблемам. В частности, увеличивается вероятность поглощения и гидроразрыва пластов. Кроме того, возможна коагуляция бурового раствора, которая может вызвать серьезные проблемы со сбросом отходов и очисткой промывочной жидкости, что в конечном итоге приводит к увеличению общих расходов на строительство скважины.

В последние годы наблюдается тенденция к ужесточению стандартов в области переработки и утилизации отработанного шлама. Поэтому нефтегазодобывающими компаниями ведется поиск эффективных технологических решений, направленных на оптимизацию систем очистки БР [1]. Применение современных технологий сепарации и обработки выбуренного шлама позволяет снизить затраты на его утилизацию и повторное использование промывочных жидкостей, что в свою очередь способствует улучшению экологической обстановки.

Одним из подобных решений является разработанный компанией «M-I SWACO» группы «Schlumberger» сепаратор для бурового раствора и шлама SCREEN PULSE. Система может использоваться для буровых растворов на водной и углеводородной, а также на синтетической основе [2]. Принцип ее работы заключается в следующем. Пневматическая система для осушки бурового шлама размещается под последней ситовой панелью вибросита со стороны, предназначенной для сброса частиц выбуренной породы. Воздушный компрессор соединяется с улавливающим (приемным) поддоном и создает силу вакуумного всасывания. Это позволяет частицам бурового раствора отделяться и проходить через сетку, а осушенный шлам остается на поверхности панели, откуда затем сбрасывается в приемную емкость. Таким образом, достигается более эффективное отделение бурового раствора от отходов. Стоит отметить, что в качестве источника сжатого воздуха может выступать пневматическая система самой буровой установки [1].

На рисунке 1 представлена принципиальная схема осушки шлама от жидкости при использовании сепаратора SCREEN PULSE.

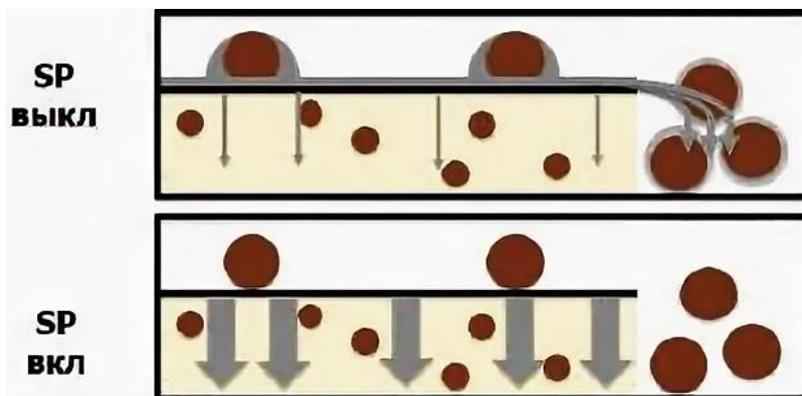


Рисунок 1 – Принципиальная схема осушки шлама при включении и выключении сепаратора SCREEN PULSE [3].

На рисунке 2 показаны различия в процессе очистки бурового раствора при наличии системы SCREEN PULSE и ее отсутствии.

К основным преимуществам данной технологии можно отнести:

- 1) Возможность использования системы при проводке скважин на суше и на море;
- 2) Возможность регулировки работы воздушного компрессора для подбора оптимального режима работы установки;
- 3) Компактность и отсутствие необходимости в дополнительном оборудовании;
- 4) Снижение общего количества отходов и негативного воздействия на окружающую среду;
- 5) Повышение эффективности сепарации промывочной жидкости для повторного ее использования и снижение общей стоимости проводимых работ.

Данная система показала свою эффективность при проведении опытно-промышленных работ (ОПР) на различных месторождениях. Так, на месторождении Линдеро Атравесадо в

Аргентине было пробурено 4 испытательные скважины с использованием системы SCREEN PULSE. В качестве промывочной жидкости использовался раствор на углеводородной основе. Сепаратор проработал непрерывно более 260 часов в течение 11 дней. Первая оценка производительности была произведена после бурения примерно 1500 м на промежуточном участке. Все предыдущие скважины на данный момент были пробурены одной и той же буровой установкой с одним и тем же наземным оборудованием, с аналогичными параметрами бурения и глубиной. Результаты показывают повышение извлечения жидкости в среднем на 28% по сравнению с лучшим результатом при проводке соседних скважин (рисунок 3) [4].



Рисунок 2 – Различия в процессе очистки бурового раствора при наличии системы SCREEN PULSE и ее отсутствии [1].

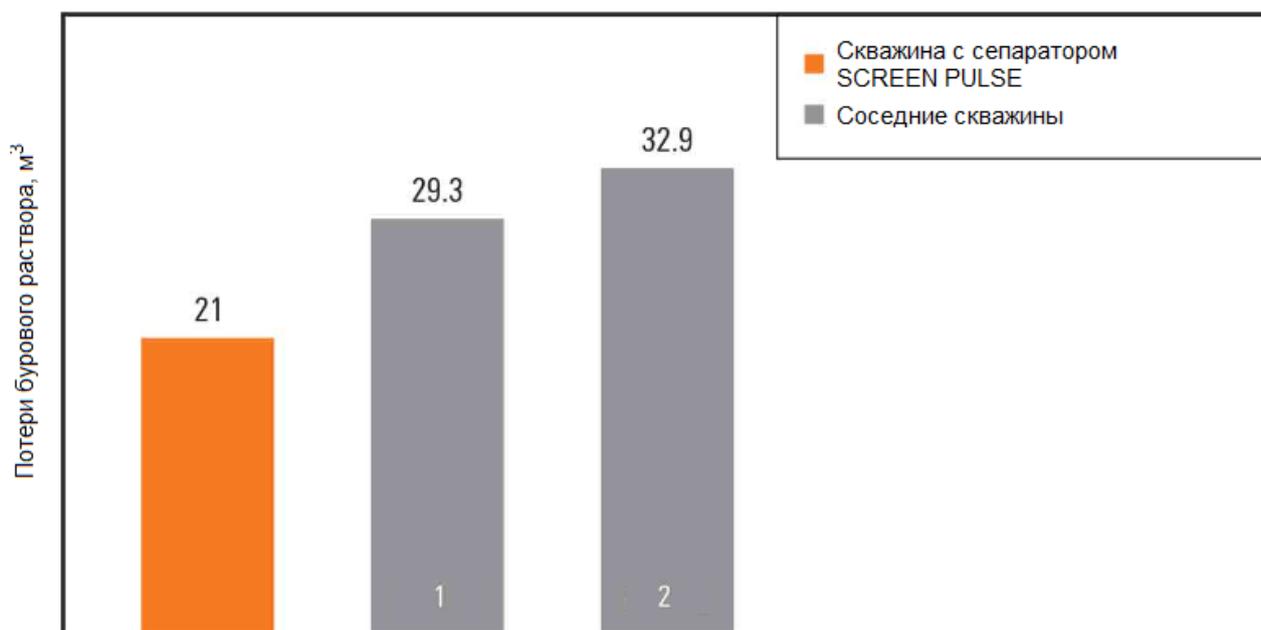


Рисунок 3 – Потери бурового раствора (м³) в результате ОПР на месторождении Линдеро Атрavesадо [4].

Другим примером успешного использования данной технологии является бурение четырех скважин на месторождении Вака-Муэрта (Аргентина). Система была установлена на двух буровых установках и использовалась для бурения промежуточной и эксплуатационной колонн. В результате проводки скважин с применением сепаратора SCREEN PULSE остаток нефти в шламе сократился в среднем с 48% до 37% (рисунок 4). Снижение остаточной нефти в шламе привело к более высокому извлечению жидкости, объем которой достиг в среднем 0,4 м³ на 1 м³ шлама при бурении промежуточных и 0,36 м³ при бурении эксплуатационных колонн, что в общей сложности составило 150 м³ [5].

Таким образом, применение сепаратора SCREEN PULSE является высокоэффективным решением для оптимизации системы очистки буровых промывочных жидкостей. Внедрение

данной системы позволяет сократить количество отходов производства, снизить отрицательное воздействие на окружающую среду и уменьшить стоимость строительства скважин.

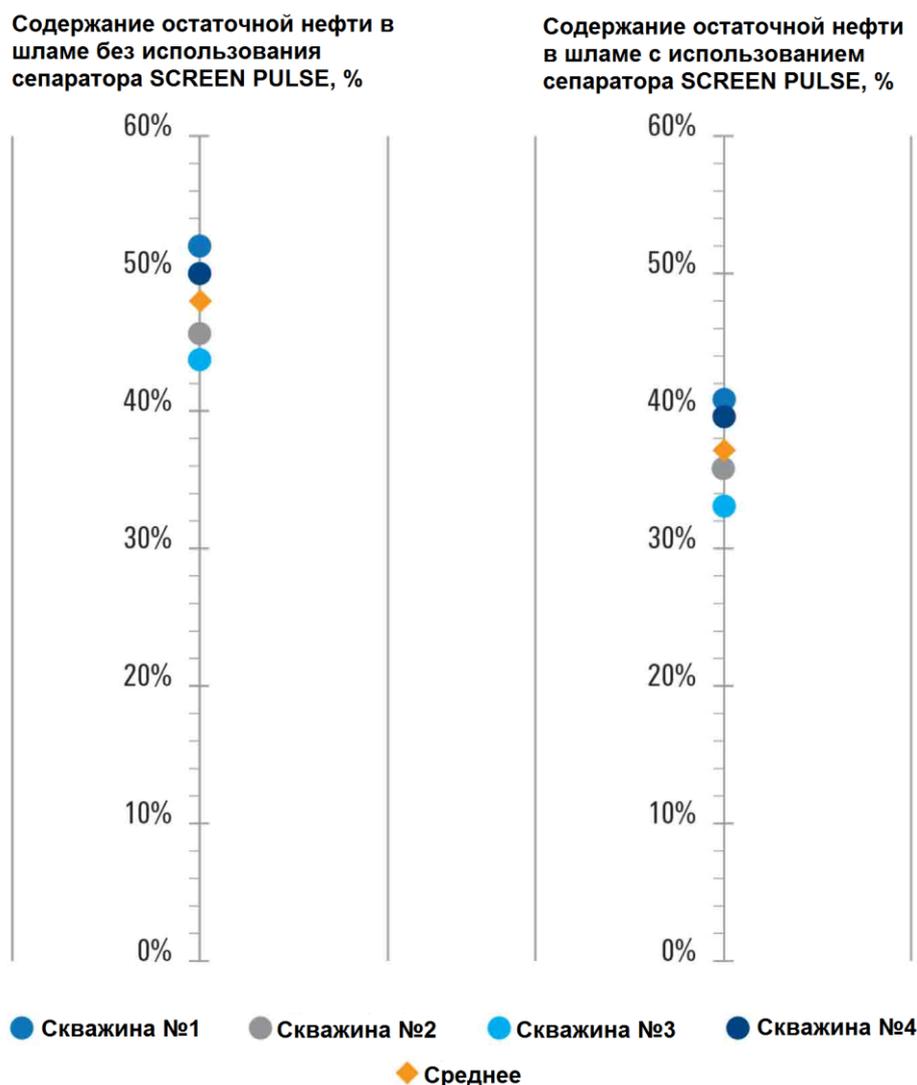


Рисунок 4 – Содержание остаточной нефти в обработанном шламе (%) в результате ОНР на месторождении Вака-Муэрта [5].

#### Библиографический список:

1. SCREEN PULSE Сепаратор для бурового раствора и шлама [Электронный ресурс]. - [https://www.slb.ru/upload/iblock/9ff/screen\\_pulse\\_bro.pdf](https://www.slb.ru/upload/iblock/9ff/screen_pulse_bro.pdf) (дата обращения 29.09.2023).
2. MI Swaco Screen Pulse VS GN Solids ViST Vacuum Shaker Screen [Электронный ресурс]. - <http://drillingmudcleaner.com/mi-swaco-screen-pulse-vs-gn-solids-vist-vacuum-shaker-screen/> (дата обращения 29.09.2023).
3. Модель оценки экономической эффективности оборудования сокращения буровых отходов: вакуумный сепаратор (Screen Pulse) / А.Н. Демьянов, М.П. Фролов, М.Д. Крепостнов, Е.С. Илларионов, Д.Н. Войтенко, Е.А. Козулин, А.М. Усманов, А.О. Прошин // Бурение и нефть. – 2022. - №3. – с.18-22. Текст: непосредственный.
4. SCREEN PULSE Separator Reduces MOC by 28% and Saves 10% on Final Waste Disposal Volume [Электронный ресурс]. - <https://www.slb.com/resource-library/case-study/mi2/screen-pulse-argentina-cs> (дата обращения 29.09.2023).
5. Fluids and Cuttings Separator Saves USD 82,000 in Argentina [Электронный ресурс]. - <https://www.slb.com/resource-library/case-study/mi/mongoose-pro-argentina-cs> (дата обращения 29.09.2023).

## О техническом решении для надежного спуска колонны-хвостовика в горизонтальный ствол скважины

Курбасов Е. Г., Бастриков С. Н., Гусейнов Э. Б.

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия*

В последние году практически все иностранные нефтесервисные компании заявили о приостановке деятельности в России. Для нивелирования рисков влияния этого фактора на возможность снижения добычи необходим поиск новых технологий для развития отечественных сегментов нефтесервиса. С каждым годом глубины скважин по стволу возрастают и, соответственно, усложняется проблема их заканчивания, поскольку именно этот процесс является заключительным этапом строительства скважины. Основным ограничением при бурении протяженных горизонтальных участков стволов малого диаметра и боковых стволов являются силы сопротивления перемещению и вращению колонны труб в скважине. Превышение сжимающих усилий сверх критических нагрузок сопровождается прогрессирующим ростом прижимающих усилий в контакте «колонна труб – стенки скважины», что приводит к подклинке труб в скважине. [1] При бурении протяженных стволов скважин, в процессе спуска хвостовика, специалисты в области нефтесервиса часто сталкиваются с проблемой отсутствия срабатывания гидравлического разъединения транспортной колонны и хвостовика. С целью устранения вышеуказанной проблемы, а также импортозамещения необходимого для заканчивания скважин оборудования, специалистами ПАО «НОВАТЭК» было подготовлено техническое задание на изготовление оборудования подвески с возможностью механического разъединения транспортной колонны с целью последующего проведения опытно-промышленных работ по спуску потайной колонны Ø 178 мм на скважинах, типовая конструкция которых приведена в табл. 1.

Таблица 1 - Типовая конструкция скважины.

Наименование колонн	Диаметр, мм. Толщина стенки, марка	Интервал спуска (по стволу), м	Интервал спуска (по вертикали), м
1	2	3	4
Кондуктор	426 x 12 «Д» Батресс (либо аналог)	0 – 570	0 – 570
Промежуточная колонна	339,72 × 9,65 «R-95» ТМК UP FMC / PF (либо аналог)	0 – 1450	0 – 1450
Эксплуатационная колонна	244,48 x 11,99 Гр. прочн. ТМК-140DW НС+40%, ТМК UP PF, исп. ХЛ (0-400) (либо аналог) 244,48 x 11,99 гр. прочн. ТМК-140DW, ТМК UP PF, исп. ХЛ (400-3270) (либо аналог)	0 – 3236	0 – 3100
Пилотный ствол	Ствол ликвидируется	3236 – 3935	3100 – 3607
Потайная колонна	178 × 11,51 «Q-135» ТМК UP PF, спец. муфта 187,32 мм (либо аналог)	2986 – 3336	2938 – 3153

Основными преимуществами предложенной конструкции подвески (рис. 1) являются: наличие левой резьбы (нет риска отворота по соединениям транспортной колонны); нет необходимости выбора нейтрального веса; отсутствие механизмов, подверженных зашламованию баритом.

В соответствии с техническим заданием заводом-изготовителем в 2023 году произведено необходимое оборудование и выполнены опытно-промышленные работы на скважинах, в результате которых успешно был произведен спуск, активация подвески потайной колонны

Ø 178 мм, цементирование и последующее механическое отсоединение транспортной колонны. При выполнении данной технологической операции сформулированы определенные требования и рекомендации:

1. Не рекомендуется исключать клиновую подвеску для снижения рисков повредить металлокордовый пакер при отсоединении, подвеска никак не влияет на возможность отсоединения (это отдельный узел);

2. Необходимо предъявлять высокие требования к тандему цементировочных пробок для потайных колонн и фактору высокого давления открытия первой муфты ГРП для хвостовиков (давление активации пакера 45 МПа, давление открытия первой муфты ГРП - 55 МПа);

3. Необходимо применять металлокордовые пакера с двусторонней системой компенсации для предотвращения повреждения пакера во время проведения ГРП, от противодействия, создаваемого в затрубном пространстве.

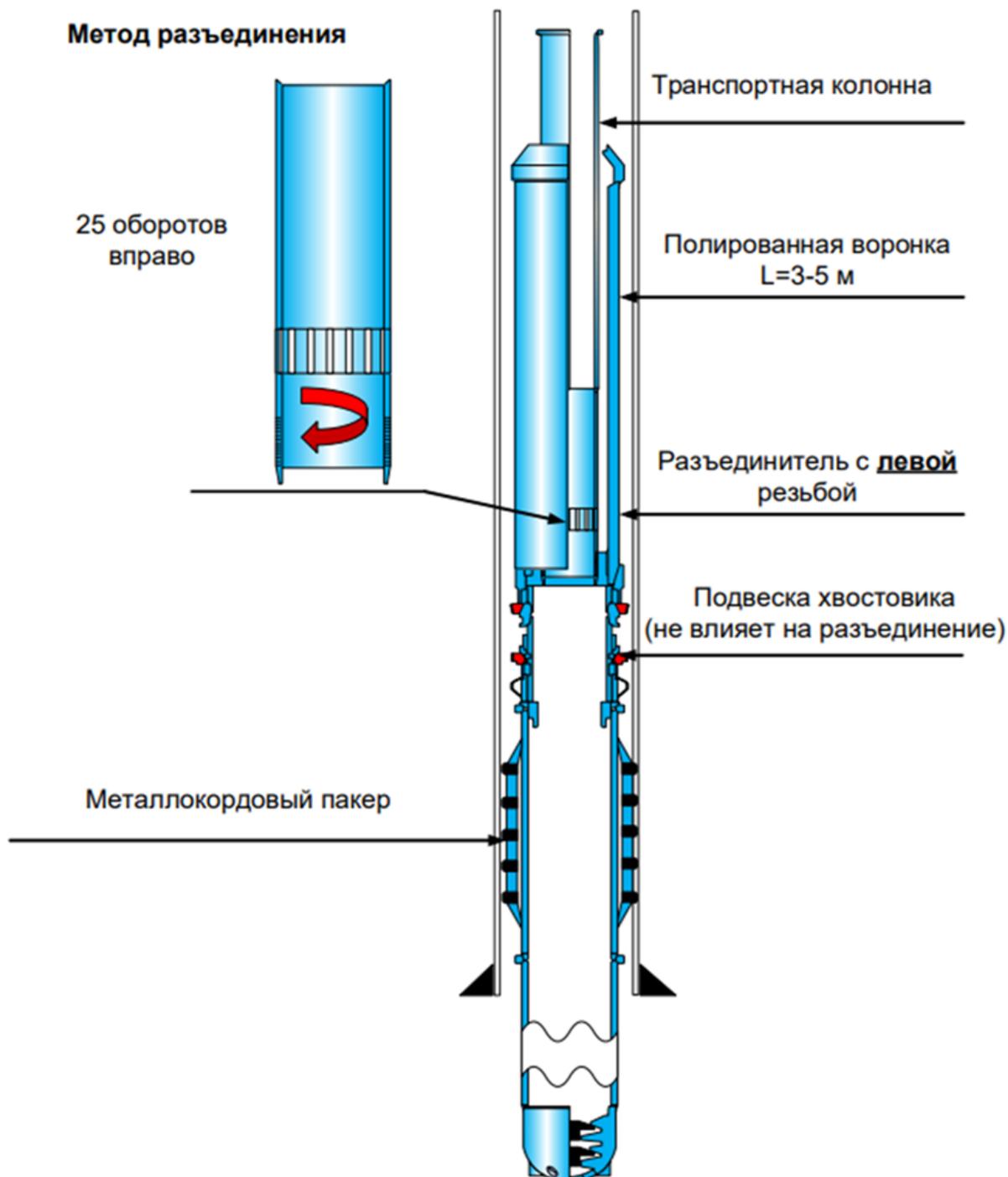


Рисунок 1 - Схема компоновки «транспортная колонна-подвеска хвостовика».

Кроме того, имеются определенные риски и ограничения, связанные с использованием данного оборудования:

1. Отсутствует возможность спуска с вращением. Для этих целей предлагается альтернативная схема разъединения (рис. 2).

2. В случае невозможности активировать металлокордовый пакер – остается не изолировано затрубное пространство, сложности при ГРП из-за невозможности создать поддерживающее давление в затрубном пространстве.

3. Металлокордовые пакера для Ø мм 194 мм и 273 мм колонн только иностранного производства.

#### **Выводы.**

1. Заканчивание скважин с использованием предлагаемой компоновки эффективно применять с целью исключения рисков отсутствия срабатывания гидравлического разъединения транспортной колонны и хвостовика.

2. Применяемые технологии, несмотря на возникающие проблемы, над решением которых трудятся специалисты компании, позволяют эффективно проводить спуск и цементирование колонн-хвостовиков, особенно в сложных условиях аномально высоких пластовых давлений.

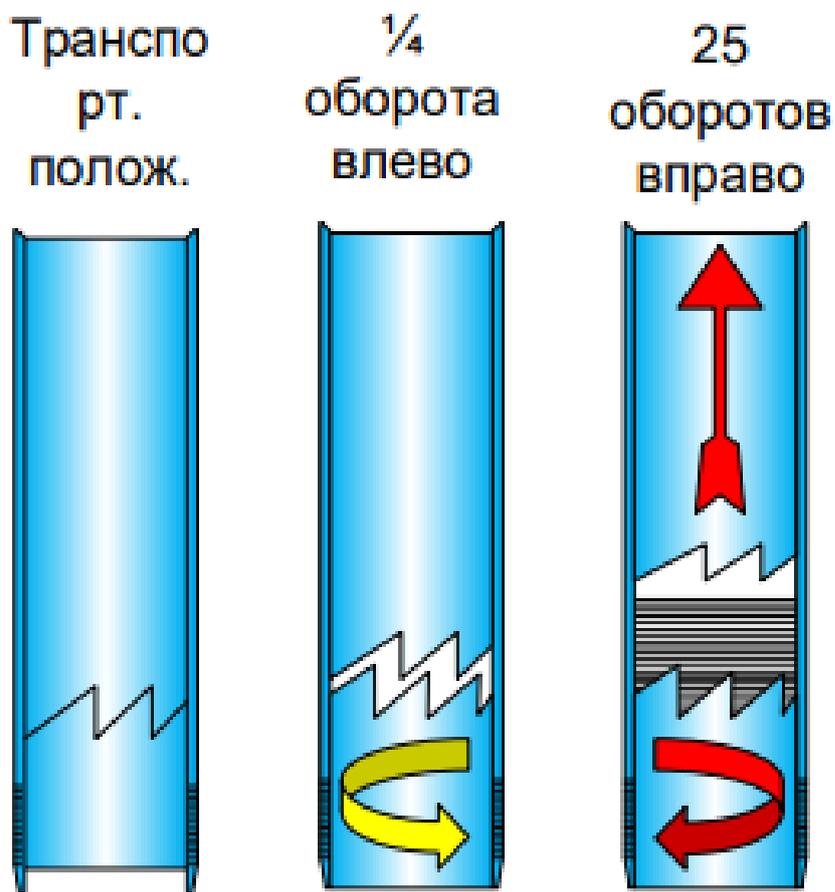


Рисунок 2 - Альтернативная схема разъединения.

#### **Библиографический список:**

1. Стрыхарь А.Ф., Бреднев Ф.И., Сафронов А.В., Сусяков И.В. Эволюция отечественного опыта крепления скважин хвостовиком с вращением / А.Ф. Стрыхарь, Ф.И. Бреднев, А.В. Сафронов, И.В. Сусяков // Бурение & нефть, 2021 - №4 - С. 53-55.

## Разработка состава технологической ванны для ликвидации сальникообразования и укрепления стенок скважин в неустойчивых глинистых отложениях

Никишин В. В., Блинов П. А., Степацкий А. А., Гореликов В. Г.

*Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия*

**Аннотация.** Чаще всего при бурении нефтяных и газовых скважин в неустойчивых глинистых породах встречаются осложнения в виде осыпей и обвалов стенок скважины. Для ликвидации осложнений применяются множество различных вариантов жидкостных ванн на основах нефти, кислот, гидрофобно-адгезионную и другие вариации. По различным лабораторным исследованиям рекомендуется использовать жидкостную ванну на основе печного топлива и жидкого стекла.

**Ключевые слова:** бурение, мазут, битум, карбоксиметилцеллюлоза, печное топливо, жидкое стекло, упрочнение стенок скважины, сульфенол, сальникообразование, нефть.

**Введение.** Непроизводительное время бурения (НПВ) - одна из основных эксплуатационных и финансовых проблем бурового процесса, на которую приходится миллиарды долларов скрытых затрат [1]. В скважинах с неустойчивыми глинистыми горными породами, часто проявляются проблемы связанные с сальникообразованием и потерей устойчивости стенок скважин. Эти проблемы могут привести к значительным осложнениям и/или авариям в процессе бурения, включая потери флюида, а также к увеличению эксплуатационных затрат и НПВ.

Основной задачей данной работы является изучение и оценка различных модификаций жидкостных ванн на основе сульфенола, жидкого стекла и печного топлива, которые направлены на ликвидацию сальникообразования и укрепления стенок скважин.

Основные компоненты составов приведены в табл. 1, 2.

Таблица 1 – Состав жидкостной ванны на основе жидкого стекла. [2].

Наименование	Содержание, %
Вода	90 – 92
Жидкое стекло	4 – 5
Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ)	1 – 5
Сульфенол	1 – 2

Таблица 2 – Состав жидкостной ванны на основе печного топлива. [3].

Наименование	Содержание, %
Печное-бытовое топливо	88 – 92,5
Окисленный битум	5 – 8
Мазут	1,5 – 2
Сульфенол	1 – 2

Согласно результатам изучения опыта применения некоторых вариантов жидкостных ванн, был сделан обоснованный вывод об актуальности данного вопроса, так как, осложнения в виде обвалов и сальников представляют большую проблему при бурении и заканчивании нефтегазовых скважин.

### Библиографический список:

1. M.G. Hilfiger, C.J. Thaemlitz & E. Moellendick, (2017). Advanced Spotting Fluids for Remediation of Differentially Stuck Pipe. SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference.
2. Ф.Ф. Ахмадишин, М.Ф. Каримов, Д.А. Миронов, Г.И. Насрыева, А.И. Григорьева. Укрепление аргиллитов при бурении скважин с помощью силикатной ванны // Сборник научных трудов ТАТНИПИНЕФТЬ. 2020. Т 88. С. 184-186
3. І.І. Чудик. Модифікована паливно-бітумна ванна / І.І. Чудик, М.І. Оринчак, О.С. Бейзик. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2014. - № 3. – С. 167 – 173.

**СЕКЦИЯ 3. АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН  
НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ПРОЦЕССОВ ПРИ ОСВОЕНИИ  
НЕТРАДИЦИОННЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ КРАЙНЕГО СЕВЕРА.  
ПОДСЕКЦИЯ: «МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ»**

УДК 331.087

**Проблемы частых аварий на буровой, при строительстве нефтегазовых скважин и методы  
снижения аварийности. Обоснование применения ионизирующего излучения в  
нефтегазовом производственном секторе**

Луценко Н. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия.  
ООО «Газпром Недра» ПФ «Вуктылгазгеофизика», г. Вуктыл, Россия

Объем полезных ископаемых, на территории Российской Федерации, по предварительным подсчетам составляет 1/3 от мировых запасов. Углеводороды, металлы, минералы, водные ресурсы, леса – все эти ресурсы добывает человек.

Актуальность представленной исследовательской работы продиктована современными российскими реалиями, в условиях санкционного давления западных стран, ограничения на поставки необходимых для производственной деятельности станков и агрегатов, что, в конечном счете, увеличивает рост аварий на производстве и чрезвычайных происшествий на производстве.

Нефтегазовый сектор напрямую зависит от иностранного участия. Однако, импортозамещение и развитие отечественных технологий, в кратчайшие сроки, могут нивелировать дефицит необходимого оборудования.

За период 2022-2023 года наблюдается рост частот аварий в нефтегазовом секторе, обусловленные нехваткой современного оборудования, а также недостатком производственных материалов. Естественная выработка станков и агрегатов, бурильных труб и элементов КНБК, приводят к непредвиденным обстоятельствам и инцидентам, что увеличивает затраты на строительство скважин, консервациям, банкротствам компаний.

В исследовательской работе представлено обоснование применения ионизирующего излучения на металлы, для повышения их физических свойств: естественной прочности, коррозионной устойчивости и эластичности. Данная технология, способствует уменьшению затрат на этапе строительства скважин, а также нивелирует риски при эксплуатации месторождений.

По статистике, самые частые инциденты и аварии вызваны нарушением целостности бурильной колонны, обрывах обсадных колонн, выходах из строя агрегатов циркуляционных систем, что влечет за собой увеличение затрат на реализацию проектов. [1, 2]

Основные инциденты и аварии по сложности их устранения [3]:

1. Разгерметизация насосов циркуляционной системы.
2. Подклинки КНБК и долота.
3. Прихват бурильной колонны.
4. Прихват обсадной колонны.
5. Слом бурового инструмента.
6. Обрыв обсадной колонны.
7. Промыв крестовины на ПВО.
8. Открытое фонтанирование.

Существуют методы снижения коэффициента аварий на буровых [4]:

1. Усиление контроля за персоналом.
2. Проведение учений и проверок знаний персонала.
3. Осуществлять закупки оборудования у проверенных поставщиков.
4. Применять технологии бурения согласно плановым и проектным документациям.
5. Вести учет износа станков и агрегатов.

Все эти методы напрямую влияют на качество производства, однако современные технологии позволяют расширить возможности в качестве, долговечности и работоспособности буровой установки.



Рисунок 1 - На рисунке представлены частые технические причины, способствующие обрыву, слою буровых труб при строительстве скважин. (Промыв ниппельного соединения и усталостная трещина по трубе).

Ионизация металлов – это процесс, в результате которого атомы металла теряют или отдают электроны и превращаются в положительно заряженные ионы. Металлы имеют способность легко отдавать электроны. Это связано с особенностями электронной структуры атомов металла, где на последнем энергетическом уровне находятся несколько электронов. Благодаря этому, атомы металла могут образовывать катионы путем отдачи электронов. На рисунке 2 изображен процесс ионизации. [5]

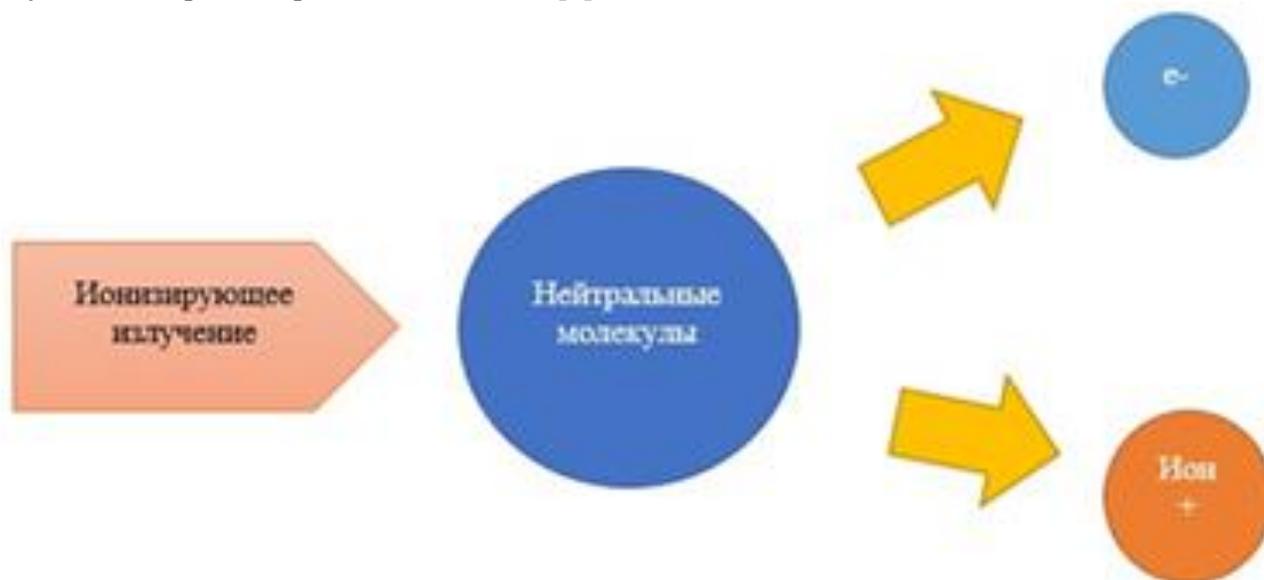


Рисунок 2 – Процесс ионизации.

В исследовательской работе изучается железо Fe, так как данный металл применяется практически по всех сплавах. Железо – это химический элемент с символом Fe (от латинского ferrum) и атомным номером 26. Это металл, относящийся к первому переходному ряду и группе

8 периодической системы Менделеева. По массе он является самым распространенным элементом на Земле, прямо перед кислородом (32,1% и 30,1% соответственно), образуя большую часть внешнего и внутреннего ядра Земли. Имеет невысокую твердость (НВ 80),  $t_{\text{плавления}} = 1539^{\circ}\text{C}$ ,  $\rho = 7,83\text{г/см}^3$ . На рисунке 3 представлена кристаллическая решетка железа. [5]

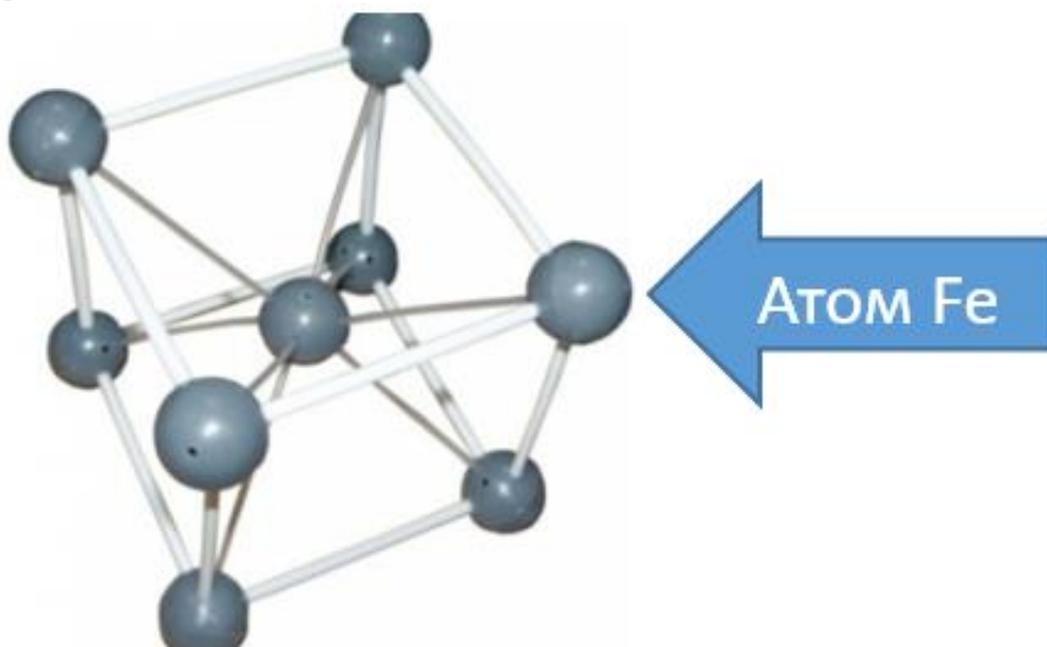


Рисунок 3 - Схема кристаллической решетки металла железа с обозначением атома Fe.

В природе каждый химический элемент имеет свое природное радиационное сопротивление. В рисунке 4 представлена зависимость потенциала ионизации от порядкового номера элемента из таблицы Менделеева.

Из графика мы видим, что все металлы способны вступать в реакцию с радиационным (ионизирующим) излучением. Для обогащения металла железа применим существующий ионизирующий станок ЭЛА, патент: **RU (11) 2 291 713 (13) С2**. Данный станок применяется для обогащения металлов Fe, Zn, Vg, технология предназначена для увеличения физико-химические свойства металлов и сплавов. На рисунке 4 изображена схема станка ЭЛА с описанием агрегатов.

Исследуются 2 образца железа: до облучения и после облучения, для проведения опытных испытаний.

На рисунке 8, 9 представлено поверхностное состояние исследуемых образцов железа под микроскопом:

Для стендового исследования взят пресс-станок Electric shop press. На рисунке 10 представлен применяемый станок в опытном тесте.

Испытание прочности элементов производилось в три этапа:

1. Исследуемый образец устанавливается на пресс-станок и осуществляется осевая нагрузка на слиток. Толщина и длина слитков идентичная.

2. Регистрируется максимальная масса нагрузки на слиток (элемент).

3. Регистрируется тягучесть образца металла после первых признаков образования трещин.

Результаты стендового испытания образцов железа представлена на рисунке 11.

#### **Вывод:**

Таким образом, для повышения физических свойств металлического изделия, можно применять технологию ионизации металлов, которая существенно влияет на прочность и текучесть металлов. В нефтегазовой промышленности, где производство напрямую зависит от физических свойств металлов и сплавов, данная технология имеет место быть.

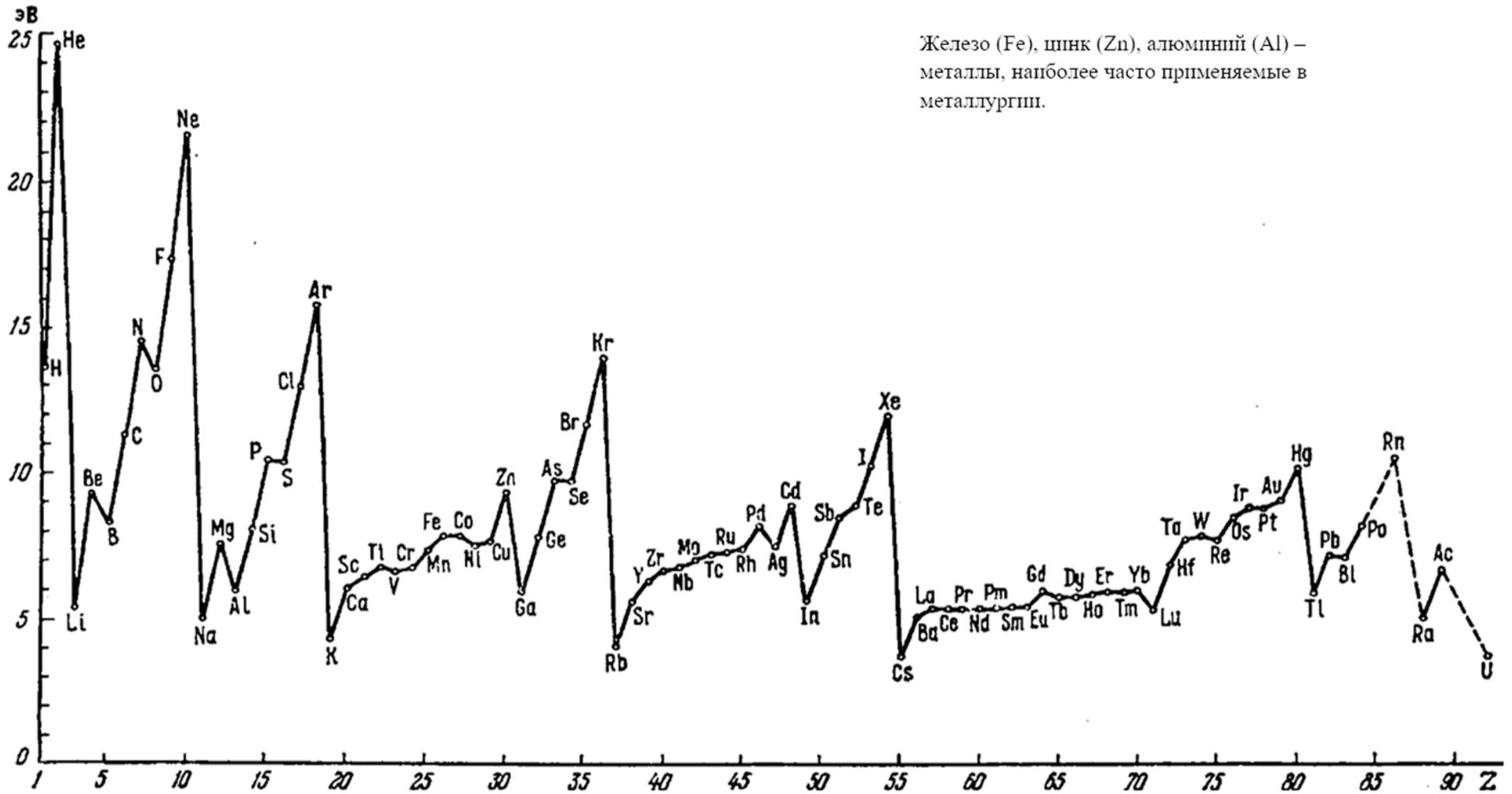
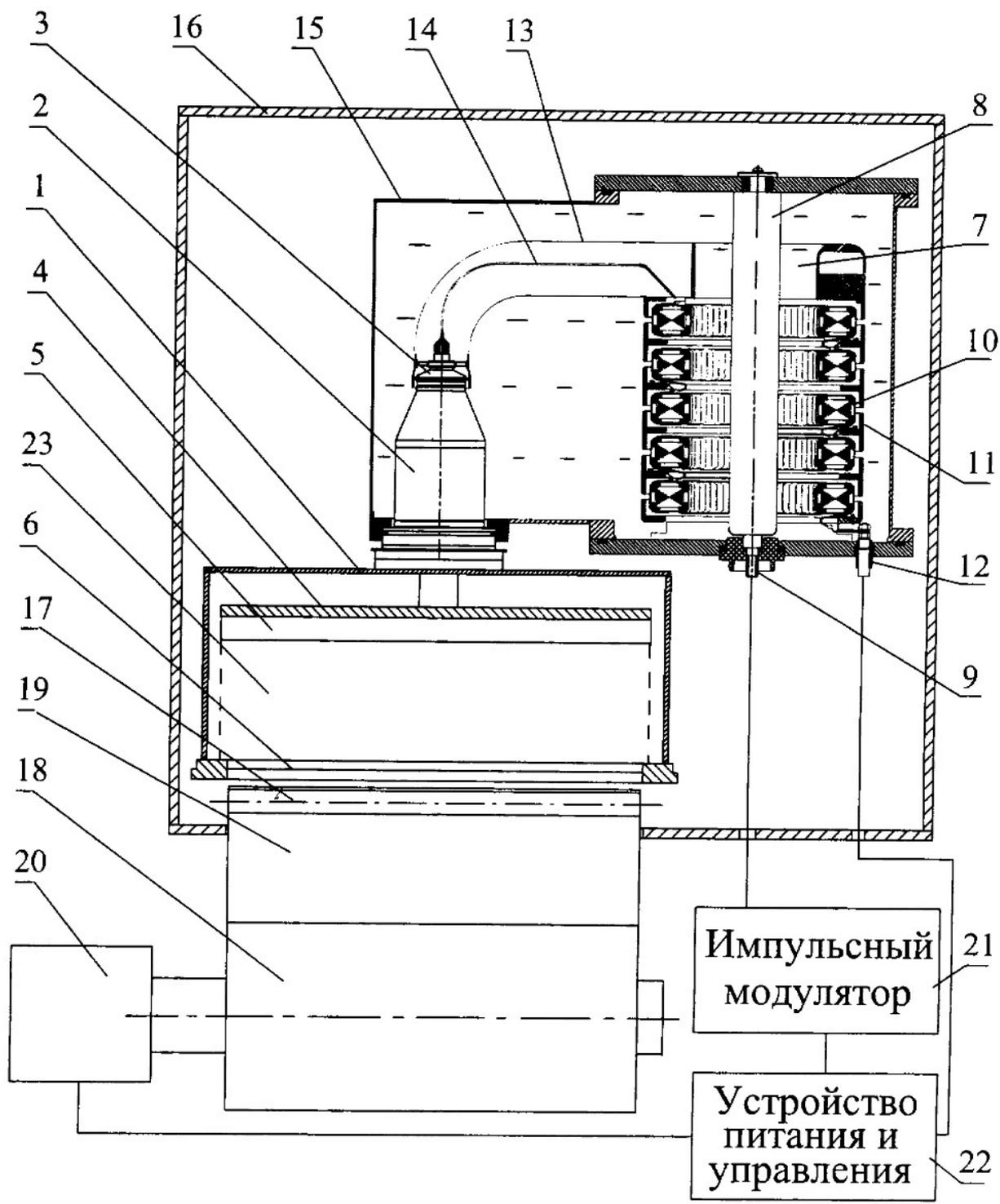


Рисунок 4 – График способности металлов к изменению кристаллической решетки от влияния энергии ионизации.



