

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ ПЕРЕТОКОВ, НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.245.124-027.257

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Скворцов Вадим Игоревич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дукарт Сергей Александрович	к.и.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Планируемые результаты обучения

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ _____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Скворцову Вадиму Игоревичу

Тема работы:

Разработка комплекса мероприятий по предупреждению и ликвидации перетоков, негерметичности эксплуатационной колонны на нефтяных месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№89-13/с от 30.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Геологические особенности и перспективность разработки и освоения нефтяных месторождений Западной Сибири. Причины возникновения межколонных и заколонных перетоков и негерметичности эксплуатационной колонны. Геологические условия, влияющие на нарушение герметичности эксплуатационной колонны. Последствия межколонных и заколонных перетоков и негерметичности эксплуатационной колонны. Предупреждение межколонных и заколонных перетоков и негерметичности эксплуатационной колонны. Обзор

	технологических операций и технических средств для ликвидации перетоков и негерметичности эксплуатационной колонны. Комплексный подход к проведению ремонтно-изоляционных работ на нефтяных месторождениях Западной Сибири.
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.и.н. Дукарт Сергей Александрович
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Условия возникновения межколонных и заколонных перетоков и негерметичности эксплуатационной колонны и их последствия
Технологии ликвидации перетоков и негерметичности эксплуатационной колонны на месторождениях Западной Сибири
Комплексный подход к проведению ремонтно-изоляционных работ на нефтяных месторождениях Западной Сибири
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	31.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Скворцов Вадим Игоревич		

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- ЭК** – эксплуатационная колонна;
- ЗКЦ** – заколонная циркуляция;
- РИР** – ремонтно-изоляционные работы;
- ННК** – неокомский нефтегазоносный комплекс;
- ОЗЦ** – ожидание затвердения цементного раствора;
- ОК** – обсадная колонна;
- ММП** – многолетнемерзлые породы;
- УВ** – углеводороды;
- АВПД (АНПД)** – аномально высокие (низкие) пластовые давления;
- ППД** – поддержание пластового давления;
- ВНК** – водонефтяной контакт;
- ВНЭ** – водонефтяная эмульсия;
- ГГП** – глубинные гамма-плотномеры;
- АКЦ** – акустический контроль качества цементирования скважин;
- ГГКЦ** – гамма-гамма контроль цементирования скважин;
- ПГИ** – промыслово-геофизические исследования;
- ВМЦ** – водный микроцементный раствор;
- ПТЦ** – тампонажный портландцемент;
- ПАВ** – поверхностно-активное вещество;
- СПО** – спускоподъемные операции;
- ПМ (ПМЗ)** – пробки мостовые (заливочные);
- ГУК** – гидравлическая установочная компоновка;
- НКТ** – насосно-компрессорные трубы;
- ВПЗ** – водоплавающая залежь;
- ОИЗ** – остаточные извлекаемые запасы;
- ИННК** – импульсный нейтрон-нейтронного каротаж;
- ПГИ** – промыслово-геофизические исследования;
- ГТМ** – геолого-технические мероприятия.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 108 страниц, в том числе 39 рисунков, 24 таблицы. Список литературы включает 53 источника. Работа содержит 7 приложений.

Ключевые слова: межколонные и заколонные перетоки, эксплуатационная колонна, негерметичность колонны, ремонтно-изоляционные работы, технологии восстановления герметичности, высокая обводненность.

Объектом исследования являются технологии и технические средства по предупреждению и ликвидации межколонных и заколонных перетоков и негерметичности эксплуатационной колонны (ЭК).

Цель исследования – анализ комплекса мероприятий по предупреждению и ликвидации межколонных и заколонных перетоков и негерметичности эксплуатационной колонны на месторождениях Западной Сибири.

В процессе исследования были рассмотрены причины возникновения межколонных и заколонных перетоков и нарушений герметичности эксплуатационной колонны, а также методы определения дефектных интервалов как источников обводнения. Проведён обзор существующих технологий и технических средств, применяющихся для предупреждения и ликвидации межколонных и заколонных перетоков и восстановления герметичности ЭК на месторождениях Западной Сибири. Произведен анализ комплекса мероприятий по проведению ремонтно-изоляционных работ (РИР) на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

Область применения: фонд добывающих и нагнетательных скважин на месторождениях Западной Сибири.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 УСЛОВИЯ ВОЗНИКНОВЕНИЯ МЕЖКОЛОННЫХ И ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ И НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ И ИХ ПОСЛЕДСТВИЯ.....	11
1.1 Геологические особенности и перспективность разработки и освоения нефтяных месторождений Западной Сибири.....	11
1.2 Причины возникновения межколонных и заколонных перетоков и негерметичности эксплуатационной колонны.....	13
1.3 Геологические условия, влияющие на нарушение герметичности эксплуатационной колонны	21
1.4 Последствия межколонных и заколонных перетоков и негерметичности эксплуатационной колонны.....	25
2 ТЕХНОЛОГИИ ЛИКВИДАЦИИ ПЕРЕТОКОВ И НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	29
2.1 Предупреждение межколонных и заколонных перетоков и негерметичности эксплуатационной колонны.....	29
2.2 Обзор технологических операций для ликвидации перетоков и негерметичности эксплуатационной колонны.....	34
2.3 Обзор технических средств для ликвидации перетоков и негерметичности эксплуатационной колонны.....	49
3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПРОВЕДЕНИЮ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.....	59
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	68
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения РИР с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	69
4.2 Бюджет научно-технического исследования (НТИ).....	71
4.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	74
4.4 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия....	75
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	82
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .	82
5.2 Производственная безопасность	84

5.2.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	85
5.3.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	88
5.3 Экологическая безопасность	91
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	92
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	94
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	95
Приложение А	101
Приложение Б.....	102
Приложение В	104
Приложение Г	105
Приложение Д	106
Приложение Е.....	107
Приложение Ж	108

ВВЕДЕНИЕ

Большинство месторождений Западной Сибири находятся на поздней стадии разработки, что в свою очередь говорит об износе оборудования и эксплуатационных колонн и высокой обводненности продукции (около 90%), приводящей к снижению экономических показателей. Одной из главных причин обводнения является межколонная и заколонная циркуляция (ЗКЦ) флюида. В связи с этим имеется риск разгерметизации устьевого оборудования, нарушения целостности обсадных колонн и, как следствие, выхода флюидов на «дневную поверхность».

Увеличение долговечности скважин имеет актуальное значение. Промысловый опыт показывает, что при сроке службы скважин до 10 лет около 75% геологических запасов подлежат потере, от 10 до 20 лет – 25 — 50 %, а при эксплуатации длительностью в 30 лет всего лишь 10 – 15 %.

Случаи возникновения заколонных перетоков и межколонных давлений в скважинах встречаются довольно часто. Их относят к технически неисправным, согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [1]. Такие скважины требуют проведения трудоемких и дорогостоящих ремонтных работ, а в случае невозможности ликвидации дефектов подлежат включению в бездействующий фонд и консервации.

В настоящее время не существует единого метода предотвращения возникновения заколонных перетоков на этапе строительства или устранения циркуляции в процессе эксплуатации скважин. Каждый случай требует разработки комплекса мероприятий по решению данной проблемы, при котором очередная технология должна обладать селективностью.

В этой связи, устранение заколонных перетоков и межколонных давлений при строительстве и эксплуатации скважин, установление причин негерметичности ЭК и выбор наиболее эффективного способа ремонтно-изоляционных работ для конкретных условий является весьма важной и нерешенной до настоящего времени научно-технической проблемой.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ мероприятий по предупреждению и ликвидации межколонных и заколонных перетоков и негерметичности эксплуатационной колонны на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

1. Рассмотреть условия возникновения перетоков и негерметичности ЭК;
2. Проанализировать технологии по предупреждению и устранению перетоков и негерметичности ЭК;
3. Проанализировать комплекс мероприятий, направленных на повышение эффективности ремонтно-изоляционных работ по ликвидации перетоков и негерметичности ЭК на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

1 УСЛОВИЯ ВОЗНИКНОВЕНИЯ МЕЖКОЛОННЫХ И ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ И НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ И ИХ ПОСЛЕДСТВИЯ

1.1 Геологические особенности и перспективность разработки и освоения нефтяных месторождений Западной Сибири

Крупнейшая нефтегазоносная провинция в России – это Западная Сибирь, здесь открыто около 500 месторождений, что составляет 73% от разведанных запасов нефти. Суммарные запасы углеводородного сырья составляют более 25% всех мировых запасов. Именно благодаря открытию уникальных месторождений на данной территории, Россия вышла в лидеры среди нефтедобывающих стран мира. Почти за 30 лет здесь добыто 6 млрд тонн сырой нефти (45% от общей добычи нефти). От предприятий топливно-энергетического комплекса Западной Сибири приходит более 40% в федеральный бюджет Российской Федерации. [2]

Огромные залежи углеводородов сосредоточены в основном в меловых и юрских отложениях, основная часть нефтеносных продуктивных горизонтов залегает на глубинах 2000 – 3000 м. Однако на данный момент объектов этого возраста становится все меньше, что в свою очередь приводит к необходимости нефтеразведки других, более молодых геологических образований. Основным промышленно-перспективным объектом является неокомский нефтегазоносный комплекс (ННК), который характеризуется значительными начальными запасами углеводородов и сложностью строения.

В Западной Сибири располагается крупнейший нефтегазоносный бассейн, площадь которого составляет около 3,5 млн. кв. м. Сюда входят Томская, Курганская, Омская, Тюменская, Свердловская, Челябинская и частично Новосибирская области, а также Алтайский и Красноярский края.

Самый богатый нефтяной регион России – Ханты-Мансийский автономный округ (ХМАО), значительные ресурсы нефти содержатся в

баженовской свите («сланцевая нефть»). В ХМАО добывается две трети всей российской нефти, открыто 273 нефтяных месторождений, 120 из которых разрабатываются. Долгосрочная разработка данных месторождений привела к высокой обводненности продукции (80 – 90%).

Ямало-Ненецкий автономный округ (ЯНАО) также богат нефтяными ресурсами. Здесь открыто 129 нефтяных месторождений, 26 из которых в разработке, которые содержат в себе 42 % всех разведанных нефтяных запасов России. Сравнивая запасы ЯНАО и ХМАО, то нефти, добываемые на месторождениях ЯНАО, характеризуются высокими значениями плотности и вязкости.

Третье место в списке Западной Сибири занимает Томская Область. Здесь открыто 84 нефтяных месторождений, 18 из которых разрабатываются. Самыми крупными являются Первомайское, Советское, Игольско-Таловое и Лугинецкое. Стоит отметить, что, по прогнозным данным, количество неразведанных нефтяных ресурсов превышает разведанных в 1,8 раз. Это говорит о том, что разработка месторождений в данном регионе будет осуществляться еще долгие годы.

Самыми известными нефтяными месторождениями Западной Сибири со значительными объемами являются Самотлорское, Стрежеевое, Шаимское, Усть-Балыкское и Мегионское. Самым крупным в России является Самотлорское нефтяное месторождение, запасы которого составляют 7,1 млрд. тонн углеводородного сырья.

Крупнейшими отечественными месторождениями являются: Приобское нефтяное месторождение (начальные запасы – более 700 млн. тонн), Федоровское нефтяное месторождение (700 млн. тонн), Мамонтовское нефтяное месторождение (600 млн. тонн), Русское газонефтяное месторождение (400 млн. тонн).

В 2020 году компанией ПАО «НК Роснефть» открыто новое Западно-Иркинское нефтяное месторождение в западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба на левом берегу реки Енисей.

Ученые предполагают открытие крупной нефтегазоносной области на севере Красноярского края, аналогичной центральным районам Западной Сибири.

Интенсивное освоение нефтяных запасов и старение эксплуатационных скважин привели к обводнению и снижению углеводородных ресурсов. Появилась необходимость добычи трудноизвлекаемых запасов. Всё это повлекло за собой увеличение затрат на проведение геологической разведки, разработку новых месторождений и внедрение современных технологий нефтедобычи и ремонта скважин.

1.2 Причины возникновения межколонных и заколонных перетоков и негерметичности эксплуатационной колонны

Проблема заколонных перетоков существует долгие годы и по сей день. В связи с развитием нефтяной и газовой промышленности и увеличением добычи, её решение является важной задачей для предприятий в данной сфере. Анализ опыта работы крупнейших нефтяных и газовых компаний мира показывает, что эта проблема не зависит от условий конкретного нефтяного месторождения и обусловлена:

- снижением гидростатического давления на пласт за колонной при схватывании тампонажного раствора и усадке цементного камня после его затвердевания;
- низкой трещиностойкостью цементного кольца и его разрушением при испытании колонн на герметичность избыточным давлением и при проведении некоторых технологических операций в скважине;
- негерметичностью резьбовых соединений эксплуатационной колонны и элементов устьевого оборудования.

Первые проявления заколонных перетоков могут возникать еще в процессе ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ). Ученые склоняются к тому, что движение пластового флюида в заколонное пространство происходит за счет

силы, обусловленной градиентом давления. Данное явление возникает в связи с разницей пластового и заколонного (гидростатического) давлений, которая в свою очередь постепенно увеличивается с затвердеванием цементного раствора.

Таким образом, в какой-то момент времени давление столба цементного раствора становится ниже пластового давления и флюид из пласта начинает двигаться по заколонному пространству. Анализируя причины появления этих каналов, можно условно их разделить на две группы: появляющиеся во время ОЗЦ и появляющиеся после ОЗЦ.

Причины появления каналов в заколонном пространстве во время ОЗЦ

Во время ОЗЦ есть вероятность появления каналов в цементном камне.

На этапе строительства скважины при спуске и цементировании обсадной колонны (ОК) могут возникнуть осложнения, связанные с нарушением разобщённости продуктивных пластов. Например, из-за неверного расположения центраторов появляется проблема, обусловленная эксцентриситетом колонным (разницы размеров кольцевого пространства). Как и любая жидкость, цементный раствор движется по участкам наименьшего сопротивления, поэтому эффективное вытеснение будет осуществляться только в широких участках. А зоны сужения останутся незаполненными, что повлечет за собой миграцию флюида (рисунок 1, область А).

Есть вероятность поступления газа в ствол скважины в связи с неправильно подобранной плотностью раствора (рисунок 1, область Б). С течением времени с изменениями температуры и давления в цементе образуются зазоры, которые вызовут нарушение герметичности. Также ослабления могут образоваться при отложениях глинистых корок и загрязнении (рисунок 1, область В). Их образование обусловлено низкой скоростью жидкости при промывке скважины [3].



Рисунок 1 – Плохое разобшение [3]

Преждевременное загустевание и чрезмерная водоотдача создают свободное пространство в столбе цемента, в которое поступает флюид (рисунок 2).

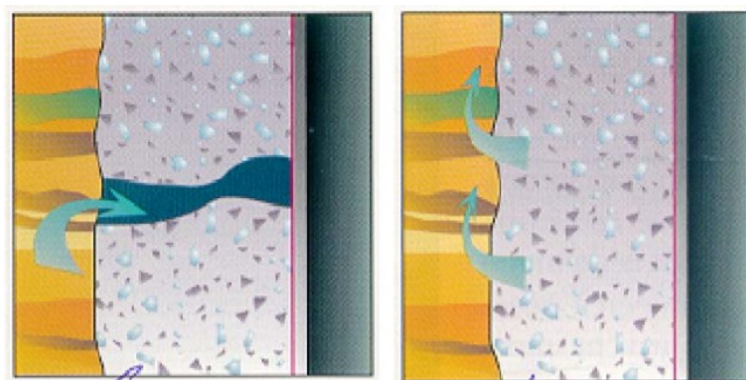


Рисунок 2 – Преждевременное загустевание и чрезмерная водоотдача [4]

Высокопроницаемые цементные растворы создают некачественную изоляцию, оказывающую слабое сопротивление потоку флюида (рисунок 3). Высокая объёмная усадка цемента ведёт к образованию микрокольцевого пространства (рисунок 4).

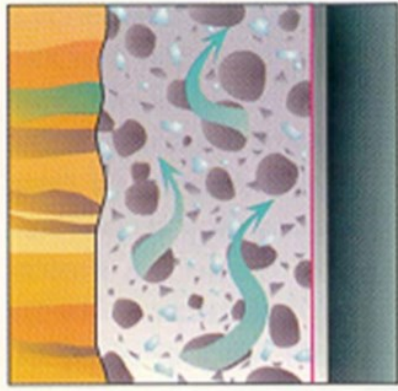


Рисунок 3 – Высокая проницаемость цементного раствора [3]



Рисунок 4 – Высокая объемная усадка цементного раствора [3]

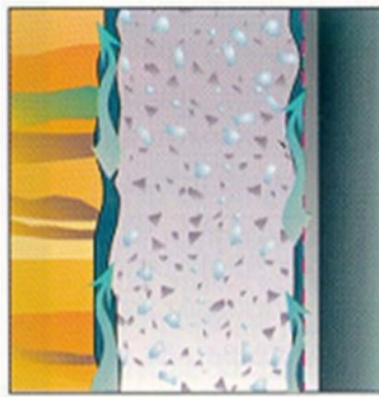


Рисунок 5 – Плохие адгезионные свойства цемента и поверхности обсадных труб [3]

Причины появления каналов в заколонном пространстве после ОЗЦ

Даже качественное цементирование может оказаться неэффективным из-за последующего изменения режима нагружения скважины, связанного с:

- изменением температуры и давления;
- испытанием обсадных колонн на герметичность избыточным давлением, которое осуществляется после ОЗЦ;
- перфорацией обсадных колонн;
- ударами долота и бурильных труб о стенки обсадной колонны;
- воздействием тектонических напряжений.

Под действием тектонических напряжений и резкого увеличения давления или температуры в скважине цементное кольцо может треснуть или даже распасться на куски. Смещение обсадной колонны, вызываемое общей

усадкой цементного камня или понижением температуры и давления в скважине, может привести к одновременному изменению касательных и радиальных напряжений (рисунок 6) и последующему разрушению цемента под действием растяжения или сжатия, либо его отрыву от обсадной колонны или пород с образованием микрозазоров (рисунок 7) [3].

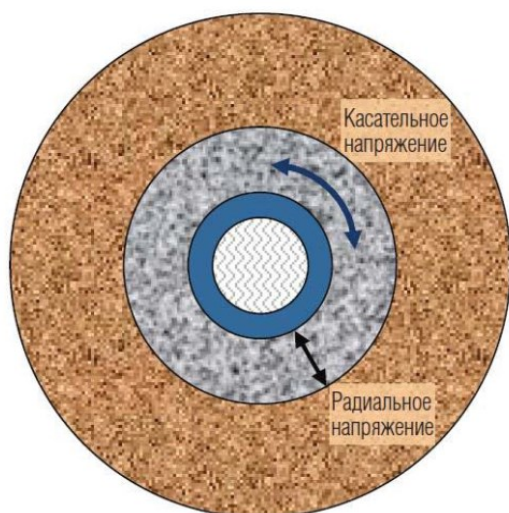


Рисунок 6 – Образование трещин и микрозазоров [4]

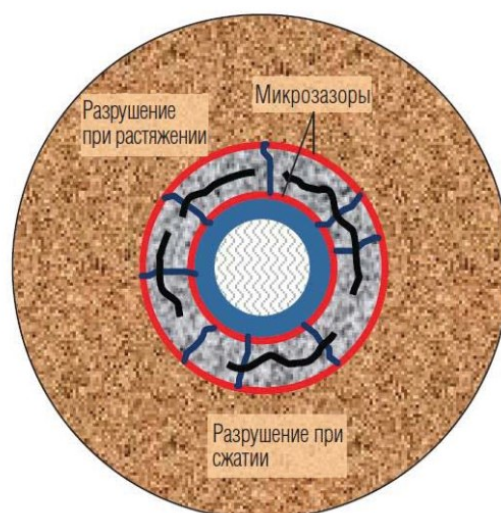


Рисунок 7 – Образование трещин и микрозазоров [4]

В связи с появлениями каналов в цементном кольце после бурения скважин есть риск обводненности флюида. Как и любая жидкость, вода устремляется в участки с наименьшим сопротивлением. То есть при снижении пластового давления вода из вышележащих водоносных пластов через образованные каналы перетекает в залежь.

Чтобы избавиться от неприятных последствий, необходима разработка нового подхода к системе эксплуатации, который в первую очередь должен быть направлен на обеспечение герметичности заколонного пространства во избежание неблагоприятных перетоков. При проектировании разработки следует предусмотреть комплекс геолого-промысловых мероприятий по сохранению пластовой энергии всех продуктивных отложений месторождения и поддержанию пластового давления в нефтяных пластах.

Дефект металлургического происхождения

Поскольку главной задачей эксплуатационных колонн является перекрытие продуктивных горизонтов, в процессе добычи нефти и газа на ЭК действуют внутренняя нагрузка, вызываемая давлениями при подъеме флюида, и внешняя, создаваемая источниками снаружи. Также большое влияние оказывают температурные перепады. При увеличении глубины на 100 м происходит повышение температуры примерно на 3 – 4 °С. Поэтому воздействия по длине ЭК динамичны во времени. Большую роль в подборе материала труб играет учет непостоянства нагрузок, произведенный с помощью предварительных расчетов механических свойств.

Трубы и муфты должны быть изготовлены из стали одной и той же группы прочности. Все показатели определяются в соответствии с ГОСТ 632-80. Характеристики стали разных групп прочности представлены в таблице 1. Нарушения регламента и пренебрежение существующими рекомендациями могут являться причиной нарушения герметичности ЭК.

Таблица 1 – Характеристики стали разных групп прочности [5]

Наименование показателя	Норма механических свойств для стали групп прочности							
	Д		К	Е	Л	М	Р	Т
	Исполнение		Исполнение					
А	Б	Б						
Временное сопротивление, не менее, МПа (кгс/см)	655 (66,8)	637 (65,0)	687 (70,0)	689 (70,3)	758 (77,3)	862 (87,9)	1000 (101,9)	1103 (112,5)
Предел текучести, не менее, МПа (кгс/мм ²)	379 (38,7)	373 (38,0)	490 (50,0)	552 (56,2)	655 (66,8)	758 (77,3)	930 (94,9)	1034 (105,5)
не более, МПа (кгс/мм ²)	552 (56,2)	-	-	758 (77,3)	862 (87,9)	965 (98,4)	1137 (116,0)	1241 (126,5)
Относительное удлинение, d_s , %, не менее	14,3	16,0	12,0	13,0	12,3	10,8	9,5	8,5

Резьбовые соединения

По мнению ряда исследователей [6] основными причинами возникновения межколонных и заколонных проявлений являются разгерметизация резьбовых соединений обсадных труб и нарушение сварных

швов и пакерных узлов колонной головки с обсадными колоннами. Нарушение герметичности резьбовых соединений могут возникать вследствие недостаточной степени свинчивания очередной трубы с обсадной колонной, пренебрежения применением или некорректного использования специальной смазки и уплотнителей, нарушения соосности резьбовых концов свинчиваемых труб и муфт, а также при чрезмерных растягивающих нагрузках, когда происходит выход трубы из муфты.

Для полного скручивания труб используют гидравлический ключ с установленным манометром, который определяет силу свинчивания.

Особое внимание также уделяется смазочным работам. Оценка и испытания резьбовых смазок производятся в соответствии с ГОСТ Р ИСО 13678-2015 [7].

Коррозионная среда

Воздействие коррозионной среды может происходить как с внешней стороны обсадных труб, так и с внутренней. Коррозия несет язвенный характер и может образовывать сквозные отверстия в трубах. Имеет свойство неравномерного развития. Последствия такого воздействия представлены на рисунке 8.



Рисунок 8 – Коррозионное поражение подземного оборудования добывающих скважин

Образование внешней коррозии происходит в результате низкой термодинамической устойчивости металла в условиях пластовых вод. Чтобы предотвратить коррозию обсадной колонны в первую очередь необходимо исключить межпластовые перетоки посредством цементирования. Так как в

интервалах, в которых отсутствует цементный камень, возможно просачивание пластовой жидкости в затрубное пространство, которая в свою очередь благополучно влияет на скорость развития коррозионной среды. Важную роль играет противокоррозионная защита. На данный момент на стальные изделия и конструкции либо совсем не наносят защитное покрытие, либо оно настолько слабо, что не способно выдержать длительную эксплуатацию.

Нефть и газ содержит в своем составе различные примеси в виде сернистых и кислородсодержащих соединений, которые способствуют развитию внутренней коррозии, ухудшению свойств металла. Также большую роль играет обводненность добываемой продукции. В случае, когда обводненность нефти достигает 50% и водяная эмульсия становится нестабильной, происходит выделение отдельных капель воды.

В случае закачки воды в нагнетательные, или каких-либо реагентов в добывающие скважины необходимо учитывать степень минерализации, количество взвешенных частиц (КВЧ), химический состав жидкости, так как это влияет на состояние металла ЭК.

Подводя итог особенностям формирования путей перетоков флюида из продуктивных в вышележащие отложения по заколонному пространству скважин, следует отметить:

- пути техногенных заколонных перетоков в отдельных случаях могут формироваться уже в процессе строительства и расширяться в процессе последующей «жизни» скважин;
- заколонные проявления могут быть обусловлены двумя основными причинами: перетоками флюида из продуктивного пласта в вышележащие отложения по некачественной цементной крепи или негерметичностью самих обсадных колонн, а также устьевого оборудования;
- техногенные перетоки могут осуществляться по многим каналам, сформированным в заколонном пространстве в результате действия комплекса причин: проведение ремонтных работ в скважинах, связанных с разбуриванием

мостов, промывки пробок и др. работы, сопровождающиеся спускоподъемными операциями (СПО), которые способствуют снижению качества заколонной крепи скважин.

1.3 Геологические условия, влияющие на нарушение герметичности эксплуатационной колонны

Геологический разрез Западной Сибири представляет собой совокупность глин, глинистых сланцев, алевролитов и песчаников. В участках расположения глинистых пород возможны обвалы стенок скважин, образование каверн.

В целом геологические условия оказывают небольшое влияние на герметичность эксплуатационной колонны. Но все же необходимо учитывать физико-механические свойства пород, такие как: прочность, упругость, пластичность, хрупкость, твердость, абразивность, плотность, пористость, водопроницаемость, плавучесть и устойчивость. Исходя из этого нужно подобрать подходящие инструменты и продумать технологию бурения для правильного строительства скважин, чтобы в дальнейшем избежать нарушение герметичности ЭК. Поэтому далее будут рассмотрены явления, на которые необходимо обращать внимание при бурении скважин.

Набухание горных пород

Набухание происходит в связи с прохождением уплотненных глин, аргиллитов или глинистых сланцев. Особенно там, где присутствует большое количество монтмориллонита. Причиной появления данного осложнения чаще всего является увлажнение глин буровым раствором или его фильтратом. Такое явление сопровождается повышением давления на выкиде буровых насосов и затяжками и прихватами бурильной колонны.

Нагрузка ползучести на обсадную колонну

С течением времени высокопластичная порода под действием постоянного напряжения все больше поддается деформации. К таким относятся

глины, глинистые сланцы, песчанистые глины, аргиллиты, ангидриты. А значит создается дополнительная нагрузка на ОК. Возможно увеличение нагрузки ползучести горных пород до такой степени, что обсадная колонна ее не сможет выдержать. В этом случае деформации поддается уже ОК, что приводит к её разрушению. Чем больше глубина спуска колонны и выше температура, тем заметнее сказывается данное явление.

Процесс ползучести делится на три этапа: первый этап – этап первоначальной ползучести с постепенно уменьшающимся темпом деформации, второй – стабильной ползучести с неизменным темпом деформации и третий – ускоренной ползучести с высоким темпом деформации. Из-за того, что горные породы находятся в трехосном напряженном состоянии, третья стадия не наступает [8]. График ползучести представлен на рисунке 9.

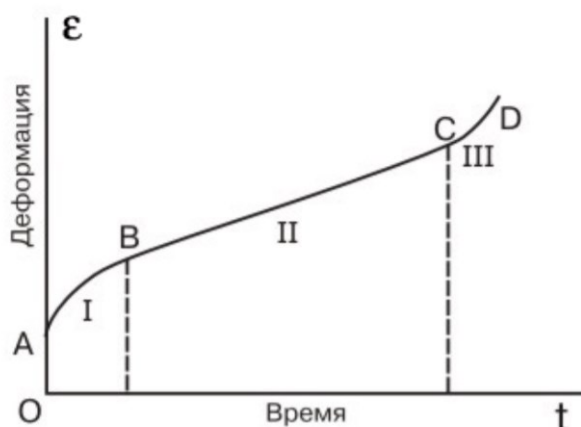


Рисунок 9 – Три стадии кривой ползучести

Чтобы предотвратить разрушение ОК в интервалах воздействия нагрузки ползучести горных пород, необходимо использовать стенки с увеличенной толщиной.

Растворение горных пород

Явление растворения возникает при прохождении колонны соляных пород. Причиной является неправильный выбор рецептуры бурового раствора и технологии проходки интервала. Характерные признаки данного осложнения – это интенсивное кавернообразование и течение пластов. А значит при спуске обсадной колонны будут образовываться новые препятствия (трение,

отклонение от траектории спуска, сальникообразование), возможно ухудшение качества цементирования, так как в интервалах кавернообразования будут появляться дополнительные перетоки флюида, что повлечет за собой нарушение герметичности колонны. Также возможна закупорка перфорационных отверстий и дополнительный вынос примесей с добываемой продукцией. Что приведет к снижению дебита, необходимости производства дополнительных мероприятий по очистке ПЗП или установки фильтра.

Многолетнемерзлые породы

Более половины территории Российской Федерации занимают многолетнемерзлые породы (ММП), являющейся основной базой добычи углеводородов (УВ).

В ближайшем будущем среднегодовая температура на территории России будет повышаться примерно на 2°C, а значит ожидается оттаивание мерзлых пород. При бурении скважины, а то есть при тепловом воздействии на мерзлую породу происходит 20 % аварий в Сибири.

Данное осложнение может привести к кавернообразованию, последствиями которого может быть застой бурового раствора, который не позволит произвести качественное цементирование, а значит приведет к появлению дополнительных перетоков, что повлияет на герметичность ЭК. С экологической точки зрения образование каверн может привести к загрязнению водоносного горизонта.

Исходя из того, что большую часть территории РФ занимают ММП необходимо учитывать расстояния взаимного расположения скважин. При очень близком нахождении скважин друг относительно друга есть вероятность таяния ММП, что повлечет за собой обвалы и просадки грунта, осложняющие процесс бурения и эксплуатации скважин.

Также к последствиям эксплуатации скважин на участках с ММП можно отнести гидратообразование. Такие отложения на стенках создают дополнительное давление и как следствие разрушают металл, что снова может являться причиной нарушения герметичности колонны.

Как было сказано ранее, с увеличением глубины происходит повышение температуры породы. То есть при бурении кроме буровых инструментов тепловое воздействие могут оказывать и нижележащие породы. В итоге многократного таяния и замерзания в породе могут образовываться трещины.

Во избежание нарушения герметичности ЭК в районах залегания ММП материал труб должен быть подобран таким образом, чтобы выдерживать давления, возникающие при циклических растеплении и промерзании.

Аномально высокие пластовые давления (АВПД)

Аномально высокое пластовое давление – это давление, действующее на флюиды (воду, нефть, газ), содержащиеся в поровом пространстве породы, величина которого превышает значение нормального (гидростатического) [9].

Высокое давление флюида необходимо учитывать при проектировании конструкции скважин и технологии бурения, иначе существуют риски возникновения аварийных ситуаций и осложнений, таких как ГНВП, открытые фонтаны, а в дальнейшем и смятия обсадных колонн.

АВПД серьезно осложняют не только бурение и испытание продуктивных скважин, но и напрямую влияют на качество крепления скважин, нарушение целостности обсадных колонн при эксплуатации, то есть на потерю герметичности ЭК, и в конечном итоге могут привести к преждевременному выходу из строя самой скважины [10].

Также стоит отметить, что геологические факторы незначительно влияют на частоту появления негерметичности [11]. Решающими факторами являются строгое соблюдение технологии в процессах строительства и эксплуатации скважин, а также грамотный подбор оборудования с учетом всех физико-механических свойств горных пород, слагающих разрез объекта разработки.

1.4 Последствия межколонных и заколонных перетоков и негерметичности эксплуатационной колонны

Перетоки пластовых флюидов, возникающие при освоении и эксплуатации нефтегазовых скважин существенно снижают достоверность получаемой из скважин геологической информации, приводят к невосполнимым потерям нефти и газа, загрязнению недр, создают угрозу пожаров и т.д.

Главный фактор, проявляющийся вследствие заколонных перетоков и нарушения герметичности ЭК, – это резкий рост обводненности продукции. Дебит воды увеличивается за счет ее притока из ранее не вскрытого пласта. Очевидно, что высокие значения обводненности будут достигнуты в любом случае, так как основным, самым распространенным и применяемым почти на всех нефтегазовых месторождениях методом увеличения нефтеотдачи пластов является заводнение.

Таким образом, изменения количества добываемой нефти и воды с учетом процесса искусственного поддержания пластового давления (ППД) являются запланированными и рассчитанными, а все показатели моделируются согласно проекту разработки, в котором заранее подразумевается ввод нагнетательных скважин, определены их количество и порядок запуска, а также сетка размещения скважин на объекте. Внезапный рост дебита воды, вызванный нарушением герметичности ЭК, приводит к отклонению процесса и, помимо этого, создает ряд трудностей.

Поэтому в процессе изучения и разработки промышленного объекта важным параметром является уровень водонефтяного контакта (ВНК), так как от него зависит расчётное значение геологических запасов, полученное в результате подсчета объемным методом. Также от уровня ВНК зависят положения внутреннего и внешнего контуров нефтеносности. В частности, по этим данным принимаются решения о проведении опытно-промышленных работ.

В процессе разработки месторождения уровень ВНК необходимо постоянно отслеживать не только для уточнения запасов, но и для оперативного вмешательства в случае приближения ВНК к перфорированной части скважины. Если уровень поднимется высоко, то может образоваться конус обводнения, из-за чего некоторая часть нефти не будет извлечена на поверхность. Это явление представлено на рисунке 10.

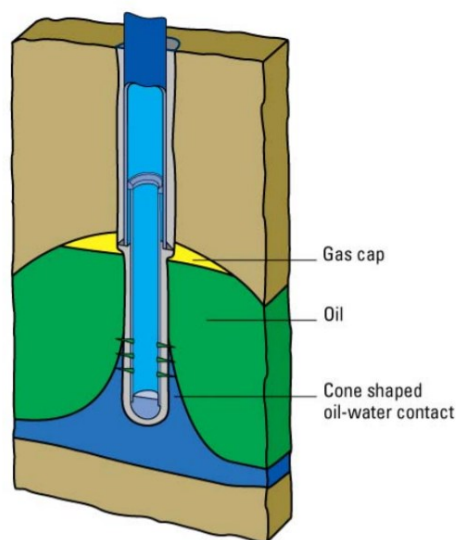


Рисунок 10 – Конус обводнения

Стоит отметить, что негерметичность колонны и, как следствие, резкий рост обводненности, делают невозможным определение и мониторинг уровня ВНК.

Последствием обводненности продукции может быть изменение реологических свойств добываемого флюида. Было установлено, что при увеличении доли воды в водонефтяной эмульсии (ВНЭ) до определенного (критического) значения вязкость увеличивается, затем происходит инверсия эмульсии, то есть дисперсионной средой становится вода, а дисперсной фазой – нефть, и вязкость начинает снижаться. Графическое представление данного эффекта представлено на рисунке 11.

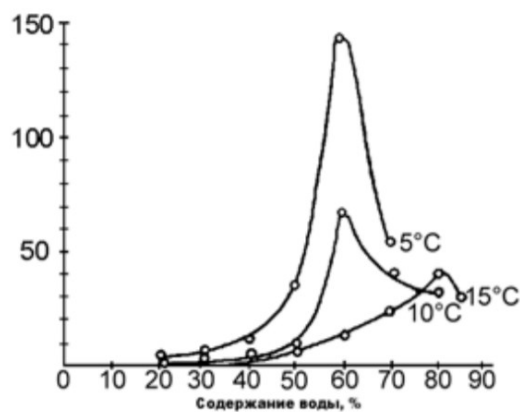


Рисунок 11 – График зависимости вязкости водонефтяной эмульсии от содержания воды в ней

В статье Насырова В.А. была установлена зависимость коррозионной активности добываемой продукции от содержания в ней воды [12]. Так, например, хлориды, содержащиеся в нефти, при взаимодействии с водой гидролизуются и образуют соляную кислоту, под действием которой происходит интенсивное разрушение металла [13]. Также известно, что пластовые воды обладают повышенной минерализацией. Содержащиеся в них примеси при взаимодействии с металлом могут оказывать активное воздействие на развитие коррозии. Эмпирическая зависимость коррозионной активности скважинной продукции от содержания в ней воды представлена на рисунке 12.

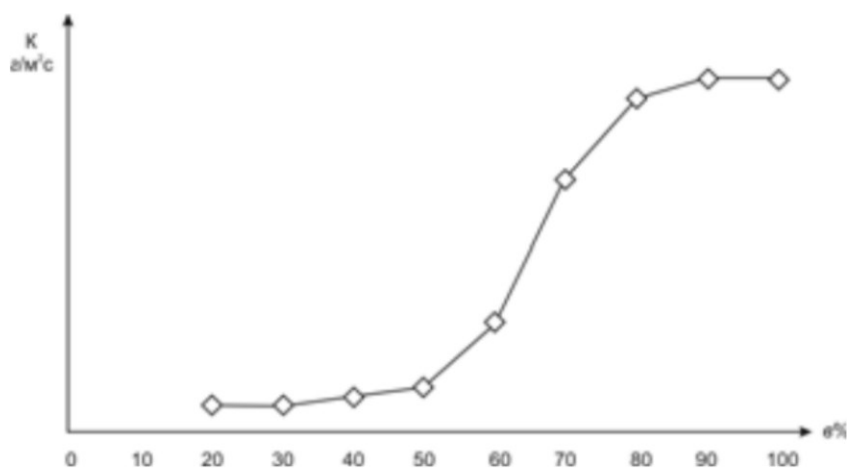


Рисунок 12 – Изменение агрессивности скважинной продукции от обводнения [12]

Помимо вышеназванных проблем, заколонные перегородки и нарушение герметичности сказываются на процессе добычи и с экономической точки

зрения. Добыча обводненной нефти увеличивает затраты на транспортировку, в связи с повышением вязкости эмульсии, и переработку, в которую входят обессоливание и обезвоживание промысловой нефти.

Немаловажным вопросом является экологическая обстановка, на ней тоже сказываются заколонные перетоки и нарушение герметичности ЭК. Негерметичные интервалы могут находиться в вышележащих горизонтах с пресными водами, то есть существует угроза их загрязнений в процессе проведения различных операций (например, при промывке скважины) либо вследствие внутрискважинного перетока жидкости из пласта в пласт. Кроме того, если продукция скважины обводнена, необходима сепарация. Даже когда в резервуарах или отстойниках происходит отделение пластовой воды от нефти, часть углеводородов все равно остается в воде в виде эмульсии, и в случае сброса это загрязняет сточные воды.

Таким образом, основным последствием перетоков пластовых флюидов и негерметичности эксплуатационной колонны является обводненность добываемой продукции. Это сказывается на трех составляющих процесса разработки: технологической, экономической и экологической.

2 ТЕХНОЛОГИИ ЛИКВИДАЦИИ ПЕРЕТОКОВ И НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

2.1 Предупреждение межколонных и заколонных перетоков и негерметичности эксплуатационной колонны

Проведение работ по ликвидации герметичности требует значительных затрат (около 15–20 % от стоимости всей скважины) [14]. Поэтому проще и дешевле предотвратить аварию заранее, нежели проводить ремонт во время эксплуатации.

Качественное первичное цементирование обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах — основа дальнейшей их длительной, безаварийной и эффективной эксплуатации.

Основными составляющими предупреждения ЗКЦ являются повышение качества цементирования путем разработки новых тампонажных составов или применение пакерного оборудования на стадии строительства. Качество цементного кольца определяется сохранением его герметичности в течение всего периода эксплуатации. Цементный камень должен обладать требуемой прочностью и эластичностью для выдерживания негативного влияния внешних факторов (изменение температуры, нагрузки).