- 1 - Корпус ванны облучателя; 2 - Колба ионизации; 3 - Пучкообразователь ионизирующего луча; 4 - Защитный экран; 5 - Вакуумная прослойка; 6 - Теплоотвод; 7 - Отражатель частиц; 8 - Колба хранения радиоактивного вещества; 9 - Сопло подачи рад. Элемента; 10, 11 - Генераторы напряжения (Ускоритель частиц); 12 - Элемент электрической цепи; 13 - Внешняя изоляционная колба; 14 - Патрубок-спираль подачи заряженных частиц; 15 - Внешний контур радиационной ванны; 16 - Корпус устройства; 17 - Подушка охладителя; 18 - Охладитель элементарных частиц; 19 - Абсорбер; 20 - Отвод радиоактивной волны; 21 - Импульсный модулятор; 22 - Устройство питания.

Рисунок 5 - Схема станка ЭЛА.



Рисунок 6 - Образец Fe до облучения.



Рисунок 7 - Образец Fe после облучения.



Рисунок 8 - Состояние железа до облучения.

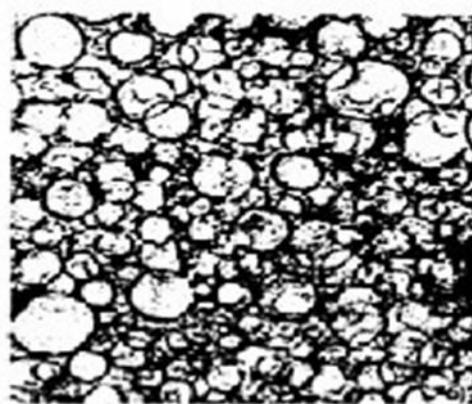
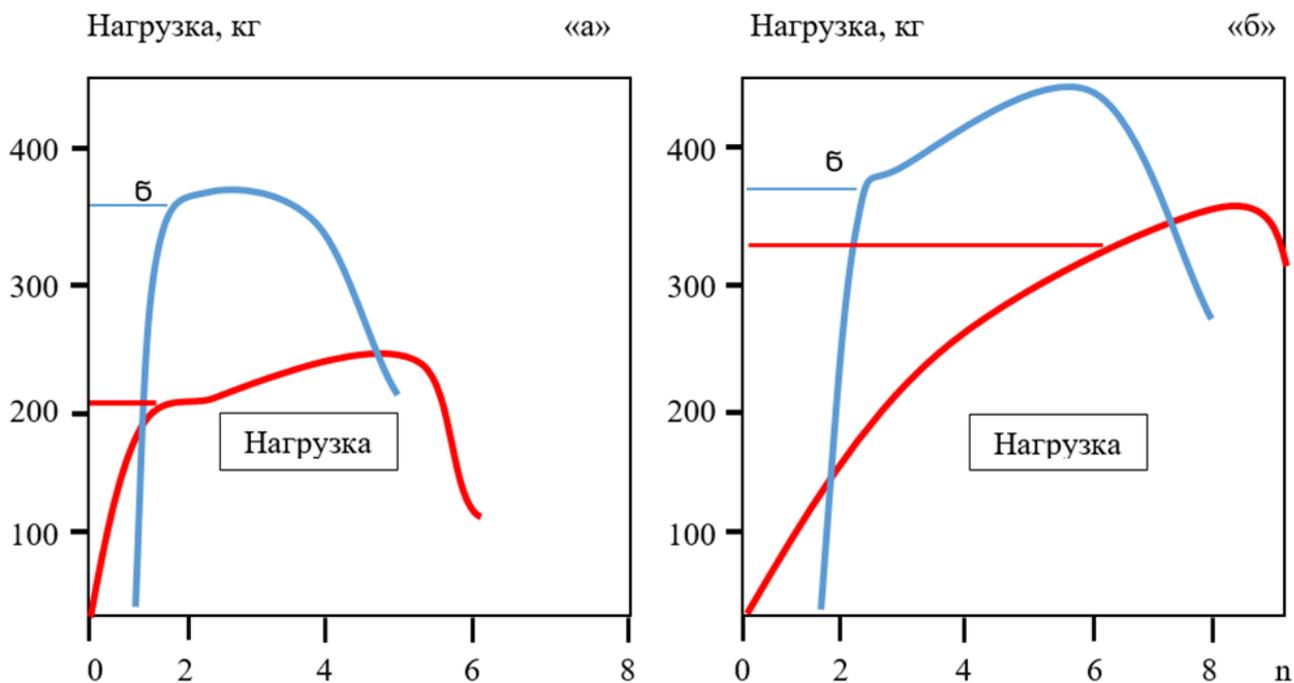


Рисунок 9 - Состояние железа после облучения.



Рисунок 10 - Пресс-станок Electric shop press. ГОСТ 9408-89.



- 1 - График (а) образец до облучения. График (б) образец после облучения дозой  $1,1 \times 10^{20}$  нейтрон/см<sup>2</sup>;
- 2 – « $\sigma_t$ » – Предел текучести для образца (а) до облучения составил 2,2 Па;
- 3 – « $\sigma_t$ » – Предел текучести для образца (б) до облучения составил 4,5Па;
- 4 - Нагрузка на образец (а) до облучения составил 200кг до деформации;
- 5 - Нагрузка на образец (б) после облучения составил 320кг до деформации.

Рисунок 11 - Результаты стендового исследования образцов железа («а» и «б»).

### Библиографический список:

1. Новиков, А. С. Бурение нефтяных и газовых скважин / А. С. Новиков, Д. Ю. Сериков, Р. Ф. Гафганов. – Москва : Нефть и газ, 2017. – 307 с.
2. Борейко, Д. А. Анализ существующих методик диагностики и неразрушающего контроля металлических конструкций нефтегазовых машин и агрегатов // Сфера. Нефть и Газ. – 2021. – № 2 (81). – С. 76-79.
3. Быков, И. Ю. Оценка технического состояния несущих металлоконструкций мобильных буровых установок пассивными методами неразрушающего контроля / И. Ю. Быков, Д. А. Борейко, А. Л. Смирнов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 8. – С. 7-14.
4. Борейко, Д. А. Повышение эффективности оценки технического состояния нефтегазопромысловых конструкций нетепловыми пассивными методами диагностики : специальность 05.02.13 "Машины, агрегаты и процессы (по отраслям)" : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Борейко Дмитрий Андреевич. – Ухта, 2015. – 22 с.
5. Гэри С.В. Основы радиационного материаловедения «Металлы и сплавы» / С. В. Гэри.: Техносфера, 2014. – 992 с.

**Расчёт количества газов, для эффективного разрушения пород при сопловом гидроударном бурении скважин за счёт детонации углеводородных газов с кислородом / Calculate the amount of gases for the efficient rock destruction during nozzle hydro-impact drilling of wells through the detonation of hydrocarbon gases with oxygen**

Михайлов В. А.

*Воркутинский филиал Ухтинского государственного технического университета,  
г. Воркута, Россия*

**Аннотация.** Существующие методы бурения включают вращательный, ударно-вращательный, вращательно-ударный, ударно-канатный, ударно-забивной способы, а также методы с промывкой или продувкой забойной части скважины. Однако все эти методы сопровождаются износом инструмента, оборудования и высоким энергопотреблением. Чтобы снизить эти расходы, предлагается новая концепция бурения с использованием сопловой гидроударной детонационной технологии с применением абразивов из забойной части скважины или твёрдосплавной картечи.

Разработан способ сверхглубокого бурения, который не требует вращательных механизмов и в классическом понимании бурового инструмента. Вместо этого используется детонационная головка, которая создаёт гиперскоростное перемещение жидкой среды с переменной нагрузкой для разрушения горных пород, где вращается только сама головка. Этот способ особенно эффективен при бурении твердых и крепких пород [1].

Для обеспечения устойчивого (на протяжении всего пути бурения с изменяем глубины) и производительного (эффективно разрушающего породу) режима бурения скважин детонационным методом, произведён расчёт количества метана с кислородом и с воздухом для скважин глубокого сверхглубокого бурения.

**Ключевые слова:** сопловое, гидроударное, детонационное, сверхглубокое бурение скважин, гиперскоростное перемещение жидкой среды с переменной нагрузкой, гидроудар, гидроабразивный удар.

**Annotation.** Existing drilling methods include rotary, percussive-rotary, rotary-percussive, percussive-wireline, percussive-driving techniques, as well as methods involving flushing or blowing the wellbore. However, all these methods are accompanied by tool and equipment wear and high energy consumption. To reduce these expenses, a new drilling concept is proposed, utilizing a nozzle-based hydro-impulse detonation technology with the use of abrasives from the wellbore or hard alloy shot.

A method of ultra-deep drilling has been developed that does not require rotational mechanisms and traditional drilling tools as conventionally understood. Instead, a detonation head is used, creating hypervelocity movement of a liquid medium with variable load to break down rock formations, where only the head itself rotates. This method is particularly effective for drilling hard and solid rocks [1].

To ensure a stable (throughout the entire drilling path with varying depths) and productive (efficiently breaking down the rock) drilling mode using the detonation method, calculations have been made for the quantity of methane with oxygen and with air for ultra-deep drilling wells.

**Keywords:** nozzle, hydraulic percussion, detonation, ultra-deep drilling, hypervelocity movement of a liquid medium with a variable load, water hammer, hydroabrasive impact.

**Введение.**

Детонационные технологии позволяют, обеспечивать более эффективное разрушение горных пород во время бурения, при этом за счёт акустического эффекта, сканировать плотность и состав залегающих пород предупреждая аварийные ситуации. В статье опубликованной в сборнике [1] XIII Международной научно-практической конференции «Наука. Техника. Инновации», которая прошла 21 апреля 2023 года в филиале УГТУ в г. Усинске, «Сопловое гидроударное бурение скважин за счёт детонации метана и кислорода, новая концепция бурения скважин» (Михайлов В.А.) [1] разработаны принципы и механизм соплового детонационного бурения скважин, представлены математические и графические модели, схемы физических процессов, протекающих в трёхкомпонентной среде. Но для

эффективного и устойчивого бурения этим методом необходимо точно знать количество метана и кислорода воздуха в зависимости от глубины работы буровой головки. Это позволит рассчитать конструктивные и технические особенности предложенного механизма.

Основная идея концепции заключается в передаче энергии ударной волны (при детонации смеси метана с воздухом), жидкости и твёрдосплавной картечи, которая приведёт к формированию ударно-режущей струи на горную породу, способная эффективно разрушать её в забойной части скважины. Эта энергия будет критической, что позволит, преодолевать большие расстояния, за короткий промежуток времени без значительного износа и без необходимости нагружать вращающий механизм и создавать крутящий момент. Концепция предусматривает бесконтактное бурение.

Преимуществом такого подхода является отсутствие необходимости менять буровой инструмент для работы с различными породами, так как предложенный метод универсален. Основной движущей силой в данной концепции является газовая детонация, передающая импульс струе жидкости и метаемым твёрдым телам, с возможностью регулирования парциального давления газов, для контроля усилия взаимодействия метаемой смеси с разрушаемой породой [1].

Исследуя отечественные и зарубежные научные издания в области разработки скважин, в статье В. Н. Тюпина определены параметры различных категорий буримых пород по шкале ЦБНТ, в частности - предела прочности на сжатие ( $\sigma_{сж}$ ) различных категорий буримых пород, коэффициент крепости породы по М.М. Протождяконову ( $f$ ) и скорость бурения ( $\vartheta_6$ ) [2].

Таблица 1 – Скорости бурения скважин в зависимости от прочности горных пород[2].

Категория буримости пород по шкале ЦБНТ	Предел прочности на сжатие $\sigma_{сж}$ , МПа	Коэффициент крепости $f$	Скорость бурения $v_6$ , $10^{-3}$ м/с	
			по справочнику [11]	расчетная, по (14)
IX	45	3	10	13,6
X	60	4	8,2	9,1
XI	75	5	6,7	6,9
XII	90	6	5,5	5,5
XIII	110	7	4,6	4,6
XIV	130	8	3,8	3,9
XV	150	10	3,2	3,1
XVI	170	12	2,7	2,5
XVII	200	14	2,3	2,1
XVIII	230	16	1,9	1,8
XIX	260	18	1,6	1,7
XX	300	20	1,4	1,5

Зная эти параметры, можно определить количество газа для более высокой скорости бурения методом соплового гидроударного детонационного бурения.

#### Объект и методы исследования

Объектом исследования является зависимость скорости бурения от количества взрывоопасной смеси в детонационной камере сопловой гидроударной буровой головки и значения этой зависимости при изменяющейся глубине бурения и, как следствие - изменяющемся давлении в забое скважины.

Струя воды с абразивом и твёрдосплавной картечью, преобразуемая в снаряд разрушительной мощности, благодаря приложенной энергии ударной волны, способна эффективно разрушать даже самые прочные породы, так как скорость метаемой струи, как известно из задачи Лагранжа равна 2500 м/с, а скорость метаемого тела при этом не превышает 2000 м/с.

При исследовании использованы математических модели физических процессов, определены численные значения показателей скорости бурения, позволяющие сделать выводы об эффективности предлагаемой концепции.

## Результаты исследований

В процессе воздействия внешних сил на горные породы, возникают критические напряжения, которые могут привести к их разрушению. Критические напряжения определяются статическими или динамическими внешними силами. Если эти напряжения превышают предел прочности горной породы, то связи между её частицами нарушаются, происходит разрушение.

Во время динамического разрушения горных пород, удары наносятся по поверхности забоя путём воздействия детонационной волны на метаемое тело в виде смеси воды и твёрдосплавных шариков размером от 5 до 8 мм. В данном случае, динамический процесс разрушения можно описать уравнениями кинетической энергии метаемого тела и потенциальной энергии деформации породы. Игнорируя потери энергии на рассеивание при деформации породы, можно записать [3]:

$$E_k = \Pi_d = \frac{m \cdot v_0^2}{2} = \frac{P \cdot \delta}{2}, \quad (1)$$

где  $m$  – масса метаемого тела, кг;

$v_0$  – скорость метаемого тела в момент соударения с породой, м/с;

$P$  – усилие взаимодействия метаемого тела с породой, Н;

$\delta$  – деформация породы, м.

Из уравнения (1) можно определить усилие  $P$ , вызывающее заданную деформацию породы [3]

$$P = \frac{mv_0^2}{\delta}. \quad (2)$$

Допустим масса метаемой жидкости с твёрдосплавными шариками  $m=220$  г, а деформация породы не превышает половины диаметра шарика  $\delta=4$  мм, скорость вылетающей жидкости из сопла  $v_0=200$  м/с, то можно посчитать  $P=2,2 \cdot 10^6$  Н. Удельное усилие взаимодействия метаемого тела с породой  $P_{y\delta}=437$  Н/мм<sup>2</sup>=437 МПа, что на 137 МПа больше предела прочности на сжатие самой высокой категории (по буримости) породы, и этой скорости будет достаточно с запасом для задорной деформации породы.

Предположим, что масса метаемых шариков 20 г, которые находятся в объеме жидкости 200 мл, то масса смеси 220 г. Масса ВВ может быть определена из отношения начальной (предельной) скорости потока на фронте ударной волны  $u_0=200$  м/с и скорости детонации  $D=1803$  м/с по формуле (4) [4].

$$\frac{u_0}{D} = \frac{1}{4} \sqrt{\frac{2}{\frac{1}{3} + \frac{\mu+M}{m}}} \quad (3)$$

где  $\mu$  - масса жидкости,  $M$  – масса метаемого тела.

Получим:

$$m = \frac{(\mu+M) \cdot 24u_0^2}{3D^2 - 8u_0^2} \quad (4)$$

Масса ВВ составит  $m=22$  г.

Рассчитаем объем метана в тротиловом эквиваленте.

Объем  $V = 0,01 \text{ м}^3 = 10000 \text{ см}^3$  детонационной камеры исходя из того, что диаметр  $d = 80 \text{ мм}$ , длина  $l = 2000 \text{ мм}$ . Масса воздуха в этом объеме  $M_в = \rho \cdot V = 1,3 \cdot 0,01 = 0,013 \text{ кг} = 13 \text{ г}$ ; Масса кислорода в этом объеме  $M_к = M_в \cdot 0,23 = 0,00388 \text{ кг} = 3,88 \text{ г}$ .

Для детонационных концентрационных пределов, экспериментально определено, что для смеси метана и воздуха диапазон содержания метана (6,3 ÷ 13,5)% [5].

Уравнение реакции окисления [6].



Относительные массы молекул:

$$\mu_{(\text{CH}_4)} = 12 + 4 = 16; \quad \mu_{\text{O}_2} = 16 \times 2 = 32.$$

$$K = \frac{2\mu(O_2)}{\mu(CH_4)} = \frac{2 \times 32}{16} = 4.$$

Пусть  $M_2$  – масса горючего метана для реакции окисления

$$M_2 = \frac{M_k}{K} = \frac{0,00388}{4} = 0,000845 \text{ кг.}$$

Пусть  $E_r$  – количество энергии, выделяемой при окислении

$$E = q_m \times M_2 = 44 \text{ МДж/кг} \times 0,000845 \text{ кг} = 0,037 \text{ МДж.}$$

Пусть  $M_m$  – масса тротила, выделяющая заданную энергию  $E$  [6]

$$M_m \times q_m = E; M_m = \frac{E}{q_t} = \frac{0,037 \text{ МДж}}{4,5 \text{ МДж/кг}} = 0,008 \text{ кг.} \quad (5)$$

Так как по (4) масса тротила  $m = 22 \text{ г}$  необходимого для эффективного воздействия на породу, в три раза превышает  $M_m$ , рассчитанную по (5), то  $M_2 = 0,002535 \text{ кг}$  и воздуха  $M_6 = 0,039 \text{ кг}$ .

Из этого следует, что эффективная работа агрегата начинается на глубине 300 м.

На рисунке 1 отображено фактическое распространение ударных волн при выходе из канала детонационной камеры в забой скважины при нормальных условиях.



Рисунок 1 - Фото распространения ударных волн при переходе из узкого канала детонационной камеры в широкий канал забоя скважины [5].

Чем глубже скважина, тем выше противодействие  $p_h$  на глубине  $h$  [4]. Поэтому  $p_h$  вычитается из давления стационарной волны  $P_{c.в}$ . Но так как скорость и давление продуктов детонации при повышении наружного давления возрастает, то  $p_h$  не учитываем.

На рисунках 2 и 3 – фотографии влияния детонационных волн с недостаточной энергией для разрушения образца при нормальном давлении и температуре, которой не достаточно для эффективного разрушения, и воздействие на забой скважины на глубине 300 м, когда объём смеси газа останется тем же, а масса вырастет в 3 раза.

Далее, для определения скорости бурения необходимо знать, сколько выстрелов в секунду  $n_в$  делает буровая головка. Из [7] известно, что  $n_в = 5 \text{ в/с}$ . Так за один выстрел, буровая головка проходит 4 мм, то скорость бурения представленным методом составит 2 см/с.

На рисунке 4 – изображены 3D модель, механизм и разрез сопловой гидроударной детонационной головки.

### Выводы

Современные технологии бурения скважин предусматривают прохождение буровым инструментом (долотом, буровой коронкой и т.д.) массивов горных пород с использованием

вращательно-ударного, ударно-поступательного, температурного и даже - электроимпульсного способов бурения. Однако, все эти методы не могут конкурировать по скорости бурения с сопловым гидроударным детонационным бурением. Скорости при сопловом гидроударным детонационным бурении более чем в 10 раз превышают скорости традиционных способов бурения.

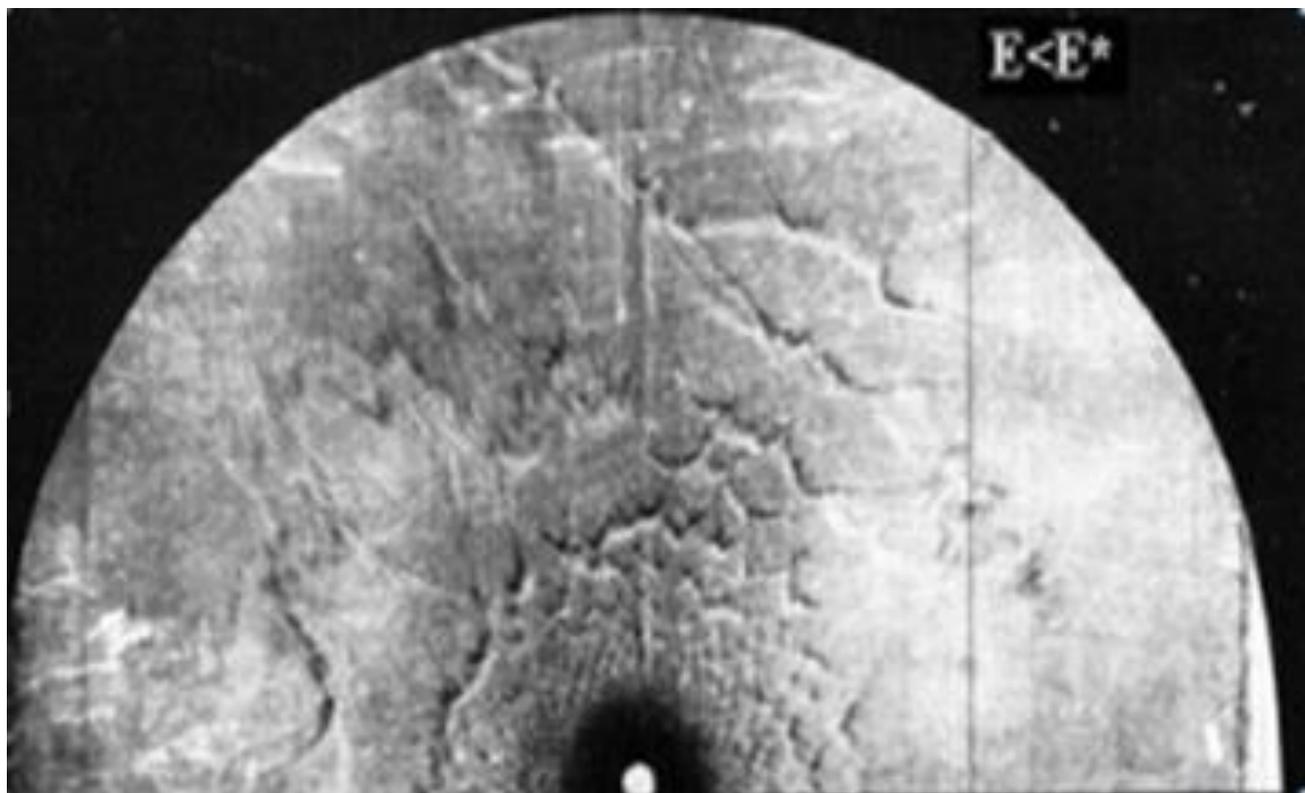


Рисунок 2 - Фотография ячеистой структуры при инициировании детонационной струи на поверхность при энергии источника меньше критической [5].

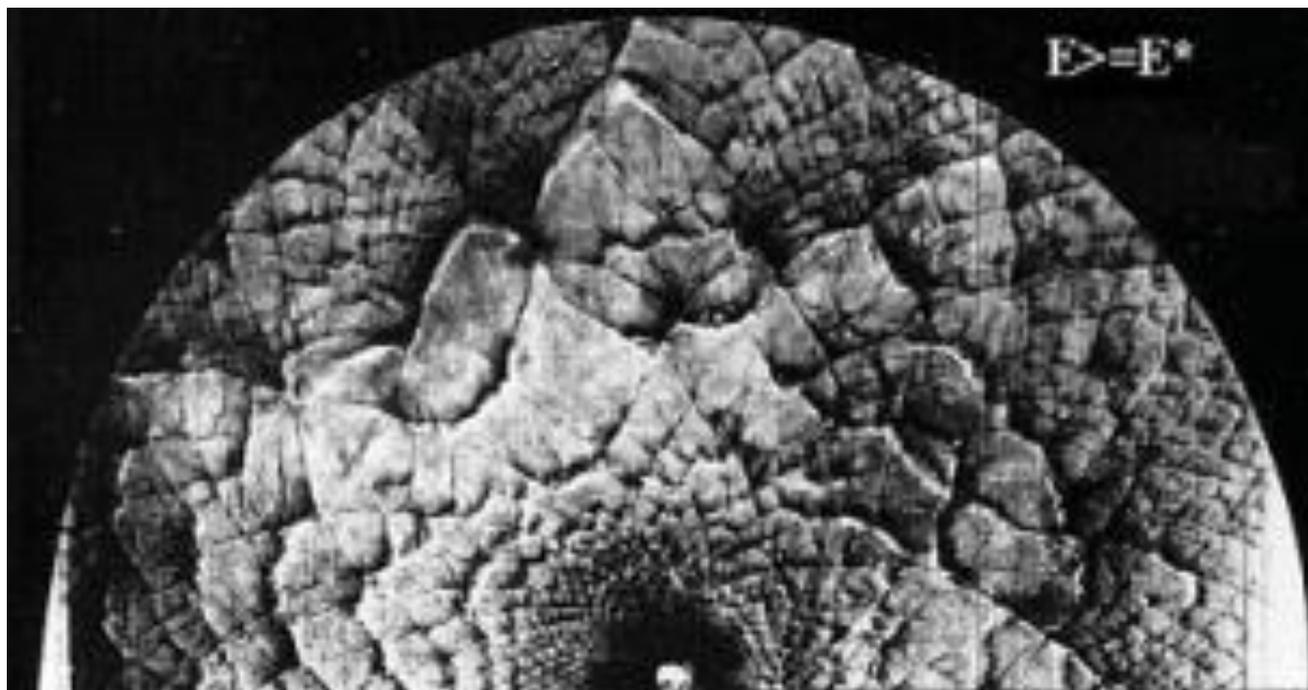


Рисунок 3 - Фотография ячеистой структуры при инициировании детонационной струи на поверхность при энергии источника выше критической [5].

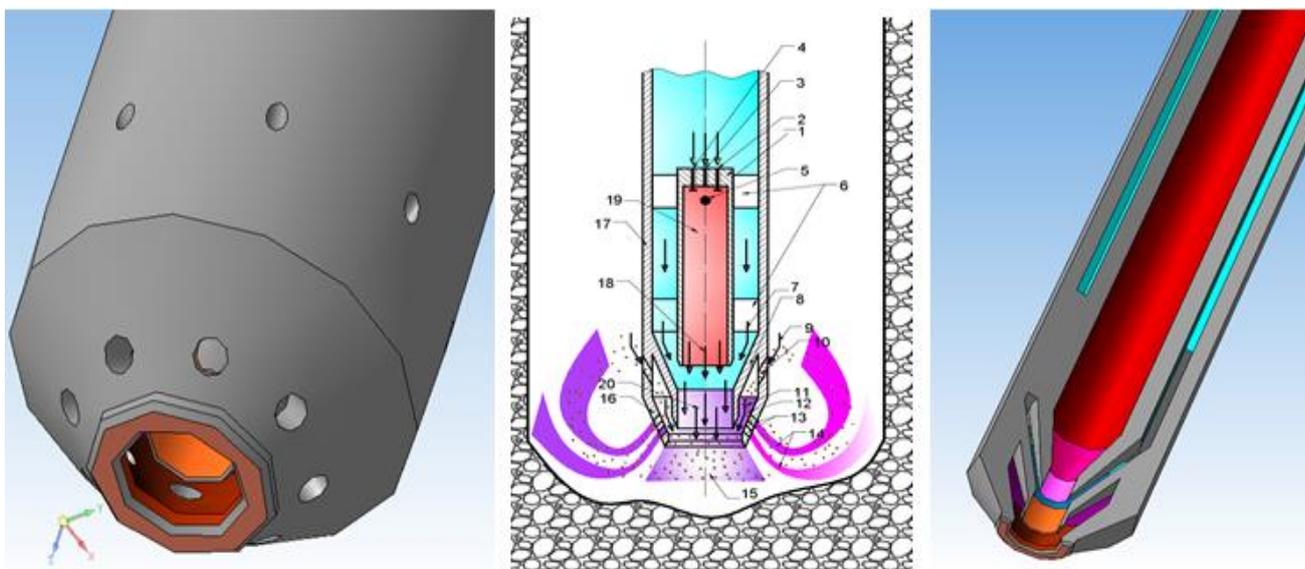


Рисунок 4 - Модель конструкции гидроударного, детонационного, гидроабразивного сопла [1].

#### Библиографический список:

1. Наука. Техника. Инновации Текст традиционный: сборник статей по материалам XIII Международной научно-практической конференции (25 апреля 2023 года), филиал Ухтинского государственного технического университета в г. Усинске (УФ УГТУ) / под ред. Я. В. Зубовой. – 2023. - 363 с. (С. 85-90).
2. Тюпин, В. Н. Установление скорости шарошечного и ударно-вращательного бурения скважин с использованием закона сохранения энергии // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2020. – № 6. – С. 76–84. DOI: 10.25018/0236-1493-2020-6-0-76-84.
3. Нескоромных, В. В. Разрушение горных пород при проведении геологоразведочных работ: учеб. пособие/ В. В. Нескоромных. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2015. – 396 с. ISBN 978-5-7638-3157-3.
4. Баум, Ф. А., Станюкевич, К. П., Шехтер, Б. И., Физика взрыва. Редакторы: Петровский, И. Я., Кузнецова, Е. Б., Государственное издание физико-математической литературы – Москва - 1959. - 800 с.
5. Васильев, А. А., Васильев, В. А., Расчётные и экспериментальные параметры горения и детонации смесей на основе метана и угольной пыли // Научно-технический журнал № 2-2016, Вестник.
6. Физика взрыва: [монография : в 2 т.] / [С. Г. Андреев и др.] ; под ред. Л. П. Орленко // Изд. 3-е испр. – Москва, Физматлит, 2004 - (ППП Тип. Наука).
7. И. С. Батраев, А. А. Васильев, В. Ю. Ульяницкий, А. А. Штерцер, Д. К. Рыбин // Исследование газовой детонации переобогащенных смесей углеводородов с кислородом. Физика горения и взрыва, 2018, т. 54, N-2.

УДК 621.65.03

#### Агрегат нефтеперекачивающий магистральный с разработкой конструкции вибродемпфирующей рамы

Макаров А. И., Борейко Д. А.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

Агрегаты нефтеперекачивающие магистральные предназначены для эксплуатации на нефтеперекачивающих станциях с предельным давлением не более 7,5 МПа. Рабочая среда АНМ, как правило макроклиматические условия с умеренным и холодным климатом – климатическое исполнение УХЛ; категория размещения 4 по ГОСТ 15150-69 закрытые

отапливаемые помещения с температурой воздуха от плюс 1 до плюс 40 °С. Предназначены для эксплуатации во взрывоопасных зонах класса 2 по ГОСТ Р 51330.9-99 и класса В-1а по ПУЭ, в которых возможно образование взрывоопасных смесей категории ПА по ГОСТ Р 51330.11-99; группа взрывоопасной смеси ТЗ по ГОСТ Р 51330.5-99 и ПУЭ. Применяются в технологических установках нефтеперекачивающих производств. В процессе эксплуатации агрегатов возникают вибрационные и динамические нагрузки, что приводит к снижению эксплуатационных свойств и расцентровке вала агрегата, а также разбалтыванию болтовых соединений. [1]

Целью работы является агрегат нефтеперекачивающий магистральный с разработкой конструкции вибродемпфирующей рамы. При длительной эксплуатации агрегата были выявлены следующие проблемы [1]:

1) Расцентровка валов агрегата, что является нарушением пространственного положения сопрягаемых валов, следовательно, их оси не лежат на одной линии, а располагаются под каким-либо углом.

2) Снижение эффективности болтовых соединений. Разрушение резьбовых соединений является одной из распространенных причин отказов в работе нефтегазовых машин и агрегатов. Это может происходить из-за нескольких факторов, включая превышение предельной нагрузки на болты и шпильки, неправильную установку, недостаточное крепление и износ материалов. Разгерметизация стыков также может быть вызвана деформацией уплотнительных элементов или неправильной установкой.

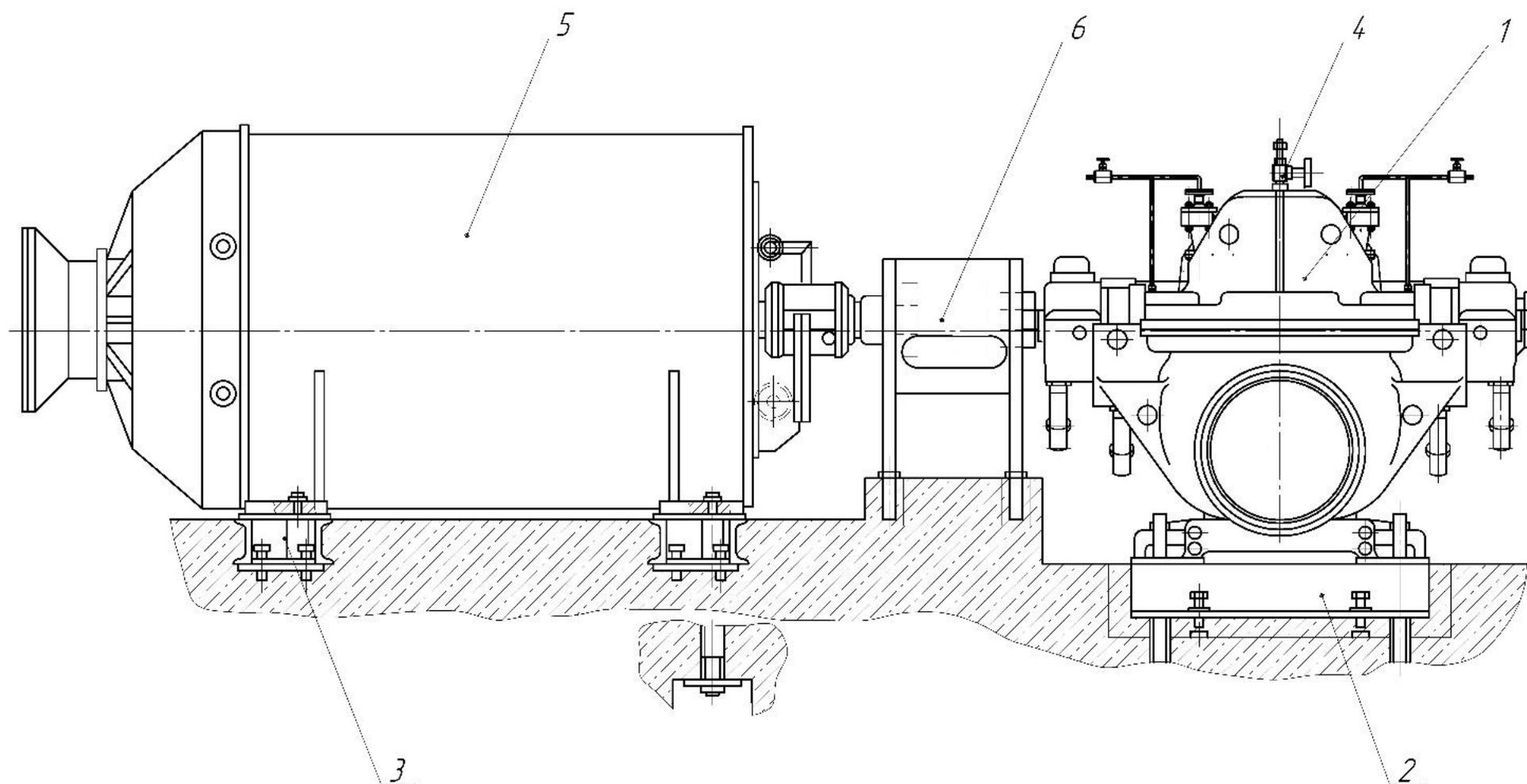
Агрегаты электронасосные являются одним из главных оборудований нефтеперекачивающих станций. На современных НПС данные агрегаты представлены преимущественно центробежными насосами типа НМ ГОСТ Р 53675-2009 распространяется как на основные, так и на подпорные насосы. В нем определены типы и основные параметры этих насосов. Электронасосный агрегат включает в себя НМ для магистрального транспорта нефти, привод и МУП.

Насосы – центробежные одноступенчатые, межопорные, с колесом двухстороннего входа, с осевым разъемом корпуса, типа ВВ1 по API 610 (ГОСТ 32601-2022), с подшипниками скольжения (с принудительной смазкой), остаточное осевое усилие воспринимается шариковым радиально-упорным подшипником (в качестве опции – упорные гидродинамические подшипники скольжения), с концевыми уплотнениями торцового типа, основное исполнение которых являются одинарные торцовые уплотнения с дополнительным уплотнением со стороны атмосферы; в качестве опции – двойные торцовые уплотнения с системой запираания. Электронасосный агрегат типа НМ представлен на рисунке 1.

К недостаткам базовой конструкции рамы можно отнести, что сама рама насоса и рама электродвигателя расположены отдельно, что приводит к более быстрой расцентровке вала агрегата при длительной эксплуатации, за счет динамических и вибрационных нагрузок, действующих на агрегат. Следовательно, происходит разрушение бетонного основания, так как вибрация действует и на болтовые соединения, что приводит к разрушению фундамента [2, 3]. Конструкция базовой рамы представлена на рисунке 2.

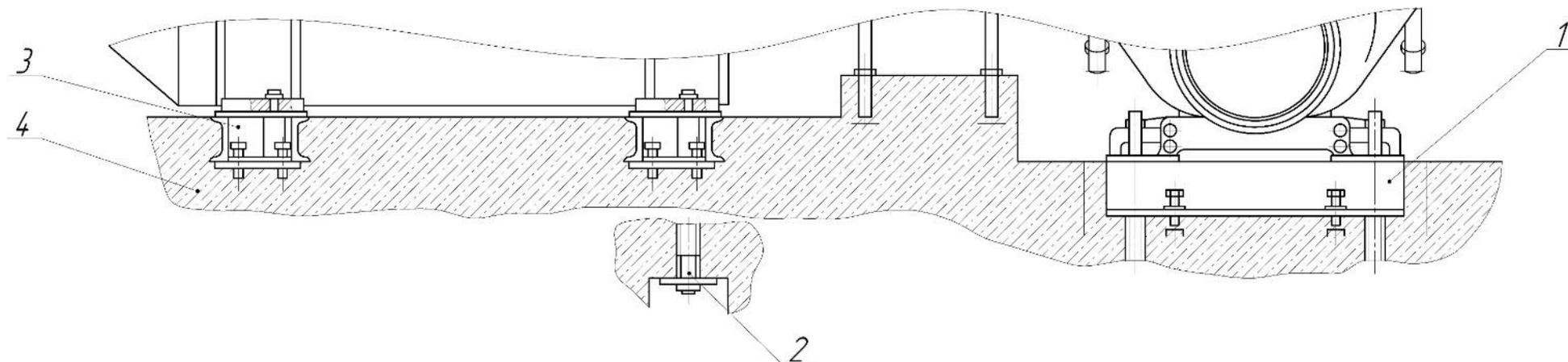
Для реализации данной системы было решено использовать раму вибродемпфирующую, которая представляет собой цельнометаллическую сварную конструкцию от воздействия вибрационных и динамических нагрузок на агрегат для обеспечения надежности. Для повышения жесткости конструкции рамы имеются дополнительные ребра жесткости, расположенные внутри поперечных и продольных. Рама магистрального насосного агрегата крепится к подрамнику при помощи амортизаторов. [4]

Раму агрегата устанавливают на продольные балки, которые крепятся анкерными болтами к подрамнику. Кроме этого, подрамник состоит из двух плит, на которых устанавливаются опоры для регулировки вертикальности основной несущей рамы при монтаже и регулировке положения агрегата в процессе эксплуатации. Конструкция вибродемпфирующей рамы представлена на рисунке 3.



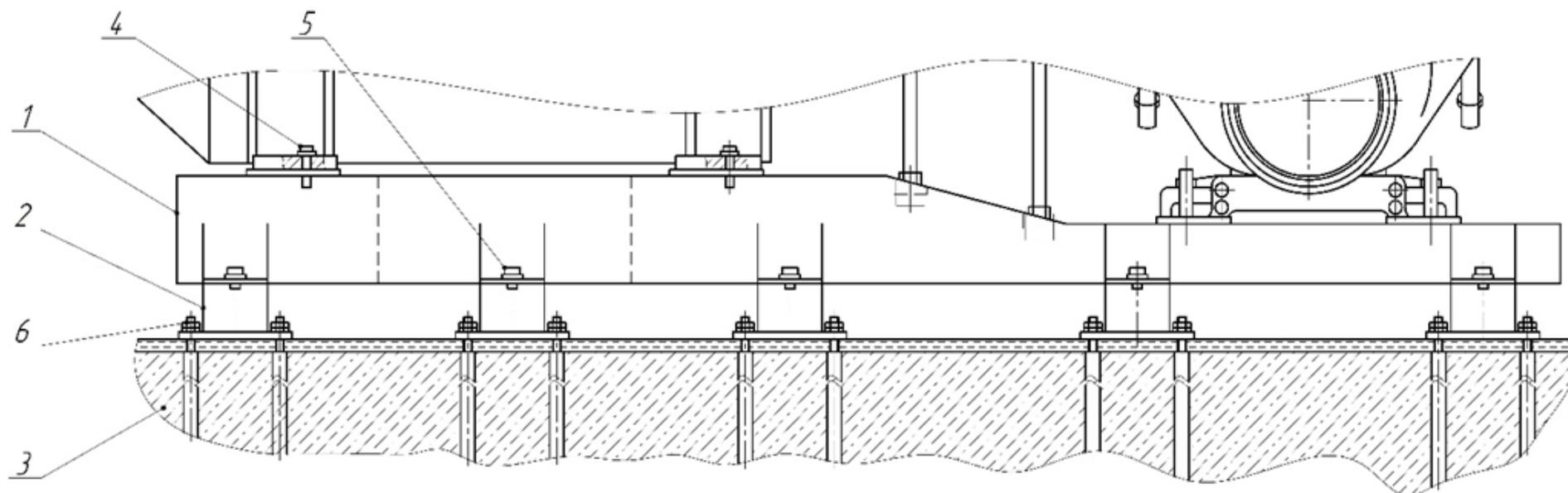
1 – насос магистральный; 2 – рама насоса; 3 – опора электродвигателя; 4 – клапан предохранительный; 5 – электродвигатель;  
6 – муфта упругая пластинчатая

Рисунок 1 – Агрегат нефтеперекачивающий магистральный.



1 – рама насоса; 2 – болт фундаментный; 3 – рама электродвигателя; 4 – фундамент.

Рисунок 2 – Базовая конструкция рамы агрегата.



1 – рама вибродемпфирующая; 2 – амортизатор вибродемпфирующей рамы; 3 – подрамник; 4 – болт M24x100 ГОСТ Р ИСО 4014-2013;  
5 – болт M24x70 ГОСТ Р ИСО 4014-2013; 6 – болт фундаментный M36x1700 ГОСТ 24379.1-2012.

Рисунок 3 – Рама вибродемпфирующая насосного агрегата.

Такая конструкция рамы разрабатывается с использованием специальной программы, которая учитывает динамическую нагрузку и требования к прочности. Упрочнение и высокоточная механообработка опорных поверхностей помогают снизить вибрацию и повысить стабильность работы агрегата.

Надежная связь между НМ и приводом, а также правильная центровка валов агрегата способствуют эффективной передаче мощности и уменьшения износа деталей конструкции.

Упрочненная вибродемпфирующая рама с высокоточно механически обработанными опорными поверхностями играет важную роль в обеспечении долгосрочной стабильности положения насоса и электродвигателя. Конструкция рамы предусматривает укрепление средней части, чтобы исключить продольные деформации и обеспечить прочную связь между насосом и электродвигателем, а также надежное выравнивание валов в процессе эксплуатации насосного агрегата.

Амортизатор предназначен для работы в атмосферных условиях при температурах от  $-5$  до  $+70$  °С, в присутствии паров масла и дизельного топлива, а также при возможном контакте с маслом, дизельным топливом, пресной и морской водой. Этот амортизатор может также применяться в специальных условиях.

Амортизатор представляет собой изделие из резины и металла, состоящее из двух металлических пластин: верхней и нижней, которые соединены между собой вулканизированным резиновым материалом.

Верхнее и нижнее основания выполнены из материала сталь 40ХГНМ ГОСТ 4543-2016. Сталь хромомарганцовоникелевая с молибденом конструкционная легированная применяется для изготовления трущихся деталей приборов, машин и оборудования, а также вспомогательных узлов приспособлений.

Привулканизированный материал на основе резины является виброгасящим элементом. Резина 3853 ТУ 38-005-1166-98 применяется в различных сферах деятельности, обладает свойством виброизоляции под опорами машин и механизмов, в виброгасящих фундаментах, для развязки перекрытий и лестничных маршей, а также для изоляции объектов по типу помещений, зданий. Температурные режимы температурные режимы от  $-45$  до  $+80$  °С.

Конструкция амортизатора представлена на рисунке 4.

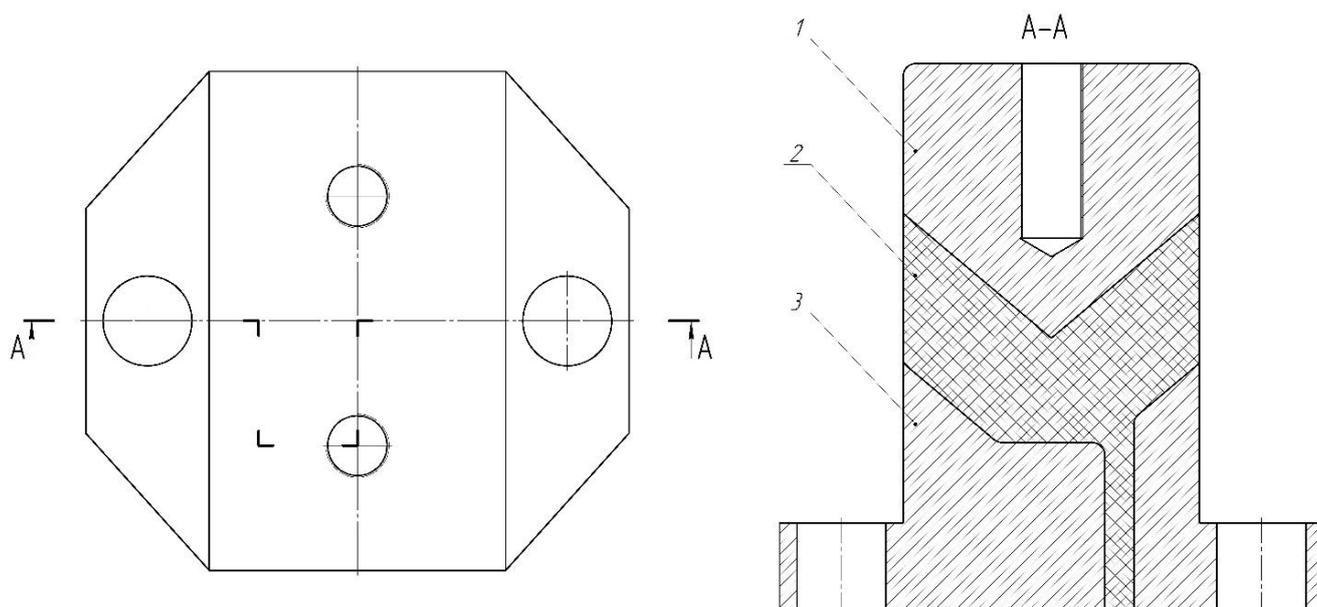
Принцип действия устройства заключается в установке АНМ на вибродемпфирующую раму, которая прикреплена к подрамнику при помощи амортизаторов, соответственно нагрузки и вибрации, передаваемые агрегатом в фундамент, гасятся при помощи амортизаторов. Что способствует повышению работоспособности агрегата, межремонтного периода.

К тому же был произведен прочностной расчет с помощью системы автоматизированного проектирования на предмет прочности на базе программы КОМПАС-3D. Программа позволяет спроектировать конструкцию или деталь в полноценный материальный объект, который может создан в условиях реального времени при помощи 3D печати. Программа основывается на принципе метода «конечных элементов», т.е. деталь разбивается на элементарные геометрические фигуры и расчет производится для этих элементов.

В таблице 1 и 2 представлены исходные данные для расчета на ЭВМ. Представлен расчет с рабочей и предельной нагрузкой 500 кН, 1475 Кн соответственно. Расчеты представлены в виде диаграмм распределений перемещений, напряжений и результатов распределения запаса прочности.

При нагрузке амортизатора в 1475 кН, коэффициент запаса по пределу прочности  $n$  составил 1,99, коэффициент запаса по пределу текучести  $q$  составил 1,005, что соответствует началу разрушения материала, предельная нагрузка на один амортизатор составила 1475 кН, при данной нагрузке амортизатор начал разрушаться. В нашем случае нагрузка на амортизатор составляет 500 кН, тогда коэффициент запаса по пределу прочности  $n$  составил 5,88, а коэффициент запаса по пределу текучести  $q = 2,96$ , что удовлетворяет условию прочности  $5 < n < 6$  и удовлетворяет условию текучести  $2 < n < 3$ , следовательно материал выдержал нагрузку.

Исходя из результатов расчета на ЭВМ, делаем вывод, что подобранная нами конструкция амортизатора оптимально подходит для внедрения.



1 – верхнее основание; 2 – демпфер резиновый; 3 – нижнее основание.

Рисунок 4 – Амортизатор вибродемпфирующей рамы.

Таблица 1 – Исходные данные материала Сталь 40ХГНМ ГОСТ 4543-2016.

Предел текучести [Н/мм <sup>2</sup> ]	835
Модуль упругости нормальный [Н/мм <sup>2</sup> ]	200000
Коэффициент Пуассона	0.3
Плотность [кг/мм <sup>3</sup> ]	0.000008
Теплопроводность [Вт/(°С*мм)]	0.000055
Предел прочности при сжатии [Н/мм <sup>2</sup> ]	410
Предел прочности (Временное сопротивление) [Н/мм <sup>2</sup> ]	980
Предел выносливости при растяжении [Н/мм <sup>2</sup> ]	209
Предел выносливости при кручении [Н/мм <sup>2</sup> ]	139

Таблица 2 – Исходные данные материала Резина ТУ 38-005-1166-98.

Предел текучести [Н/мм <sup>2</sup> ]	235
Модуль упругости нормальный [Н/мм <sup>2</sup> ]	200000
Коэффициент Пуассона	0.3
Плотность [кг/мм <sup>3</sup> ]	0.000002
Теплопроводность [Вт/(°С*мм)]	0.000055
Предел прочности при сжатии [Н/мм <sup>2</sup> ]	410
Предел прочности (Временное сопротивление) [Н/мм <sup>2</sup> ]	9
Предел выносливости при растяжении [Н/мм <sup>2</sup> ]	209
Предел выносливости при кручении [Н/мм <sup>2</sup> ]	139

Вариант «без проекта» предполагает эксплуатацию магистрального насосного агрегата без использования вибродемпфирующей рамы, со стандартным применением крепления МНА к подрамнику. Вариант «с проектом» предполагает эксплуатацию магистрального насосного агрегата с использованием вибродемпфирующей рамы при помощи амортизаторов, поглощающих динамические и вибрационные нагрузки. [5]

В результате использования варианта «с проектом» повышается работоспособность агрегата при эксплуатации и увеличивается межремонтный период. При расчете капитальных вложений учитываются основные принципы оценки экономической эффективности, включая сравнение "с проектом" и "без проекта". Однако, в данном случае, расчеты учитывают только дополнительные вложения, связанные с усовершенствованием вибромамы АНМ. Это означает,

что сравниваются затраты на улучшение рамы с затратами, которые возникнут без этого усовершенствования.

Согласно проекту, капитальные вложения включают в себя вариант «с проектом», т.к в базовом исполнении целиком вибродемпфирующая рама не используется.

Согласно проектной смете, были получены следующие затраты при вложении:

- закупка комплектующих, которые включают в себя виброраму, амортизаторы и дополнительные монтажные изделия;
- затраты организации, которые непосредственно связаны с процессом изготовления и доставки материалов в организацию;
- расходы на улучшение конструкции;
- затраты на СМР;
- дополнительные расходы.

Стоимость комплектующих составляет 400 тыс. руб. (без НДС). Изготовитель ООО «Ротор» г. Уфа.

Затраты на доставку оборудования до НПС оцениваются в размере 10 % от их стоимости.

Работы по улучшению, а также СМР предполагается осуществить силами рабочего персонала организации. Данные расходы входят в зарплатный эквивалент рабочего персонала.

Дополнительные расходы составили порядка 10-ти % от всей суммы затрат на при вложении.

Исходные данные для расчета изменяющихся эксплуатационных затрат по вариантам представлены в таблице 3.

Расчет эксплуатационных затрат по вариантам представлен в таблице 4.

Таблица 3 – Исходные данные для расчета эксплуатационных затрат по вариантам.

Наименование	Усл. обозн.	Вариант «без проекта»	Вариант «с проектом»
Капитальные вложения, тыс. руб.	К	-	400,0
Средняя стоимость комплектующих и вспомогательных материалов, тыс.руб.	$C_{мк}$	150,0	50,0
Время эксплуатации агрегата в год, час.	$T_p$	8760	
Межремонтный период, час	$T_{мр}$	6000	9000
Количество ремонтов (технических обслуживаний) в год, ед.	$N_p$	$8760/6000=1,46$	$8760/9000=0,97$
Продолжительность одного ремонта (технического обслуживания) агрегата, час	$T_{рем}$	36,0	20,0
Тарифная часовая ставка заработной платы слесаря по ремонту технологических установок 4 разряда, руб.	$C_{зп}$	552,3	
Районный коэффициент, ед.	$K_p$	1,5	
Северная надбавка, ед.	$H_c$	0,8	
Коэффициент, учитывающий размер премии, ед.	$K_{пр}$	0,3	
Ставка страховых взносов (с учетом отчислений на страхование от несчастных случаев), %	$C_{взн}$	30,2	
Годовая норма амортизации, %	$H_a$	-	20,0

Рассчитав все необходимые параметры, получился положительный итог приведенный ниже:

- ЧДД при ставке дисконта равной 12% является положительным и составляет 411,9 тыс. руб;
- срок окупаемости составил 1,79 года, а с учетом дисконтирования 2,13 года;
- индекс доходности 2,25 руб./руб., а с учетом дисконтирования 1,7 руб./руб.

Таблица 4 – Расчет годовых изменяющихся эксплуатационных затрат по вариантам.

Наименование	Вариант «без проекта»	Вариант «с проектом»
Затраты на материалы и комплектующие, тыс. руб.	$150,0 \cdot 1,46 = 219,0$	$50,0 \cdot 0,97 = 48,5$
Затраты на оплату труда, тыс. руб	$36,0 \cdot 1,46 \cdot 552,3 \cdot (1+0,3) \cdot (1,5+0,8)/1000 = 86,8$	$36,0 \cdot 0,97 \cdot 552,3 \cdot (1+0,3) \cdot (1,5+0,8)/1000 = 57,6$
Страховые взносы, тыс. руб.	$30,0 \cdot 86,8/100 = 26,04$	$20,0 \cdot 57,6/100 = 11,52$
Чистые эксплуатационные затраты, тыс. руб.	$219,0 + 30,0 + 26,04 = 275,04$	$57,6 + 20,0 + 11,52 = 89,12$
Амортизационные отчисления, тыс. руб.	-	$400 \cdot 20,0/100 = 80,0$
Эксплуатационные затраты, тыс. руб.	$275,04 + 0 = 275,04$	$89,12 + 80 = 169,12$
Снижение чистых эксплуатационных затрат (ЧЭЗ), тыс. руб.	$275,04 - 89,12 = 185,92$	
Снижение эксплуатационных затрат (ЭЗ), тыс. руб.	$275,04 - 169,12 = 105,92$	

Итого с учетом указанных капитальных вложений и предполагаемых экономических выгод, проект модернизации агрегата нефтеперекачивающего магистрального путем внедрения вибродемпфирующей рамы может считаться экономически эффективным. На основе этой информации проект может быть принят к исполнению.

В работе на основании проблематики было представлено практическое решение.

Решение поставленных проблем позволяет снизить вибрационные и динамические нагрузки от агрегата к фундаменту, а также при длительной эксплуатации предотвратить расцентровку валов агрегата и поломку болтовых соединений.

Была произведена оценка коммерческой эффективности, результат имеет положительный эффект.

Разработаны эскизные схемы предлагаемых технических решений.

#### Библиографический список:

1. Насосное оборудование для трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов // Келет URL: <https://kelet.kz/all%20catalogs/pump/7.pdf> (дата обращения: 28.08.2023).
2. Хабаров, М. В. Исследование системы с отрицательной жесткостью для снижения вибрации в магистральном нефтеперекачивающем насосном агрегате / М. В. Хабаров // Севергеоэкотех-2023 : Материалы XXIV Международной молодежной научной конференции, Ухта, 30–31 марта 2023 года / Под редакцией Р.В. Агинеи. – Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13.: Ухтинский государственный технический университет, 2023. – С. 237-241.
3. Хабаров, М. В. Анализ вибрационного воздействия на систему "насос - трубопроводы обвязки" с разработкой рекомендаций по его компенсации / М. В. Хабаров, Д. А. Борейко // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов : Материалы всероссийской научно-технической конференции (с международным участием), Ухта, 17–18 ноября 2022 года / Под редакцией Р.В. Агинеи. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2023. – С. 143-147.
4. Упрочненная вибродемпфирующая рама // Ротор - виброизолирующие компенсирующие системы URL: <http://ufarotor.ru/uprochnennaya-vibrodempfiruyushhaya-rama/> (дата обращения: 28.07.2023).
5. Андрухова, О. В. Оценка эффективности научно-технических мероприятий в исследованиях технологических машин и оборудования нефтегазового комплекса : методические указания / О. В. Андрухова. – Ухта : Изд-во Ухтинского государственного технического университета, 2017. - 30 с.

## Теоретическое исследование проблем промывки забоя скважины при бурении шарошечным долотом

Хламов В. А., Борейко Д. А.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

Буровое оборудование подвержено суровым условиям эксплуатации, что приводит к частым выводам из строя машин и механизмов, а также самой скважины. Буровое оборудование выходит из строя по причине неправильно подобранного материала, износа, несоответствующих условий эксплуатации, некачественной системе промывки шлама и многого другого. Все это приводит к простоя скважины, выводу ее на ремонт, дополнительному обслуживанию или утилизации оборудования. Следовательно, исследование проблем промывки забоя скважины и поиск их решения является актуальной задачей.

Целью работы является теоретическое исследование проблем промывки забоя скважины при бурении шарошечным долотом.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- провести анализ существующих проблем в области промывки забоя скважины при бурении;
- провести анализ существующего опыта эксплуатации промывки забоя скважины при бурении;
- предложить пути решения проблем промывки забоя скважины при бурении шарошечным долотом.

Многие дефекты износа в шарошечном бурении возникают по причине некачественной промывки забоя скважины, например, облом и потеря большого количества зубцов; износ бурового долота вследствие эрозии шарошки по причине слишком интенсивной подачи промывочной жидкости; из-за большого процента твердой фазы в буровом растворе разрушается тело шарошки и др.

Из существующего опыта решения проблемы можно выделить такие виды промывки как прямая и обратная. Однако, у них существует ряд недостатков:

- при разгрузке на забой возможно заполнение загрязненными внутренним сечением долота, в результате чего невозможно осуществлять дальнейшую промывку;
- низкая эффективность промывки скважин с твердыми отложениями на забое;
- в результате механического воздействия режущих инструментов происходит частичное разрушение внутренней поверхности эксплуатационных колонн, а также возникает большая вероятность, особенно в условиях поздней стадии разработки месторождений, растрескивания тампонажного раствора за колонной.

Также существует промывка скважин воздухом (газами), аэрированной жидкостью и пенами. Данный метод исключает или значительно сокращает поглощение промывочной жидкости пластом и ускоряет процесс ввода скважины в эксплуатацию после удаления пробки. Однако, и он не лишен недостатков:

- затруднения при борьбе с обвалом;
- ограничение возможности проведения геофизических работ.
- затруднения при бурении водопроявляющих горизонтов;
- увеличение возможности пожаров и взрывов;
- невозможность регулирования пластового давления;

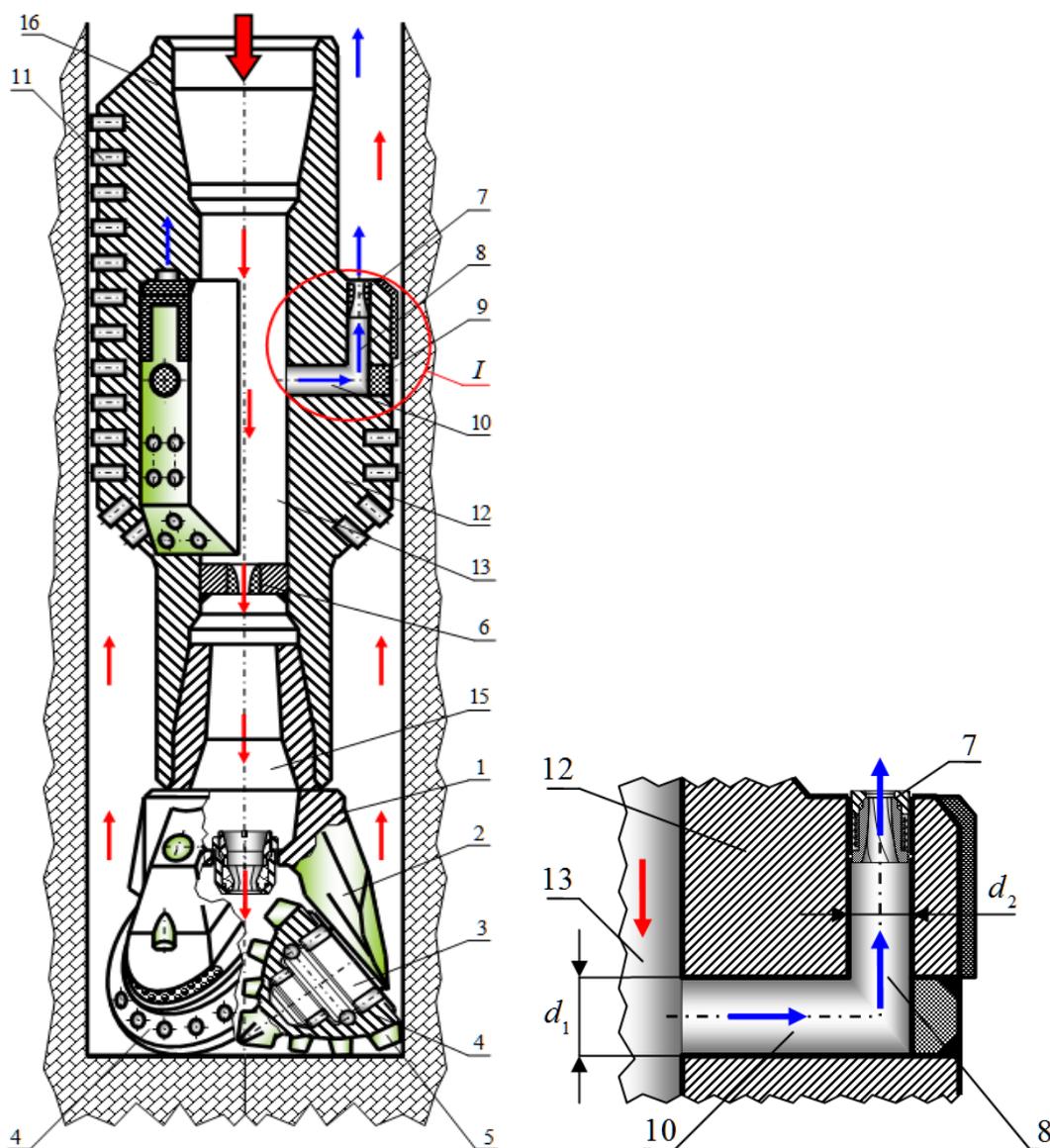
Применяют и метод, основанный на плавлении шлама в долоте. В нем используют достаточно высокие температуры, которые позволяют расплавить и удалить накопившийся шлам. Плавление шлама в долоте является эффективным методом для удаления накопившегося шлама и обеспечения более эффективного процесса бурения. Однако необходимо правильно настроить оборудование и контролировать процесс, а также учитывать особенности грунта и условия работы.

Используют также специализированные растворители, которые обладают высокой растворительной способностью и могут эффективно удалять различные загрязнения, такие как

глина, ил, руда, нефтяные отложения и другие вещества, которые могут накапливаться на поверхности долота в процессе бурения. Однако при использовании специализированных растворителей необходимо соблюдать определенные меры предосторожности, так как они могут быть агрессивными и опасными для здоровья.

Чтобы увеличить скорость выбуриваемого шлама применяют эжекционные устройства. Установкой данного устройства в теле лопастного калибратора можно перераспределить потоки промывочной жидкости, модифицировав конструкцию калибратора. [3]

В работе предлагается функции калибратора и эжектора реализовать комплексно, дополнительно сэкономив полезное пространство КНБК, за счет применения комбинированных наддолотных устройств, которые способны одновременно калибровать стенку скважины и создавать эффект эжектирования потоков бурового раствора с выбуренным шламом в наддолотную область. Такое эжекционное устройство выполнено в теле стандартного лопастного калибратора модифицированной конструкции [1], позволяющей перераспределить потоки промывочной жидкости (рисунок 1.1).



- 1 – буровое долото; 2 – лапы; 3 – цапфы; 4 – шарошки; 5 – зубья; 6 – подпорная насадка; 7 – эжекционная насадка; 8, 10 – каналы; 9 – заглушка; 11 – армированные износостойкие вставки; 12 – лопасти; 13 – центральный промывочный канал; 14 – межлопастные пространства; 15 – породоразрушающий инструмент; 16 – корпус.

Рисунок 1.1 –Калибратор-эжектор КЭ215,9-3Л.

При бурении промывочная жидкость прокачивается через внутреннее пространство труб вращающейся бурильной колонны и породоразрушающего инструмента 15 и через систему промывки долота удаляет шлам из рабочей зоны. Между тем, проходя через внутреннее пространство калибрующе-эжекционного агрегата 13, промывочная жидкость доходит до подпорной насадки 6, которая способствует созданию гидравлического сопротивления и давления во внутренней зоне над подпорной насадкой, по причине которого в каналы 8 и 10 движется промывочная жидкость. [2]

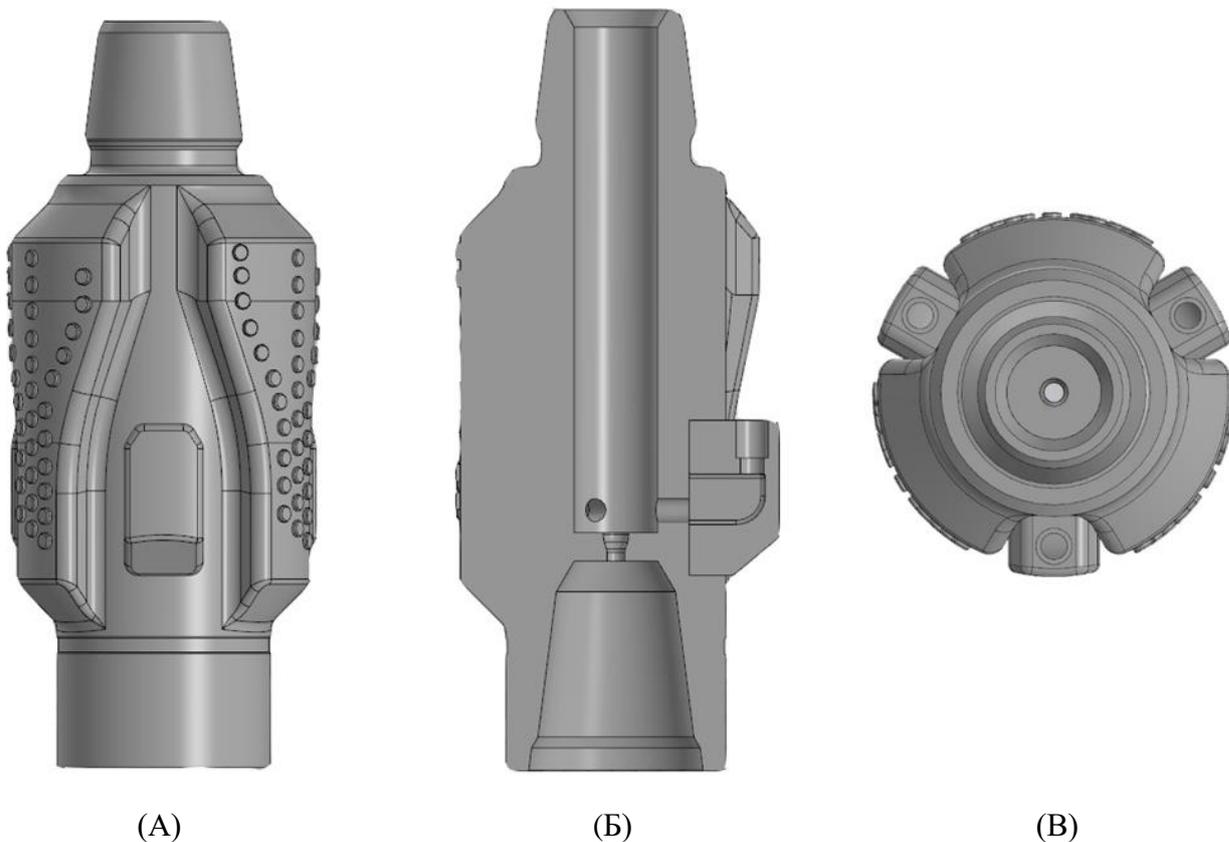
Следом через эжекционную насадку 7 промывочная жидкость проходит в эжекционную камеру, которая образовалась корпусом калибратора, его двумя соседними лопастями и скважинными стенками. Потоки промывочной жидкости, которые выходят из эжекционных насадок 7, смешиваются с более медленными, обогащенной разрушенной породой, восходящими потоками промывочной жидкости, которые сквозь межлопастные пространства 14 поднимаются с поверхности забоя скважины. В результате данного решения возникает общий эжектированный поток, который по сравнению с восходящим с забоя потоком обладает большей подъемной силой и большей скоростью [5].

Помимо этого, в призабойной зоне создается относительное разрежение, которое не только способствует улучшению очистки призабойной зоны, но и к вскрытию массива разбуриваемой породы за счет уменьшения дифференциального давления на забой. Все это снижает энергоемкость процесса разрушения породы и повышает скорость бурения и проходку на долото. [4]

Дополнительно к этому, в призабойной зоне за счет уменьшения дифференциального давления создается относительное разрежение, которое способствует и вскрытию массива разбуриваемой породы, и улучшению очистки призабойной зоны.

На основании конструкторской документации была разработана 3Д модель калибратора-эжектора КЭ215,9-3Л (рисунок 1.2).

В дальнейшем планируется провести прочностные расчеты и исследование гидромеханических потоков струй, истекающих из эжекционных насадок.



А – главный вид; Б – разрез; В – вид сверху.

Рисунок 1.2 – 3Д-модель КЭ215,9-3Л.

По итогам работы были сделаны следующие выводы:

- проведен анализ существующих проблем в области промывки забоя скважины при бурении;
- проведен анализ существующего опыта промывки забоя скважины при бурении;
- предложены путь решения проблем промывки забоя скважины при бурении шарошечным долотом.

#### **Библиографический список:**

1. Исследование влияния геометрии поперечного сечения гидромониторных насадок на их работоспособность / Д. Ю. Сериков, А. В. Мурадов, Д. А. Борейко, Л. О. Лауденшлегер // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2023. – № 1(310). – С. 153-161.
2. Борейко, Д. А. Исследование гидродинамических параметров работы калибратора-эжектора в составе бурового агрегата с использованием компьютерного моделирования / Д. А. Борейко // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 5(137). – С. 5-10.
3. Шигин, А. О. К вопросу о повышении эффективности разрушения горных пород шарошечными долотами / А. О. Шигин, Д. А. Борейко, Д. Ю. Сериков // Территория Нефтегаз. – 2022. – № 3-4. – С. 24-31.
4. Сериков, Д. Ю. Исследование взаимодействия калибрующих конусов шарошек со смещенными осями со стенкой скважины в многофункциональной системе автоматизированного проектирования КОМПАС-3D / Д. Ю. Сериков, Д. А. Борейко // Автоматизация и информатизация ТЭК. – 2022. – № 3(584). – С. 31-36.
5. Патент № 2799295 С1 Российская Федерация, МПК E21B 10/26. калибратор скважинный : № 2023109127 : заявл. 11.04.2023 : опубл. 04.07.2023 / Д. Ю. Сериков, Д. А. Борейко, А. В. Мурадов.

УДК 622.24.05

#### **Анализ методики диагностирования буровых лебёдок и рекомендации по её совершенствованию**

Лях А. А., Батманова О. А.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

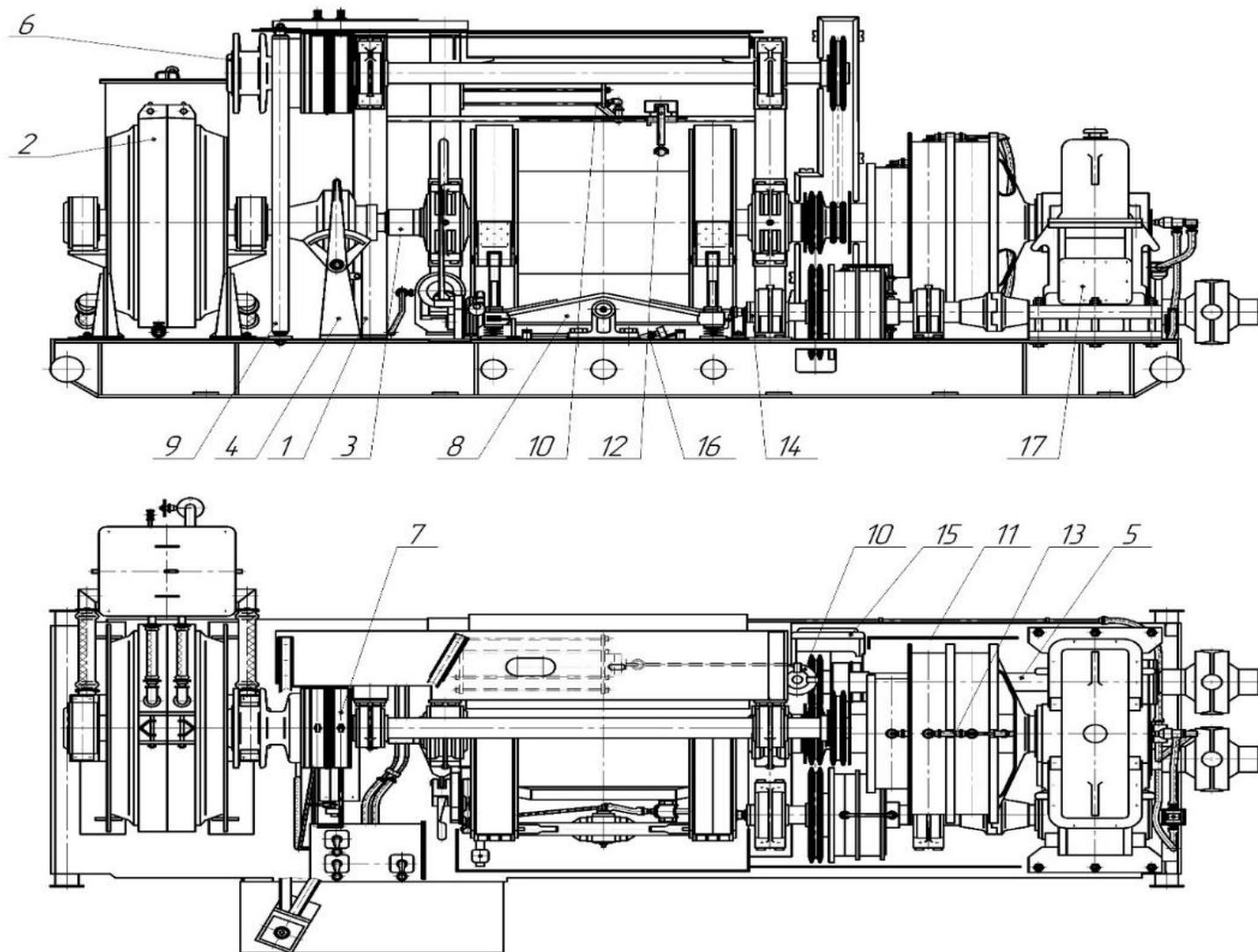
Диагностика – один из этапов технического обслуживания.

Назначение диагностирования – выявление дефектов, чтобы обеспечить безопасность, надёжность и эффективность работы оборудования, уменьшение затрат на техническое обслуживание, потерь от простоев из-за отказов и незапланированных выводов в ремонт.

Буровая лебедка – основной механизм буровой установки, предназначена для производства следующих операций:

- спуска и подъема бурильных и обсадных труб;
- удержания колонны труб на весу в процессе бурения или промывки скважин;
- передачи вращения ротору;
- свинчивания и развинчивания труб;
- производства вспомогательных работ по подтаскиванию бурового инструмента, оборудования, труб;
- для подъема собранной вышки в вертикальное положение.

Важно знать причины неисправностей буровых лебёдок и способы их устранения, чтобы обеспечить бесперебойную работу и безопасность рабочих процессов. К наиболее распространённым причинам можно отнести: разрыв прядей каната, повышенная нагрузка и перегрев, недостаточная смазка и уход, повреждение проводов и кабелей, износ шестерен, подшипников и других деталей, затрудненная работа тормоза, коррозия, деформации и разрывы, трещины в сварных швах, блокировка предохранительного тормоза с отключением электродвигателя, вибрация рамы буровой лебедки.



1 – рама; 2 – гидротормоз; 3 – вал подъемный; 4 – механизм включения; 5 – трансмиссия; 6 – вал катушечный; 7 – тормоз катушки; 8 – тормоз ленточный; 9 – ролик обводной; 10 – пневмораскрепитель; 11 – ограждение; 12 – ограничитель подъема талевого блока; 13 – воздухопровод муфт; 14 – трансмиссия ротора; 15 – ванна; 16 – воздухопровод лебедки; 17 – редуктор.

Рисунок 1 - Буровая лебёдка ЛБУ – 1200.

Рассматривались наиболее распространенные дефекты буровых лебедок и методика диагностирования специального проектно - конструкторского технологического бюро нефтяного и газового машиностроения СПК ТБ «Нефтегазмаш».

Таблица 1 - Методы контроля и возможные дефекты ЛБУ. СПК ТБ «Нефтегазмаш».

Деталь	Метод контроля	Возможные дефекты в контролируемых зонах
Шкивы	ВИК Капиллярный	Трещины всех видов и направлений Износ рабочих поверхностей
Вал подъёмный	ВИК Ультразвуковой Магнито-порошковый Капиллярный	Поверхностные и внутренние дефекты Износ рабочих поверхностей
Валы (кроме вала подъёмного)	ВИК Капиллярный	Трещины всех видов и направлений Износ рабочих поверхностей
Бочка барабана	ВИК Капиллярный	Трещины всех видов и направлений Износ рабочих поверхностей
Ленты тормозные	ВИК Ультразвуковой Магнито-порошковый Капиллярный	Поверхностные и внутренние дефекты Износ рабочих поверхностей Дефекты сварных швов
Подшипник качения	Визуальный	Износ рабочих поверхностей
Цепи цепных передач	ВИК	Вытяжка цепи

**Визуально - измерительный контроль:** Для этого вида контроля применяется оптика с увеличением до 10. Лупы ЛИП-3-10X, ЛП-1-10X. Для контроля линейных размеров тормозных лент лебёдки применяются: линейки; штангенциркули.



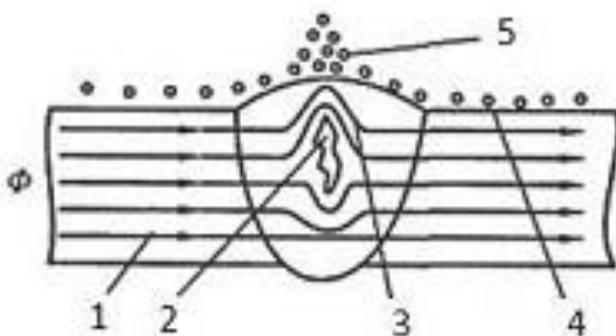
Рисунок 2 – Приборы для ВИК.

**Ультразвуковой контроль (УЗК):** При проведении контроля акустическим методом (далее - УЗК) используют ультразвуковые дефектоскопы.



Рисунок 3 – Приборы для УЗК.

**Магнитопорошковый метод неразрушающего контроля** - процесс диагностики качества сварных швов. Магнитный поток, где нет дефекта, не меняет своего направления; если встречается участок с пониженной магнитной проницаемостью, например, дефект в виде несплошности металла (трещины, неметаллические включения и т.д.), то часть силовых линий магнитного поля выходит из детали наружу и входит в нее обратно, при этом возникают местные магнитные полюсы и, как следствие, магнитное поле над дефектом.



- 1 – магнитное поле;
- 2 – дефект;
- 3 – искажение магнитного поля;
- 4 – магнитная суспензия;
- 5 – скопление частиц;

Рисунок 4 – Магнитопорошковый метод НК.

**Капиллярный контроль** - неразрушающий контроль. Позволяет выявлять дефекты изделий и основан на смачивании контролируемой поверхности жидкими дефектоскопическими материалами. К ним относится индикаторный пенетрант, очиститель и проявитель. Жидкие дефектоскопические материалы представляют собой взаимозависимое сочетание, поставляются и применяются наборами.



Рисунок 5 – Капиллярный контроль.

#### Этапы капиллярной дефектоскопии согласно EN ISO 3452

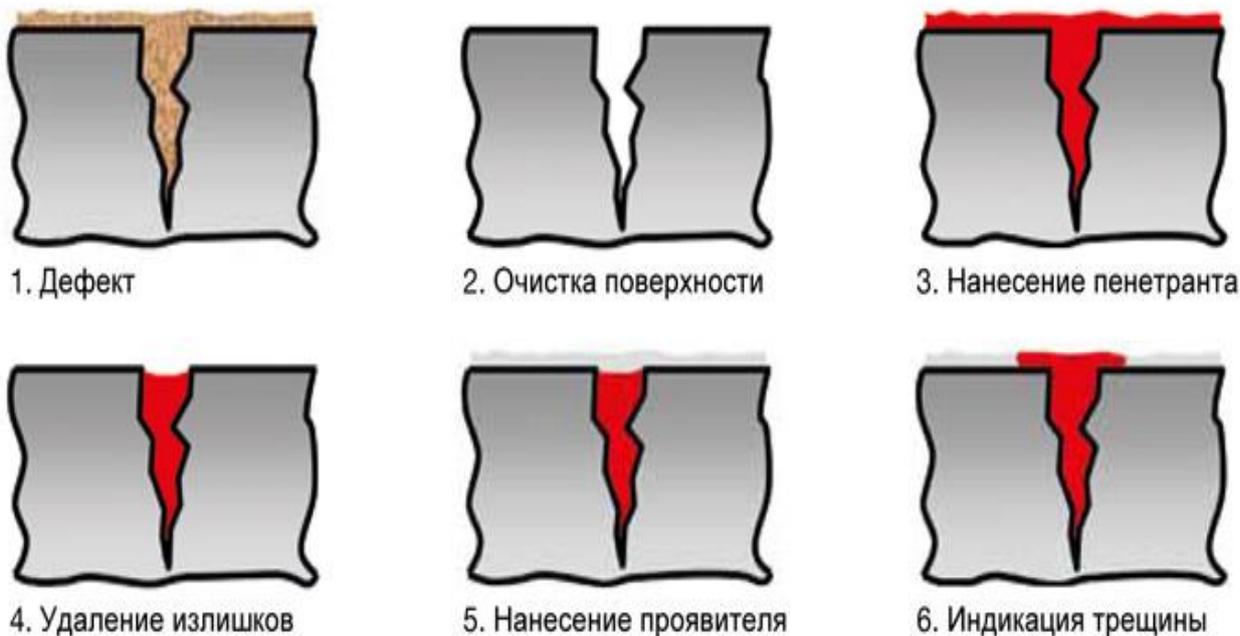


Рисунок 6 – Этапы капиллярной дефектоскопии.

Рассмотрев методику специального проектно - конструкторского технологического бюро нефтяного и газового машиностроения СПК ТБ «Нефтегазмаш», можно сделать вывод, что целесообразно добавить анализ вибродиагностического метода контроля рамы буровой лебёдки.



Рисунок 7 - Вибродиагностический метод.

Вибродиагностический метод – это метод виброакустического НК, основанный на измерении и анализе параметров виброакустического сигнала, возникающего при работе оборудования.

1. знакомство с объектом диагностирования
2. снятие параметров и выделение вибродиагностических признаков
3. описание вибрационного состояния объекта
4. принятие решения (После снятия спектра вибрационных сигналов в трёх координатных плоскостях наступает очередь расшифровки полученных результатов).

Рисунок 8 – Методика снятия вибродиагностической информации.

#### Библиографический список:

1. Баграмов, Р. А. Буровые машины и комплексы [Текст]: Учебник для вузов – М.: Недра, 1988. – 501 с.
2. Раабен, А. А. Ремонт и монтаж нефтепромыслового оборудования [Текст]: учебник для техникумов – М.: Недра, 1989. – 384 с.
3. Лесецкий, В. А. Буровые машины и механизмы [Текст]: Учебник / В. А. Лесецкий, А. П. Ильский – М.: Недра, 1980. – 391 с.
4. Протасов, В. Н. Эксплуатация оборудования для бурения скважин и нефтегазодобычи [Текст]: Учебник / В. Н. Протасов, Б. З. Султанов, С. В. Кривенков. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. – 691 с.
5. Муравенко, В. А. Буровые машины и механизмы [Текст]: Том 1 / А. Д. Муравенко, В. А. Муравенко – М.: Институт компьютерных исследований, 2002. – 520 с.
6. Северинчик, Н. А. Машины и оборудование для бурения скважин [Текст] / Н. А. Северинчик – М.: Недра, 1986. – 368 с.
7. Ильский, А. П. Буровые машины и механизмы [Текст]: Учебник для техникумов / А. П. Ильский, А. П. Шмидт – М.: Недра, 1989. – 396 с.

**Анализ причин и отказов винтовых забойных двигателей**

Стрельский Д. А., Бобылева Т. В.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

Анализ причин и отказов винтовых забойных двигателей является важнейшим аспектом обеспечения эффективности и надежности буровых работ в нефтяной и газовой промышленности. Понимание факторов, которые способствуют неисправности или поломке этих важнейших компонентов, имеет важное значение для улучшения общих эксплуатационных характеристик, минимизации времени простоя и оптимизации методов технического обслуживания. Изучая первопричины отказов, промышленные предприятия могут внедрять профилактические меры и вносить изменения в конструкцию для повышения долговечности и функциональности винтовых забойных двигателей. Этот анализ направлен на изучение общих причин отказов, выявление закономерностей и, в конечном счете, разработку стратегий по смягчению последствий возникновения неисправностей, способствуя тем самым более эффективной и устойчивой практике бурения.

В настоящее время как внутри страны, так и во всем мире широко используются винтовые забойные двигатели (далее именуемые ВЗД), их доля в общем объеме бурения ежегодно увеличивается. Международные эксперты признали этот отечественный двигатель новаторской инновацией и выдающимся достижением в технологии бурения 20-го века. [1] Внедрение этого забойного двигателя связано с многочисленными преимуществами, которые привели к значительному технологическому прогрессу в бурении скважин. Его применение при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин стало особенно важным. В процессах технического обслуживания скважин винтовой забойный двигатель занял видное место благодаря своей эффективности и преимуществам. Конструкция объемного двигателя была задумана и запатентована в 1966 году сотрудниками ВНИИБТ.

Забойные винтовые двигатели оказали существенное влияние на недавнюю эволюцию бурового оборудования. Разработанные в 1960-х годах почти одновременно в России и получившие широкое применение, эти инструменты значительно улучшили технические и экономические аспекты бурения нефтяных и газовых скважин. Более того, они послужили катализатором внедрения новых технологий в строительстве скважин.

Анализ развития техники и технологии для строительства нефтегазовых скважин показывает, что в настоящее время одним из основных приводов породоразрушающих инструментов являются винтовые забойные двигатели (ВЗД). [2]

С начала 1980-х годов в СССР и России произошел сдвиг в сторону более широкого использования забойных двигателей для бурения нефтяных и газовых скважин. В то время как турбинный метод бурения преобладал во второй половине 20-го века, распространенность скважинных двигателей неуклонно росла с 2000 года, составляя примерно 75% объема бурения в 2020 году. Эта тенденция объясняется достижениями в технологиях направленного и горизонтального бурения, а также внедрением инновационных конструкций породоразрушающих инструментов. (рисунок 1). [4]

В рамках исследования были выявлены преимущества и недостатки винтового забойного двигателя.

Преимущества:

- низкооборотные винтовые забойные двигатели обладают также повышенным крутящим моментом по сравнению с высокооборотными турбобурами;
- относительно короткая длина (8–12 м) по сравнению со стандартными трехсекционными турбобурами (27–30 м);
- высокий КПД двигателя для эффективного использования гидравлической мощности буровых насосов;
- универсальность: ВЗД предназначены для бурения глубоких вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин различного типа;
- высокий крутящий момент, что позволяет проводить более эффективное бурение;

- возможность собирать двигатели с различной частотой вращения в производственных условиях;
- простота конструкции и ремонта

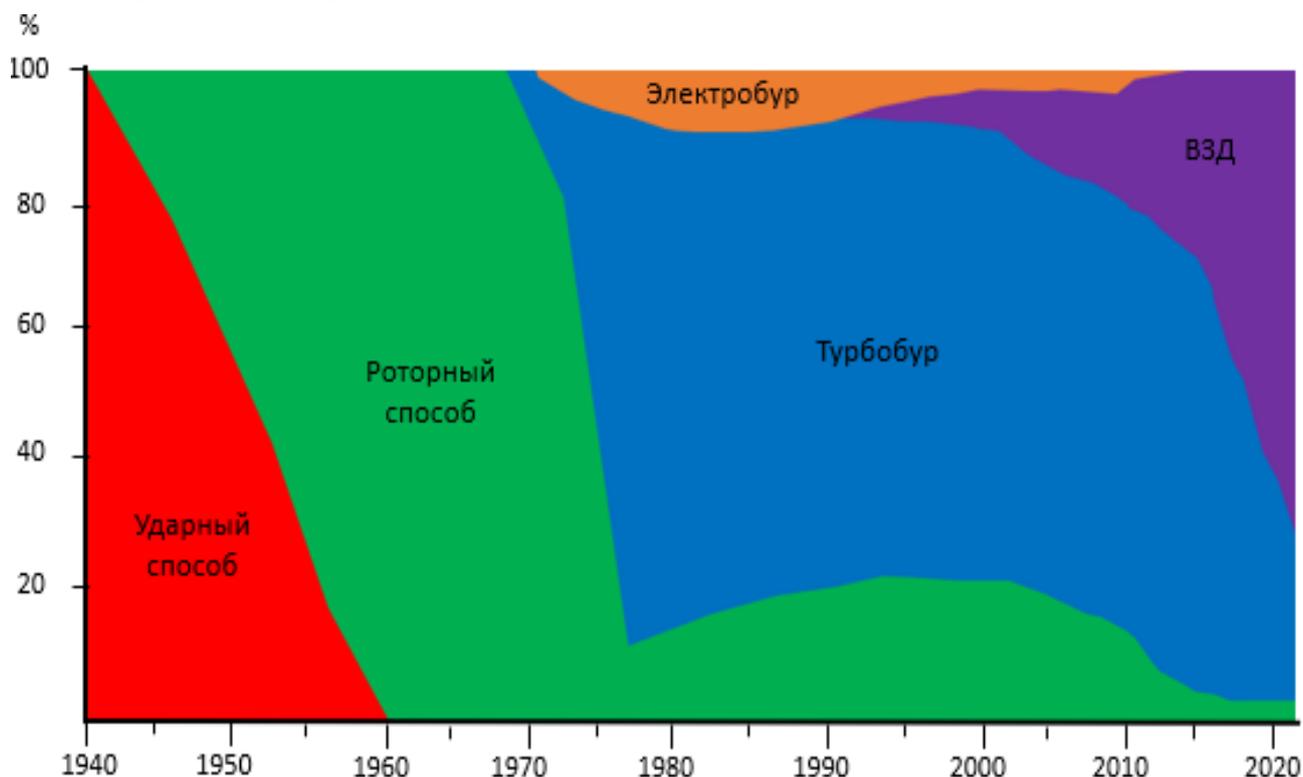


Рисунок 1 – Динамика изменения объемов бурения в России и СССР.