Перетоки могут происходить при затвердевании цемента, когда имеются прослойки, насыщенные флюидом. В этом случае образуются каналы в цементном камне, что пагубно влияет на качество разобщения пластов. Образуются неоднородности в цементной пасте, которые могут вызывать неравномерный прорыв газа, который по определению непредсказуем. Это усложняет задачу контроля за его миграцией.

Существует сложность в цементировании скважин с аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД), так как не происходит подъема цементного

раствора до устья. Данная проблема чаще всего возникает при длительной эксплуатации месторождений.

Для решения проблемы с предупреждением ЗКЦ необходим комплексный подход для обеспечения качественного первичного цементирования, который включает в себя ряд последовательных операций [15]:

- подготовка ствола скважины путем скользящей прокачки специальной комбинированной буферной жидкости, включающей основной замещающий раствор и аэрированную объемно-упругую пачку с ПАВ, обеспечивающую полное вытеснение бурового раствора, отмыв глинистой корки со стенок скважины и кольматацию высокопроницаемых пропластков с целью предупреждения поглощений тампонажного раствора;

- опрессовка ствола скважины на расчетное давление;

- закачка тампонажного раствора с расчетными показателями свойств в заданный интервал (в том числе газонаполненной тампонажной системы при наличии АНПД);

- приготовление и закачка в заданные интервалы сложенными проницаемыми породами порций специального тампонажного раствора с повышенными изолирующими и прочностными свойствами (РПИС);

- создание противодавления в заколонное пространство обсадной колонны в период ОЗЦ (ожидание затвердевания цемента).

Тампонажные материалы

По вяжущей основе наиболее часто используемые тампонажные материалы подразделяются на следующие группы [16] портландцементы, глиноземистые цементы, известково-кремнеземистые цементы, цементы на основе доменных шлаков, гипсовые материалы, магнезиальные цементы, органические крепители (синтетические смолы).

Применяемые для крепления нефтегазовых скважин тампонажные материалы классифицируют по температуре применения, по плотности

тампонажного раствора, по коррозионной устойчивости, по величине объемных деформаций.

При цементировании обсадных колонн наибольшее распространение получили тампонажные растворы на основе портландцемента, шлаковых, белитокремнеземистых, глиноземистых и магнезиальных цементов. Рекомендации по выбору тампонажных материалов показаны в приложении А [16].

Подбор рецептуры тампонажного раствора необходимо производить за 5 суток до цементирования. В лаборатории должно быть проверено отсутствие отрицательного воздействия буферной жидкости на тампонажный и буровой растворы. Потребное количество тампонажного материала для цементирования обсадной колонны следует определять с учетом коэффициента сжимаемости смесей.

Опыт нефтяных компаний показывает, что использование изоляционных составов не всегда эффективно. Поэтому прибегают к техническим способам предупреждения.

Разбухающие пакеры

С целью предупреждения ЗКЦ, чтобы избежать неприятных последствий из-за некачественного первичного цементирования, в обсадную колонну устанавливают разбухающие пакеры (рисунок 13). В настоящее время данная технология активно развивается в России и за рубежом.



Рисунок 13 – Разбухающий пакер [17]

Принцип действия заключается в увеличении уплотняющего элемента, выполненного из эластомера, который способен разбухнуть почти в 3 раза при контакте со скважинной средой (добываемая и закачиваемая жидкость, буровой раствор, использующийся при бурении ствола, буферная жидкость для

первичного цементирования). При образовании трещин в цементном слое происходит проникновение пластовой жидкости и ее сообщение с данным уплотнительным элементом. При его расширении создается плотный герметичный контакт со стенками обсадной колонны. Это дает возможность изолировать стенки скважин от секций боковых ответвлений, в которых произошло проникновение флюида (рисунок 14). Также эластомеры обеспечивают разобщение интервалов, где отсутствует цемент.

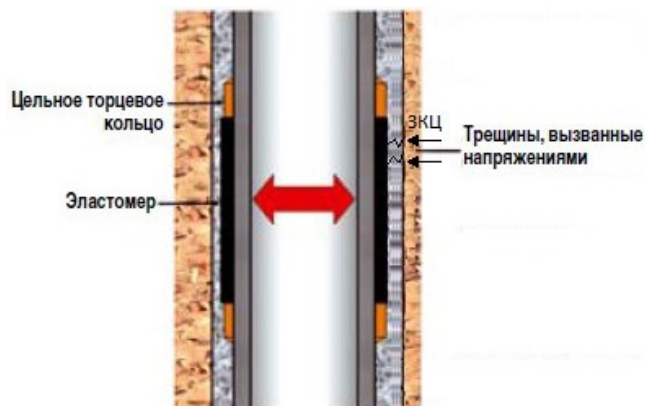


Рисунок 14 – Расширение эластомера при взаимодействии с заколонным флюидом через трещины в цементном слое [17]

На рисунке 15 показано, что эластомерное уплотнение может защитить от повреждения цементный стакан той же высоты.

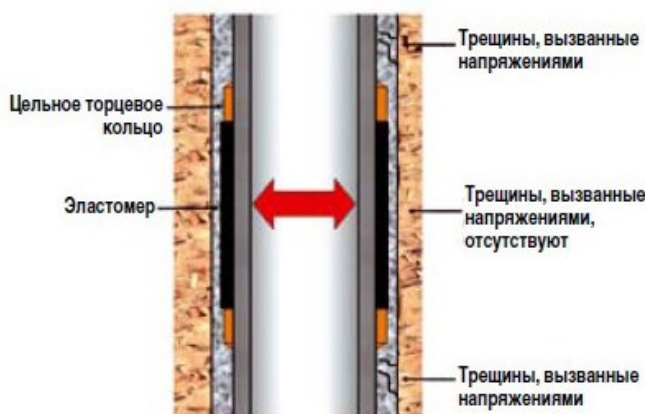


Рисунок 15 – Разобщение интервалов и защита от образования трещин за счет расширения эластомера [17]

Выбор типа эластомера осуществляется в зависимости от характеристик ствола скважины и скважинной жидкости (рисунок 16).



Рисунок 16 – Классификация набухающих пакеров [18]

Данная технология способствует предотвращению заколонных перетоков в микрозоре между обсадной колонной и цементным кольцом, а также в цементном камне, образовавшихся из-за плохого вытеснения бурового раствора, за счет заполнения и герметизации каналов.

Набухающие пакеры можно применять в случае рыхлых и мягких пород. Также главным отличием от других видов пакеров является постепенное разбухание (от нескольких дней до недель), что предотвращает повреждение ОК в связи с созданием на неё сильной и резкой нагрузки.

Включив разбухающие пакеры в компоновку заканчивания скважины, можно добиться значительной экономии на внутрискважинных работах в течение всего срока эксплуатации, так как они являются более безопасной и простой альтернативой другим средствам предупреждения.

Также существуют недостатки, связанные с преждевременным разбуханием. Для предотвращения используют системы, которые замедляют данный процесс (наружное покрытие или встроенный механизм задержки набухания).

2.2 Обзор технологических операций для ликвидации перетоков и негерметичности эксплуатационной колонны

Добыча нефти на территории РФ в основном ведется на месторождениях четвертой стадии разработки, что говорит о высокой обводненности продукции (до 85%). На 1 тонну добытой нефти приходится 7 – 10 тонн попутно добываемой воды. Расходы на переработку воды достигают стоимости добываемой нефти. Половина фонда добывающих скважин требуют проведения РИР.

Если недоподъем раствора или недопуск колонн в целом связан с нарушением технологического регламента при креплении, то межпластовые перетоки, флюидопроявления и низкое качество очистки ствола скважины требуют изменения технологии крепления и применение других тампонажных материалов, а также повышения качества геофизического исследования скважин [14].

В настоящее время существует много методов ликвидации ЗКЦ, эффективность которых определяется в применении их при определенных условиях. Чем больше универсальность технологии, тем выше её стоимость. Поэтому экономически целесообразно комплексно подходить к устранению межколонных флюидопроявлений в скважинах и восстановлению герметичности межколонного пространства, что включает в себя, как совершенствование технологии строительства и эксплуатации скважин, так и разработку новых технологических средств и приемов ликвидации заколонных перетоков [14].

Определение источника обводнения с помощью промыслово-геофизических исследований скважины

Мероприятия, направленные на ограничение водопритока, позволяют долго поддерживать достигнутый нефтедобывающими предприятиями объем добычи нефти, но для более эффективного применения технологий снижения водопритока необходимо в каждом случае точно определить источник обводнения продукции скважин. Один из механизмов притока пластовой воды в

добывающие скважины состоит в ее прорыве из выше- или нижележащих по отношению к перфорированному интервалу водоносных пластов через место нарушения герметичности эксплуатационной колонны.

На данном этапе производится определение источника обводнения и его характеристики. От полученной информации зависит выбор технологии РИР и, соответственно, успешность и эффективность ремонта.

В зависимости от предполагаемой проблемы используется один или несколько наиболее распространенных методов промыслово-геофизических исследований. Рассмотрим наиболее популярные способы.

– Термометрия (для решения различных промыслово-геофизических задач основано на регистрации естественных и искусственных температурных полей. Поля делятся на 3 типа: стационарные, квазистационарные и нестационарные) [19]. Данный метод позволяет определить места нарушения герметичности, так как напротив негерметичного участка отмечается дроссельная аномалия либо аномалия калориметрического смешивания. При этом все вскрытые перфорацией интервалы заранее известны, то есть новые выявленные отклонения от геотермы напрямую свидетельствуют о наличии водопритоков с других пластов.

– Расходомерия механическая – метод является широкодоступным и часто используемым. Он позволяет определить скорость потока жидкости в скважине, оценить величину расхода жидкости в скважине, обнаружить места нарушения герметичности колонн, то есть оценить гидроизоляционные свойства конструкции скважины. Для решения этих задач в скважину спускается прибор скважинный комплексный модульный, в состав которого входит модуль расходомера механического.

– Расходомерия термокодуктивная – другой способ расходомерии основан на регистрации изменений температуры и сопротивления. В основном данный метод позволяет решать те же самые задачи, что и механическая расходомерия. Используемый прибор называется термоанемометр

(термокондуктивный анеометр). Принцип работы термокондуктивных расходомеров основан на зависимости температуры подогреваемого термодатчика от скорости потока флюида.

Данный способ обладает некоторыми достоинствами, по сравнению с механической расходометрией. Термокондуктивные расходомеры обладают более высокой чувствительностью, а также не вносят гидродинамических сопротивлений в поток жидкости. Могут быть использованы для количественной интерпретации только при потоках однофазного флюида

– Влагометрия – метод, с помощью которого определяют содержание воды в скважинной жидкости, а также выделяют интервалы поступления воды.

Существует две разновидности глубинных влагомеров, обладающих различными методическими возможностями: пакерные и беспакерные влагомеры. В пакерном влагомере через датчик пропускается часть, движущейся по колонне жидкости, что значительно повышает эффективность прибора.

Основным недостатком всех влагомеров является зависимость их показаний от свойств нефти, воды и водонефтяных смесей, которые зависят от температуры, давления, газонасыщения и могут изменяться по площади и толщине даже одного нефтяного горизонта, что делает качественную оценку компонентного состава смеси невозможной. Тем не менее, места водопритока через места нарушения герметичности определять реально.

– Шумометрия акустическая. При фильтрации жидкости или газов через пористые среды происходит генерация звуковых колебаний (гидродинамическое звукообразование). Исследования гидродинамических шумов (шумометрия) в скважинах позволяют решать различные технологические задачи, по которым традиционные геофизические методы (термометрия, расходометрия и т.д.) не всегда дают однозначные ответы [20].

Соответственно, шумометрия основана на регистрации интенсивности шумов, возникающих в пластах, в стволе скважины и в заколонном пространстве при движении газа, нефти и воды.

– Резистивиметрия – метод, с помощью которого можно обнаружить места нарушения герметичности ЭК, через которые в скважину поступает вода, по резкому изменению сопротивления вещества, то есть способностью препятствовать движению электрического тока.

– Гамма-гамма плотнометрия. Одним из свойств, которое может быть использовано для изучения характера и состава жидкости в скважине, является плотность, по величине которой можно с большой точностью судить о соотношении отдельных ее компонент жидкости (нефти, воды) в скважине. Для этого использую глубинные гамма-плотномеры (ГГП).

Для определения мест негерметичности колонны данный метод эффективен либо в высокодебитных скважинах, либо в комплексе с другими исследованиями. Эффективность комплекса, который включает плотномер, по выделению интервалов обводнения пластов по этой категории скважин составляет 80 – 90%.

– Метод радиоактивных индикаторов (изотопы) – сущность заключается в том, что в скважину закачивают жидкость, содержащую радиоактивные изотопы, а затем измеряют созданную таким образом искусственную радиоактивность пород. Сравнивая кривые гамма-метода, до и после введения изотопа в скважину, решают те или иные геологические и технические задачи. В качестве активаторов используют изотопы, дающие жесткое гамма-излучение, растворяющиеся в промывочной жидкости и имеющие небольшие периоды полураспада. Этим условиям отвечают изотопы циркония Zr^{95} с $T_{1/2} = 65$ суток, железа Fe^{59} с $T_{1/2} = 45$ суток, йода I^{131} с $T_{1/2} = 8$ суток.

Важно то, что, регистрируя изменения интенсивности гамма-излучения после закачки радиоактивных изотопов, можно выделить интервалы, принимающие и отдающие флюид, в том числе через места нарушения герметичности колонны, а также определить направление перетоков жидкости за ЭК.

– Акустический контроль качества цементирования скважин (АКЦ) основан на изучении полей упругих колебаний (упругих волн) в звуковом и ультразвуковом диапазонах частот. Контроль качества цементирования скважин проводится с целью получения сведений о герметичности затрубного пространства по всему зацементированному интервалу. Основная задача заключается в том, чтобы установить наличие или отсутствие каналов межпластового сообщения в цементном камне и в зонах его контакта с породой и обсадной колонной до перфорации продуктивных объектов [21].

– Гамма-гамма контроль цементирования скважин (ГГКЦ) является модификацией метода гаммагамма каротажа и служит для определения качества цементирования обсадных колонн (высоты подъема цемента и его плотности, оценки эксцентриситета колонны) и контроля технического состояния колонн (измерение толщины стенки колонн, определение местоположения муфт, фонарей и дефектов).

Таким образом, существует множество способов и исследований, которые позволяют определить наличие негерметичного участка в эксплуатационной колонне, а также установить его расположение. Обычно применяются сразу несколько методов одновременно, чтоб повысить точность исследований и минимизировать финансовые затраты. Этот шаг является крайне необходимым для ликвидации ЗКЦ, восстановления герметичности и повышения эффективности нефтедобычи.

Применение селективных материалов

В связи с малой эффективностью использования стандартного цемента среди существующих способов по ликвидации заколонных перетоков и восстановлению герметичности ЭК чаще всего производятся методы закачки селективных материалов.

РГУНГ имени И.М. Губкина совместно с ЗАО «Химеко-ГАНГ» рекомендуют порядок проведения работ [22]:

- 1) Постановка задачи;

- 2) Проведение аналитической диагностики источников обводнения скважин и поиска кандидатов для проведения РИР;
- 3) Подбор технологий РИР и технологических жидкостей для данного объекта исходя из геологических условий и существующих проблем;
- 4) Проведение ПГИ в проблемных и потенциальных скважинах;
- 5) Составление технологического плана работ и определение объема технологических жидкостей;
- 6) Проведение РИР;
- 7) Освоение скважины в эксплуатацию;
- 8) Анализ проведенных работ.

Подбор технологических жидкостей для определенного объекта выполняется с учетом типа коллектора и приемистости скважины (таблица 2).

Таблица 2 – Выбор марки и объема смеси для селективной изоляции водопритоков в зависимости от типа коллектора и параметров скважины [23]

Тип коллектора	Приемистость, м ³ /сут. при 10,0 Мпа	Суточный дебит, м ³ /сут.	Обводненность, %	Интервал перфорации, м	Марка цементной смеси	Объем БТРУО, м ³	Объем нефтяного буфера или раствора ПАВ, м ³
Карбонатный трещиноватый	720 и выше	больше 300	50–99	до 20	Стандарт	Не менее 6,0	Не менее 50
Карбонатный трещинно-поровый	500	100–200	80–99	до 20	Медиум	Не менее 6,0	25–40
Карбонатный	200	до 50	80–99	до 10	Микро	Не менее 4,0	25
Терригенный высокодренированный	720 и выше	больше 300	50–99	до 20	Стандарт	Не менее 5,0	Не менее 50
Терригенный	500	100–200	80–99	до 20	Медиум	Не менее 5,0	25–40
Терригенный	100	до 50	80–99	до 10	Микро	Не менее 2,0	не менее 10

На рисунке 17 представлена классификация технологических жидкостей для РИР.



Рисунок 17 – Классификация технологических жидкостей для РИР [22]

Области применения предлагаемых технологических жидкостей представлены в приложении Б в таблицах Б.1 и Б.2.

Для повышения качества проведения РИР выделены основные параметры цементных растворов, которые необходимо соблюдать: изолирующая способность, водоотдача, реология (пластическая вязкость), время загустевания, прочность цементного камня, проникающая способность в условиях пласта.

Водный микроцементный раствор (ВМЦ)

Расширить область применения цемента при повышении качества изоляции при РИР позволяет микроцемент. Микроцемент – это цемент с размером частиц менее 20 мкм. Существуют несколько марок данного раствора, которые выпускаются в Европе (таблица 3).

Таблица 3 – Марки микроцементов [24]

Страна производитель, фирма	Марка микроцемента	Максимальный размер частиц, мкм / Суд, м ² /кг
Германия, Дюккерхоф	Mikrodur	6/1000
Франция	Spinor	12/1000
БАСФ	Rheocem	8/900
Финляндия	Микроцемент СТ	20/500

Продолжение таблицы 3.

РФ, РХТУ имени Д.И. Менделеева	Интрацем	6/1000
РФ, РГУНГ имени И.М. Губкина	Цементная смесь «ЦС БТРУО Микро» ТУ 2458-066-54651030-2010	6/1000

Преимущество микроцементов в том, что их частицы до 10 раз меньше по сравнению со стандартными тампонажными портландцементными (ПТЦ), поэтому они имеют высокую проникающую способность в пласт, а значит появляется возможность больших объемов закачки. Также главным достоинством данного раствора является высокая эффективность по ликвидации негерметичности ЭК (за одну скважино-операцию). Сравнение свойств цементной смеси «ЦС БТРУО» марки «Микро» и ПТЦ класса G представлено в таблице 4 и на рисунках 18, 19.