Недостатки:

- быстрый износ двигательной секции;
- высокая стоимость относительно других методов бурения;
- обслуживание и ремонт ВЗД требуют специализированного оборудования и квалифицированного персонала;
- многорядная осевая опора качения ВЗД может быть нестабильной в плане ресурса.

Основное внимание анализа было сосредоточено на оценке правильной работы оборудования, контроле за критическими зазорами, а также на достижении или недостижении максимально допустимых параметров (МДП). Анализ проводился на основе отчетности, такой как ежедневные рапорты и информация о использовании оборудования на нефтегазоконденсатного месторождения, где осуществляется бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

Внимание уделялось винтовым двигателям диаметром 240 мм, производимым известными производителями, предназначенным преимущественно для бурения вертикальных участков ствола скважины в направлении и под кондуктор.

На рисунке 2 представлены полученные в ходе анализа результаты осмотра ВЗД. Наиболее распространёнными являются: промыв корпуса ВЗД, загрязнение и задиры рабочей секции, высокое значение осевого люфта, слом по корпусу ВЗД, засорение фильтра, разрушение эластомера ВЗД в месте действия высоких температур.

В ходе анализа причин и отказов оборудования наиболее распространёнными являются (рисунок 2): аварийный выход из строя (12%), износ рабочих органов (48%), износ шарнирного соединения (11%), износ шпинделя (14%), выход из строя по технологическим причинам. Следовательно, возможно сделать вывод, что наиболее распространёнными причинами является износ рабочих органов ВЗД, а именно ротор и статора.

Если же разбирать отказы в общем случае, то разрушение резиновой обкладки является наиболее частой причиной отказа статора рисунок 3.

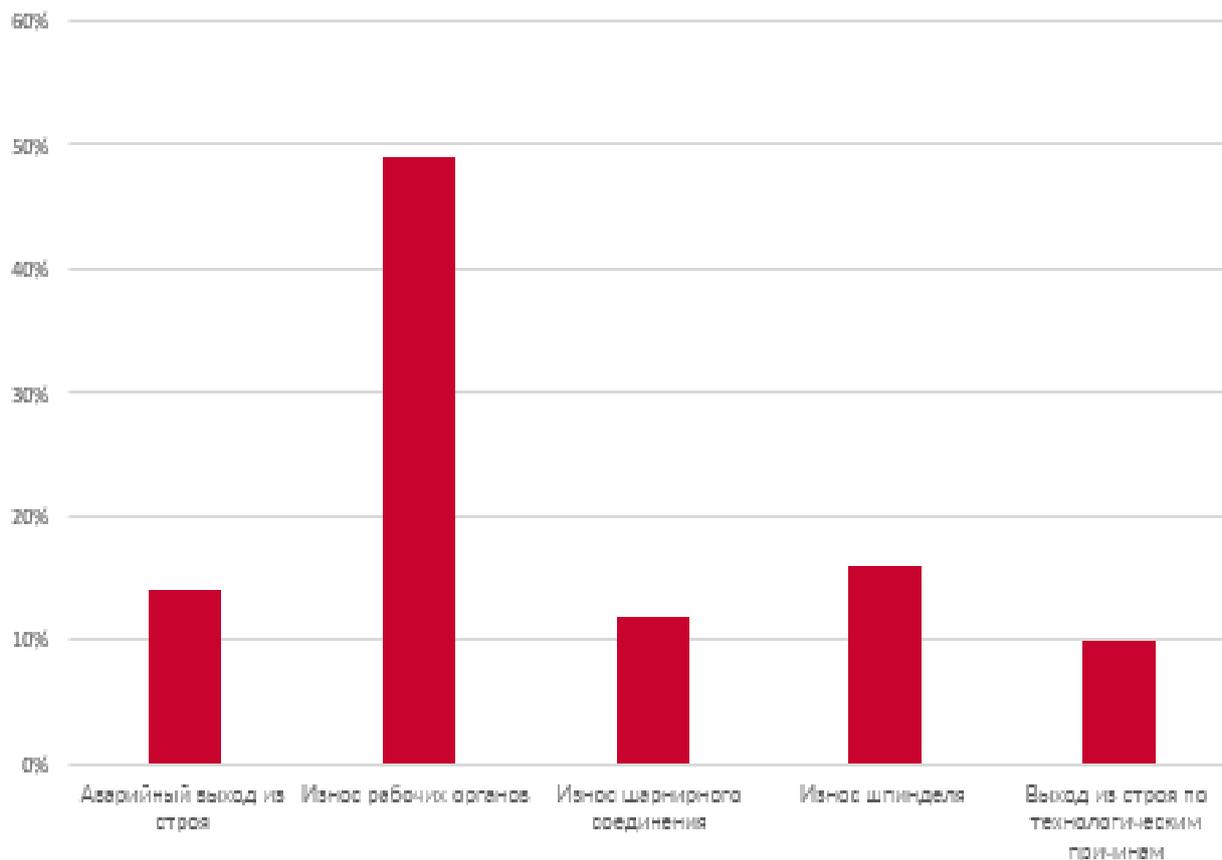


Рисунок 2 – Причины отказа ВЗД.

Доля разрушения резиновой оболочки статора занимает значительную позицию по отношению к выявленным причинам отказов винтовых забойных двигателей с наработкой до 250 часов. Это в настоящее время является одной из наиболее важных проблем в процессе производства и использования ВЗД. Повреждение эластомерной оболочки существенно снижает энергетические характеристики двигателя, имея потенциал привести к его полной неработоспособности. Причины разрушения резиновой оболочки статора, действующие как по отдельности, так и в комбинации, включают:

- чрезмерная перегрузка двигателя крутящим моментом, приводящая к повышенному перепаду давления бурового раствора в забойном двигателе;
- разрушение эластомера, связанное с усталостью;
- термическое разрушение эластомера;
- эрозия активных поверхностей корпуса и ротора;
- чрезмерно высокое напряжение на границе раздела "ротор-статор". Значительная деформация эластомерных зубьев статора, потенциально вызванная чрезмерным перепадом давления в буровом растворе, например, при торможении или при наличии сил дробления породы. Из-за отклонений от надлежащих методов бурения и чрезмерного напряжения при взаимодействии бурового раствора с эластомером напряжения могут превышать его предел прочности при растяжении, что приводит к разрыву эластомера.

Из проведенной работы выявлены как достоинства, так и недостатки винтовых забойных двигателей (ВЗД). Подвергнуты анализу современные тенденции в развитии технологии бурения. Проведен детальный анализ причин преждевременного выхода из строя ВЗД. Результаты анализа позволили определить, что современные двигатели сталкиваются с наибольшими проблемами в двигательной и шпиндельной секциях. При анализе причин отказов двигателей в процентном соотношении установлено, что наиболее частые проблемы возникают в составной части ВЗД, связанной с рабочей парой (ротором и статором). Выявленный факт о том, что рабочая пара является наиболее нагруженным

узлом, подчеркивает необходимость улучшения конструкции статора ВЗД. Это представляется важным шагом для увеличения ресурса и предотвращения отказов оборудования в процессе бурения. Внесение усовершенствований в статор ВЗД может значительно повысить эффективность работы и долговечность данного оборудования. Следовательно, существует необходимость в дальнейшем повышении производительности, надежности и долговечности отечественных винтовых забойных двигателей для эффективного удовлетворения требований современного бурового инструмента. Учитывая, что винтовые забойные двигатели используются преимущественно для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин, а также для проведения капитальных ремонтных работ, важность разработки винтовых забойных двигателей с повышенной энергоэффективностью и надежностью особенно актуальна.

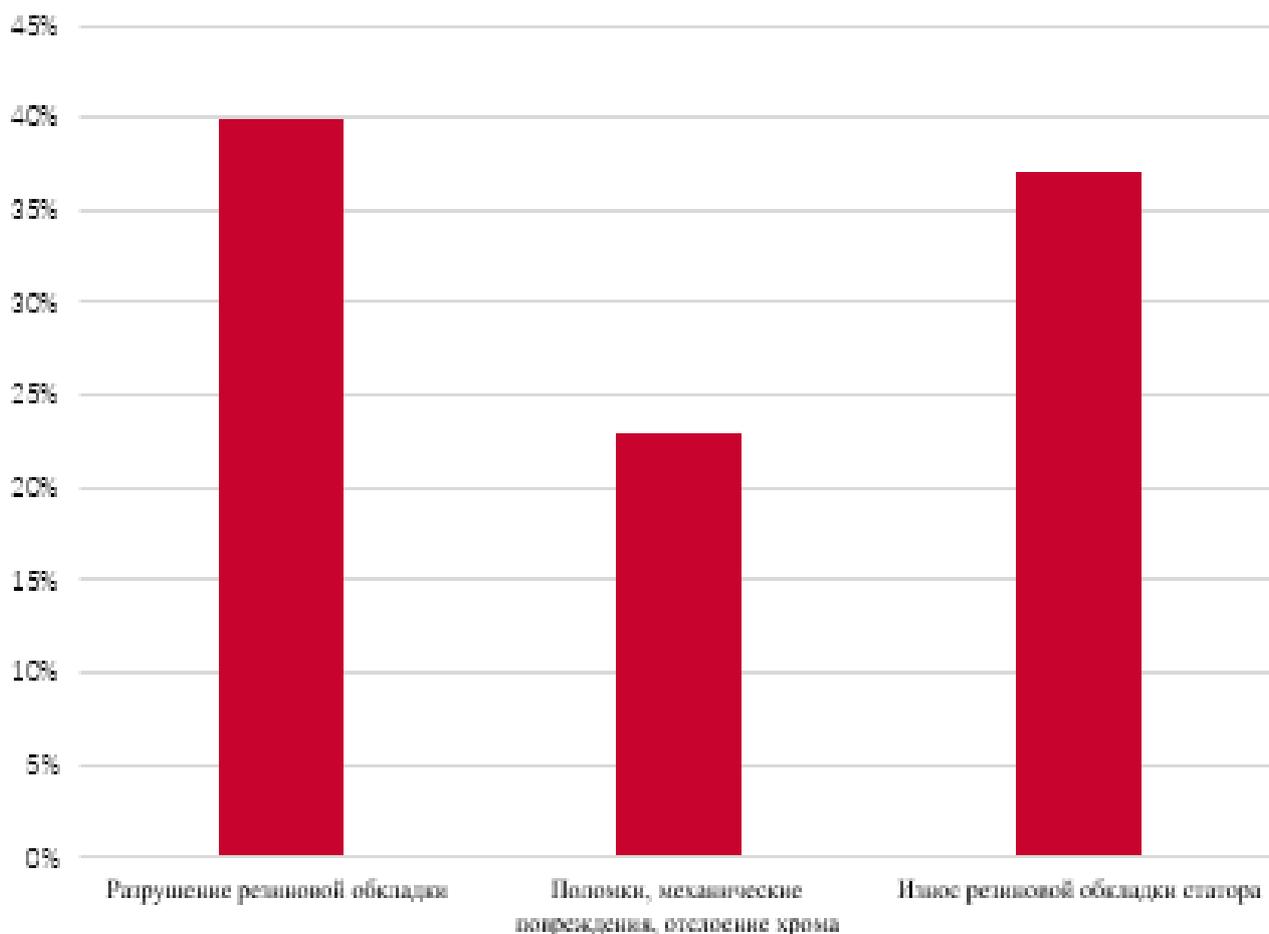


Рисунок 3 – Причины отказа рабочей пары.

#### Библиографический список:

- Новиков, А. С. Бурение нефтяных и газовых скважин / А. С. Новиков, Д. Ю. Сериков, Р. Ф. Гафганов. – Москва : Нефть и газ, 2017. – 307 с.
- Богомолов, Р. М. Анализ конструктивных особенностей двухшарошечных буровых долот / Р. М. Богомолов, Д. Ю. Сериков, Д. А. Борейко // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2020. – № 5(119). – С. 5-9.
- Бобров М. Г. Результаты исследований энергетической характеристики винтового забойного двигателя Д1–195/ А. М. Кочнев // Нефтяное хозяйство. -1988. -№ 6.
- Балденко Д. Ф. Одновинтовые гидравлические машины: в 2 т./ Ф. Д. Балденко, А. Н. Гноевых// — М.ЮОО «ИРЦ Газпром», 2007.

**Анализ стальных материалов, используемых в качестве составов для изготовления сосудов высокого давления с целью хранения и транспортировки водорода**

Белякова А. А., Борейко Д. А., Денисюк М. Н.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

В рамках выполнения реализации распоряжения правительства Российской Федерации от 5 августа 2021 г. по развитию отрасли водородной энергетики. Планируется к 2050 году за счет водорода покрывать 25% энергетических затрат и в ходе наращивания объемов производств водорода снизить его стоимость до уровня рыночной цены за газ. Помимо положительного экономического эффекта, данное направление развития производства вносит глобальный вклад в защиту экологических ресурсов. Поскольку отказ от масштабного использования углеводородного топлива, поможет снизить на 80% выброс углерода в атмосферу. Таким образом, проблемы добычи и переработки природного газа в коммерческий водород приобретают особую важность. Кроме того, существует важный вопрос, касающийся хранения и транспортировки коммерческого водорода. По способу получения водород делится по классификации на цвета, согласно ГОСТ 34723-2021. [1, 2].

Основной моделью, по извлечению водорода, признана - конверсия природного газа на газоперерабатывающих заводах. Конверсия – это процесс, в ходе которого под действием высоких температур природный газ смешивают с водяным паром, вследствие, происходит комплексное изменение составов исходных газовых смесей. Полученный водород относят к классу «серый» по ГОСТ Р 51673-2000 «Водород газообразный чистый. Технические условия». Данный процесс признан наиболее дешевым, но менее экологически чистым. В результате конверсии образуется большое количество нежелательного диоксида углерода. На рынке большим спросом пользуется «бирюзовый» водород. Который получают на газоперерабатывающих заводах по методу пиролиза. Данный процесс сопровождается образованием технического углерода, который находит широкое применение в промышленности и легко утилизируется. [3, 4]

Известны различные физические методы хранения водорода:

- сжатый газообразный водород: газовые баллоны; стационарные массивные системы хранения; хранение в трубопроводах; стеклянные микросферы.

- жидкий водород: стационарные и транспортные криогенные контейнеры.

Рассмотрим способ хранения, в жидком агрегатном состоянии в криогенных сосудах. Данная технология доступна и при температуре 20,4 К достигается достаточно высокая плотность водорода  $\approx 71,2 \text{ кг/м}^3$ . Однако, для реализации необходимо строительство суперизоляционных хранилищ, а также внедрение специально предназначенных заправочных станций. Кроме того, сам процесс сжижения водорода весьма энергозатратный. Установлено, что от 26 до 48 % энергии жидкой фазы водорода приходится на процесс сжижения, что эквивалентно 11-17 кВт\*ч затрат электроэнергии на производство 1 кг жидкого водорода. Поэтому в данный момент чаще применяется способ хранения газообразного водорода в баллонах под давлением, которые не требуют дополнительных экономических затрат [3].

В ходе развития технологии создания баллонов для хранения и транспортировки газообразного водорода, была выведена их классификация, учитывая применяемые материалы, конструкцию технику исполнения. Выделяют пять типов конструкций баллонов по ГОСТ 949 – 2023: тип I – цельнометаллические баллоны; тип II и тип III – металлокомпозитные; тип IV – полимер-композитные; тип V – безлейнерные композитные баллоны.

Газообразный водород принято хранить и перевозить в баллонах из конструкционной легированной или из высокоуглеродистой стали, под давлением до 20 МПа. Это самый предпочтительный метод хранения, потому как водород в данном состоянии при температуре окружающей среды ведет себя подобно модели идеального газа, то есть соответствует уравнению Менделеева-Клапейрона, уравнение:

$$PV = \frac{m}{M} RT, \quad (3)$$

где  $P$  – давление газа,  
 $V$  – объем,  
 $m$  – масса газа,  
 $M$  – молярная масса газа,  
 $T$  – температура (К),  
 $R$  – универсальная газовая постоянная 8,31 Дж/(моль\*К).

Баллоны допускаются перевозить потребителю на автомобильном или железнодорожном транспорте. Они достаточно компактны и просты в конструкции, но обладают существенным минусом.

Для хранения в таких сосудах 1 кг газообразного водорода необходимо баллон около 34,5 кг. Однако, прогресс не стоит на месте и ученым удалось добиться снижения массы баллона до 10 кг, где масса водорода составляет около 3 % от массы всего сосуда. Не смотря на то что данный способ широко применяется, его сложно назвать надежным и практичным. Поскольку сосуд выдерживает относительно малое давление водорода, как следствие при своей высокой массе вмещает в себя небольшой объём газа, а также в подобных по составу сосудах существует высокая степень потерь продукта, поскольку у водорода весьма малый радиус молекулы, всего  $\approx 18$  нм (атом водорода  $\approx 9$  нм), средняя степень потерь для больших сосудов изменяется от 0,08 % в день, а для мелких до 3,5 % в день. При длительном хранении водорода в металлических емкостях, они теряют свою прочность, корродируют и некоторые металлы переходят в гидридное состояние, такое явление носит название «водородное охрупчивание металла». С повышением давления в металлических баллонах скорость диффундирования водорода в стенки металла возрастает. Основные физические показатели водорода представлены в таблице 1 [3].

Таблица 1 – Физические свойства водорода.

Состояние водорода, H <sub>2</sub>	Газообразный			Жидкий
Давление, МПа	0,1	20,27	70,93	0,1
Температура, °С	26,85			-253,15
Расстояние Н-Н, нм.	3,3	0,54	0,45	0,36

Очевидно, что для увеличения объема содержания водорода в баллоне, необходимо повышать давление с 20 МПа до 70 МПа. Изучены составы (таблица 2), характеристики, механические свойства нескольких видов аустенитных нержавеющей сталей при давлении 40 МПа и температуре – 50°С в газовых средах (гелия). Анализ образцов сталей выбран по гелию, поскольку у гелия (He) радиус молекулы  $\approx 11$  нм, что приближено по значениям радиуса молекулы водорода [5].

Таблица 2 – Компонентный состав изученных образцов стали.

№	Марка материала	Состав, %								
		C	S	P	Mn	Si	Ni	Cr	Mo	Ti
1.	1.4435	0,019	0,019	0,025	1,57	0,52	12,6	17,01	2,51	-
2.	1.4306	0,018	0,002	0,033	1,52	0,38	10,18	18,04	-	-
3.	1.4429	0,021	0,0003	0,025	1,14	0,58	12,74	17,79	2,55	-
4.	A286	0,04	0,0004	0,018	1,12	0,33	24,93	15,01	1,19	1,96

Стали 1.4435, 1.4306, 1.4429 - общего назначения. Широко применяются для изготовления морских модулей, цистерн, резервуаров хранения химических веществ, сосудов высокого давления для наземной транспортировки химических реагентов. Сталь A286 находит свое применение в строении авиационных и газовых турбин, реактивных двигателей. Основные характеристики выбранных образцов представлены в таблице 3 [5].

Таблица 3 – данные показателей растяжения в газовых средах (гелия) при давлении 40 МПа, температуре – 50 °С.

№	Марка материала	Среда	Характеристики механических свойств			
			$\sigma_B$ МПа	$\sigma_{0,2}$ МПа	$\delta_5$ %	$\Psi$ %
1.	Сталь 1.4435	He	724	320	73,8	83,38
2.	Сталь 1.4306		859	320	58,8	17,3
3.	Сталь 1.4429		838	447	63,8	80,8
4.	A-286		1125	720	30,4	56,8
$\sigma_B$ – временное сопротивление разрыву; $\sigma_{0,2}$ – условный предел текучести; $\delta_5$ – относительное удлинение после разрыва; $\Psi$ – относительное сужение.						

По результатам из таблицы 3 видно, что наиболее чувствительными к воздействию гелия, являются характеристики пластичности стали ( $\delta_5$ ,  $\Psi$ ). Для полной оценки сталей и правильных заключений, следует провести данные испытания на образцы в газовой среде водорода [5]. Полученные данные внести в таблицу и выявить влияние водорода на механические свойства образцов по формуле 2:

$$\Delta X = \frac{X(\text{He}) - X(\text{H}_2)}{X(\text{He})} \times 100\%, \quad (2)$$

где  $X(\text{He})$  и  $X(\text{H}_2)$  – характеристика, полученная при исследованиях образцов стали в газовой среде гелия и водорода.

Исходя из вышеперечисленных характеристик, можно будет оценивать и степень надежности применения данного состава для создания сосуда хранения водорода. Чем меньше показатели пластичности, тем менее выражена чувствительность к водородному охрупчиванию. Также соотнести полученные результаты с компонентным составом сталей, выявить зависимость, дать необходимые заключения и рекомендации.

#### Библиографический список:

1. Письмен, М. К. Производство водорода в нефтеперерабатывающей промышленности / М. К. Письмен. - Москва : Химия, 1976. - 208 с.
2. Борейко, Д. А. Анализ существующих технологий конверсии отходящих газов газоперерабатывающих производств в товарный водород / Д. А. Борейко, А. А. Белякова // Сфера. Нефть и Газ. – 2023. – № 2(89). – С. 46-50.
3. Борейко, Д. А. Совершенствование технологии извлечения товарного водорода из отходящих газов на установках получения технического углерода отечественных газоперерабатывающих производств / Д. А. Борейко, А. А. Белякова, Д. Ю. Сериков // Инженер-нефтяник. – 2023. – № 2. – С. 50-55.
4. Совершенствование технологического комплекса производства технического углерода для конверсии отходящих газов в товарный водород (на примере Сосногорского газоперерабатывающего завода) / Д. А. Борейко, Е. В. Беляков, В. Д. Литин, Д. Ю. Сериков // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 2(134). – С. 20-26.
5. Денисова, Э. И. Прикладное материаловедение: металлы и сплавы : учебное пособие для студентов вуза, обучающихся по направлению подготовки 22.03.01 – «Материаловедение и технология материалов» / Э. И. Денисова, В. В. Карташов, В. Н. Рычков ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б. Н. Ельцина, [Физико-технологический институт]. - Екатеринбург : Изд-во Уральского ун-та, 2018. - 215 с.

## Исследование причин отказов насосных штанг скважинной штанговой насосной установки (СШНУ)

Канева Х. Ф., Бобылева Т. В.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

При интенсификации добычи нефти применение скважинных штанговых насосных установок сопровождается значительным увеличением нагрузок на штанговые колонны.

Это обусловлено возрастанием глубины спуска насосов, увеличением их диаметров и ростом скорости откачки. В результате чего возникают напряжения в элементах штанговой колонны, которые определяют работоспособность установки в целом. В нефтедобывающей промышленности велики затраты на ликвидацию обрывов насосных штанг, что связано с большим объемом подземных работ.

Штанговая скважинная насосная установка предназначена для добычи нефти из одного или двух пластов. Эксплуатация данной установки ограничена подачей до 50 кубических метров в сутки и глубинами подвеса насоса 1500 – 1800 метров. Данная скважинная установка состоит из глубинного плунжерного штангового насоса и привода, соединенного между собой колонной насосных штанг, как показано на рисунке 1.

На рисунке 2 представлена классификация тягового органа скважинной штанговой насосной установки.

Тяговый орган может быть представлен классической колонной насосных штанг и относиться к группам «жесткий» и «комбинированный», составленным из классической колонны и гибкого элемента – каната, ленты или цепи соответственно, и гибким непрерывным, которые могут выполняться в виде канатов различных конструкций или лент, выполненных из металлических или композитных материалов.

Применение канатных штанг, металлических лент и цепей в современных глубоких скважинах, продукция которых сильно корродирует, не может быть реализовано без решения вопросов об их жёсткости и сопротивлении усталостной прочности при их использовании. Канатная штанга представлена на рисунке 3.

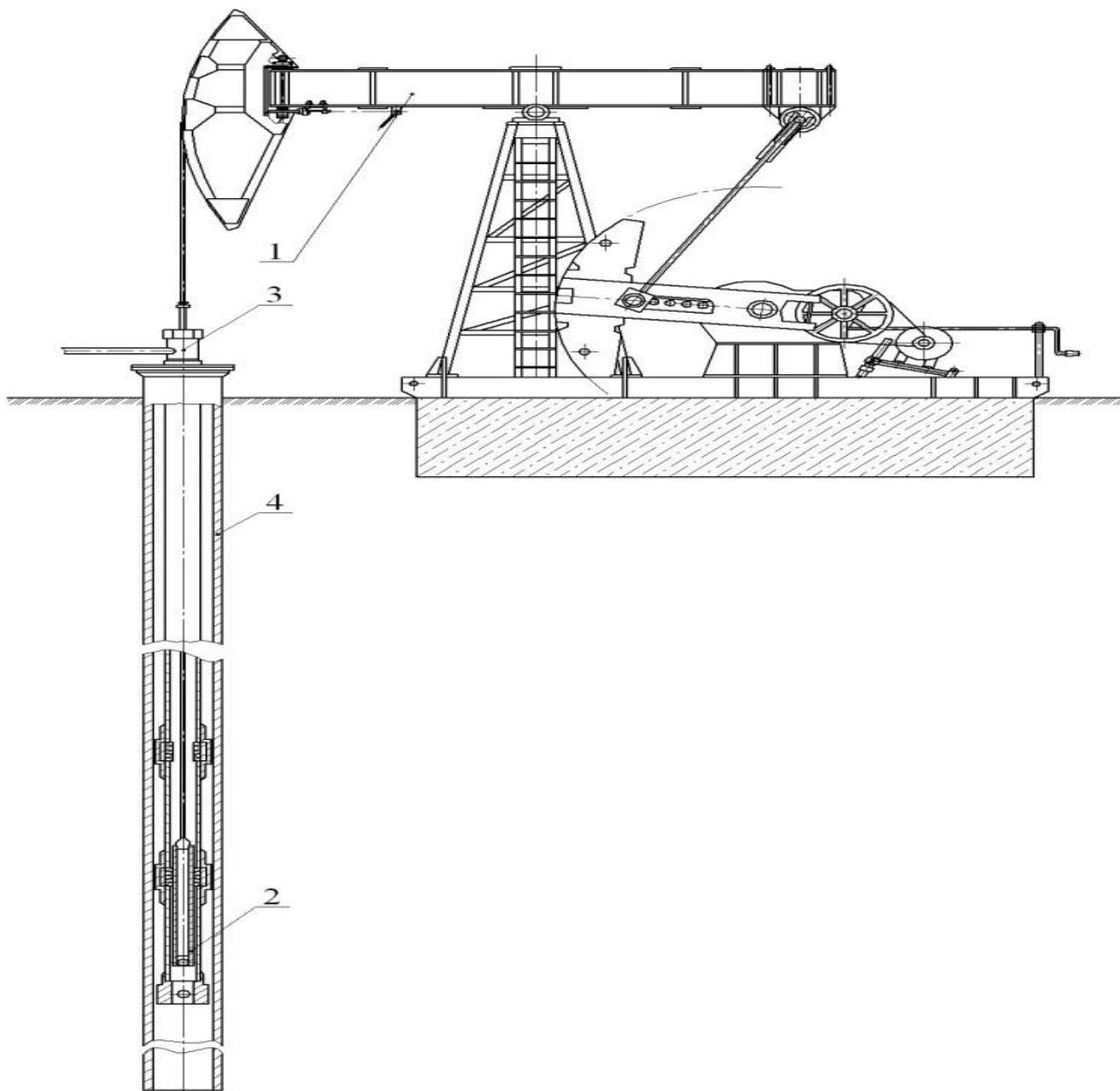
При перемещении плунжерного насоса с помощью стандартного стального каната возникают такие конструктивные проблемы, как упругое удлинение и износ каната, его коррозия, а также остаточная деформация и обрыв отдельных проволок и прядей, приводящих к быстрому износу каната и штанг. Обычные стальные канаты не используются в нефтедобыче в полной мере из-за малой устойчивости к механическому износу и коррозии.

Применение стеклопластика в конструкции штанги дает ей ряд преимуществ. Первое важное преимущество — уменьшение веса штанговой колонны в три раза, по сравнению со сталью, за счет разной плотности материалов. Вторым важным плюсом такого вида штанг – это высокая коррозионная стойкость стеклопластика, их можно использовать даже в высокоагрессивных средах. Также они характеризуются низким коэффициентом микрошероховатости поверхности и низкой теплопроводностью, что обеспечивает значительно наименьшее налипание асфальтосмолопарафиновых отложений на поверхность тела стеклопластиковой штанги. Стеклопластиковая штанга представлена на рисунке 4.

Стеклопластиковые или композитные штанги обладают также некоторыми весомыми недостатками, накладывающих ограничивают их применение. В частности, это максимальная рабочая температура при использовании, которая составляет 100- 130 градусов по Цельсию и небольшой вес штанг, что обуславливает риск их подвисяния при ходе вниз. Как следствие, существует необходимость утяжеления низа колонны обычными стальными штангами.

На сегодняшний день продолжают развиваться комбинированные насосные штанги. Конструкция аналогична стальным штангам, т. е. есть гладкое тело штанги и высаженная часть с резьбой, как представлено на рисунке 5.

Но здесь могут быть разные варианты: либо сама высаженная часть и резьба выполняются из композита, либо резьба и высаженная часть штанги выполнены из стали, а сама высаженная часть прикрепляется к гладкому телу штанг.



1 – станок-качалка; 2 - насос скважинный; 3 – устьевой шток; 4 - колонна насосно-компрессорных труб (НКТ)

Рисунок 1 – Конструкция скважинной штанговой насосной установки.

Полые штанги, представленные на рисунке 6, предназначены для передачи движения от головки балансира станка-качалки плунжеру скважинного насоса при подаче в полость насосных труб ингибиторов и растворителей против коррозии и отложения парафина.

В этом случае продукция скважины извлекается через кольцевое пространство между полыми штангами и насосно-компрессорными трубами. Еще одно применение полых штанг – закачка пластовых жидкостей, содержащих большое количество механических примесей. При этом откачка пластовой жидкости проводится по центральному каналу. Малый диаметр проходного сечения в этой ситуации увеличивает скорость прокачки по каналу и препятствует выпадению (оседанию) механических примесей из потока жидкости. Конструктивно полая штанга состоит из трубчатой основной части и резьбового конца, который соединяется с трубчатой частью при помощи сварки.

Но несмотря на все многообразие тяговых органов скважинных установок самым распространенным среди них до сих пор является классическая металлическая колонна насосных штанг и на данный момент альтернатив к ней нет.

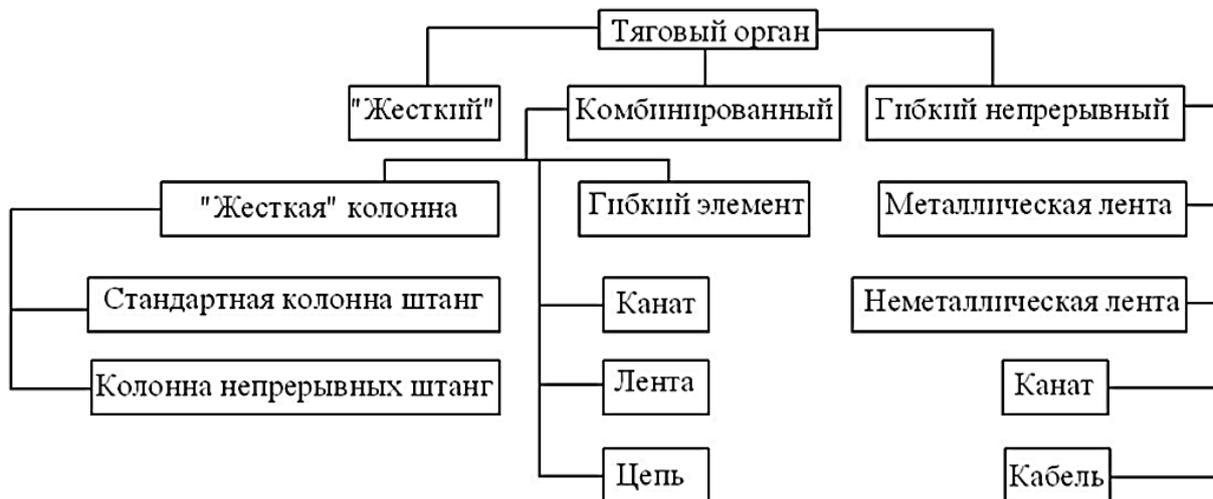


Рисунок 2 - Классификация «тягового органа» скважинной штанговой насосной установки.



Рисунок 3 – Канатная штанга.



Рисунок 4 – Штанга стеклопластиковая с центратором.



Рисунок 5 - Вариант крепления металлической высаженной части комбинированной штанги к её гладкой композитной части.

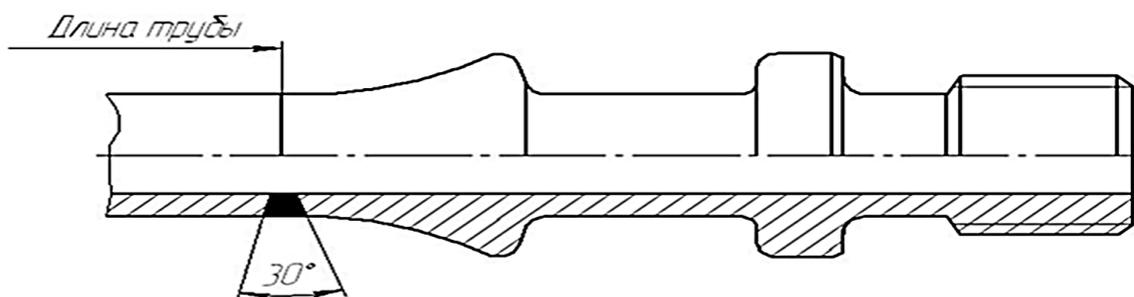


Рисунок 6 – Схема полой насосной штанги.

Анализ причин отказов подземных штанговых насосных агрегатов показывает, что до 30-40% всех этих отказов связано с поломкой насосных штанг. И это несмотря на подбор оборудования с использованием самых современных методов и программного обеспечения. Диаграмма типичного распределения причин отказов СШНУ представлена на рисунке 7.

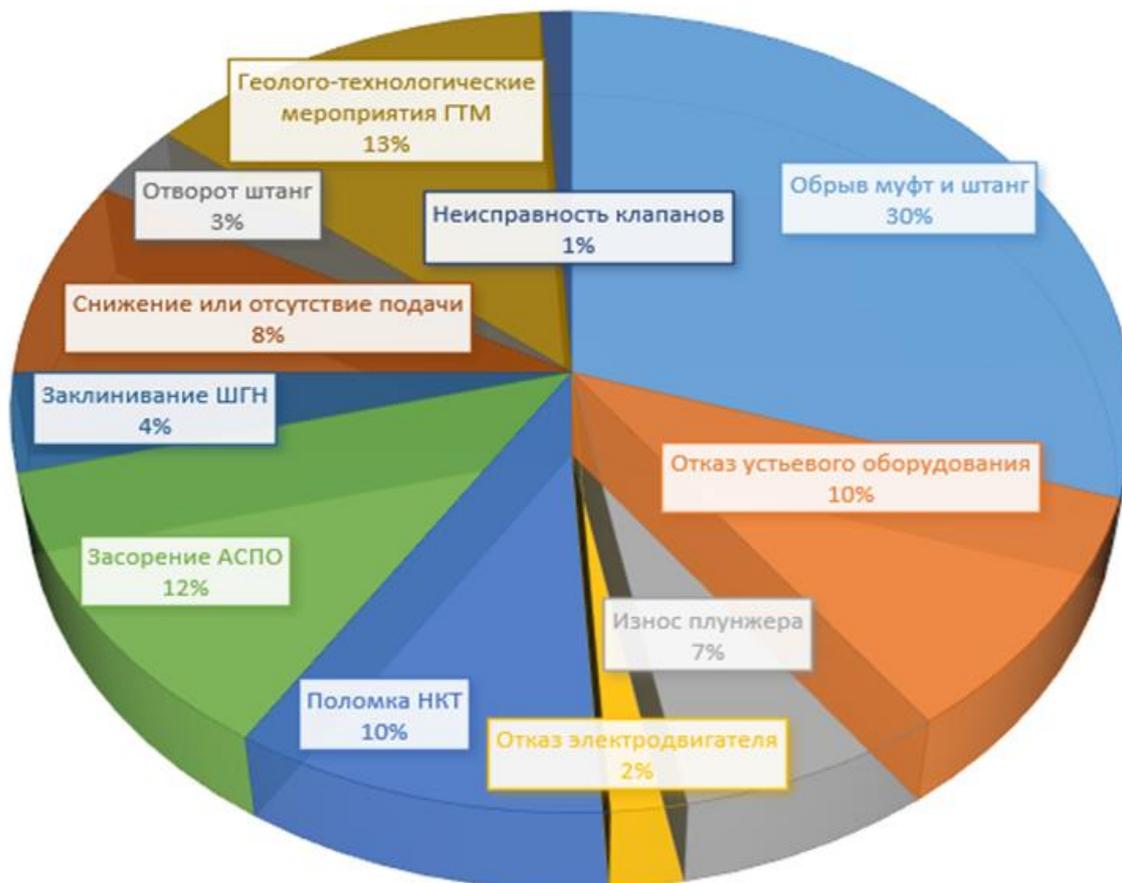


Рисунок 7 - Диаграмма распределения причин отказов насосно-штанговых установок.

Разработки методик расчета штанговых колонн велись начиная с 1960 г. В работах Баграмова Р.А., Касьянова В.М., Молчанова Г.В., Ивановского В.Н., Деговцова А.В., Николаева Н.М. решен ряд проблем, связанных с эксплуатацией штанговых колонн. На основе результатов этих исследований были проверены рабочие гипотезы о причинах частых отказов штанговых колонн в условиях активного развития добычи нефти.

Среди этих рабочих гипотез были выделены следующие:

- неоптимальный выбор режима откачки и скважинного насосного оборудования (длина хода, частота двойных ходов, диаметр насоса, количество и диаметры секций насосных штанг и НКТ, центраторы и скребки и т.д.);
- поставка заводом-изготовителем некачественных комплектующих для скважинной установки (штанговые насосы, штанги, НКТ, центраторы и т.д.);
- организационные причины (старый фонд станка качалки, который в течение времени частично укомплектован «неродными» деталями, из-за чего происходит ухудшение кинематики и динамики всей конструкции);
- использование устаревшего оборудования при наличии в перекачиваемой жидкости коррозионно-активных веществ.

Анализ этих промысловых данных практически подтвердил, что все указанные гипотезы — это фактор человеческих ошибок, вследствие которых произошли обрывы штанговых колонн.

По информации, полученной от заинтересованных нефтяных компаний, было исследовано несколько сломанных насосных штанг, проработавших в скважине менее года. Для выяснения причины выхода из строя штанг были проведены визуальные, кристаллографические и прочностные исследования.

В результате визуального контроля было уже сразу видно, что все образцы сломанных штанг значительно отклонялись от параметров, указанных в ГОСТе 13877 и в спецификациях АРІ. Несоосность между резьбой соединения и телом головки составляла 1,5– 2 мм, а угол отклонения между осью тела штанги и оси резьбы превышал 20% (рисунок 9).

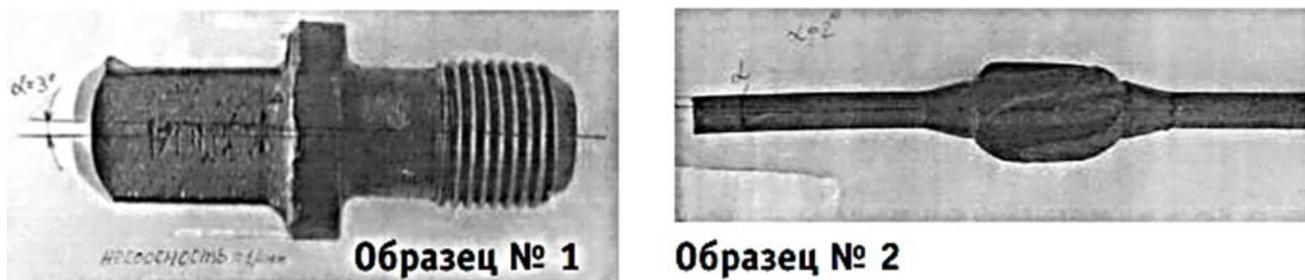


Рисунок 9 – Геометрия образцов штанг.

Расчеты показали, что такая геометрия штанги увеличивает напряжения, возникающие в прямой штанге, еще как минимум на 30–50%. И если искривление в образце № 2 была вызвана небрежностью рабочих, транспортировавших или устанавливающих эти штанги на скважине, то форма образца № 1 могла быть получена только в процессе изготовления на заводе.

Кристаллографические и прочностные исследования образцов показали, что все они имеют разную молекулярную структуру и твердость. Разным оказался и их химический состав. Первый образец был изготовлен из стали 20Н2М, второй — из стали 15Х2ГМФ, третий — из стали 15Х2МНФ.

По результатам проведенной работы можно сделать вывод, что работники нефтяной промышленности зачастую вместо штанговых колонн требуемой категории прочности получают совершенно другое оборудование, к тому же имеющее изначально неисправимые дефекты, что в конечном итоге и приводит к их отказам.

Парафиновые отложения на клапанах, стенках, трубах и поверхностях штанг насоса препятствуют его нормальной работе. В результате уменьшается площадь сечения между штоком и подъемной трубой и увеличивается давление жидкости на плунжерную пару. Это приводит к утечке добываемой жидкости через зазоры деталей. Концентрированное отложение парафина приводит к обрывам штанг или их поломкам в нижней части ближе к плунжеру при



пластовой минерализованной воды, которая вызывает коррозию и ослабляет прочность всего подземного скважинного оборудования.

Например, анализ результатов лабораторных исследований пластовой жидкости скважин ТПП «Урайнефтегаз» показал, что продукция большинства из них относится к высокоагрессивным средам. Совместное присутствие двуокиси углерода и сероводорода приводит к значительному усилению коррозии в сравнении с отдельным присутствием этих агрессивных компонентов.

Обводнение и повышенная минерализация попутно-добываемой жидкости при наличии сил трения может создавать условия интенсивного коррозионно-механического изнашивания металла штанг и труб. Износу оборудования способствует наличие в откачиваемой жидкости механических примесей, выносимых из пласта (прежде всего кварцевого песка), или образующихся в скважине (продукты коррозии металла). Попадая в зону трения, они могут многократно ускорить износ материала штанг и труб.

Современная колонна насосных штанг на сегодняшний день работает в очень тяжёлых условиях:

- она подвержена действию циклически изменяющихся интенсивных нагрузок и погружена в коррозионно-активную и абразивную среду

- вследствие искривлённости скважины её боковая поверхность интенсивно трётся и изнашивается о внутреннюю поверхность насосно-компрессорных труб

Комплекс этих факторов отрицательно влияет на долговечность штанги и приводит к снижению её несущей способности. Требуемая долговечность колонны штанг при её работе в заданных режимах нагружения достигается за счет:

- улучшения конструкции колонны штанг и применения прогрессивных современных технологии их изготовления;

- обеспечения более лёгкого режима эксплуатации, например, уменьшения числа циклов нагружения или усилий, передаваемых штангами;

- контроля за качеством насосных штанг и их соответствия паспортным данным.