Таблица 4 – Сравнение свойств ЦС БТРУО «Микро» и ПТЦ класса G [22]

Параметр	ЦС БТРУО «Микро»	ПТЦ класса G
Средний размер частиц, мкм	5	40
Удельная поверхность, м ² /кг	900	300

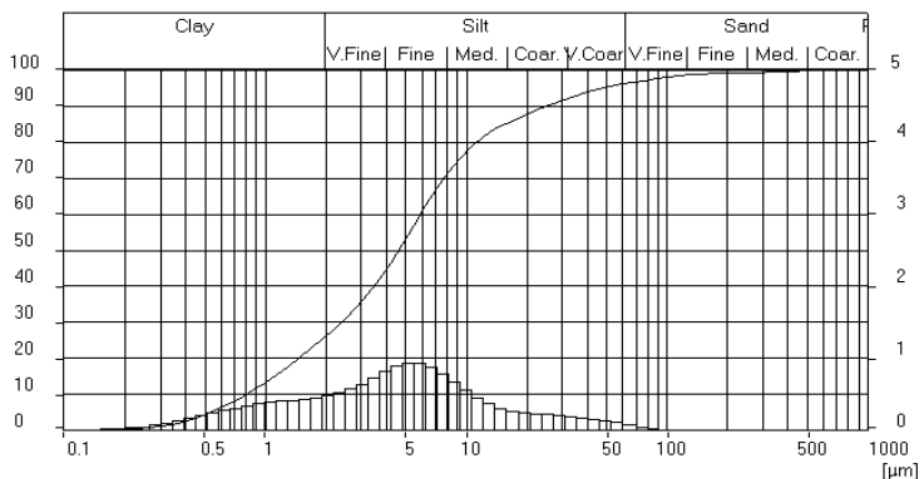


Рисунок 18 – Распределение частиц цементной смеси БТРУО марки «Микро» [22]

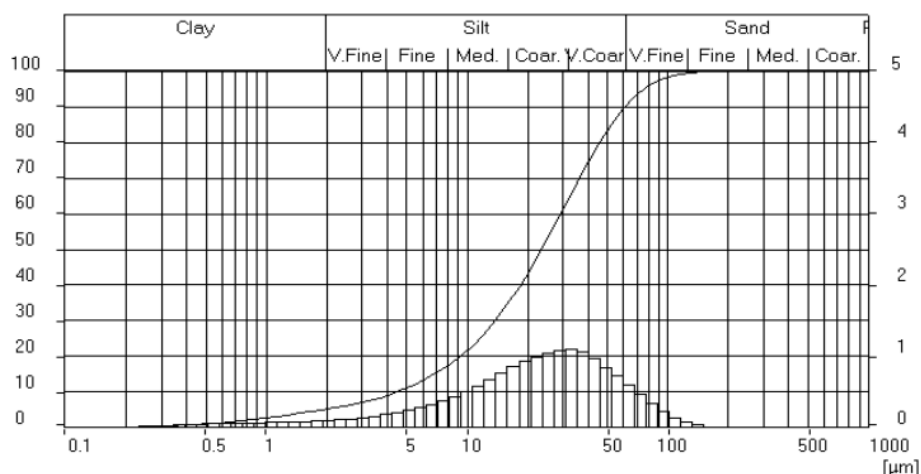


Рисунок 19 – Распределение частиц тампонажного портландцемента марки G [22]

В НОЦ «Промысловая химия» был разработан водный тампонажный раствор на основе микроцемента. Компонентный состав композиций ВМЦ приведен в таблице 5.

Таблица 5 – Компонентный состав композиций ВМЦ [23]

Компонент	Содержание, % по весу цемента
Микроцемент ЦС БТРУО Микро ТУ 2458-066-54651030-2010	100
Понизитель фильтрации «ПФ-ВМЦ» ТУ 2458-085-54651030-2011	0,25–0,75
Замедлитель схватывания «ЗС-ВМЦ» ТУ 2458-084-54651030-2011	0,50–3,00
Пенегаситель «Тесил-201» ТУ 2251-003-9894-2484-2007	0,10–0,30
Вода пресная	70–80

Данный раствор применяется для ликвидации негерметичности ЭК, ликвидации ЗКЦ, восстановление цементного камня, установки «ответственных» мостов, докрепления гелеобразующих составов. Обладает высокой проникающей способностью, низкой фильтроотдачей (30 мл за 30 мин), низкой вязкостью (50 мПА·с при 20 °С), высокой прочностью цементного камня (10 – 13 МПа) и прост в приготовлении. Для загустения данного раствора понадобится не менее 4 часов. Используется при температурах от 20 до 140 °С.

Согласно критерию кольтматации пористой среды по А. Абрамсу, закупоривание канала происходит в том случае, когда размер частиц цемента превышает 1/3 диаметра канала [24]. Для проникновения воды достаточно, чтобы размер таких каналов составлял 20 – 40 мкм. Исходя из этого требуется,

чтобы размер частиц используемого цемента не превышал 10 мкм. На рисунках 20, 21 показана схема кольтматации и проникновения твердой фазы в пористую среду.



Рисунок 20 – Поверхностная закупорка песчаного пласта [24]



Рисунок 21 – Проникновение частиц в песчаный пласт [24]

На рисунке 22 представлен анализ сравнения проникающей способности «классического» тампонажного цемента и ВМЦ в пористую среду. Видно, что в случае использования цемента марки G проникновение в песок не происходило, чего не скажешь о ВМЦ, где осуществляется полноценное насыщение.

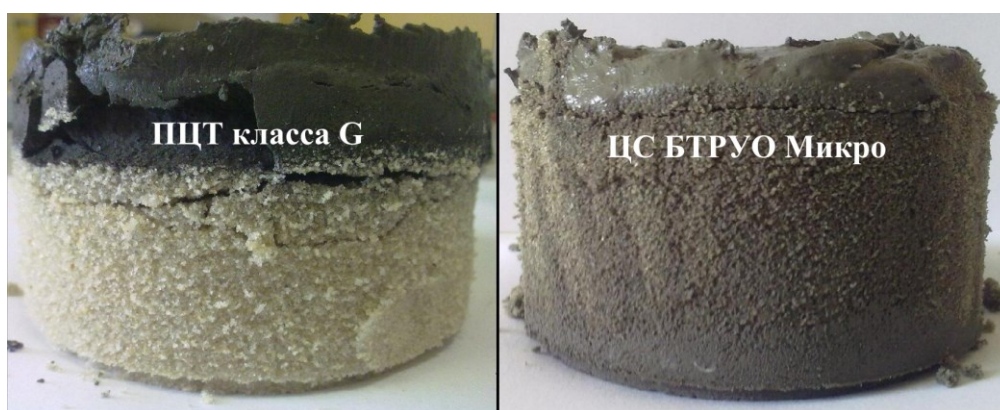


Рисунок 22 – Сравнительный анализ проникающей способности цементных растворов [24]

Данный раствор ВМЦ был использован при проведении РИР в горизонтальной скважине № 503Р Вынгапуровского месторождения ОАО «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз», в итоге ликвидирован заколонный переток воды «сверху», а также в скважине № 9202 Ватьеганского месторождения ООО «Лукойл – Когалымнефтегаз» для ликвидации негерметичности обсадной колонны. В результате испытаний была подтверждена эффективность разработанных композиций ВМЦ.

Безводный тампонажный раствор на углеводородной основе (БТРУО)

Данный раствор является селективным реагентом, представляет собой суспензию вяжущего материала в углеводородной жидкости, стабилизированную ПАВ. Его особенность в том, что цементный камень образуется лишь при контакте с водой.

БТРУО применяется для селективной изоляции обводненных участков, ликвидации ЗКЦ, опережающей водоизоляции скважины при бурении растворами на углеводородной основе. Обладает селективностью, высокой проникающей способностью, фильтроотдачей не более 150 мл за 30 мин, низкой вязкостью 60 мПа·с при 20 °С, высокой прочностью цементного камня не ниже 7 МПа, плотностью от 1,4 до 2 г/см³ в зависимости от марки ЦС. Используется при температурах от 20 до 100 °С.

Результаты РИР в ОАО «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз» с применением микроцементов на УВ основе приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты РИР в ОАО «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз» с применением микроцементов на УВ основе [23]

Месторождение, скв.	Вид работ	Объем и тип реагента	Эффективность ПГИ
Карамовское 155Р	Ликвидация перетока сверху	2,2 м ³ БТРУО Микро	Устранен
Карамовское 875	Ликвидация негерметичности эксплуатационной колонны	2,2 м ³ БТРУО Микро	Устранен
Вынгапуровское 503Р	Ликвидация ЗКЦ сверху	2,2 м ³ БТРУО Микро	Не устранен
Вынгапуровское 503Р	Повторный ремонт	1,5 м ³ водный микроцемент	Устранен
Спорышевское 9	Ликвидация ЗКЦ снизу	2,2 м ³ БТРУО Микро	Не устранен
Спорышевское 9	Повторный ремонт	2,2 м ³ БТРУО Микро	Устранен
Холмогорское 240	Ликвидация ЗКЦ снизу	2,2 м ³ БТРУО Микро	Устранен

Эмульсионный тампонажный раствор на углеводородной основе (ЭТРУО)

Данный раствор разрабатывался для крепления скважин, пробуренных растворами на углеводородной основе, представляет собой дисперсию вяжущего материала в инвертной эмульсии. Его особенность в том, что в нем содержится минимальное количество воды, необходимое для гидратации цемента, не вызывает набухания глин и обладает гидрофобностью цементного камня и адгезией к гидрофобным поверхностям.

ЭТРУО применяется для ликвидации негерметичности ЭК, ликвидации ЗКЦ, восстановления цементного камня, докрепления гелеобразующих составов. Обладает высокой трещиностойкостью, коррозионной устойчивостью камня, высокой проникающей способностью, низкой фильтроотдачей не более 50 мл за 30 мин, вязкостью 220 мПа·с при 20 °С, высокой прочностью цементного камня не ниже 10 МПа, плотностью от 1,4 до 2 г/см³ без включения добавок. Используется при температурах от 20 до 120 °С. Регулировка сроков схватывания легко осуществляется изменением концентрации эмульгирующих компонентов (от 4 до 14 часов).

Минеральный гелеобразующий состав «ВИС-1» и «ВИС-2»

Данный раствор представляет собой полупрозрачный маловязкий водный раствор минеральных солей. Его плюс заключается в низкой начальной вязкости, близкой к воде. Состав также обладает способностью к загущению и структурообразованию при механическом перемешивании с пластовой водой во время фильтрации вглубь водонасыщенного интервала пласта и к разжижению при разбавлении нефтью или при попадании в нефтенасыщенный интервал пласта. Образование геля регулируется и может осуществляться от 4 до 48 часов в широком диапазоне температур (рисунок 23).



Рисунок 23 – Фазовые состояния системы [22]

Минеральный гелеобразующий состав эффективно снижает проницаемость обводненных пропластков, после его воздействия при температуре 90 °С проницаемость модели пласта уменьшилась с 18 мкм² до 0,012 мкм² (рисунок 24).

Такие системы применяются для опережающей изоляции при бурении, ликвидации негерметичности ЭК, ликвидации ЗКЦ и получения водоизоляционного экрана значительной протяженности. Обладают хорошими структурно-механическими свойствами, высокой фильтрующей способностью, технологичностью, высокой прочностью. Используется при температурах до 150 °С.

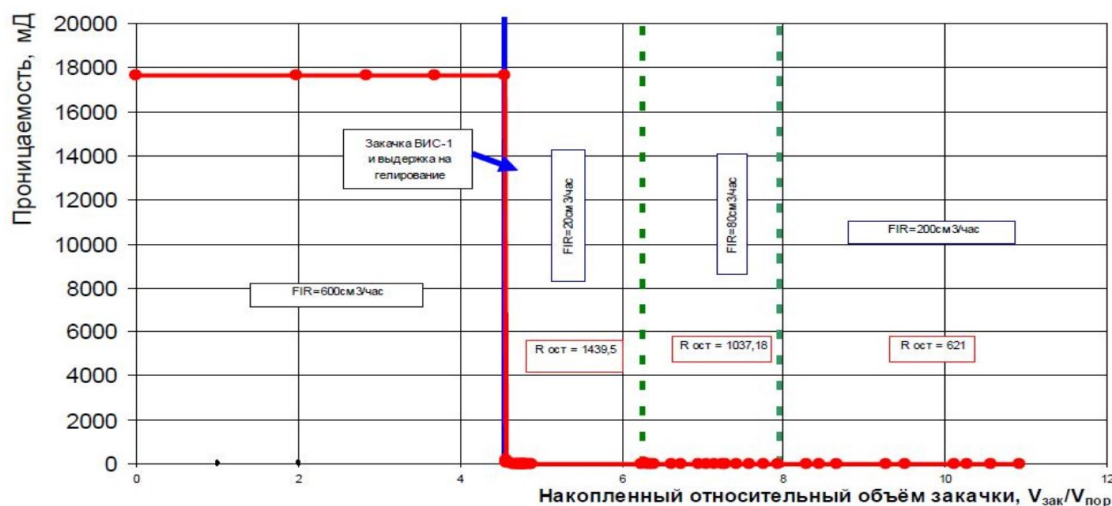


Рисунок 24 – Снижение проницаемости пласта [22]

Водный полимерный состав «ВУС»

Данный раствор представляет собой однородный полупрозрачный высоковязкий водный раствор полимера со шшивателем. На начальном этапе

вязкость состава понижена, в пластовых условиях начинает возрастать за счет сшивки. Применяется при пластовых температурах более 80 °С, минерализации воды более 30 г/л, проницаемости 100 мД.

Такие системы применяются для ликвидации негерметичности ЭК, ликвидации ЗКЦ и изоляции обводненного пропластка. Обладают хорошими структурно-механическими свойствами, стойкостью к микроорганизмам, высокой адгезией к породам.

Водный полимерный состав «ОДОПАК» И «ППС»

Данные растворы представляют собой однородный полупрозрачный высоковязкий водный раствор полимера. Применяются для ликвидации негерметичности ЭК, ликвидации ЗКЦ и изоляции обводненного пропластка. Обладают высокими структурно-механическими свойствами, термотропностью (рисунок 25), стойкостью к минерализованным водам и температуре.



Рисунок 25 – Гелирование состава [22]

Селективная гелеобразующая жидкость «БОНПАК»

Данный раствор является селективным реагентом и представляет собой микросуспензию высокомолекулярного ПАВ в УВ жидкости с хромовым сшивателем. Его особенность в том, что цементный камень образуется лишь при контакте с водой и есть возможность применения без закрепляющих цементных растворов.

Такие системы применяются для ликвидации ЗКЦ, селективной изоляции обводненных участков и опережающей водоизоляции скважины при бурении

растворами на углеводородной основе. Обладают высокой проникающей способностью, прочностью, высокими структурно-механическими свойствами, хорошими газо-гидроизоляционными свойствами.

Гидрофобизирующий и эмульгирующий нефтяной раствор ПАВ

Данный раствор представляет собой инвертную эмульсию на основе нефтяного раствора ПАВ. Такие системы применяются для ликвидации ЗКЦ, селективной изоляции обводненных участков и опережающей водоизоляции скважины при бурении растворами на углеводородной основе.

Преимущества: способность поглощать большое количество воды, простота приготовления раствора, увеличение вязкости при увеличении водной фазы в эмульсии, возможность закачки в больших объемах, стойкость к высокоминерализованным водам, возможность приготовления высоковязких блокпачек, отсутствие твердых частиц в растворе.

Параметры эмульсии:

- плотность от 800 до 1000 кг/м³;
- электростабильность, не ниже 200 В;
- кратно удерживаемый объем воды, не менее 5.

Результаты РИР по селективной изоляции водопритоков на месторождениях ПАО НК «Роснефть» и ПАО «Газпромнефть» приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты проведенных РИР по селективной изоляции водопритоков в добывающих скважинах [23]

№ скважины, месторождение	Использованные реагенты, м ³		Обводненность, %		Дебит нефти, т/сут	
	БТРУО	Объем и тип буфера	До РИР	После РИР	До РИР	После РИР
2100 Сугмутское	Стандарт 2,2	80	94,8	92,9	15,1	15,0
1449 Сугмутское	Микро 2,2	20	93,6	87,6	4,0	11,0
1835 Сугмутское	Медиум 3,4	90	96,4	87,5	4,4	12,3
1465 Сугмутское	Микро 3,4	32	97,1	98,0	3,9	0,7
3263 Барсуковское	Медиум 4,5	90	99,0	97,0	3,0	4,4

Продолжение таблицы 7.

3229 Барсуковское	Стандарт 4,5	10 нефтяной р-р ПАВ, 85 обр. эмульсия	98,6	96,5	10,0	9,6
1472 Барсуковское	Медиум 3	20	98,0	70,2	5,0	9,0
1637 Барсуковское	Микро 4	80	96,6	89,7	3,7	6,8

2.3 Обзор технических средств для ликвидации перетоков и негерметичности эксплуатационной колонны

Цементный мост и мостовые пробки

Цементным мостом называется непроницаемая перемычка для нефти, газа и воды, расположенная внутри скважины (рисунок 26).

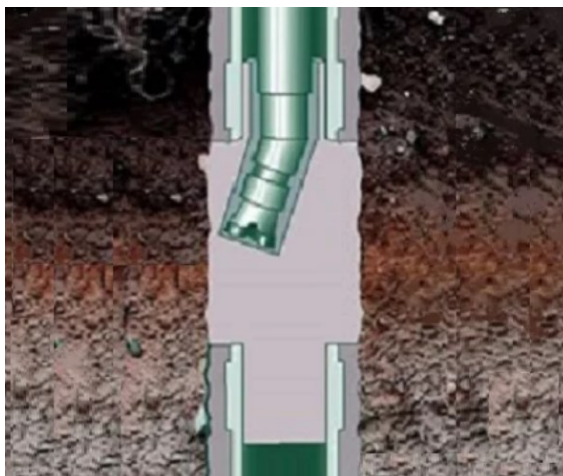


Рисунок 26 – Цементный мост [25]

Высота может составлять несколько десятков метров, что является достаточным для надежного разобщения пространства.

В целях ликвидации заколонных и перетоков и негерметичности ЭК цементные мосты могут быть использованы для изоляции зон поглощения или проявления, а также для перехода на вышележащие горизонты.

Процесс установки похож на цементирование колонны. В этом случае используется меньшее количество тампонажного состава и нет необходимости в применении оборудования на конце заливочной трубы и разделительных пробок.

Однако всё равно данный процесс является трудоемким и длительным мероприятием.

Бывают случаи, когда установленный цементный мост оказывается не на той глубине и не находится напротив нужного пропластка. Причиной может являться высокая приемистость скважины. Также во время ОЗЦ цементный мост может подвергаться воздействию внешних факторов в связи с высокими пластовым давлением и газовым фактором. В таком случае следует проводить повторные операции для достижения качественной изоляции. Это в свою очередь несёт за собой дополнительные затраты и увеличивает сроки РИР (дополнительные СПО и ОЗЦ).

На месторождениях Западной Сибири для решения данной проблемы применяется оборудование компании Югсон-Сервис, так называемые разбуриваемые мостовые пробки (ПМ) для обеспечения перекрытия интервала, заливочные мостовые пробки (ПМЗ) для проведения заливки под пакером и 2ПМЗ – в подпакерной и надпакерной зонах за одну СПО. Используются при давлениях от 35 до 100 МПа.

Установка ПМ или ПМЗ производится с помощью гидравлической установочной компоновкой (ГУК) (рисунок 27) [26].

Данный гидравлический узел необходим для создания давления в НКТ, которое создает уплотнение ПМ в межтрубном пространстве. Когда давление достигает определённого значения (17 – 18 МПа), происходит разъединение данного узла от пробки. При установке ПМ ГУК поднимают после опрессовки, при ПМЗ проверяется приемистость и закачивается тампонажный материал через ГУК. Как только извлекается гидравлический узел, работу включает обратный клапан и тампонажный материал остается в подпакерной зоне под давлением.

ГУК позволяет проводить цементирование сразу после посадок пробок как в подпакерной, так и в надпакерной зонах (рисунок 28).