### **Библиографический список:**

1. Ивановский, В.Н. Почему рвутся штанговые колонны/ В.Н. Ивановский, А.А. Сабилов, В.С. Каштанов и др./Территория НЕФТЕГАЗ. №3, 2007, С 34-37.
2. Бобылева, Т. В. Оборудование нефтяных скважин /Учебное пособие – Ухта: Изд-во Ухтинского государственного технического университета, 2019. – 224 с.
3. Быков, И. Ю. Стенд для проведения экспериментальных испытаний резьбовых соединений насосно-компрессорных труб / И. Ю. Быков, Д. А. Борейко, М. А. Денисов // Сфера. Нефть и Газ. – 2022 – № 4(87). – С. 78-80.
4. Мордвинов, В.А. Снижение числа обрывов насосных штанг / В.А. Мордвинов, А.Х. Шарипов // Добыча нефти. – 1996. - С. 32-34.
4. Денисов, М. А. Разработка методики исследования резьбовых соединений НКТ на экспериментальном стенде с рекомендациями по повышению износостойкости / М. А. Денисов, Д. А. Борейко, В. Н. Дзвиняцкий // Рассохинские чтения: Материалы международной конференции, Ухта, 02–03 февраля 2023 года / Под редакцией Р.В. Агинеи. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2023 – С. 440-445.
5. Каримов Л. Ф., Поникаров С. И., Калимуллин Н. И. Анализ причин обрывов штанговых колонн при эксплуатации скважин, оборудованных штанговыми насосами / Журнал Вестник технологического университета. – Казань: Изд-во. Казан.нефт.инстит. 2017-3 С.

## СЕКЦИЯ 4. SOCIAL AND CULTURAL SPECIALTIES IN OIL MINING REGIONS (СОЦИОКУЛЬТУРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ РЕГИОНОВ)

UDC 622.276.04:622.279.04

### Overview of the oil and gas offshore production in Central Africa

Leonid Grigorev, Alexander Maslov

*Branch of Gazprom VNIIGAZ LLC in Ukhta, Ukhta, Russia.*

#### *Actuality.*

Today the African countries actively develop their industrial sectors owing to the possession of richest natural resources including fossils, metals, minerals, etc. Majority of resources are items of export, but some sources are used as feedstocks for energy generation, production of fuels, petrochemicals and other products. Several countries are characterized by advanced oil and gas industry such as South Africa, Algeria, and Nigeria. However, some of the African countries just recently began developing the oil and gas sector, such as Central African countries that form one of the most potential regions in which large reserves of crude oil and natural gas are buried offshore.

Central Africa, also known as Middle Africa, is a subregion of the African continent consisting of Angola, Burundi, Cameroon, Central African Republic, Chad, Democratic Republic of the Congo (DRC), Republic of the Congo, Equatorial Guinea, Gabon, Rwanda, and São Tomé and Príncipe. Some of the countries possess hydrocarbon reserves that are currently extracted or being prospected. It is noteworthy that several Central African states are members of the Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC), such as Angola, Republic of the Congo, Equatorial Guinea, and Gabon. Totally, the proven reserves of crude oil and natural gas in Middle Africa are estimated at respectively 15175 MMbbl and 843 bcm. The proven oil and gas reserves by Central African countries are given in the table 1.

Table 1 – Proven oil and gas reserves by Central African countries [1 – 3].

Country	Crude oil		Natural gas		OPEC
	Reserves, MMbbl	Share in Middle Africa reserves, %	Reserves, bcm	Share in Middle Africa reserves, %	
Angola*	8384	55,2	301	35.7	+
Cameroon*	200	1,3	136	16.1	–
Chad	1500	9,9	0	0	–
Democratic Republic of the Congo*	180	1,2	0	0	–
Equatorial Guinea*	1100	7,2	39	4.6	+
Gabon*	2000	13,2	26	3.1	+
Republic of the Congo*	1811	11,9	284	33.7	+
Rwanda	0	0,0	57	6.8	–
Total	15175	100.0	843	100.0	
Counties indicated with * have offshore oil and gas reserves					

It is significant that currently the African countries and the Russian Federation strengthen relationships in a large number of spheres, such as science, education, politics, economy, security, etc., according to the Declaration issued by the Russian Federation and African States in October 2019 [4]. Russia, like Africa, is the world's region possessing richest natural resources. By crude oil and natural gas reserves, Russia comes respectively in five and first: 21.2 billion tons and 46.1 trillion cubic meters [5]. Russia has a great experience in production and advanced processing of oil and gas, so the cooperation in the petroleum engineering is beneficial to the Central African countries. The combined research on exploration and development of offshore fields is potentially essential for Russia too

because the country is actively looking for technologies and experience of other countries in production of oil and gas on the continental shelf.

It is important to study the oil and gas offshore production potential of Central Africa in order to find out about the actual condition of this region and the experience in developing oil and gas fields, obtained by the Middle African national companies in partnership with foreign organizations, that might be taken account and applied to the Russian offshore fields.

#### *Angola*

Angola possesses a number of offshore oil and gas fields. One of the most technologically advanced production projects in Angola is the development of the Block 15 located offshore and including Marimba, Kizomba and Xikomba discoveries. The recoverable reserves of the Block 15 were estimated at 4.5 billion barrels [6].

The production of Marimba oil began in October 2007 [7]. The Marimba North project was designed to develop a productive area containing 80 MMbbl. The project was tied back to the Kizomba A in which produced fluids were delivered to the tension-leg platform (TLP).

The Kizomba productive area was discovered at the end of 1990-s [8] when the first wildcat well had been drilled. The area was divided into three blocks: A, B and C the production of which began in 2004, 2005 and 2008, respectively. In 2023, the cumulative production of oil in the Block 15 reached 2.5 billion barrels [9]. Kizomba includes the development of the following fields [6, 8]:

- Hungo and Chocalho – Kizomba A;
- Kissanje and Dikanza – Kizomba B;
- Mondo, Saxi and Batique – Kizomba C.

The Kizomba fields are produced by means of Subsea Production Systems, as well as floating production structures, such as tension-leg platform and floating vessels for production, storage, and offloading (FPSO). Some producers and wells injecting gas and water have underwater wellheads (wet trees) while the other portion has surface wellheads (dry trees), therefore, the TLP is more known as surface wellhead platform (SWHP). To drill wells having subsea wellheads, a mobile offshore drilling unit (MODU) was used. An FPSO is a floating vessel equipped for processing, storing and offloading produced fluids. The vessel's topsides are separators, compressors, dehydration package, water treatment hydrocyclones, seawater lift pump system, sulfate removal equipment, water and chemical injection system, power generators, and utility modules [10]. The two floating structures are connected by fluid transfer lines (FTLs). Fluids are transported from the SWHP to the FPSO and vice versa. Treated oil is stored in the FPSO before offloading into tankers through a surface floating buoy system. Since 2004, when the production of Kizomba A began, around 900 MMbbl of oil was exported and 7 MMbbl was supplied to the Luanda refinery [9].

The Xikomba productive area was discovered in 1999 [11] and estimated at 100 MMbbl of crude oil [6, 12]. Xikomba was divided into two blocks: Xikomba A and Xikomba B in which the first oil was produced in 2004 and 2005, respectively. Subsea wells were tied back to an FPSO in which the processing, storage and offloading of produced and treatment fluids were carried out. The floating structure was equipped with separators, electrostatic treaters, gas injection and gas lift facilities, chemical injection equipment, gas dehydration equipment, water treatment units, pumps, and power generators. In 2011, the production in Xikomba was ceased due to reserves depletion.

In November 2022 [9], the Angolan National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels (ANPG) reported that a new discovery Bavuca South in the Block 15 was made and that was the first hydrocarbons found in the Block since 2003 [13].

There are large oil fields in Angola containing one billion barrels or approximately around it, such as Ndungu and Agogo fields. The Ndungu was discovered in 2019 [14] in the Block 15/06. The field discovery took place by a wildcat well drilled by means of the drillship Poseidon at a water depth of 1050 m. The reserves were estimated at 0.8 to 1.0 billion barrels [14, 15]. The Ndungu is the fourth commercial discovery in the Block 15/06 that also includes Kalimba, Afoxe and Agogo fields. The block contains more than 3 billion barrels of light oil [14]. Agogo oil field was discovered in March 2019 [16] and the production of oil in this field began in January 2020. The fluids produced from the Agogo's reservoirs are transported to the FPSO N'Goma. The floating structure earlier was used to produce in Xikomba until the field was depleted in 2011.

Another Angolan development projects designed to produce a group of fields are Greater Plutonio, Kaombo and CLOV. The estimated reserves of Greater Plutonio, Kaombo and CLOV are 750, 650 and 505 MMbbl of oil, respectively [17 – 19].

The Greater Plutonio is located in the Block 18 and comprises the fields Galio, Cromio, Paladio, Plutonio and Cobalto. The seabed lies at a water depth of 1200 to 1600 m. The productive area was discovered between 1999 and 2001 [17]. The well drilling was carried out by using the deepwater drillship Pride Angola. The development of the Greater Plutonio began in 2004. The fields are produced through 43 subsea wells including 20 producers, and 23 injectors: 20 water and 3 gas injection wells. The wells are tied back to an FPSO in which produced fluids are processed. The crude oil treated in the FPSO is offloaded into tankers via a remote offloading system. Some gas produced is used for re-injection, and the other portion is delivered to the Angola liquefied natural gas (LNG) scheme. In 2020 [9, 17], the 600 millionth barrel of oil was produced in the Greater Plutonio.

The Kaombo involves twelve fields discovered at the Block 32, but the development is performed according to the Angolan ultra-deep offshore project in six fields: Gengibre, Gindungo, Caril, Canela, Mostarda, Louro. To develop the Kaombo, two FPSO Kaombo Norte and Kaombo Sul are used and connected to the 59 subsea production wells drilled at a water depth of 1400 to 1950 m. Associated petroleum gas is transported to the Angolan LNG plant in Soyo.

The CLOV project involves developing the Cravo, Lirio, Orquidea and Violeta fields located in the Block 17 at a water depth of 1100 to 1400 m. The production began in 2010. 34 subsea wells were drilled: 19 producers and 15 water injectors that were tied back to the FPSO that can produce more than 160 Mbbl of crude oil and treat 6.5 million cubic meters of gas a day.

The characterization of FPSO used to develop Angolan oil fields is given in the table 2.

Table 2 – Angolan FPSO characterization.

Project	Block	Oil treatment capacity, bpd	Gas handling capacity, Mmscf/d	Water injection capacity, bpd	Oil storage capacity, MMbbl
Kizomba	15	250000	275	340000	2.2
Agogo	15/06	100000	115	120000	1.5
Greater Plutonio	18	240000	400	450000	1.8
Kaombo	32	115000	100	200000	1.7

In 2020, the ANPG announced the start of production in the Nsinga oil field located in the Block 0 [9]. The Block also includes areas Lifua, 83N, Kambala and N’dola Sul. In February 2023 [9], the ANPG confirmed the start of oil production in Lifua in which the platform Lifua A was constructed and connected to the existing facilities in the Takula Area discovered in 1971 and put on primary production in 1981 [20]. The project includes the development of Vermelha and Likouala reservoirs.

#### *Cameroon*

One of the strategically essential projects in Central Africa pertaining to Cameroon is Hilli Esipeyo floating liquefied natural gas (FLNG). An FLNG is formed of sections with packaged equipment used to process raw gas to merchantability, i.e. remove undesired components from raw gas such as water vapors, condensate, non-hydrocarbon gases, and then liquefy it. Additionally, an FLNG is equipped with pump systems and tanks to store LNG and offload it into carriers. The Hilli Episeyo FLNG is anchored offshore Kribi and applied to gas liquefaction produced in the Sanaga Sud field. The Hilli Episeyo FLNG can produce up to 1.2 million tons of LNG a year [21, 22].

Another floating facility in Cameroon is floating storage offloading (FSO) unit Massongo with a capacity of 1.8 MMbbl [22].

In 2022 [23], Cameroon produced eight offshore hydrocarbon fields, such as Rio del Rey, Dissoni, Bolongo, Lokele, Moudi, Ebome, Moabi, and Sanaga Sud.

#### *Democratic Republic of the Congo*

DRC possesses ten oil fields offshore, including the fields GCO, GCO South, Libwa, Lukami, Mibale, Misato, Moko, Motoba, Mwambe, and Tshiala, which now are operated by Perenco [24]. All gross production is transported to the floating terminal Kalamu having a storage capacity of 1 MMbbl.

#### *Equatorial Guinea*

There are several oil and gas-condensate fields in Equatorial Guinea. One of the strategically essential projects in Guinea is the Alen field containing gas and condensate estimated at 28 billion cubic meters and 88 MMbbl, respectively [25]. The field was discovered in 2005 and put on production in 2013. Six subsea wells were drilled in the field three of which are producers and three are gas injectors. The produced fluids being a mixture of natural gas and associated condensate are delivered to the fixed platform to be separated from each other. The stripped gas is reinjected into the wells, and the condensate is transported in the pipeline to the Aseng FPSO [26]. The field is produced by means of a structure designed as two bridge-connected platforms: one is a wellhead platform while the other is a central processing platform (CPP). The CPP can process up to 400 MMscf/d of natural gas and 40000 bpd of condensate.

Another strategically essential project is the Aseng oil field discovered in the Block 1 in 2007. The reserves were estimated at between 100 and 120 MMbbl [25]. The field is developed by means of an FPSO that has a capacity of crude oil treatment, gas handling and water injection correspondently 80000 bdp, 170 Mmcf/d and 150000 bpd. The FPSO's storage capacity is 1.5 MMbbl. The processed crude oil is offloaded into a tanker.

The first offshore oil field found in Equatorial Guinea is Zafiro that was discovered in 1995 [25] and came on stream in August 1996 [27]. The field is located in the Block B in water depths ranging from 140 to 270 m. The field was drilled out by eight wells tied back to an FPSO [28]. The floating vessel was converted from a Very Large Crude Carrier. The subsea trees were connected to an umbilical that carried services, such as hydraulic lines, chemical injection lines, and signal wires. In 2012, the production was performed by means of the Zafiro producer FPU (Floating Production Unit), the platform Jade, and the FPSO Serpentina. In 2000, the FPSO was converted into the FPU, and the crude oil produced was stored in a FSO having a storage capacity of 1.8 MMbbl [25]. The platform Jade was installed in December 1999. The crude oil from the Zafiro and the Jade was transported in a pipeline to the Serpentina where it was stored and offloaded. The FPSO Serpentina became a part of the development project in 2002.

In addition to Zafiro, the crude oil was produced in the Ceiba oil field discovered in October 1999 [25, 29] at a water depth of approximately 700 m, and came on stream in November 2000 [25] producing through five wells. The development was carried out by means of the FPSO. Subsequently, the field was developed by 28 wells, including 16 producers and 12 water injectors.

Additionally, the project Okume was designed to develop a group of oil fields, including Okume, Ebano and Elon discovered in 2001 [25] and came on stream in December 2006. The production is performed by a group of platforms involving two TLPs and four fixed platforms. In 2012, the field development was carried out through 40 wells, including 27 producers and 13 water injectors.

#### *Gabon*

According to the report of the TRACS International Ltd. [30], the production in Gabon offshore is in the fields of Tchatamba and Ruche groups, as well as fields Simba, Turnix and Limande.

The Tchatamba complex involves developing three fields Tchatamba Marin, Tchatamba South and Tchatamba West lying at a water depth of 50 m. The production began in Tchatamba Marin in 1998 [30], and the South and West in 1999 and 2000, respectively. The production is carried out through 19 wells. The development is performed by means of two mobile offshore production units (MOPU) in Marin and a processing platform in South that are both tied, as well as a wellhead platform in West tied back to the Marin. The produced oil is transported in a pipeline to shore and to the Fernan Vaz FSO.

The Simba field was discovered in 2003 [30]. The production is carried out through a producer whose wellhead is on the platform. The platform is tied back to the Tchatamba MOPU-B via a multiphase pipeline.

The Turnix fields came on production in 1998 [30]. The well count is six producers. Produced fluids are lifted from bottomholes to jackup platform Intrepid where the contents of wellbore mixture are separated. Separated oil being produced crude of the fields Turnix and Limande is exported to the FSO Bon Bateau.

The Limande field was discovered in 1991 and came on stream in 1998 [30]. The well count is eight producers. Produced oil is brought to the fixed platform from which it is transported to the Turnix in a pipeline.

The Ruche group includes fields Tortue, Ruche, Ruche NE, Hibiscus, Moubenga, and Walt Whitman. The first phase of development started up in September 2018 [30] from production of the field Tortue comprising five subsea wells tied back to the FPSO Adolo having oil processing capacity of 40000 bpd, gas handling capacity of 18 Mmscf/d, and water injection capacity of 60000 bdp [31]. The vessel storage capacity is 1.35 MMbbl of oil. The first oil in the fields Hibiscus and Ruche was produced in April 2023 [32]. The exploration and appraisal of these fields were carried out by the Borr Norve jackup rig. The fields will be developed through 12 wells. Six producers are planned for the initial phase in which the Gamba reservoir will be exploited. Four wells will be used for production of the Hibiscus field, while two for production of the field Ruche. The produced fluids of the fields are transferred from the MaBoMo production facility to the FPSO Adolo in a 20km pipeline to be subsequently processed and offloaded into tankers with oil produced in the field Tortue.

#### *Republic of Congo*

One of the most strategically essential projects in Central Africa pertaining to Congo is the Marine XII involving the development of the gas-condensate and oil fields Minsala, Nkala, Nene and Litchendjili. The discovery took place from Litchendjili in 2008 [33], then Nene and Minsala was found in 2012 and 2014, respectively. In 2016, the first platform was installed during the phase 2A when the field was being drilled out. In 2019, the phase 2B of the project began with the installation of a new platform connected to the existing production structures via a subsea pipeline, as well as with the drilling of new wells. The production began in Nene in 2014 [33], and then Litchendjili was also put on production in 2015. According to the project [34], it is arranged that the produced natural gas will be liquefied in the FLNG anchored at a water depth of 40 m. The gas will be delivered to the FLNG from a platform equipped with separation and boosting units. The second FLNG will be nearshore designed to liquefy natural gas transported from the onshore plant in which the gas will be supplied from the Nene and Litchendjili platforms through the Litchendjili gas treatment plant.

The first ultra-deep offshore field put on production in Congo is Moho-Bilondo discovered in January 1995 [35]. The production began in April 2008 [35, 36]. The seabed lies at a water depth of 600 to 900 m. In 2009, the two reservoirs were drilled out with 14 wells:

- Bilondo cluster with four producers and two water injectors;
- Mobim cluster with five producers and two water injectors.

The fourteen wells were tied back to the FPU enabling to process 90000 barrels of crude oil and 75000 barrels of water a day. The FPU was equipped with pumping systems, power generators, separators, instrumentation, etc. [37]. Subsequently, the Moho Nord project was designed to develop other reservoirs of the Moho-Bilondo Block. In 2014, a new TLP was anchored to develop the field and linked with the new FPU. The TLP was designed to drill and produce 17 additional subsea wells [38]. The crude oil treated on the floating facilities is delivered to the terminal at Djeno.

#### *Conclusions*

In conclusion, the Central African countries have a great potential for subsequent advancement of the petroleum industry thanks to the technologically upgraded offshore projects. The countries are in partnership with a number of foreign companies, such as NIS, LUKOIL, ExxonMobil, Eni, etc., so the development of oil and gas fields is performed by means of advanced technologies like Subsea Production System, FPSO, FLNG, ultra-deepwater drilling, etc. Currently, some projects are under designing and assessment, but the obtained experience guarantees them chances of highly technological and economic outlook for future evolution of the Middle African states in many spheres, such as industry, science, education, economy, etc.

The experience of Central African companies in implementing projects on the application of FLNG and FPSO guarantees highly technological perspective for subsequent partnership between Africa and Russia. Such an experience is beneficial to Russia because it can be taken into consideration while developing national strategic projects offshore, especially involving application of FLNG. The incorporation of such a technology may significantly reduce expenditure on implementation of projects thanks to lack of necessity of constructing lengthy pipelines and onshore

LNG plants with connection to the existing gas transportation network, as well as thanks to opportunity of offloading ready-made product into carriers for subsequent delivery to consumers.

## References:

1. Organization of the Petroleum Exporting Countries. «Member countries». Accessed September 20, 2023. <https://www.gov.za/about-sa/minerals>. (English).
2. British Petroleum. «Statistical Review of World Energy». Accessed September 20, 2023. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>. (English).
3. U.S. Energy information Administration. «Natural gas». Accessed September 20, 2023. <https://www.eia.gov/>. (English).
4. Summit Russia-Africa. «Declaration of the First Russia – Africa Summit». Accessed September 20, 2023. <https://summitafrica.ru/en/about-summit/declaration/>. (English).
5. Государственный доклад о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации. – Москва: ФГБУ «ВИМС», 2022. – 622 с. (Russian).
6. Boles B. D., Mayhall G. E. Kizomba A and B: Projects Overview [Online] 2006: Offshore Technology Conference: Available from <https://doi.org/10.4043/17915-MS>. Accessed September 20, 2023. (English).
7. ExxonMobil. «ExxonMobil Announced Startup of Marimba North Project Offshore». Accessed September 20, 2023. <https://ir.exxonmobil.com/news-releases/news-release-details/exxonmobil-announces-startup-marimba-north-project-offshore/>. (English).
8. Offshore Technology. «Kizomba Offshore Field Development Project». Accessed September 20, 2023. <https://www.offshore-technology.com/projects/kizomba-offshore-field-deepwater-project/>. (English).
9. Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. Accessed September 20, 2023. <https://anpg.co.ao/>. (Portuguese).
10. Offshore Magazine. «Bonga, Kizomba set benchmark for large FPSO vessels». Accessed September 20, 2023. <https://www.offshore-mag.com/production/article/16759876/bonga-kizomba-set-benchmark-for-large-fps-o-vessels>. (English).
11. Offshore Technology. «Xikomba Oil Field». Accessed September 20, 2023. <https://www.offshore-technology.com/projects/xikomba/>. (English).
12. Offshore Magazine. «Xikomba oil field offshore Angola depleted says ExxonMobil». Accessed September 20, 2023. <https://www.offshore-mag.com/production/article/16774885/xikomba-oil-field-offshore-angola-depleted-says-exxonmobil>. (English).
13. Offshore Magazine. «Exxon Mobil makes first find in offshore Angola block since 2003». Accessed September 20, 2023. <https://www.offshore-mag.com/regional-reports/africa/article/14285504/exxon-mobil-makes-first-oil-find-in-offshore-angola-block-since-2003>. (English).
14. Offshore Technology. «Ndungu EP Development Project, Angola». Accessed September 20, 2023. <https://www.offshore-technology.com/projects/ndungu-ep-development-project-angola/>. (English).
15. Journal of Petroleum Technology. «Eni Upgrades Ndungu Field Resources Off Angola». Accessed September 20, 2023. <https://jpt.spe.org/eni-upgrades-ndungu-field-resources-off-angola>. (English).
16. Offshore Technology. «Agogo Oil Field Development, Angola». Accessed September 20, 2023. <https://www.offshore-technology.com/projects/agogo-oil-field-development-angola/>. (English).
17. Offshore Technology. «Greater Plutonio Development, Block 18, Offshore Angola». Accessed September 20, 2023. [https://www.offshore-technology.com/projects/greater\\_plutonio/](https://www.offshore-technology.com/projects/greater_plutonio/). (English).
18. Offshore Technology. «Kaombo Ultra-Deep Offshore Project». Accessed September 20, 2023. <https://www.offshore-technology.com/projects/kaombo-ultra-deep-offshore-project/>. (English).
19. Offshore Technology. «CLOV Development Project, Block 17, Offshore Angola». Accessed September 20, 2023. <https://www.offshore-technology.com/projects/ndungu-ep-development-project-angola/>. (English).
20. King G., Tokar T., Littlefield L. et al. The Takula Field: A History of Angola's First Giant Oil Field [Online] 2005: 18<sup>th</sup> World Petroleum Congress, Johannesburg, South Africa: Available <https://onepetro.org/WPCONGRESS/proceedings-abstract/WPC18/All-WPC18/WPC-18-1020/201240>. Accessed September 20, 2023. (English).
21. National Hydrocarbons Corporation. (2020). Annual Report of the National Hydrocarbons Corporation. 2020: Under the sign of resilience, Cameroon: 60 p. (English).
22. National Hydrocarbons Corporation. (2021). Partner of oil companies in Cameroon, at the heart of

the Gulf of Guinea, Cameroon: 11 p. (English).

23. National Hydrocarbons Corporation. «Production Year 2022». Accessed September 20, 2023. [https://www.snh.cm/images/publications/stats/statistics-en/Donn%C3%A9es\\_informations\\_p%C3%A9trole%C3%A8res\\_3%C3%A8\\_trimestre\\_2022\\_VA.pdf](https://www.snh.cm/images/publications/stats/statistics-en/Donn%C3%A9es_informations_p%C3%A9trole%C3%A8res_3%C3%A8_trimestre_2022_VA.pdf). (English).

24. Copperbelt Katanga. «Perenco Oil Company DRC. A Brief Profile». Accessed September 20, 2023 <https://copperbeltkatangamining.com/perenco-oil-company-a-brief-profile/>. (English).

25. Producción del petróleo [Online] 2016: Segunda Conferencia sobre la RED ELÉCTRICA INTELIGENTE en África 2016: Available from <https://s3.amazonaws.com/rgi-documents/d3748793e21c12a018a1ec8a6d27db00bb98e0a4.pdf>. Accessed September 20, 2023. (Spanish).

26. Offshore Technology. «Alen Gas and Condensate Field, Bioko Island, Equatorial Guinea». Accessed September 20, 2023 <https://www.offshore-technology.com/projects/alen-gas-condensate-field/>. (English).

27. Nooteboom U., Menier P. Zafiro Field Subsea Flowlines and Umbilical Designed, Manufactured, and Installed in Record Time [Online] 1997: Offshore Technology Conference: Available from <https://doi.org/10.4043/8429-MS>. Accessed September 20, 2023. (English).

28. Alexander C. H., Richardson E. M. Equatorial Guinea Zafiro Field Development [Online] 1997: Offshore Technology Conference: Available from <https://doi.org/10.4043/8425-MS>. Accessed September 20, 2023. (English).

29. Hopkinson J. M. Caiba Field Operational History [Online] 2002: Offshore Technology Conference: Available from <https://doi.org/10.4043/14086-MS>. Accessed September 20, 2023. (English).

30. TRACS International Limited. (2020). Audit of Petroleum Interest of Tullow Oil. 2020: East Wing Floor, Admiral Court, Poynerook Road, Aberdeen: 24 p. (English).

31. Offshore Technology. «Tortue Oil Field, Gabon». Accessed September 20, 2023 <https://www.offshore-technology.com/projects/tortue-oil-field-gabon/>. (English).

32. Offshore Technology. «Hibiscus and Ruche Development, Gabon». Accessed May 32, 2023 <https://www.offshore-technology.com/projects/ruche-area-development-dussafu-block/>. (English).

33. Eni. «Marine XII: the giant in the Republic of Congo». Accessed September 20, 2023. <https://www.eni.com/en-IT/operations/congo-nene-marine.html>. (English).

34. Eni. «Congo LNG: the first project to export natural gas». Accessed September 20, 2023. <https://www.eni.com/en-IT/operations/congo-nene-marine.html>. (English).

35. Offshore Technology. «Moho-Bilondo Ultra-Deepwater Oil Field, Congo». Accessed September 20, 2023 <https://www.offshore-technology.com/projects/moho-bilondo-oil-field-congo-total/>. (English).

36. Cahuzac C., Bourcier F. Moho-Bilondo – The First Deep Water Development Offshore the Republic of Congo [Online] 2009: Offshore Technology Conference: Available from <https://doi.org/10.4043/20277-MS>. Accessed September 20, 2023. (English).

37. Blarez E. Moho Nord, A Complex Integrated Project [Online] 2018: Offshore Technology Conference: Available from <https://doi.org/10.4043/28406-MS>. Accessed September 20, 2023. (English).

38. Offshore Technology. «Moho Nord Subsea Project». Accessed September 20, 2023 <https://www.offshore-technology.com/projects/moho-nord-subsea-project/>. (English).

УДК 614.8:547

**The role of the “human factor” in safety when working with hydrocarbons / Роль “человеческого фактора” в безопасности при работе с углеводородами**

Соходон Г. В.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

At present, it is difficult to underestimate the importance of the role of the impact of the “human factor” on the degree of safety. In spite of the successes of the latest knowledge and methods aimed at modernizing engineering solutions in the field of improving the production process from the technical side, unfortunately, even now one cannot count on its complete exclusion from the labor process.

Researching the role of the “human factor” in the context of safety when working with hydrocarbons is a relevant task [1]. It helps us understand how to consider this factor when developing and implementing measures to enhance safety in the oil refining industry.

In the context of safety when working with hydrocarbons, the term “human factor” refers to the influence of human actions, decisions, and behavior on safety.

This term implies that human behavior and the decisions made by individuals can significantly affect work processes and the level of risks [2].

Research and accounting for the “human factor” involves a detailed analysis of the most important aspects of industrial safety.

Psychological aspects of safety in the workplace encompass various psychological factors, such as:

1. stress: in high-responsibility and high-risk conditions, employees may experience stress, which reduces their concentration and decision-making abilities;

2. subjective motivation: the individual motives of workers can affect their compliance with safety rules. For example, the desire for increased productivity can sometimes lead to a disregard for safe work practices;

3. fatigue: extended working hours and fatigue can increase the likelihood of errors and non-compliance with safety procedures.

In medicine, physiology, psychology, there are positive (Eustress) and negative (Distress) (Figure 1), forms of stress.

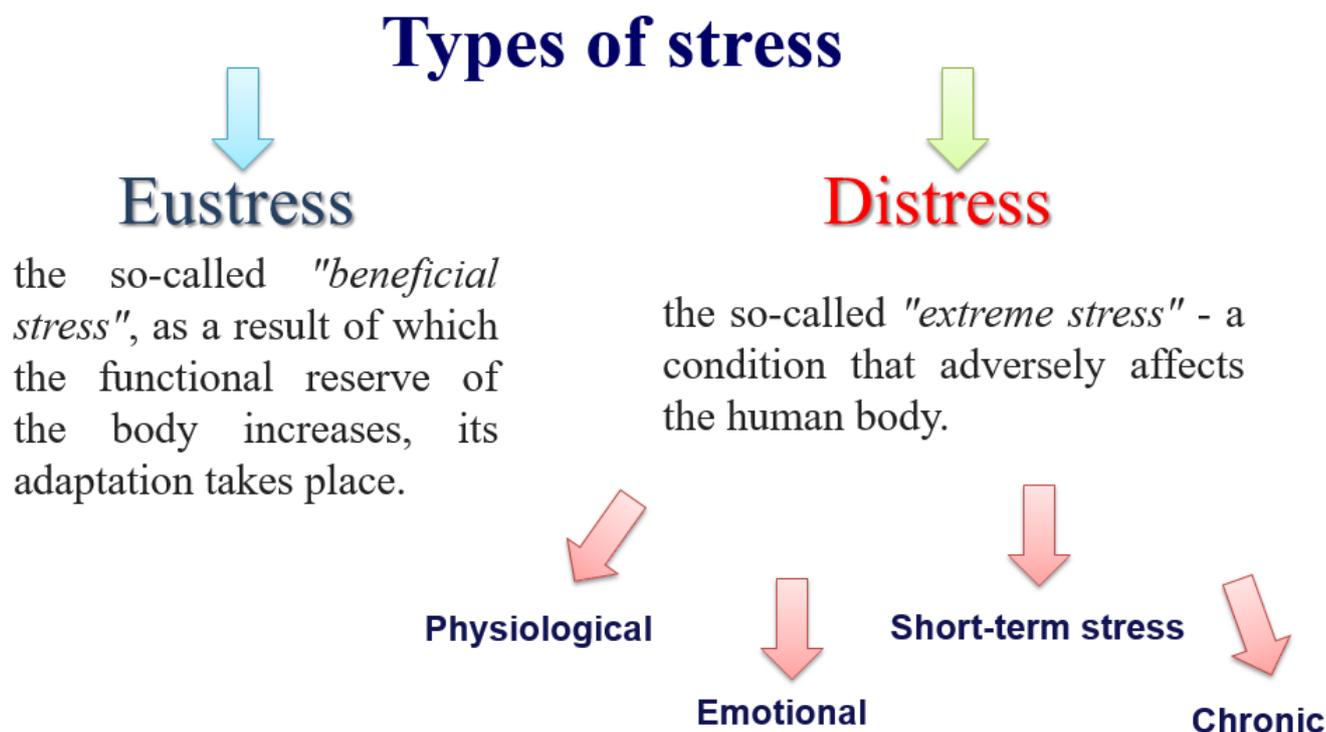


Figure 1 - Varieties of forms of stress.

“Eustress” as the term has two semantic meanings: one of them expresses the idea that it is stress, which appears against the background of positive emotions, and the second expresses it in the form of mild stress, which is capable of mobilizing the entire body. This type of stress is positive for mental activity, accelerates the speed of reactions, develops attention and perception functions, and generally increases a person’s adaptive potential.

The concept of “Distress” is fundamentally opposite to “Eustress”, since only negative manifestations of the stress syndrome are associated with it, leading to pathological changes in the mental activity and behavior of the individual. “Distress” carries within itself a level of stress that a person is no longer able to cope with on his own. As a result, this can become a source of destruction of moral health or, even worse, cause severe forms of mental disorders [3].

It is important to understand and control the psychological aspects in the workplace that affect safety.

We list the main situations associated with negative manifestations of stress syndrome, together with their influence on the level of safety:

- incorrectly set priorities: ambiguity in setting one's priorities and inconsistency of tasks performed during the work process can lead to confusion and an increased risk of accidents;
- occurrence of accidents and emergency situations: a sudden incident can cause tension and influence decision making, which can aggravate the situation;
- reducing deadlines for completing work under pressure from management: management's requirements for completing work in the short term to speed up production processes can ultimately lead to safety violations;
- problems of a personal nature: personal problems or troubles can distract employees' attention and reduce their alertness to process hazards.

An important component for ensuring safety in the hydrocarbon market is personnel training and education.

In order to achieve this goal, educational programs and various types of training are used (Tab. 1) to develop the necessary skills and abilities.

Table 1 - Various types of training and educational programs.

The program or training session	Description
Professional education	Employees receive training specific to their position, including equipment skills, safety procedures, and safety procedures. Examples of programs include training in equipment operation, drilling technology, erection and dismantling of structures, and other aspects.
Safe working practices	Training includes developing safe work habits and maintaining safety standards. This may include rules regarding the use of personal protective equipment, safety procedures and evacuation procedures.
Stress management and motivation programs	An important part of training is teaching employees effective techniques to manage stress and maintain high motivation while completing tasks. This helps reduce the likelihood of errors and safety violations.
Simulations and practical exercises	Employees can undergo emergency simulations and practical exercises to learn how to respond to emergencies and accidents.
Environmental education	Training includes environmental issues and environmental impact, in order to comply with environmental regulations.

The educational programs and various types of training listed above are based on one common goal aimed at developing a safety culture in the organization - to provide working personnel with the skills and knowledge they need to work safely and therefore more efficiently, when handling hydrocarbons.

In addition, to achieve safety when working with hydrocarbons, compliance with established safety rules and standards is of no small importance, since compliance with the requirements of regulatory and technical documentation is in many ways a guarantee of preventing accidents and an effective tool in the mechanism for reducing the level of risk, excluding the influence of the "human factor" [4].

Failure to comply with the established requirements of regulatory and technical documentation related to safety when working with hydrocarbons can ultimately lead to the most negative consequences, among which are:

- explosions and fires at oil and gas fields and facilities for processing and transporting hydrocarbon products;
- environmental disasters associated with environmental pollution due to hydrocarbon leaks;
- injury and death of personnel as a result of accidents and incidents that have occurred;

- economic losses of oil and gas producing enterprises.

The next step in achieving safety and eliminating the “human factor” when working with hydrocarbons is the degree of commitment of the oil and gas producing company to a culture of effective communication and coordination. The degree of importance of maintaining open and effective communication within the team, as well as consistency of actions between employees of the enterprise, can be demonstrated through communication and coordination indicators (Tab. 2), where a description is given for each of them, allowing one to judge the degree of effectiveness. As can be seen from the description given in the last example, an insufficiently developed culture of effective communication and, therefore, an insufficiently consistent system of coordination between the organization's personnel, can have negative consequences in terms of the influence of “human factor” on safety.

Table2 - The importance of effective communication and coordination.

Approval indicators of communication and coordination	Description
The importance of effective communication	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Clear and timely communication between team members and management is critical to understanding safety procedures and expectations.</li> <li>- It keeps everyone on the team aligned, reducing the likelihood of misunderstandings and mistakes.</li> </ul>
Coordination of tasks	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Agreeing on tasks and responsibilities among team members is essential to safe operation.</li> <li>- This ensures that everyone knows his (or her) roles and responsibilities in the various phases of the project.</li> </ul>
Effective communication practices	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Regular meetings and safety meetings to discuss potential risks and required safety measures.</li> <li>- Use of communication tools and technologies for immediate response in case of emergencies.</li> </ul>
Problems in communication	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Difficulties in communication that arise in teams that include representatives of speakers of different language groups can cause insurmountable difficulties in communication and make it ineffective.</li> <li>- Lack of proper communication can lead to accidents and other incidents.</li> </ul>

However, the degree of influence of the “human factor” on the level of safety, if we talk about their internal or external policy in the labor market related to hydrocarbons, depends not only on the degree of commitment of oil and gas producing organizations to a culture of effective communication and coordination. Here we are talking about another important component related to the concept of leadership and organizational culture, and its role in this issue, since leadership occupies an important niche in the direction of choosing a priority level of security. Currently, there are quite a lot of positive examples from the experience of oil and gas producing companies (in Russia, for example, Gazprom, Lukoil, Transneft, etc.), whose managers effectively support and strongly advocate compliance with established safety standards. Thus, they serve as an example for other, not yet successful, but already promising companies, inspiring them to also adhere to these standards, forcing them to work towards understanding the importance of developing an organizational safety culture, its role in ensuring the safety of workers and the environmental sustainability of their enterprises, excluding the influence of the “human factor”.

Next, we would like to consider the issue related to taking into account the degree of influence of the “human factor” on safety in the event of various emergencies. Any emergency arising in connection with activities involving the use of hydrocarbons requires effective control and response of employees. Moreover, here the “human factor” plays a particularly important role in resolving such situations.

Let us illustrate examples of human positive decisions and their consequences in emergencies:

- fire on an offshore drilling platform: platform personnel responded to the fire in accordance with established procedures and quickly extinguished it, preventing serious consequences;
- oil leak on an oil pipeline: through training and strict adherence to procedures, personnel promptly stopped the oil leak and prevented environmental contamination.

In this case, the following methods of emergency management can be distinguished:

- a) Training and education: regular training and education helps personnel learn how to re-respond appropriately in critical situations.
- b) Planning and scenarios: developing emergency plans and scenarios helps personnel be prepared to respond to emergencies.
- c) Communication and coordination: effective communication and coordination among team members is important for coordinating emergency response.

Based on the results of the conducted research, the following conclusions can be formulated:

1. when working with hydrocarbons, the “human factor” can be of no small importance;
2. the “human factor” cannot be completely excluded from the production process, however, to reduce the degree of its influence on the level of safety in the oil and gas industry, one can work in several areas, discussed in this article;
3. it should always be remembered that safety is a task that needs to be solved jointly and this is the only way to reduce the level of risk and make human work with hydrocarbons more attractive and reliable.

#### **References:**

1. Introduction to human factors [Electronic resource]. – Access mode : <https://www.hse.gov.uk/humanfactors/introduction.html>, free. – The title from the screen. – (Date of the application: 2023-10-08).
2. Human factors in safety: types, examples, and solutions [Electronic resource]. – Access mode : <https://magellanx.co/human-factors-safety-examples/>, free. – The title from the screen. – (Date of the application: 2023-10-12).
3. Sokhodon G.V. The response of the human body to environmental stressors [Text] : «Communications. Society. Spirituality»-2023: Materials of the XXIII International Scientific and Practical Conference (May 18-19, 2023) / G.V. Sokhodon, R.N. Yura // Ukhta : USTU, 2023. – P. 276-280.
4. Human factors in the oil and gas industry [Electronic resource]. – Access mode : <https://www.dnv.com/services/human-factors-1094>, free. – The title from the screen. – (Date of the application: 2023-10-16).

УДК 622.3:39

#### **Interaction of oil and gas companies with indigenous peoples of the North**

Ilyin D. M., Lozhkina T. V.

*Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia*

The boundless territory of Russia has many nationalities, and they are multifaceted, different in their culture, values and ways of life. In this article we would like to pay special attention to the small indigenous peoples of the North, who live in the harshest conditions. In the territories where these peoples are located there is a huge amount of resources that are useful to the inhabitants of our country and help the sustainable development of the Russian economy.

Extraction of natural resources, as it was said above, helps the economy of our country, but we should not forget about the people who live in these territories and get some discomfort because of the displacement of pastures with animals, changing the routes on which they have been traveling for decades. Indigenous peoples should be respected and helped, because people are the main resource of our Fatherland, which is always worth thinking about.

Interaction between oil and gas enterprises and communities of indigenous peoples of the North is now in the foreground, in connection with the development of the Arctic zone. Many

enterprises operate in this region and receive a huge income, part of which should be sent to help the people who are located in the now industrial zone where resources are extracted. This article will describe how oil and gas companies interact with the peoples of the North and the extent to which they help them. The state, which creates, controls and assists in the interaction, is also not standing aside.

The Arctic is a large geographical region of our planet that occupies about 15-20 percent of the Earth's surface. For this reason alone, this part of the planet should not be neglected, and neither should the people who live there. The Arctic is the territory where a large number of minerals such as oil, condensate and gas are deposited. It should not be forgotten that the people who live there are the small indigenous peoples of the North and they need to be helped in order to preserve all the values and customs of the different peoples of our country.

The main goal of cooperation between oil and gas organizations is to create conditions that provide a combination of opportunities for sustainable development of traditional economies that meet the ethno-cultural needs of indigenous peoples and production activities.

When compared to the other regions of the Russian Federation, the territories of the Far East, Siberia and Far North are considered as the territories of traditional nature management of the indigenous small-numbered peoples, according to the Federal Law of May 7, 2001. [1], - these are unique governmental protected areas sparsely populated by the indigenous small-numbered peoples which identify themselves as distinct ethnic groups with the traditional way of life and traditional economic activities regulated by special legislation and local customs and traditions.

Even more significant is to establish a balanced dialogue (interaction) between resource-extracting companies operating in the northern territories and the indigenous peoples in order to diminish the loss of traditional values, lifestyle and languages of the natives.

Not to forget the Russian government, which plays a critical role in regulating the interaction between oil and gas organizations and indigenous peoples. To protect the rights and interests of indigenous peoples, laws have been developed and are being drafted to help control and enforce these regulations.

Governments also play an important role in regulating the interaction between oil and gas organizations and the indigenous peoples. They should develop appropriate laws and policies that will ensure the protection of the rights and interests of the indigenous population, as well as monitor compliance with these regulations by oil and gas companies.

The Russian government has enacted legislation to regulate the rights of small-numbered indigenous peoples in the North at both federal and regional levels. The constituent entities of the Russian Federation have a unique legislative experience. At the local level, laws have been implemented to support and advance indigenous languages, northern reindeer breeding, ethnological knowledge, marine fur farming, and other related activities.

At the outset, it is important to understand that indigenous peoples have unique cultural and historical characteristics and that their interactions with oil and gas companies can involve a number of problems. One of the main causes of such problems is that the activities of oil and gas companies can interfere with their livelihoods, such as hunting, fishing, gathering traditional plants and using their lands.

Therefore, oil and gas companies should adhere to the principles of corporate social responsibility and sustainable development, minimize negative impacts on the Northern Territories, and ensure the protection and development of indigenous cultures and traditions. The management of oil and gas companies should recognize that interaction with indigenous peoples requires cooperation, not just command.

The basic principles of interaction with indigenous peoples in the North include substantive participation in decision-making processes related to oil and gas activities on their territory. This means being involved in the formulation and implementation of policies and projects that affect their interests. This requires the establishment of a strong partnership between companies and representatives of indigenous peoples by creating a framework for dialogue and consultation.

Furthermore, oil and gas companies must fulfill their corporate social responsibilities, including the protection of the rights of indigenous peoples, the preservation and promotion of

cultural heritage, environmental protection and the sustainable development of the Northern Territories. Companies should also provide compensation and social benefits to communities affected by oil and gas development.

In addition, mechanisms to control and monitor the activities of oil and gas companies should be established to ensure compliance with all human rights requirements and standards, including the rights of the indigenous peoples. This could include independent expertise, reviews and audits of company operations, as well as mechanisms for addressing grievances from indigenous peoples and the public.

Most major oil and gas companies in Russia have implemented an approach to interaction with the indigenous peoples that is also enshrined in their sustainability policies. Oil and gas industry giants such as Gazprom, Lukoil, Gazprom Neft, Rosneft and others operate in the Arctic region and tend to build relationships based on respect for the rights of the indigenous northern peoples.

Let us take an actual example of the program of interaction between Gazprom Neft and the indigenous small-numbered peoples of the Far North. This is set out in the Policy “Interaction with indigenous small-numbered peoples, which defines the strategic goals, objectives, requirements and principles of Gazprom Neft Group’s interaction with the indigenous population in the places where these peoples traditionally live in the territories where Gazprom Neft Group companies operate. This program is guided by the Constitution of the Russian Federation and the Strategy of State National Policy until 2025. It is implemented in the territories where Gazprom Neft Group operations take place and helps in cooperation with communities of the peoples of the North.

The cooperation consists not only in social assistance to the population, but also in discussing industrial programs being implemented in the territories of the settlements, informing about planned production activities, shooting films about the peoples of the North in order to draw public attention to the small-numbered peoples of the North.

In order to understand if the information about the interaction between oil and gas companies and the indigenous population of the North is relevant, we conducted an online survey. The survey involved 257 people who live in different regions of the Russian Federation. Figure 1 presents the questions, which were included in the survey. The First question was if the Arctic area is one of the key development zones for Russia. The second question was if the respondents of the survey know that oil and gas companies have programs to support the indigenous peoples of the North. The next questions were about the purpose of these programs, the ways of interaction and if this interaction has a positive effect on the life of the indigenous peoples.

Survey participants were asked the following questions:

- 1) Is the Arctic one of the key development zones for Russia?
- 2) Did you know that oil and gas organizations have programs to support the indigenous peoples of the north?
- 3) For what purpose, in your opinion, do oil and gas organizations help the indigenous peoples of the north?
- 4) Do you think that agreements concluded between representatives of indigenous communities of the North with oil and gas industry enterprises will compensate for the inconvenience in people’s lives due to the extraction of resources in the territories inhabited by these peoples?
- 5) What is included in helping the indigenous peoples of the north?
- 6) What is your attitude to these programs from Russian oil and gas enterprises?

These questions and their suggested answers are presented in Figure 1.

All questions were asked exclusively to Russian residents from different regions of the country for a general understanding of the situation of this problem from all sides.

Analyzing survey results (Figure 2) it becomes evident that more than half of the respondents consider the Arctic to be one of the key areas of Russia’s development. In addition, it is not surprising because according to the Government of the Russian Federation the development of the Arctic territories is one of the priorities of the Government.

It is also worth saying that only about half of the respondents know that there are programs on interaction between oil and gas companies and the indigenous small-numbered peoples of the North. The results show that the interaction programs are more popular among the people of the Northern areas. Moreover, these programs help people learn about such groups as Mans, Nenets, Khans and other indigenous small-numbered peoples.

The results of the survey help to understand the current mood of people, to understand how familiar they are with the programs on interaction with the peoples of the North, how much this assistance in the opinion of the population of our country helps small-numbered groups of peoples. It is worth noting that this survey was conducted among people living in different regions of our homeland. The same survey should be conducted with the population of residents of the Arctic zone, to understand the picture of what is actually happening in this region.

In my opinion, surveys of population groups help to clarify the situation in the research area and help to find things that are needed by the heritage groups with whom we interact. My recommendation is to conduct more of these surveys and put the results out to public hearings. This will help to receive more effective assistance to the population, and organizations will be able to fulfill their obligations not for a "check mark", but according to the existing interests and needs of the peoples with whom the interaction takes place.

I cannot but note once again that popularization of such events helps for the development of Russia, as more people know about the problems of the country, some of whom will be interested and can help such groups of people, as well as other nationalities of our vast homeland.

In conclusion, the interaction of oil and gas companies with the indigenous small-numbered peoples of the North requires respect for their rights, culture and history. Only through partnership and mutually beneficial cooperation, an equitable and sustainable development can be achieved, benefiting all participants in the northern territory.

### Interaction between oil and gas organizations and indigenous peoples of the north

Is the Arctic one of the key development zones for Russia? \*

Yes

No

I have no idea

---

Did you know that oil and gas organizations have programs to support the indigenous peoples of the north? \*

Yes

No

---

For what purpose, in your opinion, do oil and gas organizations help the indigenous peoples of the north? \*

Building relationships based on respect for the rights of indigenous peoples

PR move

Compensation for inconvenience due to the location of fisheries in the habitat

Do you think that agreements concluded between representatives of indigenous communities of the north with oil and gas enterprises will compensate for the inconvenience in people's lives due to the extraction of resources in the territories inhabited by these peoples? \*

Yes

No

Not fully

Can not imagine

---

What is included in helping the indigenous peoples of the north? \*

Cash payments

Providing transport

Providing various services or goods

All listed items

---

What is your attitude to these programs from Russian oil and gas enterprises? \*

Positive

Neutral

Negative

Figure 1 – Online questionnaire.

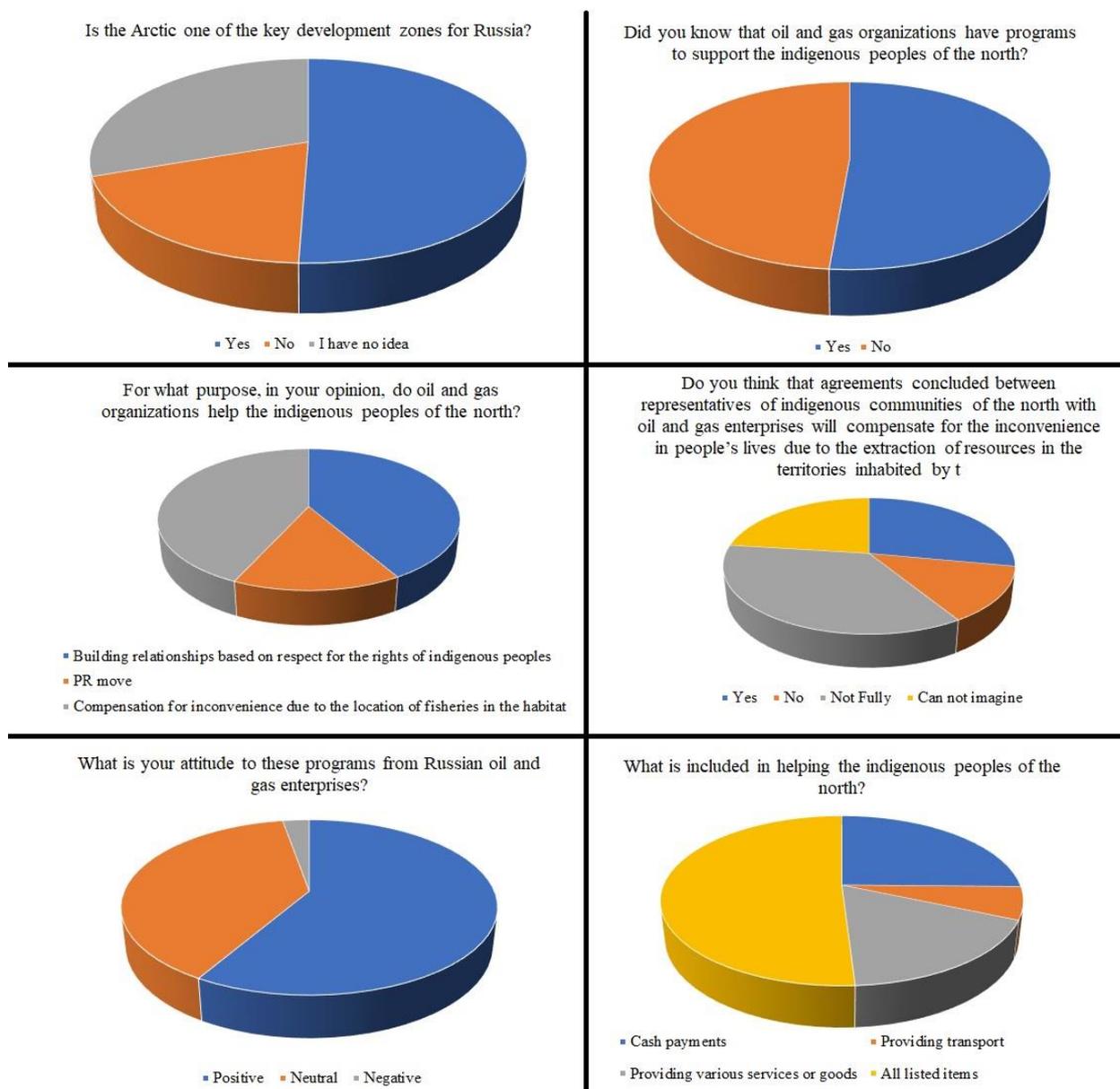


Figure 2 - Results of the survey.

### References:

1. O territoriyakh traditsionnogo prirodopol'zovaniya korennykh malochislennykh narodov Severa, Sibiri i Dal'nego Vostoka: Federal'nyi zakon [About territories of traditional environmental management of indigenous peoples of the North, Siberia and the Far East: Federal law]. Sb. zakonodatel'nykh i pravovykh aktov v oblasti zemlepol'zovaniya korennyimi malochislennymi narodami Severa i ikh vzaimootnoshenii s nedropol'zovatelyami (izvlech.) [Comp. of legal acts on the land use of indigenous peoples of the North and their relations with subsoil users]. Khanty-Mansyisk, 2001, pp. 2528. (In Russ.)
2. Klovov K.B. Traditsionnoe prirodopol'zovanie korennykh malochislennykh narodov Severa (geograficheskie i sotsial'no-ekologicheskie problemy) [Traditional environmental management of indigenous ethnic groups of the North (geographical and social and ecological problems)]. Moscow, 1998, 517 p. (In Russ.)
3. Novikova N.I. Neft', gaz, korennye narody: kto napishet pravila? [Oil, gas, and indigenous people: who will write rules?]. Vestnik ugrovedeniya [Bulletin of Ugric studies], 2016, no. 3(26), pp. 124137.
4. Constitution of the Russian Federation : [adopted by popular vote on December 12, 1993 with amendments approved in the all-Russian vote on July 01, 2020]. - Text : electronic // Official Internet portal of legal information. - URL: <http://www.pravo.gov.ru> (date of reference: 20.10.2023).
5. Current state and ways of development of small indigenous minorities The North, Siberia and the Far East of the Russian Federation. - Federation Council Federation Council of the Federal Assembly of the Russian Federation, 2015.

## **Socio-cultural peculiarities of oil and gas producing regions of Pakistan**

Хан К.<sup>1</sup>, Борисова О. В.<sup>2</sup>

*1 – Пакнефтегаз, г. Исламабад, Пакистан*

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

**Abstract.** Local traditions, local languages and beliefs have wide impact on socio-cultural peculiarities of Pakistan. The work describes the ethnical, cultural, linguistical and religious peculiarities of oil and gas producing regions of Pakistan. Poverty exists and constitutional commitments and fundamental human rights are often not recognized. Oil and gas money is not utilized in the local development. Local communities located near oil / gas wells have no access to the resources and do not benefit from their extraction. Russian experience is needed to bring the socio-cultural change.

**Key words:** multicultural, local traditions, poor, gender discrimination, Constitutional guarantees.

Both Pakistan and Russian Federation are multicultural countries, and believe in religious harmony. Both Russian Federation and Pakistan are linguistically and ethnically diversified nations. More than 185 miscellaneous ethnic groups live in the Russian Federation [1]. In Pakistan, there are six major ethnic groups: Balochi, Brahui, Muhajir, Pashtun, Punjabi, Saraiki, and Sindhi. In addition, small ethnic minority groups include Baltis, Burusho, Chitralis, Hazaras, Hindkowans, Kalash, Kyrgyz, Kohistanis, Nuristanis, Pamiris, Shina, Siddis, Turkmen, Torwalis, Uzbeks, Uyghurs, Wakhis and other miscellaneous minorities. 1.4 million Of Afghanistan citizens are also registered in Pakistan. Kashmiris live in the Pakistan administered Kashmir.

The first oil well was drilled in 1886 in Kundal near Mianwali district, Punjab province. In Pakistan oil and gas wells are located in Baluchistan province, Khyber Pakhtunkhwa, Punjab province and Sindh province. In most cases, local communities located near oil / gas wells have no access to natural gas. Article 158 of the constitution of Pakistan inks the priority requirement of natural gas distribution but the federal and provincial governments of Pakistan intentionally ignore it. As a result, hatred, unrest and demonstrations for rights are frequently observed.

Socio-cultural peculiarities of some oil and gas producing regions are discussed below.

### **1. Oil and gas areas of Balochistan Province:**

It is the largest, rich in resources, least populated and poor province of Pakistan. Balochistan has 35% of Pakistan's proven and recoverable gas reserves, and accounts for 20% of the Pakistan's total gas production [2]. Balochistan has many both oil and gas producing areas. Pakistan's largest natural gas field is located in Sui, Dera Bugti District of Balochistan province.

Local people speak Balochi language and literacy rate is extremely low in Dera Bugti. Men wear Balochi Chawat footwear. Folk dance named Chaap dance is famous. Traditional food is tandoori sajji and people are hospitable. Balochi embroidery is a famous handicraft among women.

### **2. Karak region of Khyber Pakhtunkhwa province:**

This oil and gas rich region accounts for 20% of Pakistan's oil production [3]. There is a strong need to establish an oil and gas university in the Karak district. Russian Federation's oil and gas universities have a great opportunity to open branch campuses and play an important role in the human development of the local community.

The people of this area belong to Khattak tribe of Pashtun ethnicity. Educational level is high as compared to other regions of Khyber Pakhtunkhwa province. Khattak people are friendly and speak Pashto. Joint family systems exist and give high respect to elder and old people. Gender discrimination is less but women have no role in decision making. Khattak dance is the popular dance, and it is also the national dance of Pakistan. It is performed carrying a handkerchief and a sword. Khattak tribe like other Pashtun tribes offer hospitality to local and foreign guests, and offer them to stay in the "Hujra". Any guest person in the "Hujra" is considered to be a guest of the whole Khattak community. Hujra represents the fundamental socio-cultural institution of Pashtun tribes.

Karak district gets 10% of oil and gas royalty. Funds of 4612.700 million Pakistani rupees were given to it in the financial years 2013-2018 [4]. However, there are no parks in Karak. People have no access to safe drinking water and natural gas for domestic use. Karak has largest uranium deposits and groundwater uranium contamination is high in some regions. The local population is suffering from

various diseases including cancer. Yet, there is no cancer hospital in Karak. Village to village road connectivity is very poor and the majority of villages have no basic health units.

### **3. Oil and gas areas of Sindh province:**

Sindh produces 60% of the Pakistan's oil and 44% of the Pakistan's gas [5]. The communities living near oil and gas fields are extremely poor and employment rate is very low. There are no basic health units. People are suffering from miscellaneous diseases because of air pollution and ground water contamination. People speak the Siddhi language. Men wear Sindhi caps and Sindhi Ajrak. women make miscellaneous types of handicraft and work in agricultural fields. Women work longer than men in the rural areas of Sindh. Children are stunted in growth and people in general are undernourished. Karo-Kari (honour killing) is the worst type of gender-based violence against women in the Sindhi society. The socio-cultural causes are Karo-Kari for women subjected to rape and Karo-Kari for female disobedience against marriage.

### **4. Oil and gas areas of Pindigheb Tehsil:**

Pindigheb Tehsil is a part of Attock district, province Punjab. The Toot, Khaur and Meyal oil fields are located in Pindigheb. The Khaur Oil Field is one of the oldest oil fields in Pakistan. There is a small oil museum in this area. The local population speaks the Punjabi language. Makhandi Halwa is a very famous sweet dish. The local population eats spicy food similar to other parts of the Punjab province. Ghara (small earthen pot) is used to store the drinking water. Traditional Charpai (sleeping bed) is used for sleeping, and it also gives a cooling effect in hot months of the year. People perform folk dance at marriage events. Women emboss or make miscellaneous mehndi designs at different cultural events. Hand upper skin temporary decoration is called mehndi. Employment opportunities are better. Women wear bangles in the Punjabi society.

### **Recommendations to reshape and bring socio-cultural change**

Pakistan can take benefit from the experience of Russian organizations to solve the miscellaneous problems of the people of oil and gas producing regions of Pakistan. In addition, socio-cultural change is required to eliminate the poverty, improve the literacy rate and decline gender discrimination. In this context, a few points are discussed below:

(i) Russian Federation's oil and gas universities are encouraged to open their branch campuses in Islamabad, and all four provinces of Pakistan.

(ii) Russian oil and gas machine building companies are encouraged to open factories for new equipment and maintenance and inspection jobs.

(iii) Russian drilling companies are encouraged to rent the rigs and make the contracts for new hydrocarbon wells.

(iv) Russian business entities are encouraged to reshape the local community via Build Own Operate (BOO) projects or Build Own Operate Transfer (BOOT) projects. These projects include rain water harvesting reservoirs, water filtration plants, small solar, wind and biogas plants, sea water desalination plants, community housing projects, flood protection structures etc.

(v) Russian agricultural organizations are also encouraged to install new vegetable / fruit processing / meat processing / milk processing units, fishery's pond development etc.

### **References:**

1. Kazan (Volga Region) Federal University: website. – URL: [https://kpfu.ru/staff\\_files/F486890055/236.pdf](https://kpfu.ru/staff_files/F486890055/236.pdf) (retrieval date of webpage: 17.10.2023)
2. World bank: website. – URL: <https://documents1.worldbank.org/curated/zh/352401468145176136/pdf/ACS22580WP0v500art020Energy0Sector.pdf> (retrieval date of webpage: 17.10.2023)
3. Tribune Newspaper: website. – URL: <https://tribune.com.pk/story/752850/barrel-along-after-a-decade-pakistan-resumes-crude-oil-export/> (retrieval date of webpage: 18.10.2023)
4. Provincial assembly of Khyber Pakhtunkhwa: website. – URL: <https://www.pakp.gov.pk/questions/38/> (retrieval date of webpage: 19.10.2023)
5. Dawn Newspaper: website. – URL: <https://www.dawn.com/news/1740326> (retrieval date of webpage: 19.10.2023)

## СЕКЦИЯ 5. ЭКОНОМИКА, УПРАВЛЕНИЕ И ЦИФРОВИЗАЦИЯ

УДК 657.3

### Сбалансированная система управленческого учета российских предприятий / Balanced management accounting system for Russian enterprises

Близкий Р. С., Бороздина Д. А., Сичкар И. П.

*Государственный университет управления, г. Москва, Россия*

**Аннотация.** В статье структурированы процессы и подходы организации при разработках эффективных систем управленческого учета на отечественных предприятиях в условиях экономических колебаний российского рынка. Рассмотрена сущность создания достоверной и объективной управленческой информации в системе формирования целевых показателей в операционной деятельности организации. Сформулирована научная гипотеза, которая в отличие от существующих научных положений предлагающая выделение особого ряда учетно-контрольных действий направленных на укрепление позиций экономических субъектов на рынке за счет актуализации поэтапных процессов внедрения и устойчивого развития сбалансированной системы управленческого учета. Цель исследования заключается в выделении особенностей построения сбалансированной системы управленческого учета современных отечественных предприятий, включая в себя инструменты оперативного учета. В ходе осуществления научного исследования были использованы методы: анализа и синтеза, сравнения и обобщения, определения понятий и моделирования.

**Ключевые слова:** Экономика; Учет; Оперативный управленческий учет; Система, Прибыль; Управление.

**Abstract.** In this article, the article describes the processes and approaches of the organization in the development of effective management systems at domestic enterprises in the context of economic fluctuations in the Russian market. The conditions for the formation of reliable and objective management information are determined. The system for the formation of targeted indicators of operating and strategic activities of the organization is evaluated. The scientific hypothesis differs from the existing scientific provisions and involves in the accounting and control actions the strengthening of the positions of economic entities in the market by updating phased processes of implementation and sustainable development of a balanced management accounting system. The purpose of the study is to highlight the features of constructing a balanced management system of modern domestic enterprises, including operational and strategic accounting tools. During the organization and implementation of scientific research, methods were used: analysis and synthesis, comparison and generalization, definition of concepts and modeling.

**Keywords:** Economy; Accounting; Operational management accounting; System, Profit; Business management.

Актуальность изучения темы обуславливается оборотом причинно-следственных связей сформированных между неопределенностью ориентиров развития деятельности экономических субъектов и изменяющимися вариациями условий протекания событий во внешней среде российского бизнеса. Так, по данным реестра субъектов малого и среднего предпринимательства налоговой службы [1] величина всех субъектов на 10.10.2023 по России составила: 2 235 031 юридических лиц (на 10.10.22г. 2 251 835 юр.лиц) и занятых на них среднесписочная численность работников составила 12 384 617 человек (на 10.10.22г. 12 496 885 чел.). Наблюдается динамика сокращения юридических лиц (далее юр.лиц) субъектов предпринимательства на 16 804 юр.лиц или на, а также количество занятость работников упала на 112 268 человек. Вместо интенсивного развития отечественных компаний прослеживается усиление конкуренции между ними с сопутствующими ей аспектами – поглощениями более крупными компаниями более мелких и банкротством последних. В вышеописанных условиях успешно развиваются только те организации, которые эффективно интегрируют и внедряют инструменты стратегического учета в единую

систему управления предприятием. Сегодня политика рационального распределения ресурсов с применением правил и процедур инструментария стратегического учета среди экономических субъектов в нашей стране достаточно незначительна. Как правило, менеджеры таких организаций основные усилия своей деятельности направляют на формирование и развитие оперативного управленческого учета, тогда как стратегическому планированию, учету, анализу, регулированию, выбору перспективных направлений деятельности и путей реализации, при этом поставленным перед предприятием долгосрочным целям уделяется недостаточно внимания. В научных исследованиях Апопия В.В [2] и Малиненко В.Е [3] рассматриваются актуальные аспекты развития методологии и процессов контроля принятия управленческих решений, в том числе, основывающихся на стратегиях компаний, но при этом надо выделить недостаточность внимания к актуализациям проблем применения обратного реинжиниринга бизнес-процессов с учетом развития оперативного и стратегического инструментария управленческого учета. Данная статья направлена на формирование и развитие такой системы управленческого учета компании, которая оптимально объединит ее оперативные и стратегические инструменты для реализации полного перечня целей и задач предприятия.

В целях формирования представления, как наиболее эффективно интегрировать элементы оперативного и стратегического управленческого учета в единую систему управления организацией, рассмотрим основные концепты теоретических положений по каждому элементу в учете.

В работах Шаповал, Е. В. [4] обобщается процесс полноценного формирования стратегического или долгосрочного (сроком от 3-5 до 10 лет) управленческого учета только на основе использования оперативной информации. Профессор Рогуленко Т.М [5] отмечает о важности, актуальности, своевременности и достоверности оперативной информации, как базы (фундамента) построения целесообразной системы принятия решений по управлению предприятием, и прежде всего при эффективном достижении первостепенных задач. Таким образом, при выстраивании и развитии оперативного управленческого учета должно уделяться значительное внимание и комплексных подход по внедрению лучших практик в организации. В таблице 1 приведен обзор мнений отечественных и зарубежных ученых по поводу значимости и роли оперативного управленческого учета.

Таблица 1 – Обзор отечественных и зарубежных практиков, ученых по содержанию и месту оперативного управленческого учета в системе управления [5].

Автор	Содержание мнения
Друри К.	Оперативное управление направлено на предоставление лицам в самой организации информации, на основе которой они принимают более обоснованные решения и повышают эффективность и производительность текущих операций
Жебрак М.Х.	Оперативное управление начинается с получения и восприятия информации, включает принятие решения на основе информации и завершается контролем выполнения этого решения также на основе соответствующей информации
Чая В.Т.	Это стратегия и тактика внутреннего управления деятельностью предприятия. Он самостоятелен, организуется по нескольким вариантам, интегрирует данные планирования (нормирования, прогнозирования) и фактическую информацию

Из приведенных в таблице 1 мнений становится понятно, что оперативный управленческий учет – это упорядоченная система по сбору, регистрации, обобщению и представлению информации о текущей хозяйственной деятельности организации, в том числе её внутренних структурных подразделениях. Цель управленческого учета является поддержка системы принятия эффективных управленческих решений на краткосрочную перспективу. Отметим, что в большинстве исследованных информационных источниках, если не уточняется о каком виде учета идет речь, то подразумевается, – оперативный, именно он является первостепенным и основополагающим. Формирование управленческого учета как науки началось именно с оперативного управленческого учета.

Значение оперативного управленческого учета для предприятия кроется в поиске и нахождении ответа на вопрос, в каком состоянии находится организация в данный момент времени, как необходимо распределить имеющиеся ресурсы, чтобы повысить эффективность текущей деятельности через подсчет себестоимости продукции, определение цены продажи и прибыли.

Ведение оперативного управленческого учета не регламентировано законодательством РФ, ответственность за правильность его ведения также не предусмотрена. На рисунке 1 представлены основные требования, предъявляемые при оценке эффективности качественных параметров информации оперативного учета.

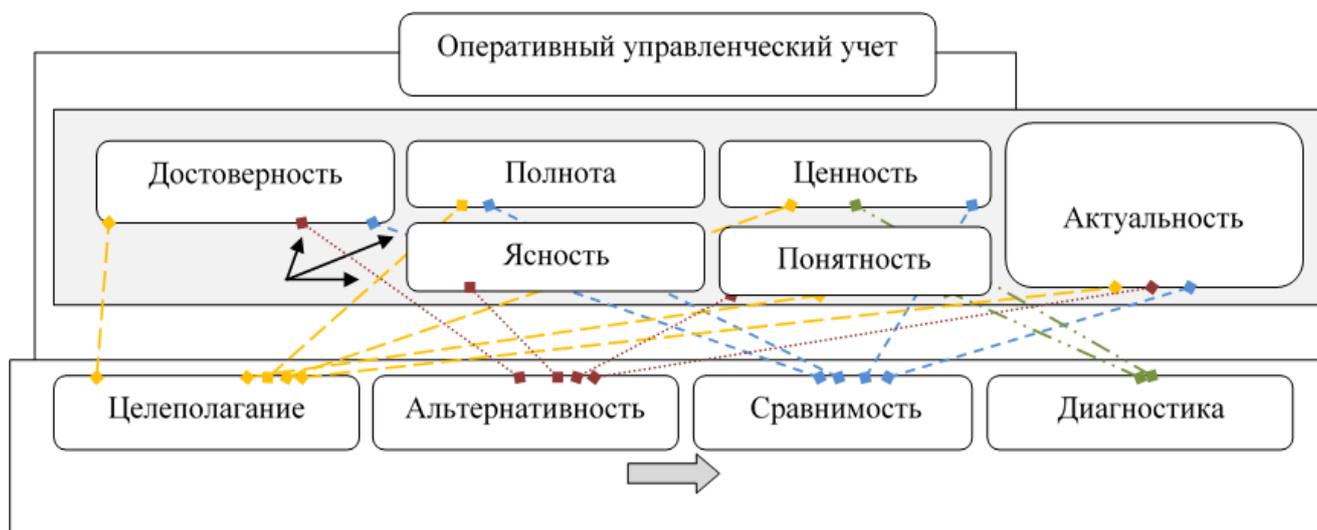


Рисунок 1 – Взаимосвязь оперативного управленческого учета свойства информации и требованиями при обработке результатов (составлено на основании авторского мнения).

Оперативный управленческий учет направлен на удовлетворение текущих информационных потребностей внутренних пользователей – руководства предприятия, при этом для каждого уровня управления объем, и содержание информации может быть различным.

Как видно из рисунка 1, свойства экономической информации разнообразны и постоянно оказывают влияния на конечный вариант обработки информации при оперативном управленческом учете. На наш взгляд в зависимости от среды возникновения информации, видно, что не с каждым свойством информации сопрягается процесс обработки её результатов.

Обозначим следующие основные требования на наш взгляд при обработке информации в оперативном управленческом учете:

- Целеполагание, действие по обработке (систематизации, обобщению и оценке) направленности по достижению текущей цели функционирования экономического субъекта;
- Альтернативность – действие по обработке (систематизации, сравнении и группировки) и выработки (подготовки промежуточного предварительного результата) связанного с формированием альтернативных вариантов решений по поставленной цели развития экономического субъекта;
- Сравнимость - действие по обработке (анализ, сопоставление) и определение наиболее эффективного варианта решения по поставленной цели развития экономического субъекта;
- Диагностика – действие по обработке на предмет рациональности выявления отклонений при решении поставленной цели развития экономического субъекта, причины их возникновения и разработка корректирующих мероприятий.

Цель оперативного управленческого учета – формирование сведений, которые позволили бы принимать управленческие решения, обеспечивающие получение высоких результатов в отчетном периоде. На рисунке 2 выделяются основные функции оперативного управленческого учета на предприятии с корреляцией по основополагающим задачам обеспечения развития экономического субъекта.

Как видно из рисунка 2, основные функции оперативного управленческого учета на предприятии, можно подразделить на две части, основные и специальные, их дальнейшая

реализация зависит от условий бизнес-процессов и управленческих задач которые тесно связаны между собой. Среди них задачи по достижению результатов в области:

- формирования и выполнения производственного плана по текущей деятельности компании;
- обеспечения оптимальных объемов снабжения необходимыми ресурсами экономического субъекта;
- создания условий за оперативным контролем по эффективному использованию всех видов ресурсов экономического субъекта;
- выявления отклонений от норм равномерной нагрузки, определение их причин, в случае необходимости корректировка норм;
- измерение и оценка финансовых результатов деятельности отдельных структурных подразделений и предприятия в целом.

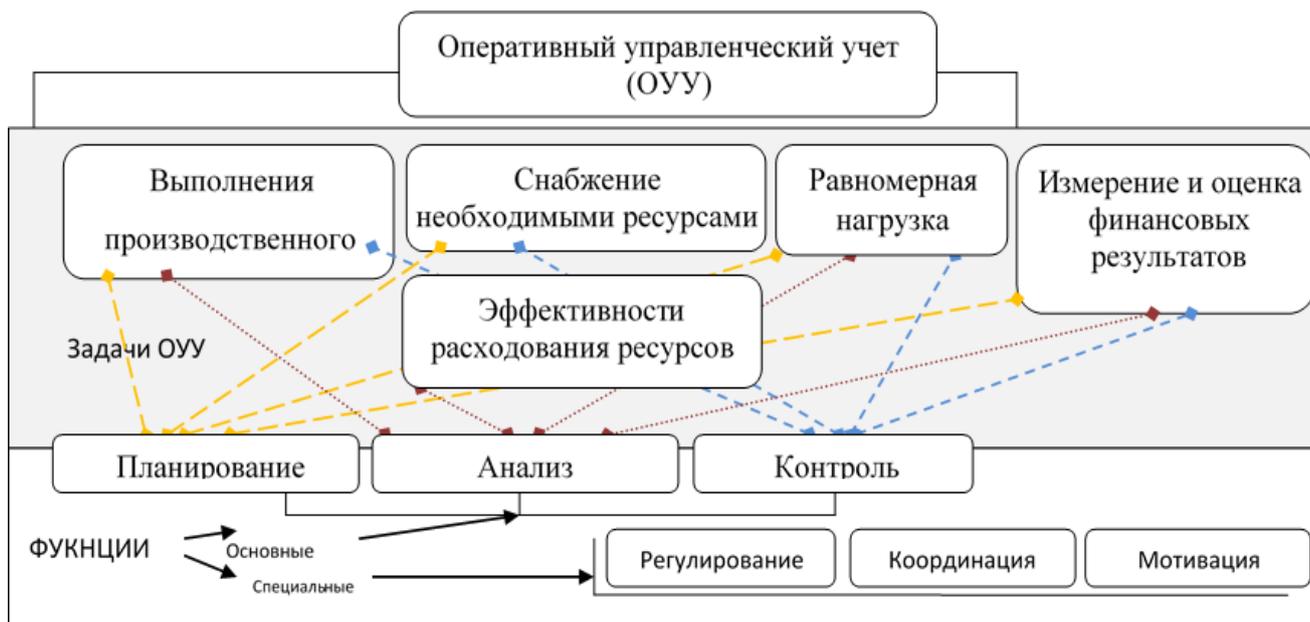


Рисунок 2 – Взаимосвязи оперативного управленческого учета по функциям и задачам обеспечения развития экономического субъекта (составлено на основании авторского мнения).

Рассмотрев особенности оперативного управленческого учета, становится понятно, что в условиях существенной неопределенности отечественной экономики, формирование правильной стратегии функционирования через построение системы стратегического управленческого учета и системы ее мощной информационной поддержки через формирование системы оперативного управленческого учета для многих из предприятий становится ключевым фактором устойчивого развития. На рисунке 3 представлена модель сбалансированной системы управленческого учета для современного отечественного предприятия, включающая в себя инструменты оперативного (внутренний круг) и стратегического учета (внешний круг).

Отметим, на рисунке 1 внутренняя среда предприятия (отмечена графическими контурами с тенью), в управлении современными менеджерами реализуется, прежде всего, на уровне оперативного управленческого учета, направленного главным образом на исчисление себестоимости продукции, определение доходов и расходов компании и формирования финансового результата деятельности экономического субъекта.

За пределами графических контуров с тенью находится внешняя среда экономического субъекта, где существуют свои специфические задачи и подходы, направленные на обобщение и систематизацию информации управленцами. Основа данного направления состоит в применении информации, полученной из данных оперативного управленческого учета, её анализа применительно ситуации на рынке, её обработки и создания прогнозов по динамике изменения внешних факторов, определения миссии и цели развития экономического субъекта.

### Заключение.

Таким образом, становится, очевидно, что управленческий учет может быть реализован в случае, если он опирается на фундамент оперативного учета, при этом, только имея завершенное представление о себестоимости выпускаемых изделий, цене продажи и показателях прибыли, менеджеры управленческого учета могут сформировать, наиболее, выгодную комбинацию дифференциации продуктов, определить стратегическую позицию предприятия на рынке, способствовать поддержке устойчивого развития экономического субъекта.

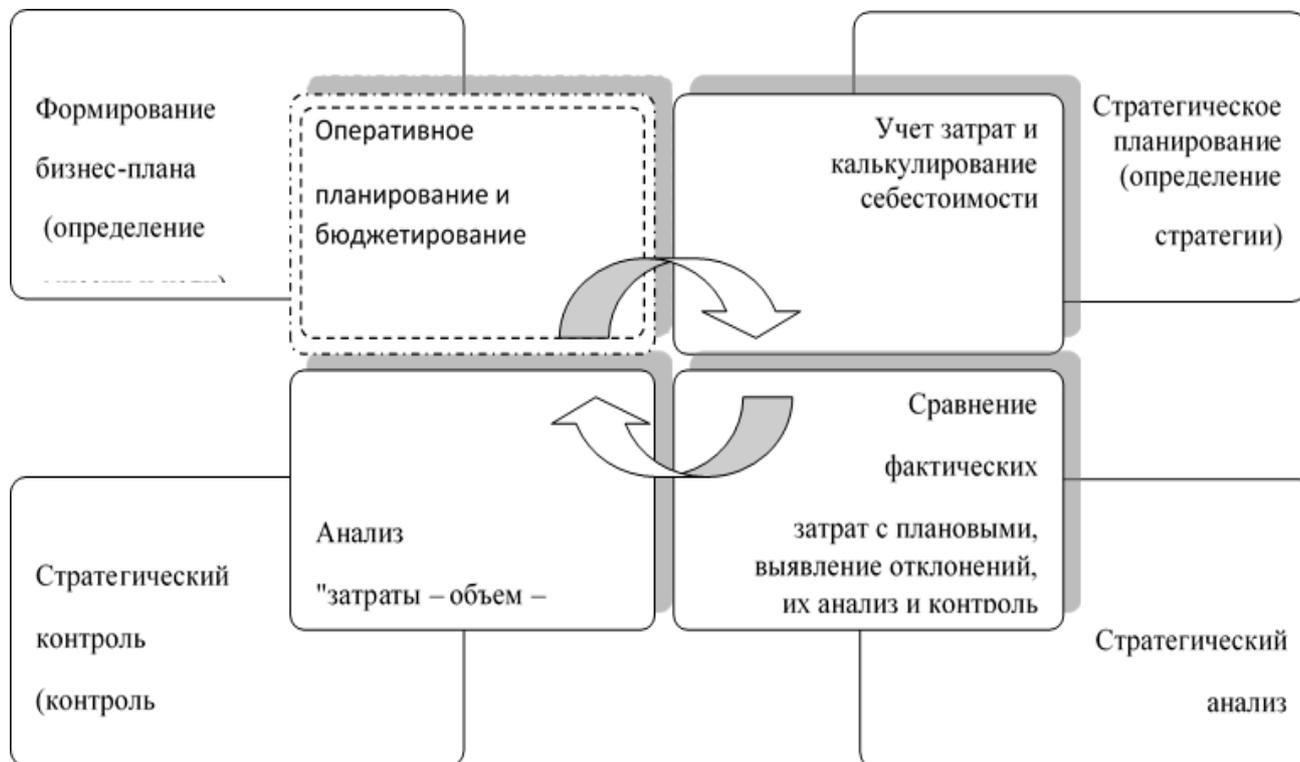


Рисунок 3 – Сбалансированная системы управленческого учета для современного отечественного предприятия (составлено на основании авторского мнения).

### Библиографический список:

1. Единый реестр субъектов малого и среднего предпринимательства[Электронный ресурс]. - <https://rmsp.nalog.ru/> (24.10.2023).
2. Развитие внутренней торговли: Украина, Россия, Беларусь : монография / Н. В. Ананьева, В. В. Апопий, А. А. Бакунов [и др.] ; Министерство образования и науки Украины, Донецкий национальный университет экономики и торговли имени Михаила Туган-Барановского. – Донецк : Донецкий национальный университет экономики и торговли им. Михаила Туган-Барановского, 2009. – 550 с. – ISBN 978-966-385-151-8. – EDN UXUDAX.
3. Blizkiy, R. S. Recursion of the Temporal Paradigm of the Digital Economy Accounting / R. S. Blizkiy, V. E. Malinenko, Y. S. Lebedinskaya // Socio-economic Systems: Paradigms for the Future. Vol. 314. – Springer International Publishing : SPRINGER INTERNATIONAL PUBLISHING AG, GEWERBESTRASSE 11, CHAM, SWITZERLAND, CH-6330, 2021. – P. 521-529. – DOI 10.1007/978-3-030-56433-9\_54. – EDN LZNLBU.
4. Шаповал, Е. В. Актуальные вопросы аналитических процедур финансового анализа показателей бухгалтерской отчетности / Е. В. Шаповал // Вестник университета. – 2016. – № 2. – С. 141-143. – EDN WBOURP.
5. Адамов, Н. А. Основы управленческого учета / Н. А. Адамов, Т. М. Рогуленко, Г. А. Адамова. – Санкт-Петербург : Питер, 2005. – 112 с. – ISBN 5-469-00469-4. – EDN YXAUKD

**Анализ применения вахтового и стационарного принципов организации работ и комплектации кадрами на Крайнем Севере России**

Башкиров С. П.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

Стремительно меняющаяся политико-экономическая ситуация в сегодняшнем мире, сопровождается нарастанием кризисных явлений в мировой экономике и обострением глобальной конкуренции между политическими и экономическими субъектами всех уровней. В связи с этим, для всех участников указанной конкурентной гонки становится актуальным переосмысление в свете новых знаний и технологий накопленного опыта с целью выявления имеющихся или синтеза новых конкурентных преимуществ, которые могут обеспечить в зависимости от занимаемого субъектом глобальной конкуренции места и окна возможностей, – сохранение устойчивых лидерских позиций, перемещение вперед или предотвращение сползания в число аутсайдеров.

В полной мере это относится и к организациям, осуществляющим свою хозяйственную деятельность на Крайнем Севере и в местностях, приравненных к нему. Поэтому наше небольшое исследование затронет в контексте заявленной актуальности такой аспект управления персоналом организаций как дуальность «вахтового» и «стационарного» принципов организации деятельности и комплектования кадрами, с точки зрения их сравнительной эффективности применительно к такой местности с особыми климатическими условиями, какой является Крайний Север России.

Мы говорим здесь и далее о вахтовом и стационарном принципах вместо методов в связи с тем, что с одной стороны, в отличие от вахтового метода организации работ, однозначно определенного ст. 297 Трудового кодекса Российской Федерации [1], многообразие «не вахтовых» методов организации работ не имеет единого юридического или научного определения и, одновременно, не является исчерпывающим, а в рамках настоящей статьи нам кажется критически важным подчеркнуть содержательную оппозицию вахтового метода и суммы всех остальных существующих методов организации работ. С другой стороны, употребление термина «принцип» вместо «метод» позволяет, на наш взгляд учесть элемент состоявшегося (или реализуемого) выбора императива организации работ в конкретной ситуации со стороны хозяйствующего субъекта как «коллективного сознательного», в отличие от сугубо инструментального по содержанию термина «метод».

Таким образом, в рамках настоящего исследования, вахтовый принцип организации работы – установка хозяйствующего субъекта (институциональной единицы) на реализацию комплекса мер, целью которых является организация работ вахтовым методом. Стационарный принцип организации работы – соответственно, установка хозяйствующего субъекта (институциональной единицы) на реализацию комплекса мер, целью которых является организация работ каким-либо методов организации работ за исключением вахтового.

При этом также, в целях оптимальной адаптации применяемой в настоящей статье терминологии к актуальным тенденциям словоупотребления при описании современных социально-экономических процессов, сразу оговоримся, что термины «Крайний Север России» и «Арктическая и субарктическая зоны Российской Федерации» мы считаем эквивалентными.

История освоения Крайнего Севера России насчитывает, по самым приблизительным оценкам, не менее тысячи лет.

При этом, мы сознательно выносим за скобки факт более раннего проживания на указанных территориях малочисленных племен охотников и скотоводов, таких как саамы, корелы, ненцы, ханты, манси, коми-зыряне и пр., т.к. эти племена были гомеостатичны [2], а их хозяйственная деятельность была натуральной и носила характер автаркии. Ровно по этим же основаниям сегодня в системах национальных счетов и макроэкономическом анализе при расчете многих показателей не учитывается производство домашних хозяйств для внутреннего потребления, т. к. во-первых, его крайне сложно объективно оценить, а во-вторых, продукция этих производств не участвует в обороте между институциональными единицами. Появление

же на Севере Восточной Европы славян, а затем – русских, вовлекало указанные территории в международный экономический обмен, носивший при этом на ранних этапах весьма неравноценный характер.

Итак, по Крайнему Северу Европейской части России, как минимум с XI века, проходили транзитные пути новгородских дружин в Сибирь – за пушниной и «закамским» серебром (серебро, добываемое за Уралом «за Камнем» – путем разграбления языческих захоронений в Западной Сибири).

Позднее в период малого потепления в XIV веке в бассейнах Северной Двины и Печоры начался процесс, названный позднее историками «монастырской» колонизацией, наполнившей указанную область оседлым населением в лице русских мигрантов из Великого Владимирского княжества и освоивших земледелие условных автохтонов.

Собственно, эти два типа присутствия на территории (освоения) – «купеческо-грабительский» транзит и «монастырскую» колонизацию и можно считать историческими прототипами вахтового и стационарного принципов организации деятельности и комплектования кадрами хозяйствующих субъектов, соответственно. Более того, если произвести ретроспективную экстраполяцию сегодняшнего юридического определения вахтового метода организации работ как «особой формы осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания» [1], мы увидим, что любой купеческий или военный походы полностью под него подпадают. Соответственно можно с полным правом утверждать, что вахтовые принципы организации деятельности применяются хозяйственными субъектами на Европейском Севере России более тысячи лет.

Краткую ретроспективу освоения Крайнего Севера Европейской части России можно завершить тем, что в долгосрочной конкурентной борьбе за освоение и удержание территорий вахтовый (торгово-грабительский) принцип, реализуемый Новгородской республикой, в конечном счете проиграл стационарному, выбранному формирующимся Московским государством.

В дальнейшем вахтовый и стационарный принципы организации деятельности и комплектования кадрами прошли достаточно сложную эволюцию, присутствуя в той или иной степени на всех этапах истории России и освоения Крайнего Севера.

Так, по мере роста населения в Европейской части России и, соответственно сокращения размера земельных наделов, в крестьянской общине возникло и укоренилось в хозяйственной традиции такое явление как «отходничество» или «отхожие промыслы», которое можно считать непосредственным прародителем вахтового метода организации труда. Выражалось это явление в том, что малый размер земельного надела не позволял крестьянину прокормить семью, что вынуждало его «отходить» от места постоянного проживания на заработки, чтобы иметь возможность прокормить семью, а также уплачивать налоги и оброк (подавляющее большинство «отходников» были крепостными). Современные российские исследователи определяют возраст отходничества в национальной экономике минимум в 500 лет [3].

При этом в зависимости от того, насколько широко или узко авторы определяют феномен отходничества, они дают разную оценку места и влияния отходничества в экономической жизни России в период со второй половины XIX века по наши дни [3,4]. Помимо общих признаков вахтового метода, в качестве одного из ключевых свойств отходничества подчеркивается, осуществление его в инициативном порядке и на принципах самоорганизации трудовых коллективов [3,4]. Также все исследователи отмечают исчезновение по-разному определяемого отходничества в период с начала тридцатых годов XX века до 1991 года (распада Советского Союза).

При рассмотрении феномена отходничества особо отмечают тот факт, что, если для центральных областей Европейской части России оно характеризовалось преимущественной ориентацией на крупные города, то на Урале и в Сибири отходники тяготели к зарождающимся промышленным центрам [3].

Между тем, даже до формализации отходничества как значимого явления в экономике России, опыт освоения Крайнего Севера дает нам массовые примеры сочетания стационарных населенных пунктов и организации работы по вахтовому принципу, как минимум со времен

появления здесь (на Крайнем Севере) земледельческой культуры. Это было органичным решением, вписывающим сезонные смены хозяйственной деятельности, в оптимальный ритм выживания крестьянского хозяйства в изначально более скудном биоценозе и суровых климатических условиях.

В качестве такого примера можно привести типичный для Крайнего Севера России хозяйственный цикл: рыбная ловля – сельское хозяйство – рыбная ловля – охота/лесозаготовки, накладывающийся на смену времен года: весна – лето – осень – зима. При этом весенние, осенние и зимние работы (и даже, частично летние) организовывались по вахтовому принципу. Однако это никак не мешало существовать стационарным поселениям – перед нашими глазами примеры большого количества деревень и сел Крайнего Севера, имеющих многовековую историю. Подобная устойчивость, на наш взгляд, прямо и ярко свидетельствует об оптимальности хозяйственных процессов, успешно сочетавших в себе стационарный и вахтовый принципы организации работ при подчиненной и вспомогательной роли последнего.