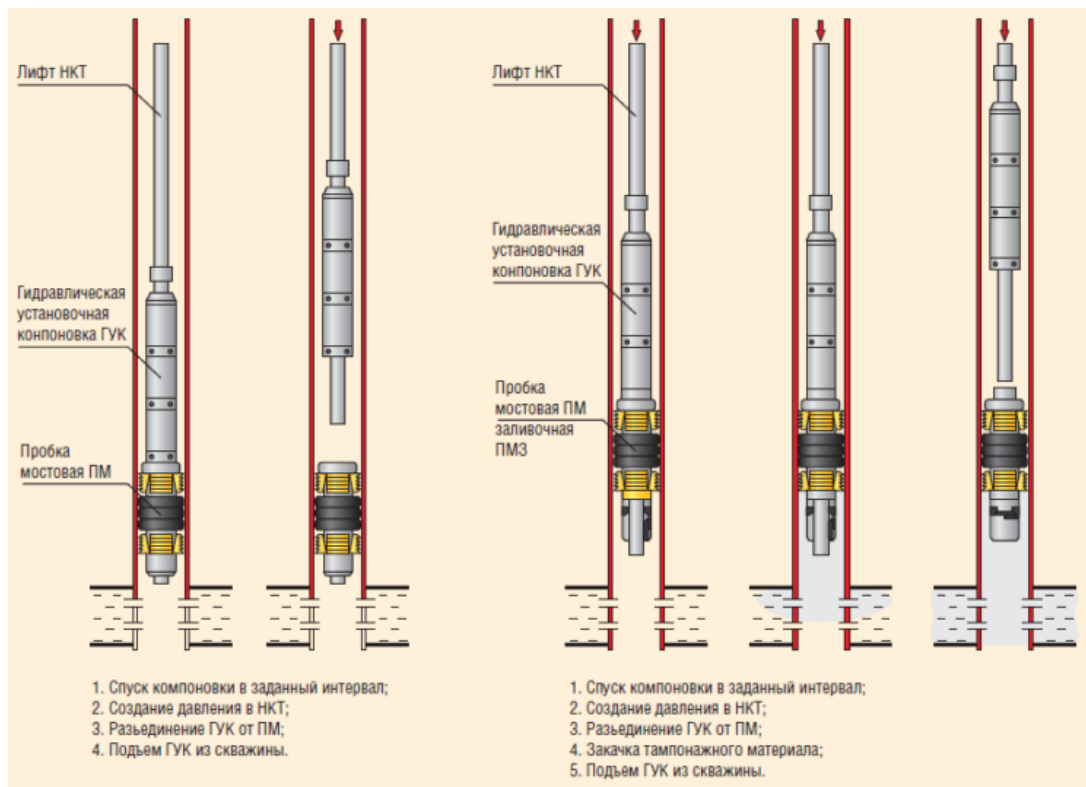


Рисунок 27 – Технология установки ПМ и ПМЗ [26]

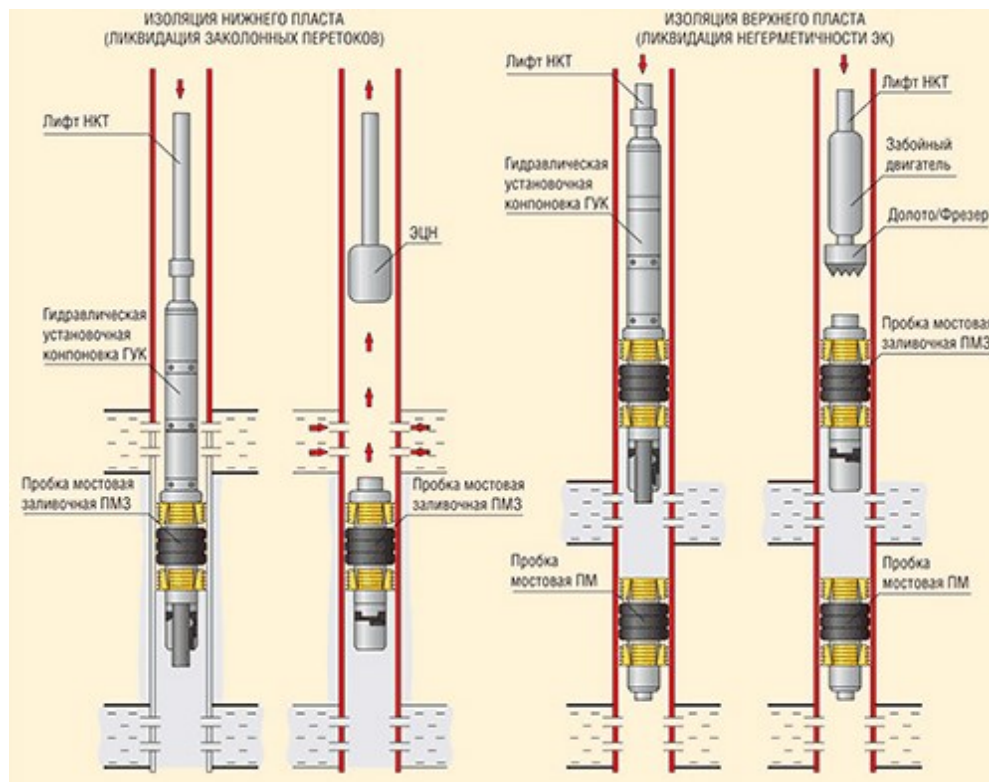


Рисунок 28 – Схемы применения разбуриваемых мостовых пробок ПМ и ПМЗ [26]

За счет ввода ПМ и ПМЗ улучшается качество проведенных РИР, а также сроки ремонтных работ (рисунок 29).

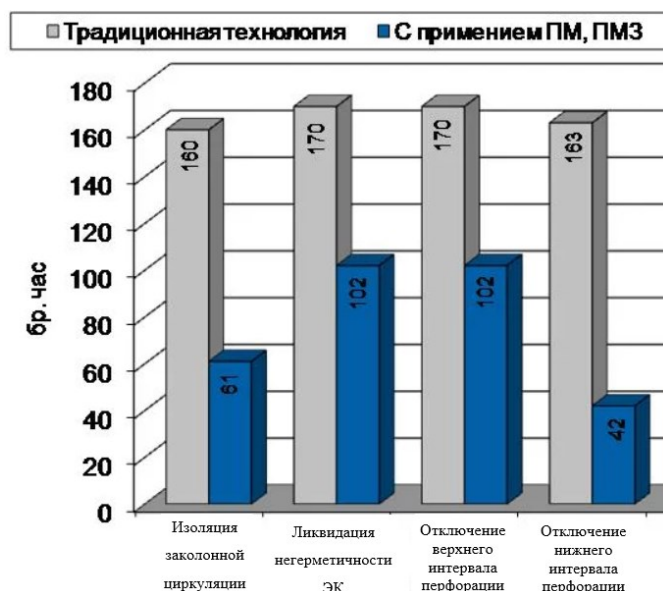


Рисунок 29 – Гистограмма применения ПМ и ПМЗ [26]

Однопакерная компоновка изоляции

С целью изоляции и разобщения интервалов обводнения, предотвращения негативного воздействия на ЭК рабочей среды, и при проведении различных ремонтных работ, когда сверху или снизу создается избыточное давление, используется пакерное оборудование. При использовании пакеров есть возможность осуществления изоляции в наклонных и горизонтальных скважинах, а также на разных глубинах. Установка может производиться многократно за одну СПО.

Пакеры подразделяются на несколько видов:

- механические;
- гидромеханические;
- гидравлические.

Выбор того или иного типа оборудования зависит от условий его применения.

Механический пакер устанавливается и снимается осевым способом, исключая поворот колонны НКТ и опору на забой.

Гидромеханический пакер используется для разобщения интервалов в необсаженной скважине. Способ посадки гидромеханический, а освобождения – механический.

Гидравлические устанавливают созданием давления в НКТ, снимают натяжением НКТ. Гидравлический способ посадки дает возможность применения пакера в любых геологических условиях при любых наклонах и малых глубинах.

Однопакерная компоновка применяется в случае наличия негерметичности выше продуктивного пропластка (рисунок 30).

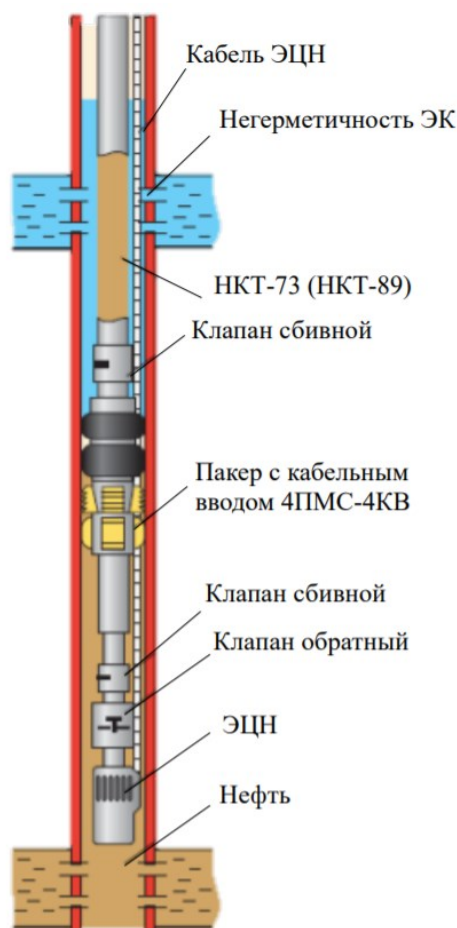


Рисунок 30 – Однопакерная компоновка [26]

Двухпакерная компоновка изоляции

Данный вид компоновки обеспечивает эксплуатацию нескольких продуктивных пластов, изолируя определенный интервал, расположенный между ними ниже насосного оборудования.

Приведем пример двухпакерной компоновки, которая состоит из нижнего механического пакера 4ПМС и верхнего гидравлического 5ПМС, а также ГУК (рисунок 31).

Компоновка надежно изолирует участки на глубинах до 1500 м в наклонных и горизонтальных скважинах. Поэтому нет необходимости проведения дорогостоящих РИР с применением тампонажных растворов. А также сохраняются коллекторские свойства изолируемого пропластка и ускоряется ввод скважины в эксплуатацию.

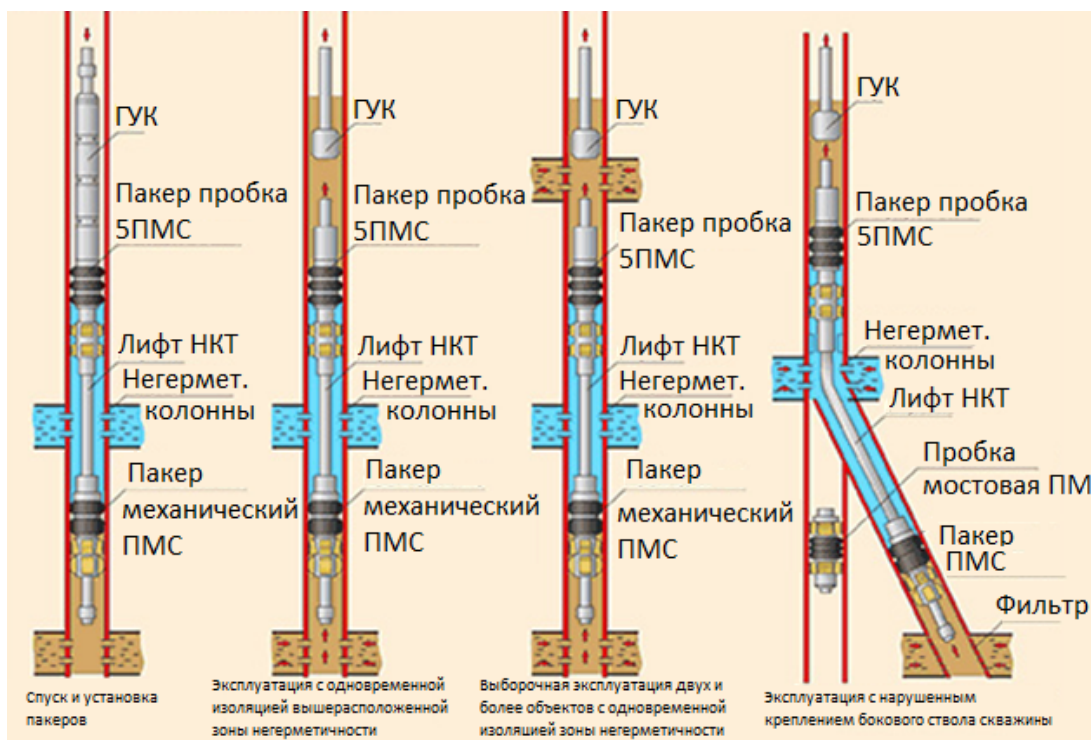


Рисунок 31 – Схемы компоновок изоляции зон негерметичности [26]

Изоляция обводненного пласта или интервала негерметичности в скважине с ЭЦН ниже и выше насоса представлена в приложении В [27].

Колонна-«летучка»

Данная технология представляет собой дополнительную колонну, которая устанавливается напротив дефектных интервалов ЭК большой протяженностью и позволяет надежно изолировать их на длительный срок.

Колонны-«летучки» спускаются таким образом, что их верхняя часть находится на определенном расстоянии от устья и оборудуется специальной воронкой, а нижняя – башмаком с фаской. Длина такой колонны должна быть больше длины интервала с дефектами на 20-30 метров.

«Летучка» исполняется в следующих типоразмерах:

- для ЭК 168 мм – диаметром 140 мм и толщиной стенки 5 мм;

- для ЭК 146 мм – диаметром 121 мм и толщиной стенки 5 мм.

Для начала производится подбор скважин-кандидатов исходя из критерий:

- невозможность ликвидации негерметичности методом тампонирования;
- наличие более 3 дефектных интервалов протяженностью от 5 м и более;
- диаметр эксплуатационной колонны достаточной величины для прохода колонны-летучки (с зазором не менее 2 мм на стенку) до нужного интервала;
- скважина имеет достаточно оставшихся объемных запасов, их добыча экономически целесообразна;
- возможность временного отключения эффективного интервала для исключения ухудшения его коллекторских свойств в связи с прорывом цементного раствора;
- набор кривизны скважины позволяет использовать данную технологию без заклинивания компоновки в стволе (примером непрохождения может быть ЭК диаметром 146 мм при наборе кривизны 3° на 10 м с толщиной стенки 8,5 мм).

Стандартная технология установки «летучки» заключается в её цементировании после спуска. Закачивается расчетный объем цементного раствора и продавочной жидкости. Извлекается лишний цементный раствор обратной промывкой через шариковый клапан. Наличие обратного клапана в компоновке не позволяет цементному раствору двигаться в обратном направлении. После затвердения цемента поднимается бурильная колонна, определяется высота подъема цемента и проводятся испытания «летучки» на герметичность. Далее разбуривается цементная пробка и промывается скважина для ее удаления.

Институтом «ТатНИПИнефть» была разработана извлекаемая «летучка» ИЛ-ГИ-122(140)-35, которая представляет собой стальной патрубок с присоединенными на концах суженными стальными наконечниками, на которые надеты резиновые уплотнительные элементы (рисунок 32).

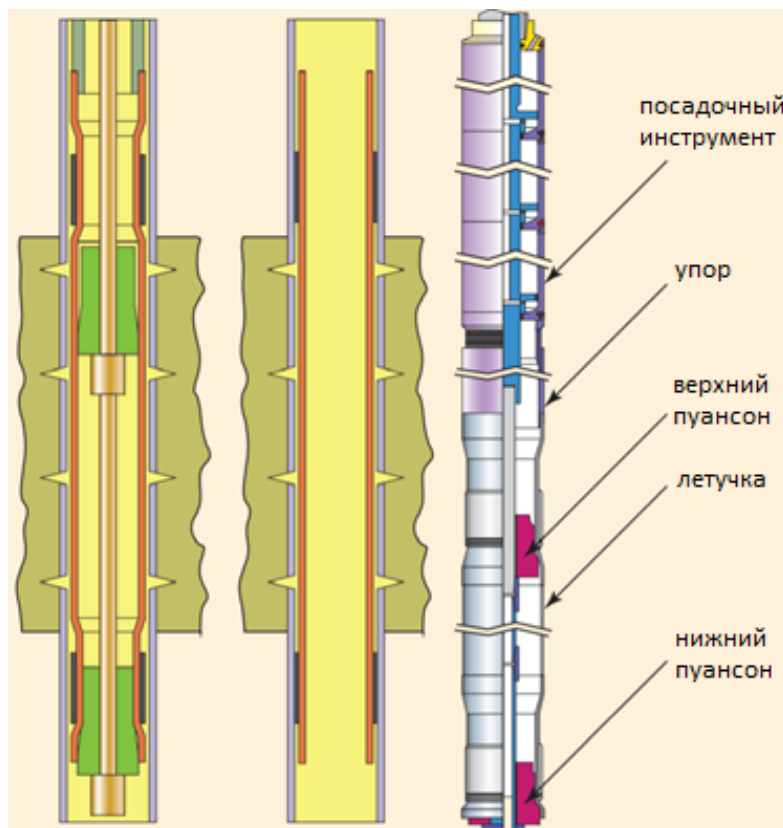


Рисунок 32 – Извлекаемая «летучка» ИЛ-ГИ-122(140)-35 [28]

Данная технология изготавливается для ЭК диаметром 146 и 168 мм с проходными сечениями 110 и 130 мм соответственно, длиной порядка 50 м. ИЛ выдерживают перепады давления до 15 МПа.

Устанавливается «летучка» путем расширения уплотнительных наконечников с помощью гидравлического привода. Данные уплотнители (пуансоны) создают надежную герметичность со стенками ЭК. Есть возможность извлечения ИЛ из скважины. Для этого используется оборудование для резки и извлечения «летучки» из скважины РЛЛ-146(168). Принцип действия заключается в срезании наконечников ИЛ режущими элементами резака.

ИЛ-ГИ-122(140)-35 применяется во многих скважинах ПАО «Татнефть».

Большой недостаток колонны-«летучки» в том, что её внедрение приводит к значительному уменьшению внутреннего диаметра колонны.

В последнее время широкое применение находят колонны-«летучки» из стеклопластика. Как показывает промышленный опыт, такое исполнение трубы более эффективно в условиях воздействия агрессивной коррозионной среды, в отличие от стального исполнения. Кроме того, стеклопластик легко разбуривается, что является еще одним преимуществом. Также приводятся результаты испытаний на месторождениях Западной Сибири дочерних предприятий ПАО «НК Роснефть», свидетельствующие об эффективности данной технологии [29].

Металлический расширяемый пластырь

Металлический расширяемый пластырь ПМР-146 (рисунок 33) предназначен для создания герметичности в дефектных интервалах и отключения пластов. Изготавливается из стальных труб, на которых установлены резиновые уплотнители. Принцип действия – гидромеханический, заключается в расширении металлических гладких труб, длина которых может достигать сотни метров. Допускается перепад давления до 20 МПа.

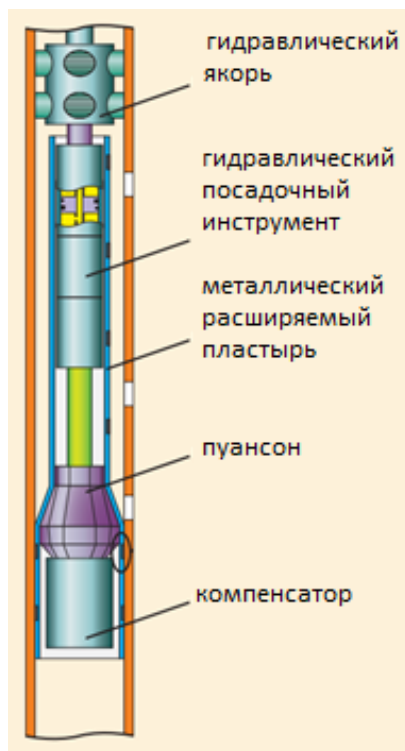


Рисунок 33 – Металлический расширяемый пластырь ПМР-146 [28]

Спуск пластыря должен осуществляться таким образом, чтобы его середина оказалась напротив интервала с нарушениями. После его посадки производится закачка жидкости в НКТ, под давлением которой происходит внутреннее движение пуансона вдоль пластыря. Проходя по всей длине, пуансон расширяет ПМР и создает герметичное сообщение с обсадной колонной. Чтобы увеличить оставшуюся часть пластыря, с помощью подъемного агрегата поднимают НКТ, тем самым осуществляется движение пуансона.

Для извлечения ПМР-146 было разработано специальное оборудование РЛП-146 (рисунок 34). Суть заключается в натяжении НКТ подъемным агрегатом, в результате чего происходит резка пластыря.



Рисунок 34 – Оборудование для резки и извлечения металлических пластырей РЛП-146 [27]

Данная технология была применена ПАО «Татнефть». Эффективность проведения работ с использованием ПМР составляет 80 – 90%.

3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПРОВЕДЕНИЮ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Эффективность РИР определяется:

1. Правильным выбором скважин-кандидатов для проведения РИР;
2. Качеством проводимых промыслово-геофизических исследований;
3. Правильным подбором технологии РИР.

Выбор скважины-кандидата с заколонными перетоками для проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР) очень важен. Он определяет эффективность эксплуатации.

В статье Никишова В. И. ПАО «НК Роснефть» предложена схема выбора скважин-кандидатов для проведения РИР, которая представлена в приложении Г [30].

В статье Куликова А.Н. рассматриваются подбор скважин-кандидатов и проведение ремонтно-изоляционных работ с позиции их расположения в системе ППД на Барсуковском нефтяном месторождении [31]. Данный выбор производился с помощью построения трехмерной гидродинамической модели водоплавающей залежи (ВПЗ) нефти с учетом системы разработки (семирядная система заводнения, параметры сетки скважин) и особенностей геологического строения (абсолютные отметки продуктивных пластов ПК₁₉¹, ПК₁₉², ПК₂₀, геолого-статистический разрез (ГСР) залежи и геолого-физические свойства коллекторов, физико-химические свойства пластовых флюидов). Трехмерная модель представлена на рисунке 35.

Благодаря этому были смоделированы заколонные перетоки. Выяснилось, что данная циркуляция происходила за счет вскрытия кровли нижнего водонасыщенного пласта. Что соответствует фактическим данным для водоплавающих залежей Западной Сибири [31]. Значит для предотвращения перетоков необходимо исключение контакта скважин с этим пластом.

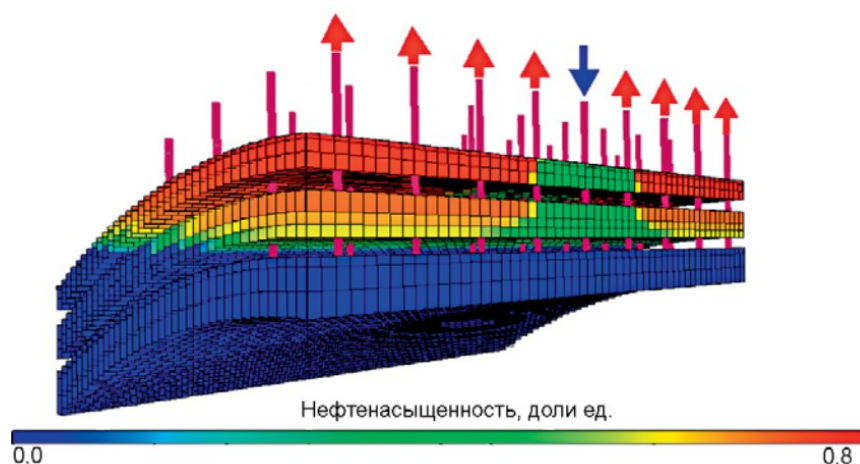


Рисунок 35 – Схематическая секторная модель блока заводнения ВПЗ, аналогичной залежи объекта ПК₁₉₋₂₀ Барсуковского месторождения [31]

Подбор скважины-кандидата производился в три этапа: [31]

- 1 этап: подбор самых проблематичных добывающих скважин, которые имеют самые высокие значения обводненности флюида (отмеченные);
- 2 этап: подбор добывающих скважин, обладающими высокими значениями остаточных запасов (потенциальные). Необходимо учитывать их участие в системе ППД, а также расположение относительно контура нефтеносности;
- 3 этап: ликвидация существующих проблем в подобранных отмеченных и потенциальных скважинах. Чтобы уточнить характер проявления дефектов, необходимо также провести промыслово-геофизические исследования (ПГИ).

В начале эксперимента производилась оценка расположения скважины, в которой проводится РИР, относительно нагнетательных скважин. Для этого, после достижения 80 % среднего значения обводненности флюида, создавалась модель РИР по ликвидации ЗКЦ в скважинах 1-го, 2-го, 3-го и 4-го рядов отбора. Динамика обводненности этих скважин с начала разработки показана на рисунке 36.

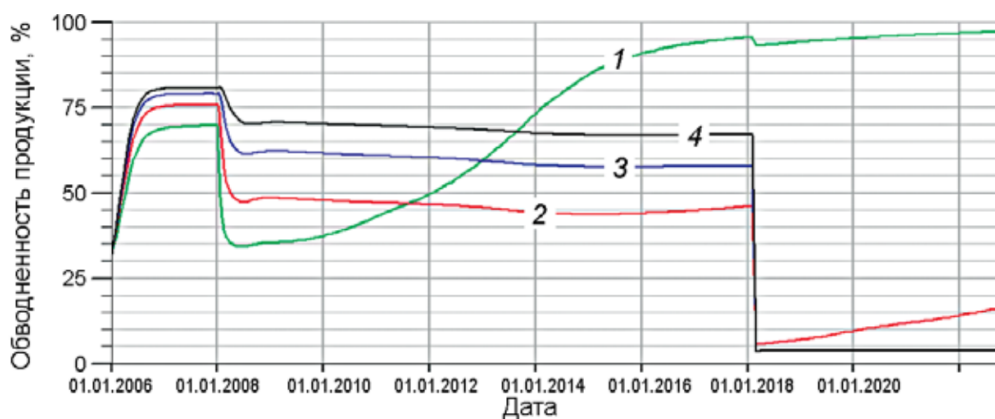


Рисунок 36 – Сравнительные динамики обводненности добывающих скважин различных рядов отбора, в которых проводились РИР по ликвидации ЗКЦ: 1– первого ряда; 2 – второго ряда; 3 – третьего ряда; 4 – четвертого ряда [31]

В 2008 году была введена система ППД, из-за чего обводненность снизилась на 10 – 35% в связи с тем, что пластовое давление нефтенасыщенного пласта стало превышать давление водонасыщенного [31]. Однако данная система негативно сказалась на скважинах первого ряда, закачка воды для ППД привела к их резкому последующему обводнению. Также заметно отличие обводненности продукции между скважинами разных рядов. Чем дальше скважина находится от нагнетательной, тем выше ее обводненность, в связи с меньшим воздействием и возникновением прорыва в заколонное пространство подошвенной воды.

В 2018 году обводненность добываемой продукции достигла значения 80 % и были смоделированы РИР по ликвидации ЗКЦ. На рисунке 2 можно увидеть, что после проведения РИР происходит снижение обводненности скважин, но с разной интенсивностью в рядах. Произошел резкий спад кривых, соответствующих второму, третьему и четвертому рядам (обводненность снизилась на 60%). Однако кривая, соответствующая первому ряду, таких результатов не показала. Как было сказано выше, скважина этого ряда в основном обводнена водой для ППД. То есть в таком случае проведение РИР по ликвидации ЗКЦ не даст эффекта и их проведение нецелесообразно для данного ряда.

Было установлено, что эффективность проведения РИР в одной нагнетательной скважине заметно выше, чем в нескольких добывающих. Данный эффект связан с увеличением давления в водонасыщенном пласте в связи с его изоляцией и ограничением циркуляции подошвенной воды в скважину. Тем самым усилился приток в соседних неотрмонтированных скважинах.

Для наглядного примера на рисунке 37 представлены фактические динамики обводненности скважины №1011 Ново-Пурпейского нефтяного месторождения (объект БС₆), в которой проведены РИР по ликвидации ЗКЦ, и соседней неотрмонтированной скважины №526. Из рисунка видно, что после проведения РИР снижение обводненности скв. №1011 сопровождается ростом обводненности скв. №526.

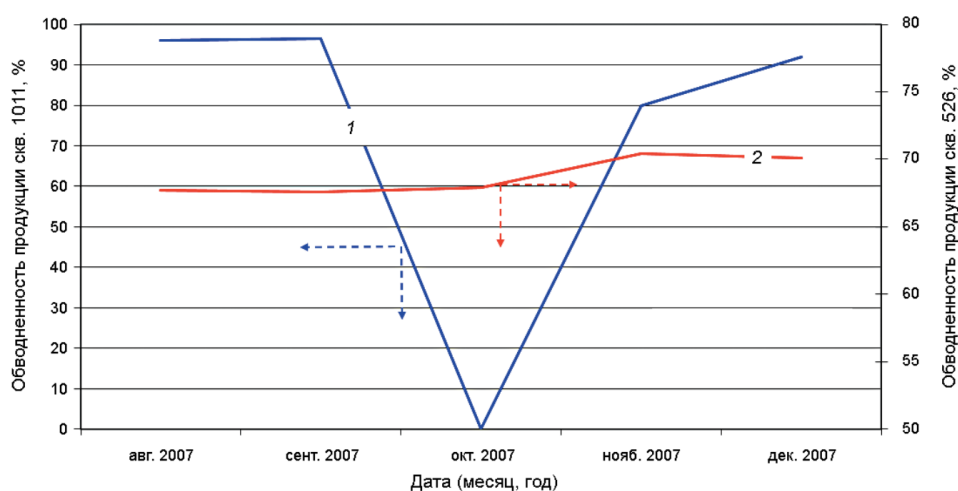


Рисунок 37 – Результаты РИР в добывающей скв. №1011 объекта БС₆ Ново-Пурпейского месторождения: 1 – обводненность скв. №1011; 2 – обводненность скв. №526 [31]

Предотвратить такую проблему можно комплексным воздействием на ВПЗ. В первую очередь изоляционные мероприятия должны проводиться в нагнетательных скважинах. Следующими кандидатами для проведения РИР будут являться проблемные потенциальные добывающие скважины внутренних рядов, имеющие высокие остаточные извлекаемые запасы (ОИЗ) нефти.

Результаты промыслово-геофизических исследований (ПГИ) определенно сказываются на эффективности РИР. Именно с их помощью

осуществляется подбор технологии проведения работ. Особенно это актуально для нагнетательных скважин, которые характеризуются высокими забойными давлениями. Бывает, что даже эффективность изоляционных мероприятий определяется с трудом. Отсюда возникает проблема выбора подходящего метода определения перетоков.

Опыт проведения повторных ПГИ после проведения РИР в ПАО «Газпром нефть» показывает, что комплекс исследований, основанный на термометрии не надежен [32]. В данном случае закачка холодной воды приводит к процессу охлаждения интервалов перетока. Вследствие его масштабности при ЗКЦ происходит длительное сохранение аномалий на термограммах.

В приложении Д представлены результаты ПГИ, проведенные с помощью термометрии на нагнетательной скважине до и после РИР. В результате исследований достоверных данных не получено, так как для этого требуется достаточное количество времени после прекращения ЗКЦ.

Чтобы решить эту проблему были проведены геофизические исследования с замером импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК) с помощью закачки меченого вещества в виде пачек жидкости на основе растворов NaCl. На рисунке 38 можно наблюдать выделенный интервал ЗКЦ.



Рисунок 38 – Результаты выделения ЗКЦ по записям ИННК с закачкой солевого раствора (24.03.2018) [32]

В связи с полученными данными экспертами Научно-Технического Центра ПАО «Газпром нефть» был разработан алгоритм проведения ремонтно-изоляционных работ [32].

Для определения эффективности РИР были проведены повторные исследования с замером ИННК. В результате после проведения двух этапов РИР переток был ликвидирован (рисунок 39).



Рисунок 39 – Результаты успешности повторного РИР по изоляции ЗКЦ по записям ИННК с закачкой солевого раствора (10.04.2018) [32]

Выбор технологии ремонтно-изоляционных работ осуществляется исходя из особенностей объекта изоляции. В случае ликвидации ЗКЦ учитываются направление перетока, толщина отключаемого пласта, удельная приемистость объекта изоляции и депрессия на объект изоляции. При подборе технологии РИР по ЛНЭК используются данные о количестве, протяженности и глубине нарушений, а также толщине пласта, удельной приемистости и депрессии. ПАО «НК Роснефть» были предложены матрицы выбора технологий РИР, которые представлены в приложении Е на рисунках Е.1 и Е.2 [33].

Для решения задач ограничения водопритока компанией ООО «РН-Пурнефтегаз» были протестированы более 10 технологий, основанных на различных механизмах действия с применением разных материалов. Одни технологии были практически не селективны, другие характеризовались незначительной продолжительностью эффекта, в ряде случаев кольтматацией продуктивного пласта, недостаточной технологичностью, высокой стоимостью. Почти все они не позволяли эффективно реализовать вариант бесподходной технологии (проведение работ без участия бригады капитального ремонта скважин (КРС), подъема внутрискважинного оборудования, промыслово-геофизических исследований (ПГИ) и др.). Специалистами ООО «РН-

Пурнефтегаз» были разработаны следующие требования к составам для ограничения водопритока:

- селективность;
- температура проведения РИР – не менее 70 °С;
- возможность создания непроницаемого гелевого экрана протяженностью 4,5–5 м.

В статье Щербакова Д.П. ООО «РН-Пурнефтегаз» представлены результаты опытно-промысловых испытаний инновационной гелеобразующей водонабухающей водоизолирующей технологии «Темпоскрин-Плюс» на трех добывающих скважинах Барсуковского нефтяного месторождения, которые показаны в приложении Ж [34].

Добывающие скважины выбирали в соответствии с критериями подбора скважин-кандидатов: тип нефтяных скважин – вертикальные, наклонно направленные; глубина скважин – не более 2600 м; проницаемость разрабатываемых продуктивных пластов – 0,08 – 1,50 мкм², высокой неоднородностью; тип коллектора – терригенный; геолого-технические мероприятия (ГТМ) отсутствуют, температура в зоне закачки – не более 90 °С; герметичная ЭК; приемистость интервала перфорации – не менее 200 м³/сут при 6 МПа; обводненность – 75 – 99 %; дебит жидкости – 200 – 1000 м³/сут; имеются остаточные запасы; температура при проведении РИР – от -30 до 40 °С.

Технология «Темпоскрин-Плюс» показала высокую эффективность с точки зрения снижения дебита жидкости при увеличении дебита нефти на 0,6 т/сут в начальный после РИР период. На 01.01.18 г. плановый прирост дебита нефти не был достигнут (3 т/сут), плановое снижение дебита жидкости составило 227 м³/сут. При этом дебиты нефти скв. Х1 и Х2 на 01.11.18 г. увеличились незначительно, скв. Х3 – существенно (на 90 %) при повышении добычи жидкости на 7 %. Текущее снижение дебита жидкости сохранялось более 360 суток. Снижение дебита жидкости скв. Х1 составило 31 %, скв. Х2 – 44 %, скв. Х3 – 51 %. На 2019 год эффект продолжался. Технологическая эффективность

выполненных работ по ограничению водопритока равна 100 %. В результате применения технологии получено положительное значение чистого дисконтированного дохода NPV (за счет скв. X1 и X2).

Данную технологию можно будет применить при проведении промысловых испытаний на других месторождениях дочерних обществ ПАО «НК «Роснефть»: Самотлорском, Советском, Южно-Сургутском, Мамонтовском, Ван-Еганском и др.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Скворцову Вадиму Игоревичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов, выполняемых работ и оборудования
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20%; Налог на добавленную стоимость 18%; Страховые взносы 30%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения РИР с помощью SWOT-анализа
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Расчет материальных затрат, оплаты труда персонала, амортизационных и страховых отчислений
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения технологии

Перечень графического материала

1. Матрица SWOT

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.04.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дукарт Сергей Александрович	К.И.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Скворцов Вадим Игоревич		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Ремонтно-изоляционные работы относятся к довольно продолжительным и трудоемким операциям. Для их осуществления необходима предварительная остановка скважины, извлечение оборудования и проведение геофизических исследований. Эти действия выполняются бригадой геофизиков, поэтому они не входят в составляемый план. Подготовительный этап для бригады КРС характеризуется прибытием на место и его подготовкой. Затем следует установка специального оборудования, то есть монтажные работы. Далее начинается непосредственно ремонт скважины, длящийся продолжительное время. После проведения операций по восстановлению герметичности колонны нужно проверить качество выполненных работ посредством нагнетания воздуха в скважину, то есть провести опрессовку колонн – это испытания. В случае успешного результата необходимо разобрать оборудование, убрать рабочее место и запустить скважину. Это заключительные работы. Следовательно, весь график работ будет выглядеть следующим образом (таблица 8):

Таблица 8 – Нормы времени выполнения технологических операций

	Наименование операций	Продолжительность, ч	Состав бригады
1	Подготовительные работы	12	4 чел.
2	Монтажные работы	12	4 чел.
3	Ремонтные работы	168	4 чел.
4	Испытания	36	4 чел.
5	Заключительные работы	12	4 чел.
	Итого	240	

Таким образом, весь технологический процесс займет 240 часов работы. В проведение операций будет вовлечена бригада по капитальному ремонту скважин, состоящая из 4 человек. Помимо этого, понадобится дополнительная специальная техника, которую нужно заказать у подрядчиков.

В данном разделе целью является проведение SWOT-анализа для оценки коммерческого потенциала и перспективности проведения РИР с позиции

ресурсоэффективности и ресурсосбережения [35], а также определение экономической эффективности мероприятия [36].

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения РИР с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – это комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Для начала описываются сильные и слабые стороны проекта, определяются его возможности и угрозы, составляется матрица SWOT (таблица 9).

Таблица 9 – Матрица SWOT

	Сильные стороны мероприятий:	Слабые стороны мероприятий:
	С1. Увеличение нефтеотдачи С2. Снижение обводненности С3. Уменьшение затрат на добычу С4. Данные мероприятия подходят для разработки месторождений Западной Сибири	Сл1. Дорогостоящие мероприятия Сл2. Необходимость правильного выбора скважины-кандидата Сл3. Необходимость подбора соответствующей технологии РИР Сл4. Вероятность непродолжительного эффекта Сл5. Невысокая вероятность успешного результата
Возможности:	В1. Совершенствование изоляционных составов В2. Снижение стоимости расходных материалов В3. Совершенствование методики закачки состава	Все слабые стороны технологии не могут быть ликвидированы. Однако Сл4 может быть устранена посредством доработок изоляционных составов и технологий.
В4. Совершенствование снижения проницаемости обводненных пропластков	реагентов приведет к продолжительному результату от мероприятия	

Продолжение таблицы 9.

<p>Угрозы: У1. Использование других методов снижения обводненности У2. Переход на альтернативные источники энергии У3. Появление другого метода снижения обводненности</p>	<p>РИР не только сокращает добычу попутно-добываемой воды, но и увеличивает дебит нефти.</p>	<p>Дороговизна мероприятий и невысокая вероятность успешного результата могут стать поводом для пересмотра и смены метода воздействия, а возможно и включения скважин в бездействующий фонд.</p>
--	--	--

Далее составляются интерактивные матрицы (таблица 10, 11, 12, 13), смысл которых заключается в выявлении соответствия сильных и слабых сторон проекта внешним условиям окружающей среды.

Таблица 10 – Интерактивная матрица проекта (1)

		Сильные стороны проекта			
		С1	С2	С3	С4
Возможности проекта	В1	+	+	+	+
	В2	0	0	0	+
	В3	+	+	+	+
	В4	+	+	+	+

Примечание. «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, «-» означает слабое соответствие; «0» – при сомнениях между «+» и «-».

Таблица 11 – Интерактивная матрица проекта (2)

		Слабые стороны проекта				
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
Возможности проекта	В1	0	+	+	+	+
	В2	0	0	0	0	0
	В3	0	+	+	+	+
	В4	0	+	+	+	+

Таблица 12 – Интерактивная матрица проекта (3)

		Сильные стороны проекта			
		С1	С2	С3	С4
Угрозы проекта	У1	+	+	+	-
	У2	+	+	0	+
	У3	+	+	+	+

Таблица 13 – Интерактивная матрица проекта (4)

		Слабые стороны проекта				
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
Угрозы проекта	У1	+	+	+	+	+
	У2	+	+	0	+	+
	У3	+	0	-	0	+

Вывод: была проведена оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения РИР с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения с помощью SWOT-анализа. Были определены сильные и слабые стороны технологии. В результате анализа установлено, что посредством доработок изоляционных составов и технологий, слабые стороны мероприятий можно минимизировать. Благодаря своим сильным сторонам РИР остаются актуальными на сегодняшний день.

4.2 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

В данной части раздела будет проведён расчёт затрат на проведение одной скважино-операции. В расчете учитываются затраты на расходные материалы и оплату труда, страховые и амортизационные отчисления, а также накладные расходы. Выполнен расчет сметной стоимости работ.

Проведение РИР считается дорогостоящим процессом. Известно, что не всегда удастся выполнить этот тип работ удачно с первого раза, поэтому приходится дополнительно тратить время и ресурсы на достижение необходимого результата. Тем не менее, последующая выгода покрывает все расходы, и компания-недропользователь получает прибыль. Рассмотрим это на примере скважины X.

Для осуществления ремонта скважины необходимо учесть множество затрат. В первую очередь, понадобятся новые материалы (таблица 14).