В Советский период истории России попытка строительства альтернативной экономической системы, конкурирующей с коллективным Западом как экономическим лидером, естественным образом приводила к концентрации усилий на максимальном вовлечении в хозяйственный оборот имевшихся на территории страны ресурсов. При этом, из примата идеи социальной справедливости следовало предпочтение создания в местах ведения хозяйственной деятельности стационарных населенных пунктов и развитие в них общественно приемлемой инфраструктуры. Следует отметить, что применявшийся массово вахтовый метод, рассматривался как временная форма организации труда, допустимая при создании новых хозяйствующих субъектов на период до формирования необходимых условий, позволяющих обеспечить функционирование стационарных поселений. А массовость применения вахтового метода была исторически обусловлена массовостью создаваемых производств и объемом вовлекаемых в хозяйственный оборот природных ресурсов.

Развитие стационарной инфраструктуры создавало дополнительные рабочие места, обеспечивало релокацию домашних хозяйств (переезд семей к местам получения основного заработка), создавало пространство для максимального воздействия мультипликатора Кейнса от основных (градообразующих) производств. Также оно останавливало неотъемлемые от вахтового принципа внутренние миграционные оттоки. Типичное развитие населенных пунктов шло по линейке: вахтовый поселок – поселок городского типа – город. При этом высшей и завершающей стадией развития города, стабилизирующей его население на каком-то минимально гарантированном уровне, было открытие в нем высшего учебного заведения. Вуз являясь вершиной социокультурной пирамиды населенного пункта являлся и стабилизатором миграции молодежи, и пространством реализации высших потребностей по А. Маслоу.

Резюмируя советский опыт применения дуальных принципов организации работ и комплектования кадрами можно сделать однозначный вывод, что применение стационарного принципа и создание стационарных населенных пунктов в долгосрочной перспективе всегда показывало более высокую эффективность по сравнению с вахтовым. Преимущественно за счет выигрыша в качестве человеческого капитала.

Крушение Советского проекта как системного антикапитализма закономерно привело к смене приоритетов в экономике. Экономическая эффективность, принимаемая (а для многих хозяйствующих субъектов – навязываемая), в качестве главного критерия хозяйственной деятельности потребовала от организаций отказа от содержания социальной инфраструктуры. С другой стороны, смена экономической модели и глубочайшая структурная перестройка экономики привели к массовой безработице и формированию слоя людей, «не вписавшихся в рынок», что обусловило возможность массового перевода на вахтовые принципы организации работ и комплектования кадрами хозяйствующих субъектов, ведущих деятельность на Крайнем Севере.

При этом, сравнительно более высокий уровень оплаты труда вахтовых работников по сравнению со средним уровнем оплаты труда в местах постоянного проживания работников выступал достаточным мотивирующим фактором для решения задач работодателей по комплектованию кадрами, а экономия на социальной инфраструктуре и гарантиях стационарным работникам обеспечивала в кратко- и среднесрочной перспективе ощутимый экономический

эффект, создаваемый в конечном счете путем снижения уровня благосостояния работников. Долгосрочные негативные эффекты в виде, как минимум, ухудшения качества человеческого капитала в целом, в контексте преобладания вахтовых принципов организации работ обычно не рассматривались вообще.

Основных причин этому, на наш взгляд – две: отсутствие рабочих моделей оценки влияния ухудшение качества человеческого капитала на экономическую эффективность в рамках отдельно взятой организации (институциональной единицы) и убежденность работодателей в способности в любой момент привлечь в необходимом количестве требуемую рабочую силу из других отраслей (организаций) за счет более широких возможностей по материальной мотивации персонала.

При этом, такие последствия как повсеместная деградация территорий (внешняя и внутренняя миграция, массовая ликвидация хозяйствующих субъектов, не связанных с экспортно-ориентированными отраслями экономики, износ и выход из строя инфраструктуры, в связи с невозможностью ее содержать, и пр.) и снижение качества человеческого капитала, как правило не рассматриваются хозяйствующими субъектами принципиально, как не относящиеся непосредственно к сферам деятельности социально ответственного бизнеса.

Социальные программы большинства вертикально-интегрированных компаний вообще, и в регионах Крайнего Севера в частности, в последние десятилетия носили ярко выраженный «косметический» саморекламирующий характер, являясь, в первую и главную очередь, инструментом конкурентной борьбы [5]. А степень эффективности указанных программ, на наш взгляд имеет непосредственную обратную корреляцию с численностью населения, т.е. с полностью технической возможностью получения «красивых» максимальных среднедушевых показателей, за счет сокращения численности, проживающих на территории людей.

Однако, по состоянию на сегодняшний день, пространство доступных решений задач комплектации кадрами по вахтовым принципам неуклонно сужается. Отчасти это происходит за счет «эффекта отскока» - состоявшегося в последние два десятилетия возвратного роста экономики после глубокого структурного кризиса, связанного с перестройкой постсоветской экономики на рыночных основаниях. Указанный рост привел к появлению новых рабочих мест в ранее депрессивных регионах, и таким образом снизил количество потенциальных вахтовиков [3]. Другим важным на наш взгляд фактором, послужившим балансировке региональных рынков труда, является общий демографический спад, обусловленный как снижением рождаемости, так и внешней, и внутренней миграцией. Таким образом емкость условных резерваций «лишних» людей в российской экономике оказалась ниже общей потребности в рабочей силе.

Естественным продолжением логики, ориентированной на формальные экономические показатели стало привлечение иностранной рабочей силы из стран ближнего и дальнего зарубежья, в основном из стран Азиатско-Тихоокеанского региона. Указанное решение ставит перед работодателями и социумом «принимающих» регионов обширную проблематику по вопросам адаптации мигрантов к природно-климатическим, культурным и технологическим реалиям современной России. При этом в связи со сложностями адаптации трудовых мигрантов из Азии к природно-климатическим условиям Крайнего Севера возникла своеобразная цепочка «заимствований» рабочей силы, когда хозяйствующие субъекты Крайнего Севера комплектуются по вахтовым принципам кадрами из депрессивных регионов средней полосы России, а образующийся недостаток рабочей силы на рынках этих регионов восполняется за счет внешних мигрантов.

Между тем, события последних лет, объективно ограничивающие возможности привлечения иностранной рабочей силы наряду с обозначившимся исчерпанием демографических резервов условно депрессивных регионов России фиксируют своеобразный управленческий тупик, когда сложившаяся в течение нескольких десятилетий система организации работ и комплектации кадрами на вахтовом принципе престаает быть эффективной. Это вновь актуализирует вопрос о предпочтительности одного из дуальных принципов организации работы. При этом, исторический опыт освоения Крайнего Севера России, а также советский опыт, являются на наш взгляд серьезным аргументом в пользу расширения применения стационарного принципа организации работ, с учетом и максимально возможной

адаптацией исторического опыта, а также с выработкой новых механизмов его (опыта) применения на современном уровне технологического и социально-экономического развития.

Таким образом наше исследование: обосновывает целесообразность применения при анализе опыта управления персоналом терминов вахтовый и стационарный принципы организации работ (комплектации кадрами); доказывает применение вахтовых принципов организации работ на Крайнем Севере России в течение не менее тысячи лет; показывает примеры стратегического преимущества стационарного принципа организации работ в долгосрочной перспективе, а также принципиальную возможность сочетания стационарного и вахтового принципов организации работ, при подчиненной и вспомогательной роли последнего; актуализирует вопрос о ревизии сложившегося баланса принципов организации работ в современных социально-политических и экономических условиях в пользу стационарного.

### **Библиографический список:**

1. Трудовой кодекс Российской Федерации [Электронный ресурс]. – [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_34683/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/) (23.10.2023).
2. Гумилев Л. Н. Конец и вновь начало: популярные лекции по народоведению / Лев Гумилев. – М.: Айрис-пресс, 2008. 384 с.: ИЛ. – (Библиотека истории и культуры). Текст: непосредственный.
3. Плюснин Ю.М. Российское отходничество: вехи многовековой истории. // ЭКО. – 2019. – №11. – с. 94-115. Текст: непосредственный.
4. Курцев А.Н. Переселенчество и отходничество крестьян центрально-черноземных губерний в 1861-1917 гг. // Вестник РГГУ. Серия: История. Филология. Культурология. Востоковедение. – 2012. – №4. – с. 44-53. Текст: непосредственный.
5. Безгодков Д.Н., Крестовских Т.С., Башкиров С.П. Пирамида Арчи Кэрролла и фундаментальная мотивационная матрица. // Социальное предпринимательство и корпоративная социальная ответственность. – 2022. – №4. – с. 215-230. Текст: непосредственный.

УДК 330.322.14

### **Управление медиаобразом российских компаний в зарубежных средствах массовой информации**

Барышникова Е. И.

*Воркутинский филиал Ухтинского государственного технического университета,  
г. Воркута, Россия*

В эпоху цифровизации и глобализации роль средств массовой информации играет ключевое значение при формировании медиаобраза продукта в массовом сознании. Многие люди активно вовлечены в современный медиадискурс.

Рассмотрим и проанализируем основные понятия.

Управление — это целенаправленная деятельность управляющего органа, путем реализации которой он (управляющий орган) упорядочивает элементы внутренней и внешней среды, подчиняя их поведение своим интересам. Процесс управления предполагает наличие управляемого объекта и управляющего органа, который с помощью определенного механизма воздействует на объект.

Образ – результат отражения объекта в сознании человека. На чувственной ступени познания образами являются ощущения, восприятия и представления, на уровне мышления – понятия, суждения и умозаключения. Окружающий мир воспринимается людьми через призму образов. Образы «субъективны», а значит, необходимо обращать внимание на функционирование образа в контексте.

Медиаобраз как понятие — это представление об организации, личности или бренде, сформированное в сознании общества. Оно конструируется путем отражения имиджа, позиционирования или отдельных черт объекта в средствах массовой информации. Это своеобразное видение реальности, которое предлагает медиаиндустрия вашим целевым аудиториям.

Управление медиаобразом предполагает проведение анализа сложившегося образа объекта изучения в массовом сознании, оказания воздействия на этот объект с целью формирования определенного нарратива для достижения поставленной цели/целей. Формируются слова-маркеры, определенный посыл. Информация, которая подается для массового потребления, помещается в память людей как определенный знак о явлении, образ приобретает смысл и становится символичным. В современном медиапространстве важно понимать содержание информации об объекте исследования, знать контекст, то есть изучить внешнюю среду, в которой существует объект исследования. С учетом понимания факторов внешней среды, провести анализ текста, который может приобретать окраску нейтральную, положительную или отрицательную.

Проблематика изучения управления медиаобразом привлекает внимание отечественных и зарубежных специалистов в области медиаменеджмента. Изучением данного вопроса занимались И.Ю. Киселев, Э.А. Галумов, Е.Н. Богдан, С.Д. Смирнов, В.В. Барабаш и другие исследователи. Так, И.Ю. Киселев выдвинул утверждение, что элементы медиаобраза любого объекта следует делить на два типа: объективные и субъективные. К объективным элементам персоны он относит интеллектуальный потенциал, национальность, результаты деятельности, события в жизни, повлиявшие на становление персоны, управленческие навыки. К субъективным относит: социально-психологические настроения в обществе по отношению к персоне, характер и принципы деятельности персоны, аспекты развития и устойчивость его рабочей деятельности [1].

Взаимоотношение со средствами массовой информации является основой для формирования информационной картины дня. По мнению отечественного ученого Л.В.Бондаревой, в качестве принципов формирования медиаобраза можно выделить три пункта:

- 1) видимость субъекта в информационном пространстве;
- 2) количество смысловых характеристик;
- 3) интенсивность оценочных характеристик [2].

Для каждого человека формирование образа персоны и идентификация его в своем сознании уникальна, поэтому многое зависит от принципов работы массмедиа, СМИ являются основным источником преподнесения информации аудитории: формируют представления о политической действительности, интерпретируют политику и т.д.

Однако следует рассматривать средства массовой информации с двух сторон: с одной стороны, они отбирают информацию, которая должна быть освещена гражданам (конструируется искусственно); с другой стороны, они создают контент, на основе которого граждане делают свои выводы о политике (возникает стихийно). Именно СМИ имеют огромную возможность формировать векторы общественного мнения и выбирать повестку дня [3].

Один из факторов, определяющих критерии и принципы конструирования медиаобраза, являются лингвистические факторы.

С целью определения нарратива, представленного в зарубежных СМИ, направленного на управление медиаобразом объекта исследования в массовом сознании, влияющего на его деятельность, проведен мониторинг электронных зарубежных СМИ, произведена оценка качества медиа присутствия организаций в СМИ за определенный период.

В качестве объекта исследования выступили российские компании: «Газпром», «Сбербанк», «Лукойл». Произведен мониторинг медиа присутствия данных компаний в зарубежных СМИ за период с февраля 2022 года по сентябрь 2023 года. Для анализа взяты наиболее популярные электронные зарубежные СМИ: The New York Times (американская ежедневная газета, издающаяся в Нью-Йорке), The Times (ежедневная газета в Великобритании).

Ключевым фактором внешней среды, влияющим на управление медиаобразом вышеуказанных компаний, является проведение специальной военной операции, введение санкций против российских компаний.

Автором было проанализировано более 1100 англоязычных статей, опубликованных за период февраль 2022 – сентябрь 2023 гг. в The New York Times и The Times, с упоминанием

ключевых слов «Газпром», «Сбербанк», «Лукойл». В процессе исследования и анализа вышеуказанных СМИ была установлена следующая закономерность.

В публикациях издания The New York Times, прослеживается исключительно агрессивная негативная риторика относительно российских компаний. Упоминание ключевых слов «Газпром», «Сбербанк», «Лукойл» происходит в негативном контексте, формируя в массовом сознании слова-маркеры «вторжения России в Украину» [4], «наказать Россию за убийства украинских мирных жителей» [5], что придает негативный окрас образу компаний. Например:

1) «В то время как Соединенные Штаты запретили Сбербанку обрабатывать платежи через американскую финансовую систему в день вторжения России в Украину.» («While the United States banned Sberbank from processing payments through the American financial system on the day Russia invaded Ukraine.») [4].

2) «ВАШИНГТОН – Соединенные Штаты и их союзники, стремясь наказать Россию за убийства украинских мирных жителей, в среду предприняли попытку ввести полные санкции против крупнейших финансовых учреждений России...санкции против Сбербанка, крупнейшего финансового учреждения в России...» («WASHINGTON — The United States and its allies, seeking to punish Russia for the killings of Ukrainian civilians, moved on Wednesday to impose full sanctions against Russia's largest financial institutions...sanctions against Sberbank, the largest financial institution in Russia...») [5].

3) «Этот шаг «Газпрома» произошел как раз в тот момент, когда Соединенные Штаты и их союзники согласились отправить больше оружия в Украину, чтобы помочь стране защитить свою территорию от российского вторжения.» («Gazprom's move came just as the United States and its allies agreed to send more arms into Ukraine to help the country defend its territory against the Russian invasion.») [6].

Статьи с упоминанием российских компаний, опубликованные в газете The Times, также формируют отрицательный медиаобраз российских компаний. Прослеживаются четыре принципа подачи информации:

1. Подача информации в контексте взаимоотношений России с Украиной, с привязкой к Кремлю.

Например: «Рост цен произошел после того, как «Газпром», газовый гигант Кремля, вчера вечером обострил спор с украинской компанией «Нафтогаз»...» («The surge in prices came after Gazprom, the Kremlin's gas giant, last night escalated a dispute with Naftogaz, the Ukrainian ...») [7]; «Газпром», российский энергетический гигант, в феврале создал как минимум две ЧВК, «Стрим» и «Факел»...» («Gazprom, the Russian energy giant, established at least two PMCs, Stream and Torch, in February ...») [8].

2. Формирование мнимо позитивного образа компаний, строящийся на отдельных персоналиях и их высказываниях в контексте «трагических событий в Украине» («tragic events in Ukraine... »).

Например: «Нефтяной гигант «Лукойл» стал крупнейшей российской компанией, выступившей против вторжения, а высокопоставленный чиновник Всемирного банка стал первым россиянином, ушедшим из международной организации в знак протеста... призвал к немедленному прекращению боевых действий. Лукойл присоединился к небольшой, но растущей группе российских компаний, богатой элиты и высокопоставленных представителей за рубежом, которые рисковали подвергнуться репрессиям, критикуя режим президента Путина за инициирование конфликта.» («The oil giant Lukoil became the biggest Russian company to speak out against the invasion, and a senior World Bank official was the first Russian to resign from an international body in protest called for an immediate halt to the fighting. It joined a small but growing group of Russian companies, wealthy elite and senior representatives overseas to risk reprisals by criticising President Putin's regime for initiating the conflict.») [9].

3. Формирование «образа жертвы».

Например: «Еще одной крупной финансовой жертвой вторжения на Украину стал Сбербанк, крупнейший банк России и объект санкций.» («Another prominent financial casualty of the invasion of Ukraine has been Sberbank, Russia's biggest bank and a target of sanctions.») [10].

4. Поиск виновных в собственных внутренних проблемах государства.

Так, подача информации о загрязнении окружающей среды в Германии происходит через призму обвинения в этом российской компании «Газпром»: «... бурый уголь, разновидность которого крайне загрязняет окружающую среду, потребовался после того, как российский энергетический гигант «Газпром» сократил поставки газа.» («... lignite, a highly polluting form of brown coal, was needed after the Russian energy giant Gazprom slashed gas supplies. But the claim is disputed by experts.») [11].

Проведя мониторинг публикаций в зарубежных СМИ, The New York Times и The Times, была выявлена главная риторика в управлении медиаобразом российских компаний – «Russians invasion of Ukraine» («Вторжение России в Украину»). Упоминание российских компаний происходит в контексте взаимоотношений России с Украиной, с привязкой к Кремлю. Идет медийный накал в создании образа российских корпораций в массовом сознании западных потребителей средств массовой информации. Внутренние проблемы западных стран, не имеющие отношения к нашей стране, подаются в привязке с РФ, создавая образ «виновного во всех бедах».

Топ-менеджмент отечественных компаний, адаптируясь к новым реалиям, меняет стратегию управления компаниями. Осуществляется поиск и выход на новые рынки. «Газпром», «Лукойл» перенаправляет свои поставки из Европы в Азию и на Ближний Восток. «Сбербанк» переориентировался с Запада на Восток, открыв второй филиал в Мумбае.

### **Библиографический список:**

1. Киселев И.Ю. Проблема образа государства и международных отношениях в рамках конструктивистской парадигмы. – М., 2007. – 120 с.
2. Бондарева Л.В. Динамика политического имиджа России в качественной прессе США. – М., 2007. – 19с.
3. Горбаль Д.Э. Современные подходы к феномену медиаобраза [Электронный ресурс]. – file:///C:/Users/%D0%95%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B0/Downloads/sovremennye-podhody-k-fenomenу-mediaobraza.pdf (дата обращения 11.10.2023).
4. Russian Invasion of Ukraine What Happened on Day 70 of the War in Ukraine [Электронный ресурс]. – <https://www.nytimes.com/live/2022/05/04/world/ukraine-russia-war-news?searchResultPosition=9#eu-moves-to-sever-russias-largest-bank-from-messaging-system-used-in-international-transactions> (дата обращения 11.10.2023).
5. The U.S. announces sanctions against Russia's largest banks and Putin's adult children [Электронный ресурс]. – <https://www.nytimes.com/2022/04/06/world/europe/biden-russia-putin-sanctions.html?searchResultPosition=10> (дата обращения 11.10.2023).
6. European gas prices jump after Gazprom cuts natural gas to Poland and Bulgaria [Электронный ресурс]. – <https://www.nytimes.com/2022/04/27/world/russia-cuts-gas-poland-bulgaria.html?searchResultPosition=8> (дата обращения 11.10.2023).
7. Gas prices soar on fears Russia may shut pipeline [Электронный ресурс]. – <https://www.thetimes.co.uk/article/gas-prices-soar-on-fears-russia-may-shut-pipeline-xs0jfmс62> (дата обращения 11.10.2023).
8. How Russia got hooked on private armies [Электронный ресурс]. – <https://www.thetimes.co.uk/article/how-russia-got-hooked-on-private-armies-b20qnnpr> (дата обращения 11.10.2023).
9. Shell sells Russian petrol stations to Lukoil [Электронный ресурс]. – <https://www.nytimes.com/live/2022/05/04/world/ukraine-russia-war-news?searchResultPosition=9#eu-moves-to-sever-russias-largest-bank-from-messaging-system-used-in-international-transactions> (дата обращения 11.10.2023).
10. VTB Capital bank faces administration [Электронный ресурс]. – <https://www.thetimes.co.uk/article/vtb-capital-bank-faces-administration-3tng0dzmx> (дата обращения 11.10.2023).
11. Greta Thunberg fires up the fight against German coalmine that swallows villages [Электронный ресурс]. – <https://www.thetimes.co.uk/article/greta-thunberg-fires-up-the-fight-against-german-coalmine-that-swallows-villages-6d5d5x17d> (дата обращения 11.10.2023).

**Санкционное давление и тяжелая нефть**

Родыгин А. А.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

**Аннотация.** В данной статье приведены свойства, структура запасов нефти, ее особенности и основные сорта, определена роль тяжелой нефти в мировой экономике. Также отмечено влияние санкционного давления стран Запада на поставщиков нефти и его последствия, связанные с эмбарго на поставки нефти. Приведен анализ высокого спроса на российский сорт нефти Urals. Рассмотрено влияние эмбарго на российскую нефть и нефтепродукты и вызванный этим кризис дизельного топлива на мировом рынке. Приведены пути решения для последующего развития нефтедобывающих компаний.

**Ключевые слова:** нефть, нефтепродукты, свойства нефти, трудноизвлекаемые запасы, запасы нефти, дизельное топливо, санкции, санкционное давление, экономика, геополитика.

**Введение**

Исчерпаемость легкодоступных запасов нефти в разведанных месторождениях на территории Российской Федерации (РФ) приводит к росту доли трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) нефти в общем объеме ее добычи. Разработка ТРИЗ требует дополнительных затрат по сравнению с традиционными (легкодоступными) способами.

В структуре мировых запасов нефти (Рисунок 1) преобладают, как правило, нетрадиционные (трудноизвлекаемые) запасы нефти 70 %, а остальные 30 % являются традиционными.

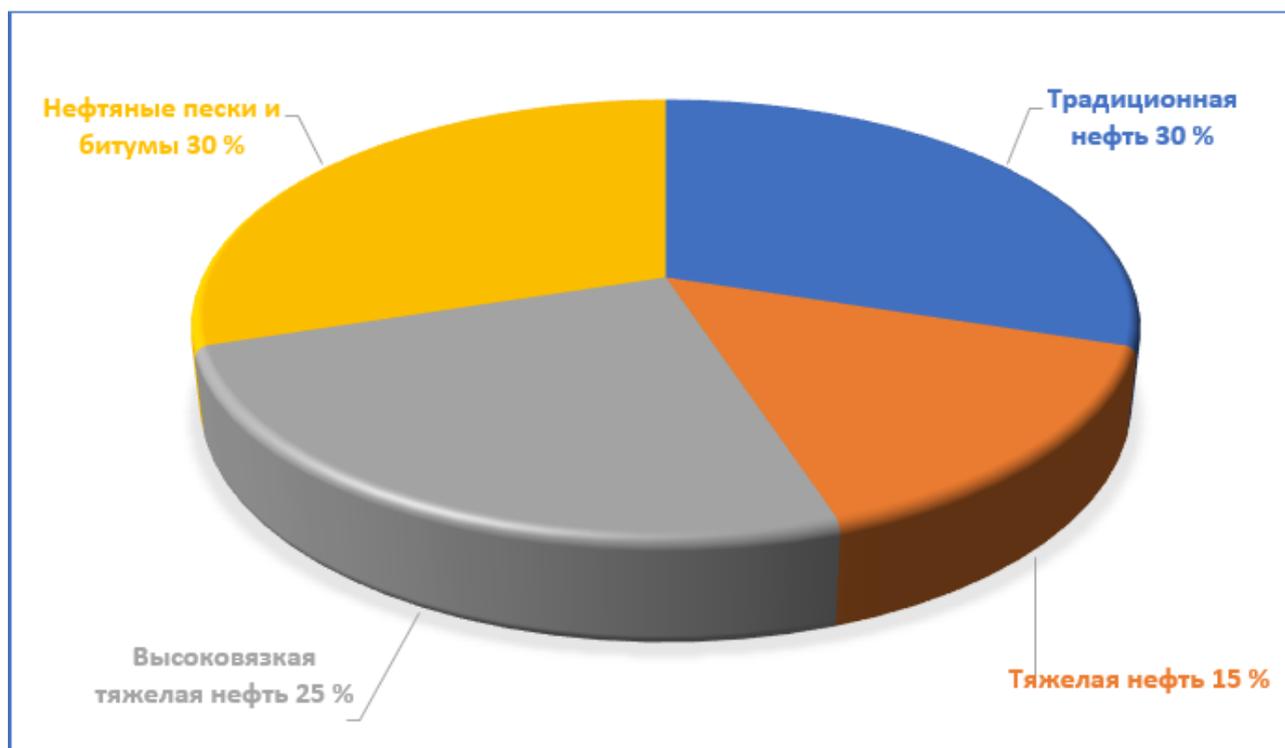


Рисунок 1 – Структура мировых запасов нефти [1 с.19].

Согласно данным Министерства природных ресурсов и экологии РФ доля ТРИЗ в общем объеме добычи нефти на 2021 г. составила 31,7 %, а по прогнозам заместителя главы Министерства энергетики РФ П.Ю. Сорокина к 2030 г. этот показатель превысит 70 % [2].

К ТРИЗ можно отнести запасы, разработка которых в условиях действующей налоговой системы и при помощи существующих технологий является экономически неэффективной. Кроме того, критериями отнесения к ТРИЗ могут быть:

- физические свойства нефти (высокая вязкость, большое содержание примесей, серы);
- неблагоприятные геологические условия залегания нефти;

- сложные климатические условия;
- удаленность месторождений от основных объектов инфраструктуры.

**Целью исследования** является выявление взаимосвязи тяжелой нефти и санкционного давления на РФ.

Как правило, наиболее ценными сортами нефти принято считать легкую нефть с наименьшим содержанием серы. Сорта с содержанием серы менее 0,5 % называются малосернистыми. К таким можно отнести самые известные маркерные сорта нефти: американский WTI и европейский Brent. Нефть WTI (West Texas Intermediate) является стандартом для Соединенных Штатов Америки (США) и всего Американского континента. Содержание серы в этом сорте составляет 0,24 %, что идеально подходит для производства бензина и иных дистиллятов.

Нефть Brent тоже является легкой и малосернистой (0,37 %) и служит эталоном для большинства котировок нефти в мире (до 70 %) и, в частности, для российских марок Urals и Siberian Light [3].

Самые известные и наиболее маркерные сорта нефти из России – это Urals, Siberian Light и ESPO. Сорт Siberian Light считается малосернистой (0,57 %) нефтью, состоящей из смеси различных видов нефти, которая добывается на месторождениях в Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах. Данная нефть является близкой по составу к мировым эталонам WTI и Brent. Схожей с сортом Siberian Light можно назвать марку ESPO с содержанием серы 0,62 %, которая торгуется на дальневосточном рынке, но с привязкой к сорту Dubai Crude (как с дисконтом, так и с премией). Поставляется она с месторождений Восточной Сибири по трубопроводу Восточная Сибирь – Тихий океан в страны Азии и, в частности, в Китай.

В свою очередь, сорт Urals является тяжелой высокосернистой (1,3 %) нефтью, которая представляет собой экспортный blend из легкой западносибирской нефти и тяжелой высокосернистой нефти уральских и поволжских месторождений. Из-за большого содержания серы, тяжелых и циклических углеводородов данный сорт нефти считается менее качественным и не является бенчмарком, в результате чего стоимость определяется дисконтированием цены на сорт Brent [4].

Однако на сорт Urals следует обратить особое внимание. Несмотря на то, что у данного сорта есть недостатки:

- большое содержание тяжелых фракций, что приводит к росту плотности;
- большая концентрация серы (превышение в 2 – 3 раза относительно WTI и Brent).

В какой-то момент тяжелая высокосернистая нефть может быть дефицитной и более привлекательной.

В последнее время на мировых биржевых рынках наблюдается спрос на тяжелую нефть, в частности на российский сорт Urals. Данная ситуация вызвана рядом факторов:

- введением санкций в отношении основных поставщиков тяжелых сортов нефти – Ирана, Венесуэлы и России;
- экономическими, т.к. дизельное топливо (ДТ) можно назвать топливом стройки, коммерции, логистики. Данный товар является одним из немногих в мире, стоимость которого определяет ритм любой экономики;
- сокращением добычи тяжелых сортов нефти странами ОПЕК+;
- закрытием части нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) на плановый (обязательный) ремонт;
- сезонностью сельскохозяйственных работ в конце лета – начале осени (существенно повышает спрос на дизельное топливо ДТ).

Так, еще совсем недавно, энергетический сектор Европы опирался преимущественно на поставки российской нефти и нефтепродуктов, в частности ДТ. Из импортируемой нефти страны Старого Света производили преимущественно дизельное топливо. Но ситуация изменилась после декабря 2022 г. с вводом эмбарго на морские закупки российской нефти и февраля 2023 г. с вводом эмбарго на нефтепродукты. Стоит отметить и тот факт, что основная

часть европейских НПЗ была настроена на переработку тяжелой российской нефти Urals. Особенность этого сорта состоит в том, что на выходе из такой нефти производится больше дистиллятов, в частности ДТ, нежели из легких сортов и смесей, что, в свою очередь, влияет на повышение себестоимости конечного продукта.

Санкционное давление Запада на Россию (основного поставщика тяжелых сортов нефти и мазута) привело к падению запасов ДТ на складах стран Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР) в два раза (с пиков ковидных локдаунов) [5]. Схожую картину с нехваткой ДТ и керосина можно наблюдать в США, Европе, Сингапуре, где на основных нефтяных хабах опустели танки. Такое развитие событий стало следствием закрытия в 2020 г. двух крупнейших в США НПЗ и санкционной войны. Международное энергетическое агентство отметило, что ограничение поставок венесуэльской нефти привело к ее нехватке, т.к. Мексиканский залив заполнен НПЗ, изначально спроектированными под переработку тяжелой сернистой нефти из Венесуэлы.

Чтобы совсем не впасть в энергетическую катастрофу, страны Европы вынуждены обходить свои же санкции и ценовой потолок путем импорта нефти сорта Urals из стран Ближнего Востока и Средней Азии по «серым» схемам со средней ценой в 83,08 (на сентябрь 2023 г.) доллара за баррель, что превышает ценовой потолок на 40 %. В результате чего цены на топливо значительно растут. Так, дизельное топливо на Нью-Йоркской товарной бирже (New York Mercantile Exchange, NYMEX) с начала мая 2023 г. подорожало на 40 % [5].

Кроме того, ситуация для импортеров нефти осложняется экономическим союзом России и Саудовской Аравии, входящих в ОПЕК+, и их соглашением о регулировании нефтедобычи, в частности, сокращением производства тяжелых сортов нефти.

Данное соглашение по сокращению добычи нефти привело к тому, что товарной нефти на мировом рынке становится меньше. Тот факт, что уровень наполненности главного терминала на планете в Кушинге (штат Оклахома) снижается несколько недель подряд, уже настораживает сам по себе. Терминал в Кушинге имеет ключевое значение, т.к. основной американский фьючерс на нефть WTI исполняется поставками именно на этом терминале (цены на другие сорта нефти рассчитываются через премии и дисконты от WTI).

Также стоит отметить, что сложная ситуация на энергетическом рынке дополнительно обострилась из-за временного запрета на экспорт нефтепродуктов из РФ, что отразилось на подорожании ДТ не только в Европе и США, но и в странах Азии. Так, вице-президент по рынкам нефтепереработки, химической продукции и нефти консалтинговой компании Wood Mackenzie Ltd Алан Гелдер акцентировал внимание: «Несмотря на то, что это лишь временный запрет, его последствия значительны, поскольку Россия остается ключевым экспортером дизельного топлива на мировые рынки» [6].

### **Выводы (заключение)**

Конкуренция НПЗ за поставки тяжелых сортов нефти по всему миру показывает, что сокращающиеся предложения этих сортов вызывают дисбаланс цен на мировом энергетическом рынке. Дефицит тяжелых сортов нефти на легальном рынке образовался за счет стремительного роста добычи в США легких сортов сланцевой нефти (из которых выработка ДТ ниже, чем из тяжелых сортов) и сокращения поставок тяжелых сортов из Венесуэлы, Ирана и России, которые находятся под санкциями. Ограничительные меры картеля ОПЕК+ и сокращающиеся запасы товарной нефти привели к тому, что мировые цены на нефть пошли вверх, тем самым создавая поддержку ценам на бензин и дизельное топливо, как продукты первого передела. А если учесть тот факт, что удельное потребление топлива в мире не меняется десятилетиями (Рисунок 2), то в настоящее время тенденция роста цен будет сохраняться.

Положение России в условиях санкционной войны изменилось: из основного базового поставщика нефти она превратилась в замыкающего поставщика (при прочих равных условиях импортеры нефти предпочитают отказываться, в первую очередь, от такой нефти). Однако стоит отметить, что замыкающий поставщик формирует цену для всего рынка, а в условиях, связанных с дефицитом нефти, такой игрок может получать дополнительные доходы, при этом поставлять дополнительные объемы на выгодных для себя условиях.

Вместе с тем российским нефтедобытчикам в условиях геополитической неопределенности стоит предпринять усилия, направленные на инвестирование в новые технологии для добычи трудноизвлекаемой тяжелой нефти, т.к. период турбулентности и геополитической неопределенности может затянуться на многие годы. Также стоит учитывать и тот факт, что санкции западных стран усложнили реализацию крупных инвестиционных проектов в области разведки, добычи и переработки нефти.

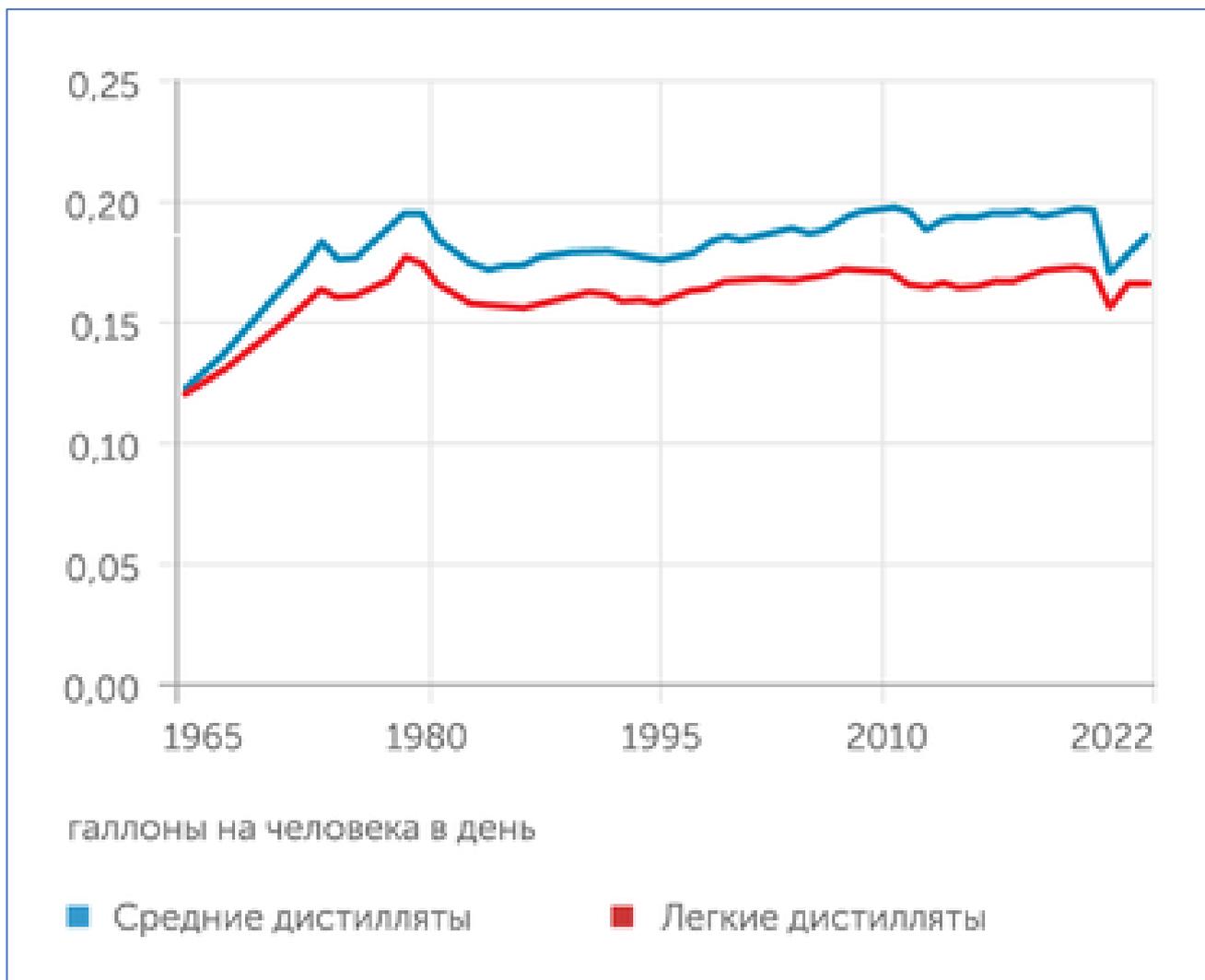


Рисунок 2 – Удельное потребление топлива в мире [6 с.15].

#### Библиографический список:

1. Линник Ю.Н. Нефтегазовая экономика и бизнес : учебник / Ю.Н. Линник, В.Ю. Линник, О.В. Байкова. – Москва : КНОРУС, 2023. 556 с.
2. Гончар Г. Разработка трудной нефти: почему это важно для России // ВЕДОМОСТИ. – 2023. 10. сен. URL: [https://www.vedomosti.ru/industry/infrastructure\\_development/articles/2023/09/11/994397-razrabotka-trudnoi-nefti-pochemu-eto-vazhno-dlya-rossii](https://www.vedomosti.ru/industry/infrastructure_development/articles/2023/09/11/994397-razrabotka-trudnoi-nefti-pochemu-eto-vazhno-dlya-rossii) (дата обращения: 27.09.2023).
3. Эталонные сорта нефти. Мировые сорта // Официальный сайт ПАО «Транснефть». URL: <https://discoverrussia.interfax.ru/wiki/58/> (дата обращения: 27.09.2023).
4. Сорта нефти. Маркерный стандарт, бенчмарк // Neftegaz.RU. – 2014. 27. мар. URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/energoresursy-toplivo/142128-sorta-nefti-markernyy-standart-benchmark/> (дата обращения: 27.09.2023).
5. Огородников Е. Танцы гегемона на санкционной сцене // ЭКСПЕРТ. – 41 (1315) – 2023. С. 9.
6. Обухова Е. Битва за бензин // ЭКСПЕРТ. – 39 (1313) – 2023. 13-15 с.

## **Информатизация с использованием компьютерного моделирования, VR и AR технологий в разработке и эксплуатации месторождений**

Хлыстов Г. Г., Ткачѳв А. А., Ледницкий А. В.

*Белорусский государственный технологический университет,  
г. Минск, Республика Беларусь*

### **Введение**

Нефтегазовая промышленность является одной из ключевых отраслей мировой экономики, и эффективная разработка и эксплуатация месторождений нефти и газа играют важную роль в обеспечении энергетической безопасности и устойчивого развития. Современное состояние промышленности требует новых подходов и инновационных решений для повышения эффективности и снижения рисков.

В последние годы информатизация стала неотъемлемой частью нефтегазовой промышленности. Одним из ключевых инструментов информатизации является компьютерное моделирование, которое позволяет создавать виртуальные модели месторождений и проводить различные сценарные исследования. Компьютерное моделирование позволяет инженерам более точно предсказывать поведение месторождений в различных условиях, оптимизировать процессы добычи и принимать обоснованные решения на основе данных, полученных из моделей.

Вместе с развитием компьютерного моделирования, виртуальная реальность (VR) и дополненная реальность (AR) стали все более широко используемыми технологиями в нефтегазовой промышленности. VR позволяет создавать иммерсивные трехмерные модели месторождений, в которых инженеры и операторы могут взаимодействовать и получать более наглядное представление о геологических структурах, расположении скважин и оборудования. AR, в свою очередь, объединяет виртуальные объекты с реальной средой и позволяет специалистам получать дополнительную информацию о состоянии оборудования и производить операции обслуживания и ремонта с повышенной эффективностью.

Целью данной статьи является рассмотрение применения информатизации с использованием компьютерного моделирования, VR и AR технологий в разработке и эксплуатации месторождений нефти и газа. Мы рассмотрим преимущества, вызовы и потенциальные области применения этих технологий, а также их влияние на повышение производительности, сокращение рисков и оптимизацию процессов в нефтегазовой промышленности.

### **Компьютерное моделирование**

Компьютерное моделирование является мощным инструментом в нефтегазовой промышленности, позволяющим создавать виртуальные модели месторождений и проводить различные сценарные исследования. Это процесс создания математической модели реальной системы, в данном случае – месторождения нефти и газа, которая может включать в себя геологические, гидродинамические, геофизические и другие параметры.

Одним из основных преимуществ компьютерного моделирования является возможность более точно предсказывать поведение месторождений в различных условиях и проводить различные сценарные анализы. Инженеры могут создавать различные модели, изменяя параметры, такие как расположение скважин, характеристики оборудования, методы добычи и другие факторы, и анализировать их влияние на производительность и эффективность добычи. Это позволяет принимать обоснованные решения на основе данных, полученных из моделей, и оптимизировать процессы добычи нефти и газа.

Компьютерное моделирование также позволяет проводить прогнозы долгосрочного поведения месторождений. Используя текущие данные о добыче и геологические характеристики, инженеры могут создавать модели, которые предсказывают изменения во времени, такие как изменение давления, расхода флюидов и запасов нефти и газа. Это помогает в планировании долгосрочной стратегии разработки месторождений и определении оптимальных методов добычи.

Другим важным аспектом компьютерного моделирования является возможность проведения виртуальных испытаний и оптимизации процессов. Инженеры могут проводить симуляции различных сценариев и исследовать их влияние на производительность и экономические показатели. Например, они могут моделировать различные методы гидроразрыва пласта (гидрофракционирования), чтобы определить оптимальные параметры, минимизировать затраты и максимизировать добычу.

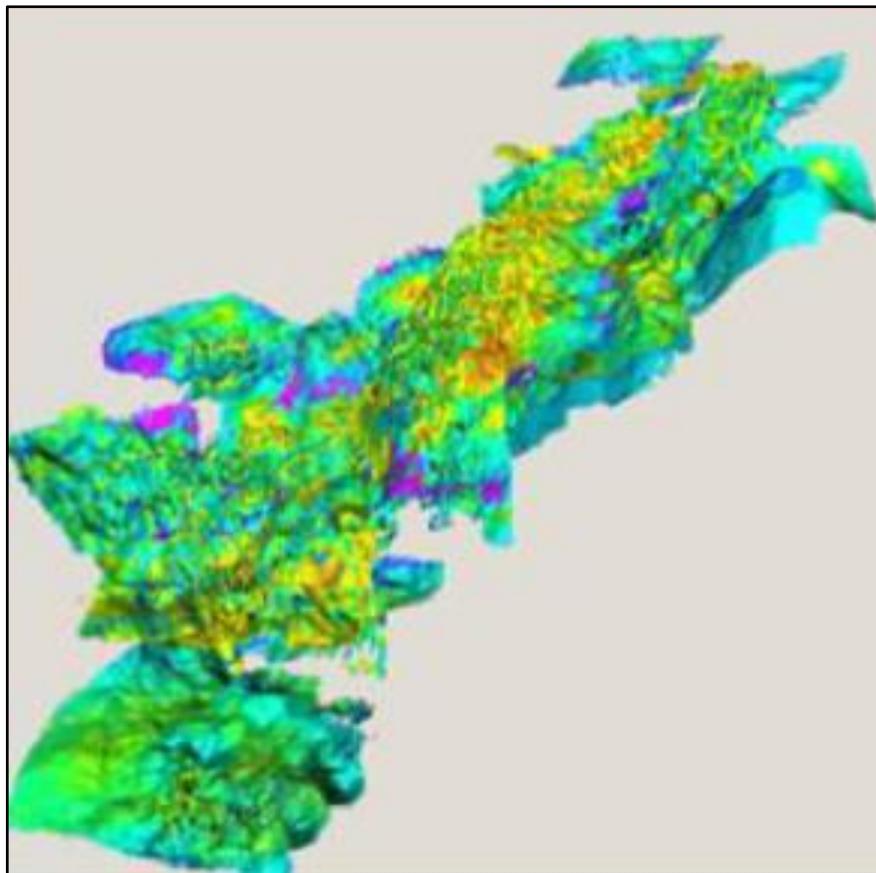


Рисунок 1 - 3D-модель нефтяных месторождений.

Компьютерное моделирование также способствует улучшению коммуникации и сотрудничества между различными специалистами в нефтегазовой промышленности. Виртуальные модели месторождений могут быть использованы для визуализации и обмена информацией, что помогает улучшить понимание и принятие совместных решений.

В целом, компьютерное моделирование является мощным инструментом, который помогает улучшить понимание и управление процессами разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа. Оно способствует повышению эффективности, сокращению рисков и принятию обоснованных решений на основе точных и надежных данных.

#### **Виртуальная реальность (VR)**

Виртуальная реальность (VR) — это технология, которая создает иммерсивную симуляцию, погружая пользователя в виртуальное окружение с помощью специальных устройств, таких как VR-очки или шлемы. В нефтегазовой промышленности VR стала все более широко используемой технологией, позволяющей создавать трехмерные модели месторождений и оборудования, а также проводить виртуальные тренировки и симуляции операций.

Одним из основных преимуществ VR в нефтегазовой промышленности является возможность создания иммерсивных трехмерных моделей месторождений. Инженеры и операторы могут использовать VR-технологии, чтобы визуализировать геологические структуры, расположение скважин, оборудование и другие элементы месторождения в трехмерном пространстве. Это позволяет получить более наглядное представление о месторождении и его характеристиках, а также облегчает коммуникацию и понимание между различными специалистами.

VR также позволяет проводить виртуальные тренировки и симуляции операций. Операторы могут практиковать выполнение сложных задач, таких как монтаж и обслуживание оборудования, в виртуальной среде, что помогает улучшить их навыки и подготовку к реальным ситуациям. Это особенно полезно для операций, связанных с высокими рисками или дорогостоящим оборудованием, где требуется максимальная точность и безопасность.

Дополнительно, VR может использоваться для удаленного обучения и сотрудничества. С помощью VR-технологий специалисты могут присоединяться к совместным виртуальным сессиям, где они могут обмениваться знаниями, обучать друг друга и решать проблемы в режиме реального времени несмотря на то, что они находятся в разных местах мира. Это улучшает коммуникацию и сотрудничество между командами и специалистами, ускоряет процессы принятия решений и повышает общую эффективность работы.

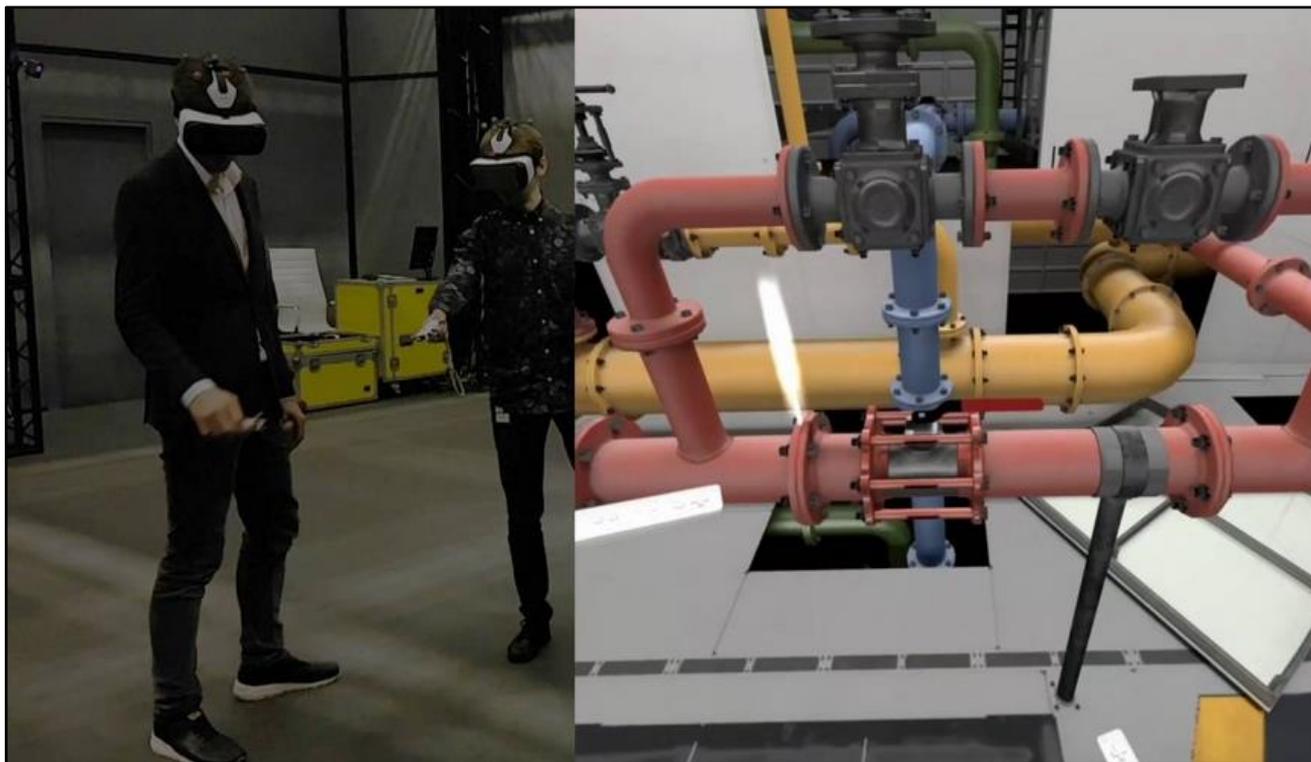


Рисунок 2 - Обучения персонала с помощью VR.

Однако, следует отметить, что внедрение VR-технологий в нефтегазовую промышленность также может вызывать некоторые вызовы. Например, стоимость оборудования и разработка высококачественных виртуальных моделей может быть дорогостоящей. Кроме того, необходимо обеспечить высокую производительность и стабильность системы, чтобы избежать задержек и снижения качества виртуального опыта.

В целом, VR представляет собой мощный инструмент, который помогает улучшить визуализацию, тренировку и сотрудничество в нефтегазовой промышленности. Она способствует повышению эффективности операций, улучшению безопасности и снижению рисков. Виртуальная реальность (VR) — это технология, которая позволяет создавать искусственные симуляции реального мира и погружать пользователей в них с помощью специальных устройств. VR создает иллюзию присутствия в виртуальной среде, которая может быть полностью вымышленной или реальной, но воссозданной в цифровой форме.

#### **Дополненная реальность (AR)**

В нефтегазовой индустрии обеспечение бесперебойного обслуживания современного оборудования является критически важной задачей. Для этого требуются либо производители оборудования, либо специалисты с узкой экспертизой. В случае отсутствия таких экспертов, устранение аварий может занять гораздо больше времени, что приведет к простоям предприятия и убыткам для бизнеса.

Применение технологии дополненной реальности (AR) в нефтегазовой отрасли может значительно улучшить процессы обслуживания и устранения аварий. С помощью AR-решений можно предоставить удаленную экспертную поддержку и обучение для работников на месте происшествия. Например, сотрудник, находящийся на объекте, может надеть специальные AR-очки, которые позволят ему видеть виртуальные инструкции и руководства по устранению неисправностей прямо на месте происшествия. Это сокращает время реакции на аварию, улучшает точность действий и позволяет работнику получать своевременную поддержку от экспертов, находящихся в удаленном месте.

Один из возможных подходов — использование удаленного эксперта для поддержки и контроля сложных операций на производстве. Этот метод активно применяется в компании «Сибур Холдинг». Система «Удаленного эксперта» включает в себя использование очков дополненной реальности и платформы видеоконференцсвязи. Сотрудник, находящийся на месте аварии, надевает очки и консультируется с экспертом в режиме реального времени во время устранения неисправностей. Вся необходимая информация отображается на экране очков. Основное преимущество этого метода заключается в том, что предприятию не нужно отправлять специалистов из других городов для выполнения работ на месте - все задачи могут быть решены удаленно с помощью доступных на месте специалистов.

Технологии дополненной реальности снижают риск возникновения аварий на предприятии, так как позволяют быстрее обнаруживать проблемные ситуации и устранять их. Например, когда инженеры компании «Татнефть» работают с оборудованием под высоким напряжением, время для устранения аварии в таких условиях крайне ограничено. Благодаря системе дополненной реальности специалисты могут получить в режиме реального времени обзор внутренней части шкафа и зон под напряжением, просто направив свой планшет на соответствующую область. Это значительно упрощает процесс устранения инцидента и повышает безопасность персонала.

В «Газпром нефти» использование специализированного программного обеспечения и промышленных очков дополненной реальности может значительно упростить монтажные работы, например, при обслуживании внутренних устройств вакуумной колонны. Технологии дополненной реальности позволят операторам на ПК и сотрудникам на месте работы в полевых условиях, оснащенных AR очками, установить безопасную групповую видеосвязь.

Применение этого решения имеет следующие преимущества для бизнеса:

- Сокращение командировочных расходов: рядовые сотрудники смогут решать экстренные задачи под руководством более квалифицированных коллег, не выезжая на место происшествия;

- Снижение стоимости ремонта оборудования на 20-30%: специалисты, удаленная экспертная поддержка.

Таким образом, применение AR-решений в бизнесе в нефтегазовой отрасли может привести к экономическим выгодам. Кроме того, AR-технологии способствуют повышению эффективности и безопасности операций, улучшению обучения и поддержки персонала на месте происшествия, что в целом способствует более эффективному функционированию предприятия.

### **Заключение**

В заключение, можно сказать, что информатизация с использованием компьютерного моделирования, виртуальной реальности (VR) и дополненной реальности (AR) предлагает значительные преимущества для нефтегазовой промышленности. Эти технологии позволяют создавать точные и наглядные виртуальные модели месторождений, улучшать процессы обучения персонала и обслуживания производства, а также повышать безопасность и эффективность операций.

Компьютерное моделирование позволяет инженерам и операторам получать более точные представления о поведении месторождений и принимать обоснованные решения на основе анализа данных из моделей. VR позволяет создавать иммерсивные трехмерные модели, что помогает визуализировать геологические структуры и расположение оборудования. AR объединяет виртуальные объекты с реальной средой и предоставляет дополнительную информацию для операций обслуживания и ремонта.

Применение этих технологий в нефтегазовой промышленности может привести к повышению производительности, сокращению рисков и оптимизации процессов. Однако внедрение требует интеграции существующих систем, обучения персонала и обеспечения надежности данных.

С учетом неотъемлемой роли нефтегазовой промышленности в мировой экономике и потребности в энергетической безопасности, использование информатизации с помощью VR и AR может играть важную роль в обеспечении эффективной разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа.

#### **Библиографический список:**

1. Помощник по дому [Электронный ресурс] // Что такое нефтегазовая промышленность: [сайт]. [16.07.2019]. URL: <https://helpdoma.ru/faq/cto-takoe-neftegazovaya-promyslennost> (дата обращения: 12.10.2023)
2. Вознюк А.С., Большакова А.А., Дементьев Д. А., Schlumberger Апасов Р.Т., Газпромнефть НТЦ SPE СПбГУ [Электронный ресурс] // Оценка влияния сети сбора на разработку месторождения с нефтяной оторочкой с использованием интегрированного моделирования: [сайт]. [2016]. URL: [http://spe-spb.org/ru/news/download/220\\_24eeb51b971bb8f90759a25868306e00.html](http://spe-spb.org/ru/news/download/220_24eeb51b971bb8f90759a25868306e00.html) (дата обращения: 13.10.2023).
3. Алексей Феофанов Нефти и Капитала [Электронный ресурс] // AR/VR в нефтегазовой отрасли: кейсы и лучшие практики: [сайт]. [2023]. URL: <https://telegra.ph/ARVR-v-neftegazovoj-otrasli-kejsy-i-luchshie-praktiki-10-23> (дата обращения 15.10.2023).

УДК 658.382.3:622.323 (470.13)

### **Оценка уровня производственного травматизма в нефтешахтной добывающей отрасли Республики Коми**

Грунсковой Т. В., Белкин И. А.

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

Среднесписочная численность работников 3-х Ярегских нефтешахт за рассматриваемый период составляет 1517 человек. В процессе своей трудовой деятельности шахтёры нефтяники подвергают риску травматизма. По результатам актов расследования несчастных случаев, произошедших в нефтяных шахтах, был проведён анализ всех случаев травматизма с 2005 по 2022 год, который позволил определить основные причины и обстоятельства производственного травматизма.

Как видно из рисунка 1 за рассматриваемые период в нефтешахтах прослеживается неравномерная динамика производственного травматизма, нет чёткой тенденции к снижению.

За 18 лет произошло 28 несчастных случаев, в результате которых пострадал 31 работник, в том числе 3 случая групповых и 5 смертельных, в результате которых погибло 5 работников, 1 скрытый в 2003 г. Распределение пострадавших при несчастных случаях, произошедших в нефтешахтах за период с 2005 по 2022 г., по степени тяжести последствий представлены на рисунке 2.

Показатели травматизма в период с 2005 по 2022 год, по видам происшествий в разрезе по производственным объектам приведено на рисунке 3.

Анализ результатов распределения несчастных случаев, произошедших в нефтешахтах за период с 2015 по 2022 г., по видам происшествий показал, что основная доля приходится на падение куска горной массы (32,26 %), защемление между движущимися и неподвижными предметами (29,03 %) и воздействие экстремальных температур (29,03 %). НС по причине воздействия экстремальных температур предполагает под собой соприкосновение с горячими и раскаленными частями оборудования, предметами или материалами, включая воздействие пара и горячей воды, которые используется при термошахтной добычи нефти для снижения вязкости и повышения текучести нефти и закачивается с поверхности в пласт по средствам нагнетающих паропроводов.

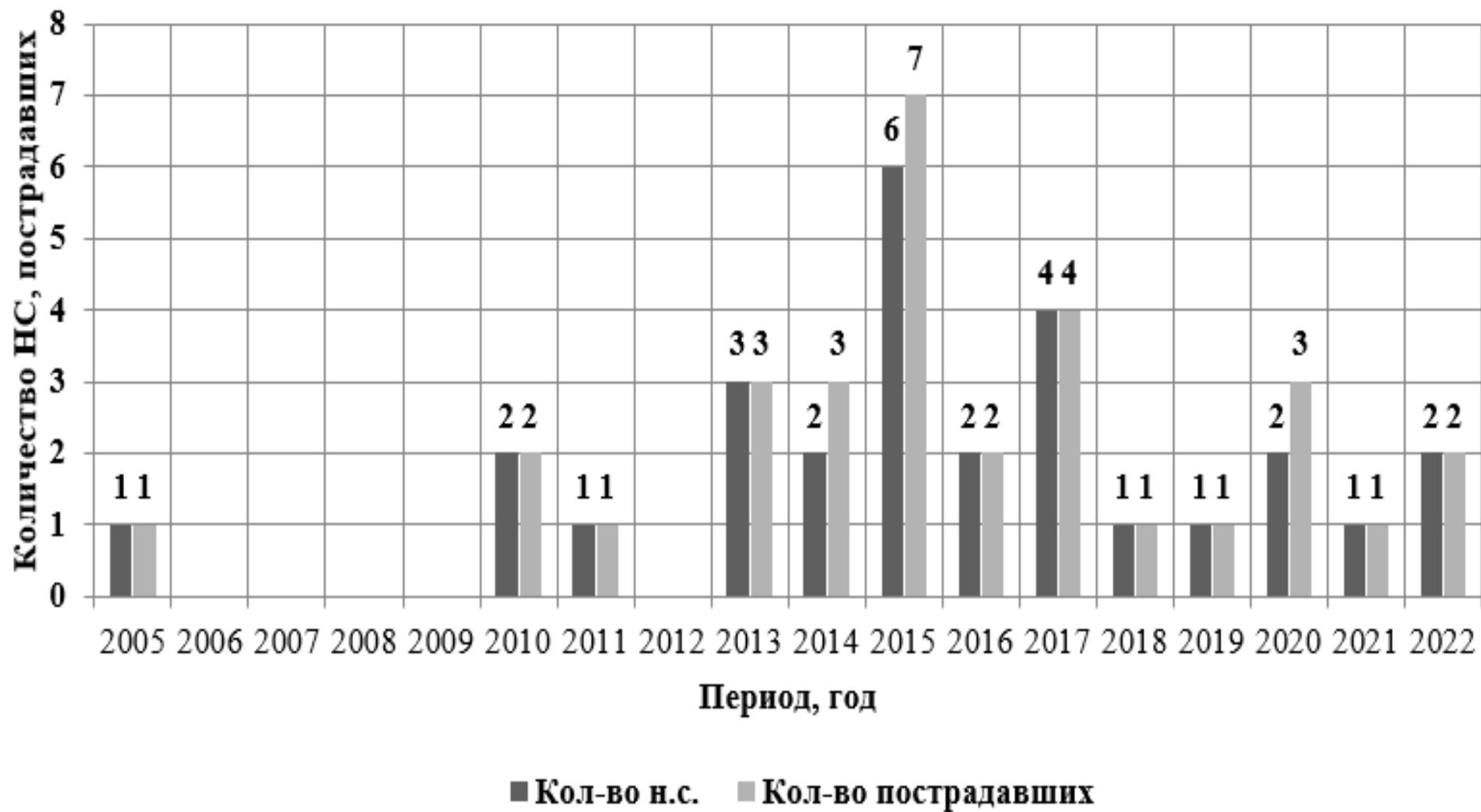


Рисунок 1 – Динамика производственного травматизма в нефтешахтной добывающей отрасли Республики Коми за период с 2005 по 2022 гг.

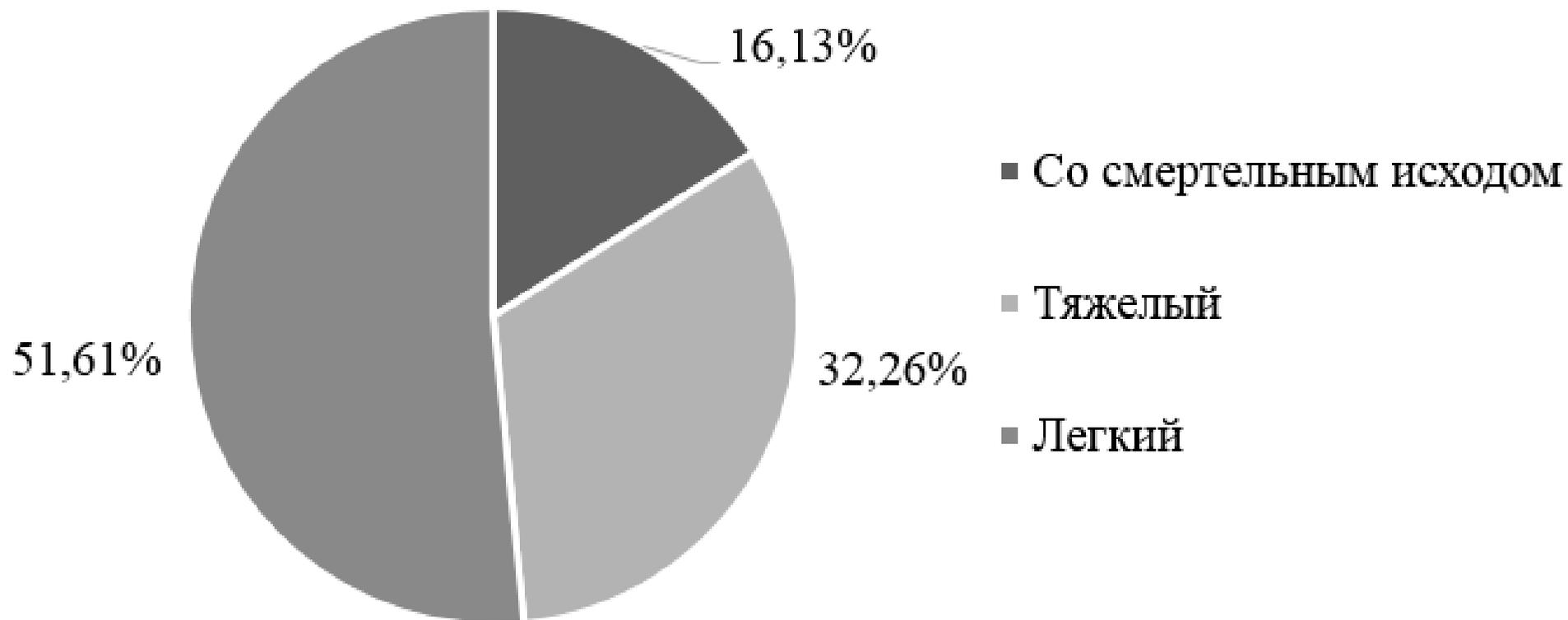


Рисунок 2 - Распределение пострадавших при несчастных случаях, произошедших в нефтешахтах за период с 2005 по 2022 г., по степени тяжести последствий.

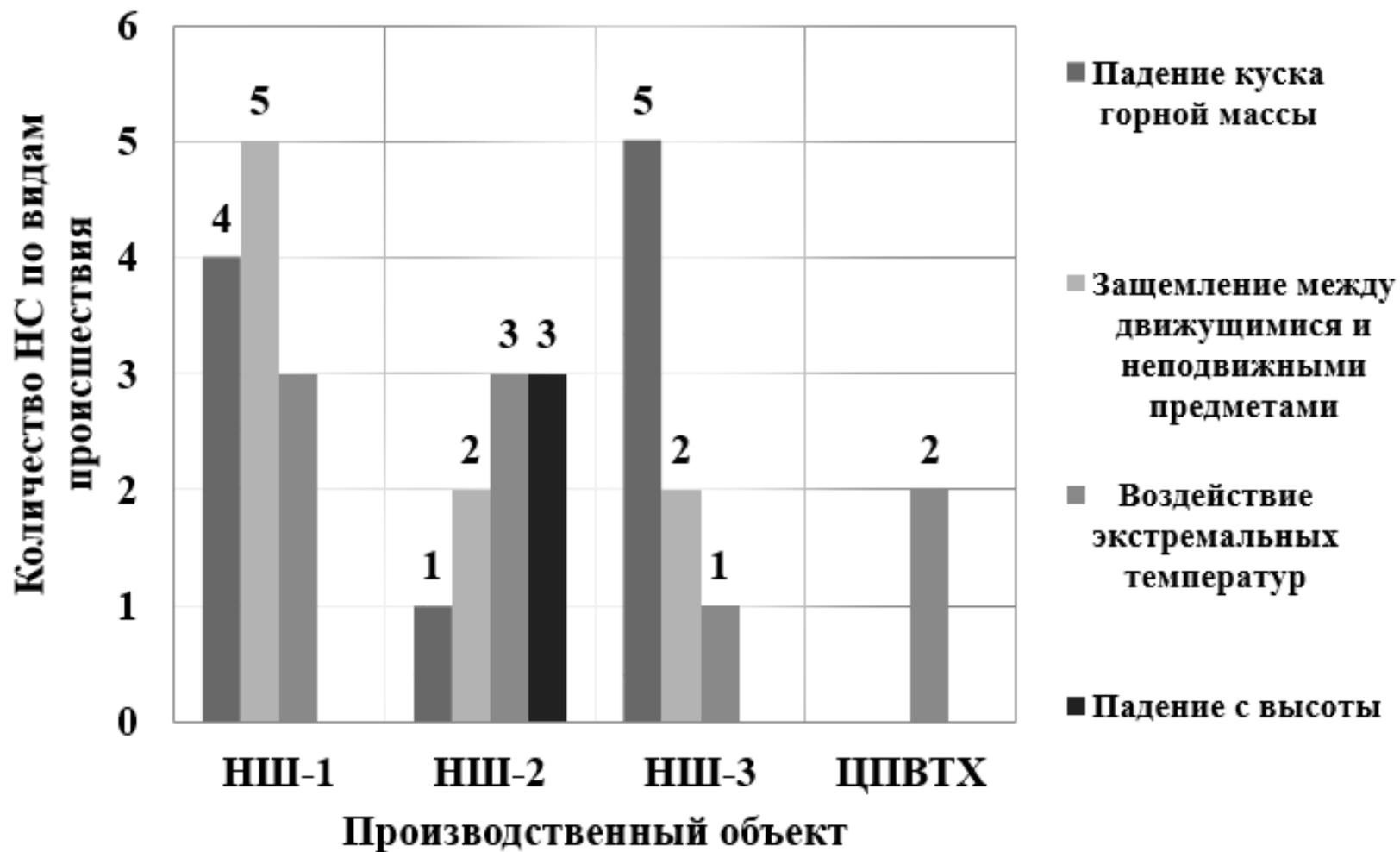


Рисунок 3 – Распределение пострадавших при несчастных случаях, произошедших в нефтешахтах за период с 2005 по 2022 г., по видам происшествия в разрезе по производственным объектам.

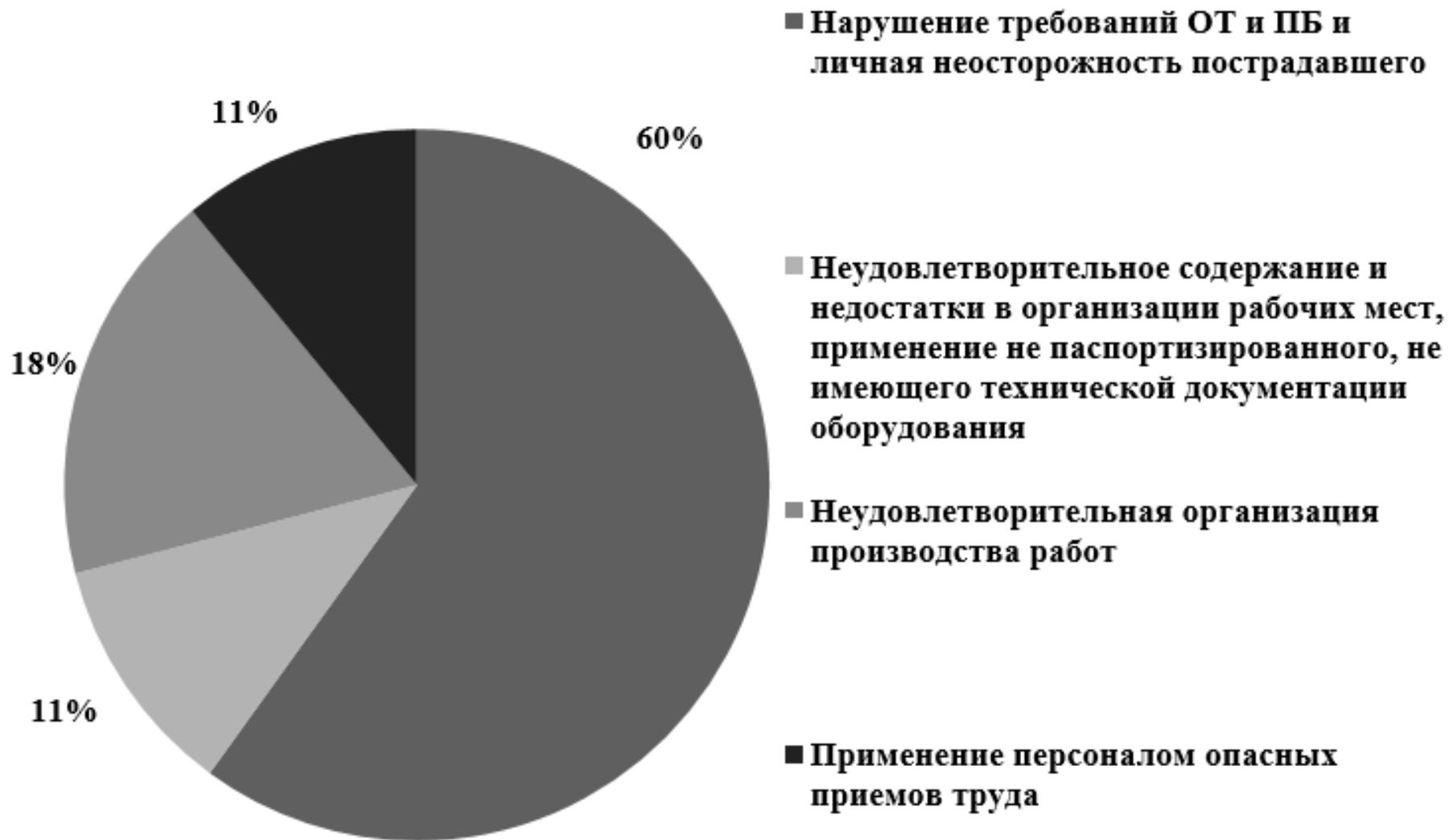


Рисунок 4 - Основные причины несчастных случаев.

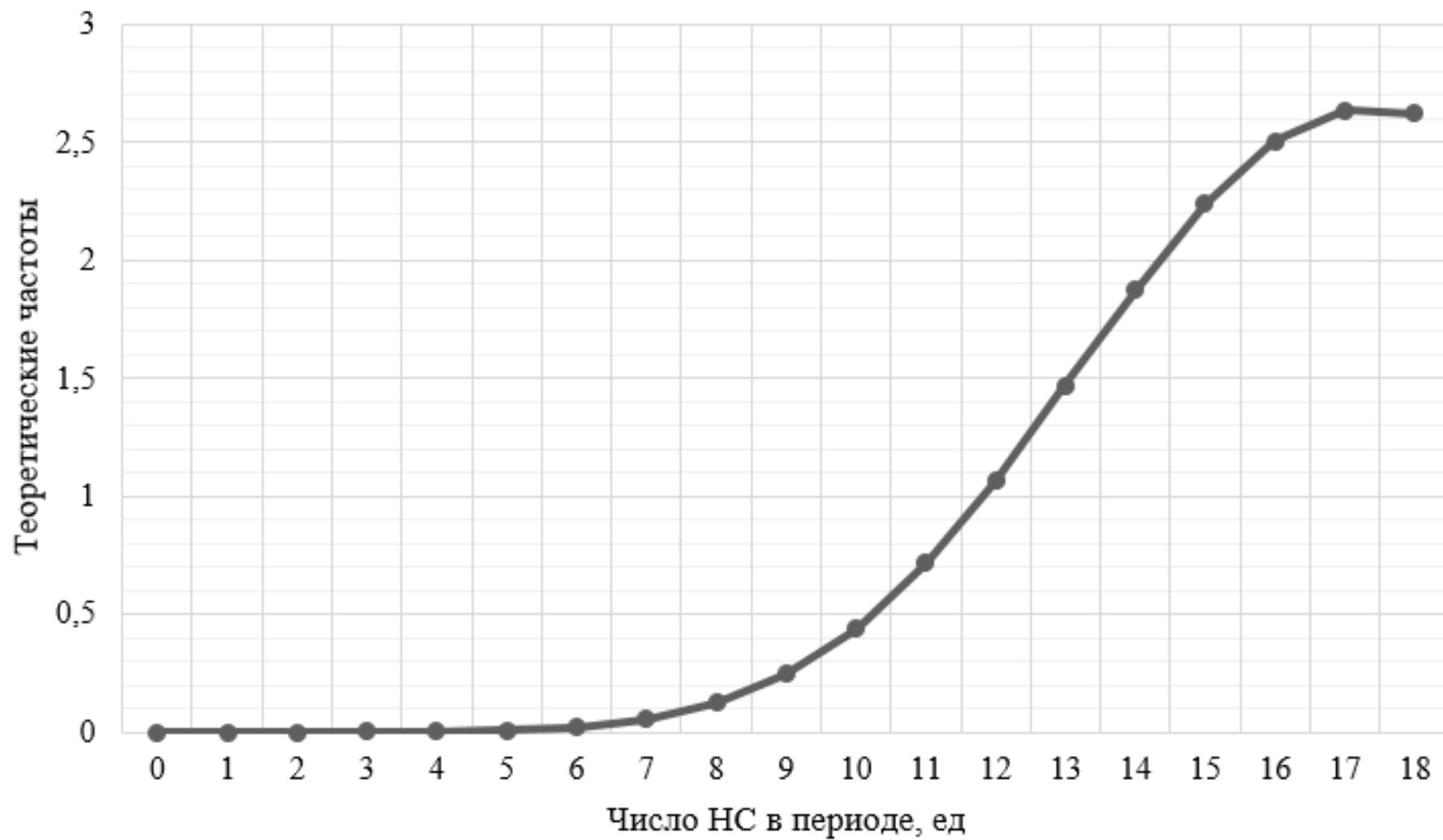


Рисунок 5 – Теоретическая кривая распределения несчастных случаев.

17 НС из 28 (60 %) от общего количества НС, случившихся за отчетный период в нефтешахтах, произошли по причине нарушения норм ОТ и ПБ и личной неосторожностью пострадавшего (рисунок 4).

Основной причиной НС (60 %) при термошахтном способе добычи нефти является нарушение требований ОТ и ПБ.

Теоретическая кривая распределения несчастных случаев представлена на рисунке 5.

Значения вероятностей травмирования и работы без травм ряда профессий Яреских нефтешахт сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Значения вероятностей травмирования и работы без травм ряда профессий Яреских нефтешахт в течении года

Профессия	$n_k$	Вероятность работы без травм за год	Вероятность травмирования за год
Проходчик	9	0,607	0,393
Крепильщик	5	0,758	0,242
Оператор по добычи нефти	3	0,847	0,153
Слесарь подземный	7	0,678	0,322
Механик	1	0,946	0,054
Мастер	1	0,946	0,054
Машинист электровоза шахтного	2	0,895	0,105
ГРП	3	0,847	0,153
Итого	31	0,179	0,821

При разработке Ярегского месторождения термошахтным способом одним из осложняющих факторов является регулярный прорыв теплоносителя в горные выработки, в результате которых произошел группой НС со смертельным исходом в 2015 году в горных выработках шахты № 2 (ПШ-325, ПШ-425, ЮВШ-2 эт., ЮОШ-2 эт.).

#### Библиографический список:

1. Фомин А.И., Малышева М.Н., Попов В.Б.. Анализ состояния производственного травматизма в Кузбассе при подземном способе добычи угля // Вестник научного центра по безопасности работ в угольной промышленности, №. 4, 2016, С. 66-73.).
2. Анализ состояния производственного травматизма в угольной отрасли Кузнецкого угольного бассейна / А. И. Фомин [и др.] // Вестник КузГТУ. 2011. № 2. С. 31–35.
3. Фомин А. И. Метод оценки компетентности персонала в сфере охраны труда на основе определения профессиональных рисков на угольных предприятиях Кузбасса // Вестник КузГТУ. 2009. № 6. С. 136–139.
4. Бердник А. Г., Грунковой Т.В. Анализ и оценка производственного травматизма подземного персонала на нефтешахтах Ярегского месторождения //Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2018. – № 2. – С. 34-40.
5. Грунковой Т.В., Бердник А. Г., Мартынцева А. С. Аналитическая оценка несчастных случаев при термошахтной добычи высоковязкой нефти // Технологии нефти и газа. – 2018. – № 3 (116). – С. 60-64.
6. Грунковой Т. В., Нор Е. В. Травмоопасные аспекты процесса освоения ТРИЗ нефти в условиях Крайнего Севера // Всероссийская научно-техническая конференция (с международным участием) «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов» : материалы конференции (8-10 декабря 2021 г.). – Ухта : УГТУ, 2021. – С. 36-38.

**Аннотация.** В данном исследовании проанализирован аспект управления персоналом в эпоху цифровизации. В ходе исследования выявлено, что в современных реалиях необходимо пересмотреть перечень функций, которые входят в структуру управления персоналом. Целесообразным выступает формирование новейших инструментариев (оборудования, программ) в отрасли HR, которые положительным образом отразятся на проведении цифровизации в системе управления персоналом, а именно, управление персоналом будет производиться более эффективно и поддерживать конкурентоспособность в цифровую эпоху.

**Ключевые слова:** цифровизация, общество, управление персоналом, технологии, система, инструменты, безопасность.

**Annotation.** This study analyzes the aspect of personnel management in the era of digitalization. The study revealed that in modern realities it is necessary to revise the list of functions that are included in the personnel management structure. It is advisable to form the latest tools (equipment, programs) in the HR industry, which will have a positive impact on digitalization in the personnel management system, namely, personnel management will be carried out more efficiently and maintain competitiveness in the digital age.

**Keywords:** цифровизация, общество, управление персоналом, технологии, система, инструменты, безопасность.

В современных реалиях Российская Федерация уделяет акцент на цифровизации экономической сферы, создавая для этого необходимые условия, которые включены в содержательную основу Указа Президента РФ от 09 мая 2017 года. Цифровизация представляет собой, в первую очередь, перечень информационных технологий, которые широко реализуется в большинстве сфер общественной жизнедеятельности, включая управление персоналом. Данная научная статья направлена на исследование феномена цифровизации в указанной сфере, а также анализируется переход от традиционной модели управления к цифровой [1, с.13].

Согласно статистическим данным, на сегодняшний день автоматизировано 36% рабочих процессов, в свою очередь, институт McKinsey прогнозирует, что 2040 году будет автоматизировано 58% производства. На основе исследований Head Hunter было выявлено, что уровень автоматизации компаний на перманентной основе повышается.

Так, в 2021-2022 годах 63 % руководителей, реализовали цифровые инструменты в рекрутировании, 42 % - в обучении и аналитике, 32% - в HR-аналитике.

В то же время, необходимо заключить, что только 56% руководства российских компаний удовлетворены программными продуктами для подбора персонала, которые выступают ключевым функционалом управления персоналом.

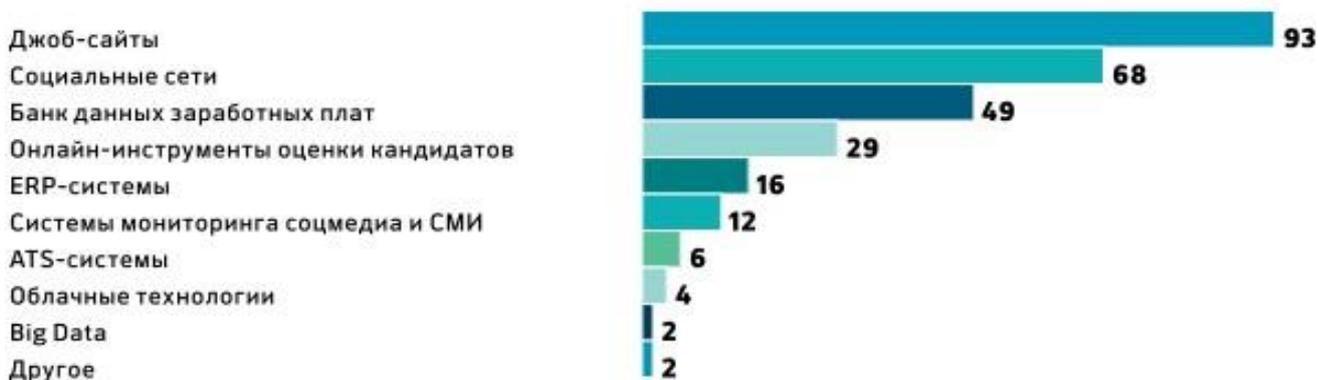
Однако, с переходом к цифровой основе системы управления персоналом в компаниях возникает необходимость изменений в нескольких ключевых направлениях. Во-первых, руководители компаний должны обучать своих сотрудников в сфере кадров новым навыкам, таким как цифровая грамотность и умение работать с технологиями. Во-вторых, компании нужно привлекать специалистов с глубокими знаниями и навыками в области цифровых технологий. В-третьих, появление новых профессий, вроде администратора Big Data и тьютора, становится неизбежным. Наконец, автоматизация системы управления персоналом становится все более важной. [3, с.78].

На Рис.1 показано изучение цифровизации управления персоналом в современных компаниях.

Цифровизация экономики обладает широким перечнем преимуществ, но в управлении персоналом необходимо проводить сокращение рабочих мест из-за автоматизации и недостатка квалифицированных сотрудников. Сбои в системе, вызванные кибератаками или ошибками, могут остановить производство. Информационная безопасность, также подвергается угрозам от хакеров, шпионажа и утечек данных. Чтобы предотвратить данные проблемы, необходимо акцентировать внимание информационной безопасности.

## КАКИЕ DIGITAL-ИНСТРУМЕНТЫ ВЫ ИСПОЛЬЗУЕТЕ В РАБОТЕ?\*

%



## КАКИЕ ДАННЫЕ ВЫ СОБИРАЕТЕ НА РЕГУЛЯРНОЙ ОСНОВЕ?\*

%



Источник: ГК HeadHunter

\* Респонденты могли выбрать несколько вариантов ответа.

Рисунок 1 - Изучение цифровизации управления персоналом в современных компаниях.

При переходе к цифровой экономике важно управлять информационными потоками в сфере управления персоналом. Для этого необходимо создать информационный кадровый банк со специалистами разных компетенций. В банк могут входить студенты, выпускники, а также опытные работники. Также нужно разработать модель компетенций для кандидатов на должность [4, с.23].

В современных реалиях руководители компаний должны задуматься о внедрении современного оборудования и программ для управления персоналом. Эта модернизация необходима для сохранения стратегической позиции на рынке в эпоху цифровых технологий. Введение инноваций поможет компаниям осуществлять более эффективное управление персоналом и поддерживать конкурентоспособность в цифровую эпоху.

### Библиографический список:

- 1.Апханова, Е. Ю. Управление персоналом в условиях цифровой экономики / Е. Ю. Апханова // The Scientific Heritage. – 2020. – № 43-3(43). – С. 12-13.
- 2.Белоногова Е.И. Основные проблемы управления развитием персонала в условиях цифровой экономики // Вестник науки и образования. - 2018. - № 13(49). - С. 63-65.
- 3.Емельянова, А. Е. Современные методы управления персоналом в условиях цифровизации / А. Е. Емельянова, Д. Г. Титаренко. — Текст: непосредственный // Молодой ученый. — 2023. — № 26 (473). — С. 77-79.

## АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

<b>А</b>		<b>З</b>		Рожкова Д. С.	80
Alexander Maslov	220	Засовская М. А.	138	Рожкова О. В.	21
<b>И</b>		Зотов Ю. Л.	138	Ростовщиков В. Б.	39, 46
Ilyin D. M.	230	<b>И</b>		Русакова Е. С.	109
<b>Л</b>		Иванченко С. Ю.	8	<b>С</b>	
Leonid Grigorev	220	Игнатик А. А.	114	Савельев Д. Ю.	84, 89
Lozhkina T. V.	230	<b>К</b>		Савин В. В.	128
<b>А</b>		Канева Х. Ф.	213	Савич В. Л.	103
Агиней Р. В.	95	Колоколова И. В.	39	Сбитнева Я. С.	46
Алефиров И. А.	134	Кореньков Б. Д.	138	Семяшкин Д. М.	65
Аскарова А. А.	74	Кудряшов А. А.	65	Сенин С. В.	61
<b>Б</b>		Кузюрин М. А.	84	Сенина О. А.	61
Бабакулов А. А.	109	Куранов А. В.	34	Сивкова Е. Р.	128
Барышникова Е. И.	246	Курбасов Е. Г.	173	Сичкар И. П.	237
Бастриков С. Н.	173	<b>Л</b>		Соходон Г. В.	226
Батманова О. А.	200	Ледницкий А. В.	254	Степацкий А. А.	176
Башкиров С. П.	242	Логачёв Ю. Л.	164	Степин Ю. П.	148
Белая И. В.	39	Логинов В. А.	123	Стрельский Д. А.	206
Белкин И. А.	258	Луценко Н. А.	177	<b>Т</b>	
Белякова А. А.	210	Лютоев А. А.	98	Ткачёв А. А.	254
Берг Н. В.	28	Лях А. А.	200	Турдиев М. Ш.	128
Бликий Р. С.	237	<b>М</b>		<b>У</b>	
Близнюков В. Ю.	148	Макаров А. И.	189	Уляшева Н. М.	155, 158, 161
Блинов П. А.	176	Малинин В. В.	103	<b>Ф</b>	
Бобылева Т. В.	206, 213	Малинин Г. В.	103	Файзулаев Э. Р.	169
Борейко Д. А.	189, 197, 210	Маракова И. А.	52	<b>Х</b>	
Борисова О. В.	112, 235	Мелехов А. В.	21	Хабаева Е. В.	98
Бороздина Д. А.	237	Миклина О. А.	55	Хайруллин А. А.	74
<b>В</b>		Михайлов В. А.	184	Хан К.	112, 235
Вагина Т. И.	34	Михеев М. А.	155, 158, 161	Хламов В. А.	197
Вергун М. Ю.	84	Мордовина И. А.	74	Хлыстов Г. Г.	254
<b>Г</b>		Морозок О. А.	15	Хозяинов В. П.	67
Габова М. Н.	103	<b>Н</b>		<b>Ц</b>	
Гореликов В. Г.	176	Некlesa Р. С.	15	Цуканова А. Н.	155, 158, 161, 164
Горобец Д. В.	89	Никишин В. В.	176	<b>Ш</b>	
Грунской Т. В.	258	Нор А. В.	142	Шмелев В. А.	148
Гусейнов Э. Б.	173	Нор Е. В.	142	<b>Я</b>	
Гущин Э. А.	121	Носкова Е. А.	89	Яворская Е. Е.	112, 123
<b>Д</b>		<b>О</b>		Яраханова Д. Г.	78
Демченко Н. П.	46	Овчарова Т. А.	52	Ярошевич В. С	134
Денисюк М. Н.	210	Овчинников В. П.	21	<b>Я</b>	
<b>Е</b>		<b>П</b>		<b>Я</b>	
Елин В. С.	95	Полубоярцев Е. Л.	55	<b>Я</b>	
<b>Ж</b>		<b>Р</b>		<b>Я</b>	
Желудова М. С.	34	Ракито О. Н.	95, 121	<b>Я</b>	
<b>Ж</b>		Родыгин А. А.	250, 265	<b>Я</b>	