Таблица 14 – Расчет стоимости материалов на проведение работ

Материал	Единица измерения	Расход	Стоимость единицы материала, руб	Сумма, руб
АКОР Б – 100	тонн	1	44 500,87	44 500,87
Соляной раствор	м ³	12	464,00	5 568,00
Обтиратор	штук	1	747,28	747,28
Плашки	штук	6	803,46	4 820,76
Дверца на спайдер	штук	1	2 757,72	2 757,72
ИТОГО				58 394,63

Изоляцию проводят с помощью кремнийорганических тампонажных материалов на основе алкоксиорганического реагента (АКОР), так как данный материал является наиболее оптимальным по соотношению цена-качество.

В ремонтных работах задействована бригада КРС, состоящая из 4 человек. Заработная плата является простой повременной, то есть оплачивается количество отработанных часов, а также начисляются доплаты: районный коэффициент за работу в условиях Крайнего Севера (примем +50% от начальной ставки), надбавка за вредность и опасность (в среднем +7% от начальной ставки). Помимо этого, необходимо учесть страховые взносы в государственные внебюджетные фонды. Расчет представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Расчет заработной платы

Должность	Кол-во	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Мастер КРС	1	–	220,7	240	52 968
Бурильщик	1	6	140,4	240	33 696
Помощник бурильщика	1	5	90,3	240	21 672
Помощник бурильщика	1	4	85,6	240	20 544
Надбавки	–	–	57%	–	73 462
ИТОГО	–	–	–	–	202 342
Страховые взносы	–	–	30%	–	60 703

Поскольку используемая в процессе ремонта скважины техника подвержена как физическому, так и моральному износу, необходимо учитывать амортизационные отчисления и закладывать их в конечную стоимость операции. Годовую норму примем равную 10%. Стоит иметь в виду, что техника в зависимости от вида и назначения используется не постоянно, поэтому смены будут отличаться по времени. Расчет амортизационных отчислений приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Время работы ч	Балансовая стоимость, руб.	Сумма амортизации, руб./год	Сумма амортизации, руб./смену
Цементировочный агрегат	129	4 300 000	430 000	18 996,57
Автоцистерна	119	2 000 000	200 000	8 150,68
Передвижная парообразующая установка	31	4 500 000	450 000	4 777,39
Компрессорная станция	75	1 200 000	120 000	3 082,19
Трубовоз	9	4 400 000	440 000	1 356,16
Автокран	7	1 000 000	100 000	239,72
Водовоз	12	800 000	80 000	328,76
Вахтовка «Урал»	100	3 800 000	380 000	13 013,69
ИТОГО				49 945,20

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определим общую сумму затрат на проведение организационно-технического мероприятия. Результаты отражены в таблице 17.

Таблица 17 – Основные затраты

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	58 394,63
2. Затраты на оплату труда	202 342,00
3. Страховые взносы 30%	60 703,00
4. Амортизационные отчисления	49 945,20
Итого основные расходы	371 384,83

В стоимость ремонтно-изоляционных работ также необходимо включать затраты на геофизические исследования, так как данный этап является необходимым при выделении интервалов обводнения и их протяженности. Стоимость рассчитана в таблице 18.

Таблица 18 – Стоимость подрядных работ

Наименование работ	Сумма, руб.
Исследование технического состояния колонны, поиск источников притока воды	37 152
Перфорация ПК-105с	23 845
Определение профиля притока	120 947
ИТОГО	181 944

При составлении сметы необходимо учитывать накладные расходы и плановые накопления, так как бригада КРС может относиться к строительной

организации. Примем средние значения для этих величин. Смета представлена в таблице 19.

Таблица 19 – Расчет сметной стоимости работ

	Наименование работ и затрат	Объем	Стоимость, руб.
1	Основные расходы (ОР)		371 384,83
2	Накладные расходы (НР)	19% от ОР	70 563,12
	Итого ОР+НР		441 947,95
3	Плановые накопления	7% от (ОР+НР)	30 936,36
4	Подрядные работы		181 944,00
	Итого		654 828,30
5	НДС	20%	130 965,66
	Итого с учетом НДС		785 793,96

Таким образом, на ремонт скважины X, в которой резко повысилась обводненность продукции в связи с нарушением герметичности на участке эксплуатационной колонны, необходимо затратить почти 800 тысяч рублей. Это подтверждает тот факт, что ремонтно-изоляционные работы являются дорогостоящими, по сравнению с другими видами.

4.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

На дату расчета (13.05.2021) стоимость нефти марки Brent составила 68,67 долл./барр., курс доллара был равен 74,5 руб., 1 баррель нефти составляет 0,1364 т. Таким образом, цена нефти:

$$C_{\text{н}} = 68,67 \text{ долл./барр.} = \frac{68,67 \cdot 74,5 \text{ руб.}}{0,1364 \text{ т}} = 37506,7 \text{ руб/т}$$

Исходные данные представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Исходные данные для расчета экономической эффективности мероприятия

Показатели	Единицы измерения	Значения
Продолжительность технологического эффекта	лет	3
Стоимость проведения мероприятия	тыс. руб.	900
Среднесуточный прирост дебита одной скважины в начале эксплуатации	т/сут	3,5

Продолжение таблицы 20.

Кол-во скважин, на которых проводятся мероприятия	ед	105
Среднегодовой коэффициент падения добычи	ед	0,7
Средний коэффициент эксплуатации скважин	ед	0,95
Доля условно-переменных затрат в себестоимости нефти	%	58,5
Ставка дисконта	%	10
Цена одной тонны нефти	руб	37506,7

4.4 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия

Проведение инновационного мероприятия приведет к увеличению добычи нефти, которое можно определить по формуле:

$$\Delta Q(q) = \Delta q \cdot T \cdot K_{\text{э}} \cdot N \quad (1)$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут.;

T – время работы скважины в течение года, сут. Принимаем равным 365 дням;

N – количество скважин, на которых проводятся мероприятия, ед.;

$K_{\text{э}}$ – коэффициент эксплуатации скважин, ед.

$$\Delta Q(q) = 3,5 \cdot 365 \cdot 0,95 \cdot 105 = 127430,625 \text{ т} = 127,4 \text{ тыс. т}$$

Поскольку прирост добычи нефти в следующие после проведения инновационного мероприятия годы падает, то дополнительная добыча нефти составит:

$$\Delta Q(q) = \Delta q \cdot T \cdot K_{\text{э}} \cdot N \quad (2)$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут.

Расчет прироста среднесуточного дебита во второй и третий год осуществляется с учетом среднегодового коэффициента падения добычи нефти.

$$\Delta q_2 = \Delta q_1 - (\Delta q_1 \cdot K_{\text{п}}) = 3,5 - (3,5 \cdot 0,7) = 1,05 \text{ т/сут}$$

$$\Delta q_3 = \Delta q_2 - (\Delta q_2 \cdot K_{\text{п}}) = 1,05 - (1,05 \cdot 0,07) = 0,315 \text{ т/сут}$$

Дополнительная добыча нефти за 2-й год:

$$\Delta Q_2 = 1,05 \cdot 365 \cdot 0,95 \cdot 105 = 38229,2 \text{ т}$$

Дополнительная добыча нефти за 3-й год:

$$\Delta Q_3 = 0,315 \cdot 365 \cdot 0,95 \cdot 105 = 11468,8 \text{ т}$$

Прирост выручки от реализации за t-й год определяется по формуле:

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \cdot C_n \quad (3)$$

где ΔQ – объем дополнительно добычи нефти в t-м году, тонн;

C_n – цена 1 тонны нефти, руб.

$$\Delta B_1 = 127430,625 \text{ т} \cdot 37506,7 \text{ руб/т} = 4779503,269 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta B_2 = 38229,2 \text{ т} \cdot 37506,7 \text{ руб/т} = 1433850,981 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta B_3 = 11468,8 \text{ т} \cdot 37506,7 \text{ руб/т} = 430155,294 \text{ тыс. руб.}$$

Текущие затраты (на дополнительную добычу за t-й год) определяются как сумма затрат на мероприятие и условно-переменных затрат по формуле:

$$\Delta Z_t = \Delta Z_{\text{допт}} + Z_{\text{мер}} \quad (4)$$

где $\Delta Z_{\text{допт}}$ – условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти в t-м году, руб.;

$Z_{\text{мер}}$ – затраты на проведение мероприятия, руб.

$$\Delta Z_{\text{допт}} = \Delta Q_t \cdot C \cdot \frac{D_{\text{у/пер}}}{100} \quad (5)$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./тонну;

$D_{\text{у/пер}}$ – удельный вес условно-переменных затрат, %

$$\Delta Z_{\text{допт1}} = 127,4 \text{ тыс. т} \cdot 1800 \text{ руб/т} \cdot \frac{58,5}{100} = 134184,4 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta Z_{\text{допт2}} = 38,2 \cdot 1800 \text{ руб/т} \cdot \frac{58,5}{100} = 40255,3 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta Z_{\text{допт3}} = 11,5 \text{ тыс. т} \cdot 1800 \text{ руб/т} \cdot \frac{58,5}{100} = 12076,6 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на проведение мероприятия определим по формуле:

$$Z_{\text{мер}} = C_{\text{мер}} \cdot N_{\text{н.скв}} \quad (6)$$

где $C_{\text{мер}}$ – стоимость проведения мероприятия за год разработки, руб.;

$N_{\text{н.скв}}$ – количество скважин, на которых проводится инновационное мероприятие, ед.

$$Z_{\text{мер}} = 900 \text{ тыс. руб} \cdot 105 = 94500 \text{ тыс. руб}$$

Тогда общие затраты, связанные с дополнительной добычей нефти за t-й год составят:

$$\begin{aligned}\Delta Z_1 &= \Delta Z_{\text{доп1}} + Z_{\text{мер}} = 134184,45 \text{ тыс. руб.} + 94500 \text{ тыс. руб.} \\ &= 228684,45 \text{ тыс. руб.}\end{aligned}$$

$$\Delta Z_2 = \Delta Z_{\text{доп2}} = 40255,33 \text{ тыс. руб.} = 40255,33 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta Z_3 = \Delta Z_{\text{доп3}} = 12076,6 \text{ тыс. руб.} = 12076,6 \text{ тыс. руб.}$$

Для расчета налога на прибыль рассчитаем налогооблагаемую прибыль за t-й год по формуле:

$$\Delta P_{\text{н/облт}} = \Delta B_t - \Delta Z_t \quad (7)$$

где ΔB_t – прирост выручки от реализации в t-м году, руб.;

ΔZ_t – текущие затраты в t-м году, руб.

$$\begin{aligned}\Delta P_{\text{н/облт1}} &= 4779503,269 \text{ тыс. руб.} - 228684,45 \text{ тыс. руб.} \\ &= 4550818,8 \text{ тыс. руб.}\end{aligned}$$

$$\Delta P_{\text{н/облт2}} = 1433850,981 \text{ тыс. руб.} - 40255,33 \text{ тыс. руб.} = 1393595,6 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta P_{\text{н/облт3}} = 430155,294 \text{ тыс. руб.} - 12076,6 \text{ тыс. руб.} = 418078,7 \text{ тыс. руб.}$$

Определим величину налога на прибыль за t-й год по формуле:

$$\Delta H_{\text{прt}} = \frac{\Delta P_{\text{н/облт}} \cdot N_{\text{пр}}}{100} \quad (8)$$

где $N_{\text{пр}}$ – ставка налога на прибыль, %

$$\Delta H_{\text{пр1}} = 4550818,8 \text{ тыс. руб.} \cdot 0,2 = 910163,8 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta H_{\text{пр2}} = 1393595,6 \text{ тыс. руб.} \cdot 0,2 = 278719,1 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta H_{\text{пр3}} = 418078,7 \text{ тыс. руб.} \cdot 0,2 = 83615,7 \text{ тыс. руб.}$$

Прирост годовых денежных потоков рассчитывается по формуле:

$$\Delta ДП_t = \Delta B_t - \Delta Z_t - H_t = \Delta P_{\text{н/облт}} - H_t \quad (9)$$

$$\Delta ДП_1 = 4550818,8 \text{ тыс. руб.} - 910163,8 \text{ тыс. руб.} = 3640655 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta ДП_2 = 1393595,6 \text{ тыс. руб.} - 278719,1 \text{ тыс. руб.} = 1114876,5 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta ДП_3 = 418078,7 \text{ тыс. руб.} - 83615,7 \text{ тыс. руб.} = 334463 \text{ тыс. руб.}$$

Поток денежной наличности определяется как разница между приростом годовых денежных потоков и капитальными вложениями:

$$\text{ПДН}_t = \Delta\text{ДП}_t - \text{KB}_t \quad (10)$$

$$\text{ПДН}_1 = \Delta\text{ДП}_1 = 3640655 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ПДН}_2 = \Delta\text{ДП}_2 = 1114876,5 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ПДН}_3 = \Delta\text{ДП}_3 = 334463 \text{ тыс. руб.}$$

Накопленный поток денежной наличности определим по формуле:

$$\text{НПДН}_t = \sum \text{ПДН}_t \quad (11)$$

$$\text{НПДН}_1 = \Delta\text{ДП}_1 = 3640655 \text{ тыс. руб.}$$

$$\begin{aligned} \text{НПДН}_2 &= \Delta\text{ДП}_1 + \Delta\text{ДП}_2 = (3640655 + 1114876,5) \text{ тыс. руб.} \\ &= 4755531,6 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{НПДН}_3 &= \Delta\text{ДП}_1 + \Delta\text{ДП}_2 + \Delta\text{ДП}_3 \\ &= (3640655 + 1114876,5 + 334463) \text{ тыс. руб.} \\ &= 5089994,5 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Дисконтированный поток денежной наличности определяется по формуле:

$$\text{ДПДН}_t = \frac{\Delta\text{ДП}_t}{(1+i)^t} \quad (12)$$

где i – ставка дисконта, доли единицы.

$$\text{ДПДН}_1 = \frac{3640655 \text{ тыс. руб.}}{(1+0,1)} = 3309686,4 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ДПДН}_2 = \frac{1114876,5 \text{ тыс. руб.}}{(1+0,1)^2} = 921385,6 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ДПДН}_3 = \frac{334463 \text{ тыс. руб.}}{(1+0,1)^3} = 251287 \text{ тыс. руб.}$$

Чистый дисконтированный доход от проведения мероприятия определяется по формуле:

$$\text{ЧДД}_t = \sum \text{ДПДН}_t \quad (13)$$

$$\text{ЧДД}_1 = \text{ДПДН}_1 = 3309686,4 \text{ тыс. руб.}$$

$$\begin{aligned} \text{ЧДД}_2 &= \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 = (3309686,4 + 921385,6) \text{ тыс. руб.} \\ &= 4231072 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

$$\text{ЧДД}_3 = \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 + \text{ДПДН}_3 = (3309686,4 + 921385,6 + 251287) \text{ тыс. руб.} = 4482358,9 \text{ тыс. руб.}$$

Результаты расчетов показателей экономической эффективности проведения мероприятий представлены в виде таблицы 21.

Таблица 21 – Показатели экономической эффективности мероприятия

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год
Капитальные вложения, тыс. руб.	–	–	–
Прирост добычи нефти, тыс. тонн	127,4	38,2	11,5
Прирост выручки от реализации, тыс. руб.	4779503,3	1433851	430155,3
Текущие затраты, тыс. руб.	228684,4	40255,3	12076,6
Прирост прибыли, тыс. руб.	4550818,8	1393595,6	418078,7
Прирост суммы налоговых выплат, тыс. руб.	910163,8	278719,1	83615,7
Накопленный поток денежной наличности, тыс. руб.	3640655	4755531,6	5089994,5
Дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	3309686,4	921385,5	251259,9
Накопленный дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	3309686,4	4231072	4482358,9

Вывод: была рассчитана экономическая эффективность проведения РИР на 105 скважинах за 3 года. В результате выяснили, что проведенное мероприятие оказывает положительный экономический эффект и отражается в увеличении чистой прибыли предприятия. В реальной ситуации затраты оправдывают себя спустя несколько недель. Это объясняется сложностью и необходимостью неоднократного повторения операций.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Скворцову Вадиму Игоревичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Разработка комплекса мероприятий по предупреждению и ликвидации перетоков, негерметичности эксплуатационной колонны на нефтяных месторождениях Западной Сибири	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: методы для восстановления герметичности эксплуатационной колонны Область применения: скважины с резким ростом обводненности продукции
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	"Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.05.2021) – Глава 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом»; ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования; ГОСТ 22269-76. Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования; ИПБОТ 262-2008 Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по исследованию скважин
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: 1. Повышенная запыленность и загазованность 2. Пониженная температура воздуха 3. Повышенный уровень шума и вибрации Опасные факторы: 1. Пожароопасность и взрывоопасность 2. Высокие давления закачки и опрессовки 3. Механические опасности

3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: воздействия нет Гидросфера: загрязнение вод кислотами, тапонажными растворами Литосфера: химическое воздействие на почву
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: наводнения, ураганы, лесные пожары, возгорания ГСМ Наиболее типичная ЧС: нефтегазоводопроявление

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.04.2021
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Скворцов Вадим Игоревич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В настоящее время большая часть месторождений нефти и газа находится в эксплуатации более двадцати лет. То есть основной фонд скважин – это скважины, срок службы которых давно преодолел десятилетний барьер. На данном этапе эксплуатация месторождений характеризуется тенденцией увеличения простаивающего фонда скважин по геологическим и техническим причинам. Скорейшее восстановление и ввод в строй бездействующих скважин - задача огромной важности, так как количество скважин, требующих капитального и текущего ремонтов, часто превышает число действующих.

Особое значение при эксплуатации и освоении скважин имеют ремонтно-изоляционные работы. Нередко даже во вновь вводимых в эксплуатацию скважинах, наблюдаются межпластовые, заколонные перетоки флюидов, которые не позволяют эксплуатировать скважину на оптимальном режиме и получать качественную продукцию - безводную нефть.

В разделе, посвященному социальной ответственности, освещены вопросы по снижению или предотвращению влияния вредных и опасных факторов на работников при проведении операций по восстановлению герметичности колонны. Также отражено пагубное влияние негерметичности и ремонтных работ на окружающую среду.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Ремонтно-изоляционные работы проводятся лицами, работающими вахтовым методом. Данный вид работ регулируется «Трудовым кодексом Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.05.2021) – Глава 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» [37]. К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет,

беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.).

В соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ «Рабочее место при выполнении работ стоя» «Общие эргономические требования» [38] и ГОСТ 22269-76 «Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования» [39] рациональная организация рабочей зоны обеспечивает удобную рабочую позу, возможность применения передовых приемов и методов труда, минимальные траектории движений рабочего и движений предметов труда, соблюдение строгой последовательности, при которой один элемент работы плавно переходит в другой. При этом размещение средств оснащения и предметов труда должно подчиняться основным требованиям, нарушение которых ведет к непроизводительным затратам рабочего времени и энергии работника, преждевременному утомлению и снижению производительности труда, нерациональному использованию производственных площадей.

Ответственный руководитель (чаще всего мастер) перед допуском к работе должен выяснить, какие меры безопасности приняты при подготовке рабочего места, и проверить рабочее место лично в соответствии с ИПБОТ 262-

2008 «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по исследованию скважин». [40]

5.2 Производственная безопасность

Ремонтно-изоляционные работы производит бригада КРС (капитальный ремонт скважин). Выполнение работ по ремонту скважины всегда считается опасным процессом. Помимо этого, работники бригады КРС постоянно подвержены влиянию вредных факторов. Также следует иметь в виду, что месторождения Западной Сибири расположены в северной части страны, в связи с чем нужно учитывать температурные воздействия.

Работа бригады КРС, согласно должностной инструкции на рабочее место, включает в себя:

1. Монтаж и транспортировка оборудования, перебазирование подъемных агрегатов, транспортировка оборудования, закрепленного за бригадой, подготовительно-заключительные работы при ремонте скважин, спуск-подъем подземного оборудования;
2. Внедряет прогрессивные методы работ, совершенствует материальное стимулирование непосредственно на рабочих местах;
3. Обеспечивает безопасность ведения работ, соблюдения противопожарных правил, промышленной санитарии, гигиены труда и охраны окружающей среды на рабочих местах.

Вредные и опасные факторы, оказывающие влияние на работников бригады КРС (согласно ГОСТ 12.0.003-2015) [41], представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Опасные и вредные факторы при работе бригады КРС

Факторы (согласно ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разра- ботка	Изготов- ление	Эксплуа- тация	
1. Повышенная запыленность и загазованность	–	+	+	Требования к воздуху рабочей зоны: ГОСТ 12.1.005-88 [42];

Продолжение таблицы 24.

2. Пониженная температура воздуха	–	+	+	Требования к физическим факторам на рабочих местах: СанПиН 2.2.4.3359-16 [43]; Шум: ГОСТ 12.1.003-2014 [44]; Электробезопасность: ГОСТ 12.1.019-2017 [45]; Классификация опасности химической продукции: ГОСТ 32419-2013 [46]; Правила эксплуатации сосудов, работающих под давлением: ПБ 03-576-0 [47]; Естественное и искусственное освещение: СП 52.13330.2016 [48]
3. Превышенный уровень шума и вибрации	–	+	+	
4. Пожароопасность и взрывоопасность	–	+	+	
5. Высокие давления закачки и опрессовки	–	–	+	
6. Недостаточная освещенность рабочей зоны	–	+	+	

5.2.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Пониженная температура воздуха

Отклонение показателей температуры воздуха может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. Рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

Спецодежда должна быть хлопчатобумажной, изо льна, грубошерстные сукна, иметь удобный крой для работы в экстремальных условиях. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей. Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

Рекомендуемый режим работ на открытой территории указан в таблице 23.

Таблица 23 – Рекомендуемый режим работ на открытой территории [49]

Температура воздуха, °С	Скорость ветра, м/с											
	до 1		1-2		2-4		4-6		6-8		8-10	
	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б
-10	127	1	114	1	95	2	80	2	68	3	58	3
-15	88	2	82	2	69	3	60	3	52	3	45	4
-20	67	3	62	3	55	3	49	4	42	4	37	4
-25	55	3	51	3	46	4	41	4	36	5	32	5
-30	46	4	43	4	39	4	35	5	31	5	28	6
-35	39	4	38	4	34	5	30	5	27	6	24	7
-40	35	5	33	5	30	5	27	6	24	7	22	7
-45	31	5	29	6	27	6	24	7	22	7	20	8

Примечание к таблице 25: а – максимальная продолжительность непрерывного пребывания на холоде, мин; б – число 10-минутных перерывов для обогрева за 4 часовой период рабочей смены.

Повышенный уровень шума и вибрации

Шумы уровня 80-90 дБ при длительном воздействии приводят к заболеванию нервной системы, а более 100 дБ - к снижению слуха, вплоть до глухоты. Шум создает значительную нагрузку на нервную систему человека, оказывая на него психологическое воздействие.

Сотрудники бригады ремонта скважин находятся под постоянным воздействием шума от оборудования. ГОСТ 12.01.003-2014 регламентирует, что уровень шума не должен превышать 80 дБ, но при работе насосных агрегатов достигается значение в 100 дБ. В связи с этим в обязательном порядке используются средства индивидуальной защиты органов слуха: накладные наушники или беруши.

К коллективному средству защиты от шума можно отнести постоянное поддержание эксплуатируемого оборудования в отличном техническом

состоянии для избегания повышенных шумов, образующихся вследствие его неисправности.

При действии на организм общей вибрации страдает в первую очередь нервная система и анализаторы: вестибулярный, зрительный, тактильный. У рабочих вибрационных профессий отмечены головокружения, расстройство координации движений, симптомы укачивания, вестибуловегетативная неустойчивость.

Вибрация, влияющая на бригаду КРС, относится ко 2 категории, поэтому в качестве средств индивидуальной защиты от вибрации для рук и ног используются защитные перчатки, рукавицы, прокладки, вкладыши, защитную обувь, стельки и подметки. Эти элементы одежды обязательно должны обладать упругодемпфирующим элементом.

Недостаточная освещённость рабочей зоны

При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов (СП 52.13330.2016). Мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

Повышенная запыленность и загазованность

В процессе производственных операций работник может подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов. В связи с этим работники обеспечиваются соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания.

Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением работ. Коллективные средства защиты - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. К таковым могут относиться сигнализаторы, подающие знак о превышении предельно допустимой концентрации газов в воздухе. Данные значения представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Предельно допустимая концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны [50]

Наименование вещества	ПДК мг/м ³ (Рабочей зоны)
Окислы азота (в перерасчете на O ₂)	5
Окись углерода	20
Углеводороды предельные C ₁ -C ₁₀	300
Пентан	200
Соляная кислота	5
Метанол	5

5.3.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Электрический ток

Источником поражения электрическим током, при проведении работ на кузовных площадках, могут являться плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний. Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил. Защитное заземление должно удовлетворять ряду требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 [51] «Защитное заземление. Зануление».

Для защиты персонала от поражения электрическим током при пробое изоляции электрифицированных механизмов и электроинструмента они должны быть оборудованы устройствами защитного отключения (УЗО). Одной из защитных мер является также ограничение напряжения до 12- 36 В для переносного электрооборудования, местного или ремонтного освещения.

Коллективные средства электробезопасности: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка ограждающих устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Механические травмы могут возникать при монтаже, демонтаже оборудования, при спускоподъемных операциях. При неправильной эксплуатации или использования неисправного оборудования, инструментов, механизмов. При проведении работ также используется автомобильный транспорт различного назначения, в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [52] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов, плановую и внеплановую проверку

пусковых и тормозных устройств, проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов согласно ГОСТ 12.2.003-91 [53].

Высокие давления закачки и опрессовки

Оборудование, в котором давление газа или жидкости превышает атмосферное, принято называть сосудами, работающими под давлением.

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может повлечь тяжелые последствия. Для предупреждения подобных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г.

Разгерметизация (потеря герметичности), достаточно часто сопровождается возникновением двух групп опасностей.

Первая из них связана с взрывом сосуда или установки, работающей под давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близко расположенного оборудования и техники, а также травмирование персонала разлетающимися осколками оборудования.

Вторая группа опасностей зависит от свойств веществ, находящихся в оборудовании, работающем под давлением. Но так как химические реагенты, применяемые для ВПП, не являются агрессивными (в большинстве технологий используется ПАА в качестве основного компонента), то влияние, оказываемое ими на организм человека и окружающую среду, не является негативным.

Причинами разгерметизации могут являться различные дефекты (трещины, вмятины, дефекты сварки и др.), возникшие при изготовлении, хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для своевременного обнаружения этих дефектов применяют различные методы контроля: внешний осмотр сосудов и аппаратов, работающих под давлением, гидравлические испытания сосудов, механические испытания материалов, из которых изготовлены сосуды, и др.

5.3 Экологическая безопасность

Операции ВИР сопровождается неизбежным техногенным воздействием на объекты природной среды. С целью исключения или сведения к минимуму негативного воздействия работ данного вида на окружающую среду предусмотрен комплекс специальных мероприятий по охране окружающей среды.

В соответствии с нормами технологического проектирования для предотвращения попадания химических реагентов и технологических жидкостей в гидросферу, регламент должен предусматривать полную герметизацию всего оборудования, арматуры.

Загрязнение атмосферы

Технологические операции, проводимые на скважинах в целях их ремонта, не оказывают пагубного влияния на атмосферу. Возможные выбросы газа являются незначительными и не наносят вреда в масштабах атмосферы. Основное воздействие происходит на лито- и гидросферу.

Загрязнение литосферы

Загрязнение земной поверхности при проведении ремонтно-изоляционных работ может сопровождаться:

1. Нарушением и загрязнением почвенного и растительного покрова;
2. Активизацией экзогенных геологических процессов;
3. Снижением биопродуктивности экосистем;

Загрязнение гидросферы

Вторичное вскрытие пласта скважин при определенных условиях может сопровождаться:

1. Загрязнением водотоков, поверхностных водоемов, подземных вод грунтов, почв химическими реагентами, горюче-смазочными материалами (ГСМ), пластовыми флюидами.
2. Хозяйственно-бытовыми жидкими и твердыми отходами.

3. Перетоками в заколонном пространстве из-за нарушения целостности обсадной колонны.

4. Продуктами утечек скважины.

Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды

В процессе освоения скважины продукты освоения (нефть, отработанная вода) должны собираться в передвижные металлические емкости по 25 м³ с последующей откачкой нефти и пластовой воды в нефтесборный коллектор.

После закачки химических реагентов или других вредных веществ до разборки нагнетательной системы агрегата должна прокачиваться инертная жидкость объемом, достаточным для промывки нагнетательной системы. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость. Остатки химических реагентов следует собирать и доставлять в специально отведенное место, оборудованное для утилизации или уничтожения.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Аварии на месторождениях происходят в результате износа или неисправности оборудования, а также некомпетентности работников. В ходе проведения ремонта существует угроза неконтролируемого разлива или выброса нефти и газа. Как следствие, возникают такие чрезвычайные ситуации, как пожары и взрывы. Также причиной ЧС зачастую становится газонефтеводопроявление.

При возгорании и взрыве необходимо проинформировать старшего по смене, следует прекратить все разновидности работ, вызвать пожарную службу охраны, при необходимости, скорую медицинскую помощь, оповестить своего либо вышестоящего руководителя, действовать в соответствии с планом ликвидации аварий.

Для снижения последствий и недопущения ЧС необходим анализ и выявление потенциальных чрезвычайных ситуаций. Для этого на предприятии принимают следующие меры:

- контроль и прогнозирование опасных природных явлений и негативных последствий хозяйственной деятельности людей;
- оповещение населения, работников и органов управления предприятия об опасности возникновения ЧС;
- планирование действий по предупреждению ЧС и ликвидации их последствий;
- обучение работников к действиям в ЧС и поддержание в готовности средств защиты.

Выводы

Процесс ремонта скважин является трудоемким и крайне опасным. Необходимо строго соблюдать технику безопасности при ведении работ, использовать СИЗ, быть осведомленным о причинах возникновения ЧС и знать порядок действий для их устранения. Также необходимо совершенствовать технологии и оборудование для уменьшения пагубного влияния на окружающую среду.

В данной главе рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ на кустовой площадке, и в рамках этого вопроса проанализированы вредные и опасные производственные факторы и рекомендованы мероприятия по их устранению. Рассмотрены особенности экологической безопасности и безопасности в чрезвычайных ситуациях, а также правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Возникновение заколонной циркуляции является актуальной проблемой в нефтегазовой промышленности в России и за рубежом. Причинами её формирования могут быть некачественная цементная крепь, негерметичность ЭК и устьевого оборудования или частые СПО. Данная проблема затрагивает три составляющие процесса разработки: технологическую, экономическую и экологическую. Как следствие, происходит увеличение обводненности продукции, что приводит к осложнению транспортировки и переработки добываемого флюида, а значит и к повышенным затратам. Также существует риск загрязнения сточных вод в случае сброса воды с эмульсией нефти после её сепарации и пресных – в результате межпластовых перетоков. Решением данной проблемы служит проведение ремонтно-изоляционных работ. Для достижения положительного результата и повышения их эффективности следует прибегнуть к комплексному подходу, который включает в себя: правильный выбор скважин-кандидатов, качественное проведение ПГИ и верный подбор технологии.

Проведён анализ комплекса мероприятий по проведению РИР на нефтяных месторождениях Западной Сибири, разрабатываемых компаниями ПАО «НК Роснефть» и ПАО «Газпром нефть». Установлено, что при системе ППД в первую очередь РИР должны проводиться на нагнетательных скважинах, далее на добывающих внутренних рядов. Необходимо уделять особое внимание подбору метода ПГИ, ввиду разных осложнений, и выбору технологии РИР, исходя из особенностей объекта изоляции. На трех добывающих скважинах Барсуковского нефтяного месторождения компанией ООО «РН-Пурнефтегаз» были проведены опытно-промысловые испытания селективной технологии, и получена 100 % эффективность.

Выяснено, что применяемые методы не всегда дают положительный результат в связи со сложными геолого-физическими условиями. Тем не менее, чаще всего РИР оправдывают затраченные средства и являются одним из основных мероприятий, направленных на уменьшение обводненности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности). Утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534. - Москва.
2. Хомутко В.И. Neftok. Портал о нефти [Электронный ресурс]. – URL: <https://neftok.ru/strany/neft-zapadnoj-sibiri.html> (дата обращения: 05.04.2021).
3. Пискунов А.И., Леушева Л.Е. Анализ причин появления заколонных перетоков // Проблемы научно-технического прогресса в бурении скважин, Секция 2: Сборник докладов / Томск. Политех. ун-т. Томск, 2014, – С. 288 – 296.
4. Обеспечение эффективного разобщения пластов после окончания эксплуатации скважины // Нефтегазовое обозрение. – Весна 2008. – том 20. – №1. – С. 22 – 37.
5. ГОСТ 632-80. Трубы обсадные и муфты к ним. Технические условия (с Изменениями N 1, 2, 3, 4).
6. Бекетов С.Б., Евик В.Н., Суковицын В.А. Особенности формирования каналов техногенных перетоков газа в заколонных пространствах скважин // Неделя горняка. – 2003. – семинар №8. – С. 1 – 6.
7. ГОСТ Р ИСО 13678-2015. Трубы обсадные, насосно-компрессорные, трубопроводные и элементы бурильных колонн для нефтяной и газовой промышленности. Оценка и испытание резьбовых смазок.
8. Лян Эрго, Ли Цзыфэн, Чэнь Хунбин Влияние ползучести горных пород на нагрузки обсадной колонны // Вестник ЮУрГУ. Серия «Строительство и архитектура». – 2010. – №33. – С. 17 – 19.
9. Аникиев К.А. Прогноз сверхвысоких пластовых давлений и совершенствование глубокого бурения на нефть и газ. - Ленинград: Недрa, 1971. – С. 168.
10. Вахромеев А.Г., Толкачев Г.М., Козлов А.С., Сверкунов С.А., Мартынов Н.Н., Горлов И.В., Смирнов А.С., Заливин В.Г. Смятие обсадных

колонн при бурении скважин в соленосном комплексе юга Сибирской платформы 96 // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – №10. – С. 42 – 49.

11. Мухаметшин В. Г., Дубинский Г. С., Аверьянов А. П. О причинах нарушений герметичности эксплуатационных колонн и мероприятиях по их предотвращению // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – №3. – С. 19 – 24.

12. Насыров В.А., Шляпников Ю.В., Насыров А.М. Обводненность продукции скважин и влияние ее на осложняющие факторы в добыче нефти // Экспозиция Нефть Газ. – 2011. – №2/н (14). – С. 14 – 17.

13. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа: учебное пособие для вузов. – Уфа: Гилем, 2002. – С. 672.

14. Капитонов В.А., Спиридонов П.Ю. Предупреждение заколонных перетоков путём применения газоблокирующих составов // Булатовские чтения. – Сборник статей. – 2019. – С. 92 – 96.

15. Петрищева Ю.А., Глебова Л.В. Предупреждение межколонных давлений и межколонных перетоков путем использования комплексной технологии цементирования эксплуатационных скважин // Геология, география и глобальная энергия. – 2010. – №3 (38). – С. 153 – 155.

16. Долгих Л.Н. Крепление, испытание и освоение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие / Перм. гос. техн. ун-т. Пермь, 2007, – С. 189.

17. Давис Т., Видавский В.Э., Шабаршов А.В., ТАМ Норт Си Лтд. Первичное цементирование с использованием разбухающих пакеров FREECAP // Бурение и нефть. – июнь 2015. – С. 40 – 43.

18. Часовников Д.В. Использование набухающих пакеров при заканчивании горизонтальных скважин// Булатовские чтения. – Сборник статей. – 2019. – С. 125 – 128.

19. Бурдин Д.Л. Использование термометрии для решения промыслово-геофизических задач // Геология и полезные ископаемые Западного Урала. – 2010. – №10. – С. 205 – 209.

20. Марфин Е. А. Скважинная шумометрия и виброакустическое воздействие на флюидонасыщенные пласты: Учебно-методическое пособие. – Казань: Казан. ун-т, 2015. – С. 45.

21. Кнеллер Л.Е., Салимов В.Г., Ахметов Р.Т. Промысловая геофизика. Геофизические исследования скважин: Учебное пособие. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004. - С. 145.

22. ЗАО «Химеко-ГАНГ» Составы для ремонтно-изоляционных работ в скважинах / Рос. Гос. Ун-т нефти и газа им. И.М. Губкина – С. 22.

23. Магадова Л.А., Силин М.А., Ефимов Н.Н., Нигматуллин Т.Э., Хасаншин Р.Н. Опыт изоляции водопритоков в добывающих нефтяных скважинах с применением селективных материалов на углеводородной основе // Территория нефтегаз. – 2011. – С. 68 – 72.

24. Магадова Л.А., Ефимов Н.Н., Ефимов М.Н., Козлов А.Н., Шидгинов М.Н. К вопросу повышения качества ремонтно-изоляционных работ в низкопроницаемых коллекторах нефтяных и газовых скважин // Территория нефтегаз. – 2012. – С. 80 – 87.

25. Установка цементного моста [Электронный ресурс]. – URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/burovye-ustanovki-i-ikh-uzly/141522-ustanovka-tsementnogo-mosta/> (дата обращения: 25.04.2021).

26. Светашов В.Н. Технические средства для ремонтно-изоляционных работ [Электронный ресурс]. – URL: http://www.yugson.ru/articles/tehnicheskie_sredstva_dlya_rir/ (дата обращения: 25.04.2021).

27. Леонов И.В. Повышение эффективности технологии одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов: автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. тех. наук (25.00.17) / ОАО «ВНИИнефть». – Москва, 2011. – С. 13.

28. Рахманов И.Н. Технические средства и технологии для герметизации эксплуатационных колонн // Инженерная практика. – 2016. – №8. – С. 34 – 44.

29. Сахань А. В. и др. Применение стеклопластиковой колонны-летучки для восстановления герметичности эксплуатационных колонн // Нефтяное хозяйство. – 2017. – №. 11. – С. 132 – 136.

30. Габдулов Р.Р., Никишов В.И., Сливка П.И. Обобщение опыта выбора потенциальных скважин-кандидатов и технологий для проведения ремонтно-изоляционных работ // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2009. – №4. – С. 22 – 26.

31. Куликов А.Н., Лебедев В.А., Силин М.А. К вопросу оптимизации подбора объектов для проведения ремонтно-изоляционных работ с целью ликвидации заколонных перетоков на водоплавающих залежах нефти // Нефтепромысловое дело. – 2017 – С. 45 – 50.

32. Хасаншин Р.Н, к.т.н. ООО «Газпромнефть НТЦ» Опыт работ по ликвидации заколонных перетоков на нагнетательных скважинах ПАО «Газпром нефть» // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – №7. – С. 1 – 7.

33. Построение дизайна ремонтно-изоляционных работ. Методические указания компании ПАО «НК «Роснефть» / №П1-01.03 М-0031 (с Изменениями N 708, 108). – 2013. – С. 25 – 31.

34. Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б., Бакиров Н.Р. Результаты опытно-промысловых испытаний технологии «Темпоскрин-Плюс» для ограничения водопритока в добывающих скважинах ООО «РН-Пурнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. – 2019. – №6. – С. 78 – 82.

35. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова и др. – Томск: изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.

36. Методические указания к выполн. зач. раб. по дисц. «Учебно-исследовательская работа студентов» для студ. оч. обуч. четв. курса бакалавриата и очно-заоч. обуч.: учебно-методическое пособие / Е.М. Вершкова. – Томск: изд-во Томского политехнического университета, 2020. – 56 с.

37. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020). Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

38. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

39. ГОСТ 22269-76. Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования.

40. ИПБОТ 262-2008. Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по исследованию скважин.

41. ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы.

42. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

43. СанПиН 2.2.4.3359-16 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.

44. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (Переиздание).

45. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

46. ГОСТ 32419-2013 Классификация опасности химической продукции. Общие требования (с Поправкой).

47. ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

48. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.

49. Гигиенический норматив ГН 2.2.5.3532-18 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны».

50. Охрана труда в России [Электронный ресурс]. – URL: https://ohranatruda.ru/ot_biblio/instructions/166/150687/ (дата обращения: 15.05.2021).

51. ГОСТ 12.1.030-81 Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.

52. ГОСТ 12.2.062-81 Оборудование производственное. Ограждения защитные.

53. ГОСТ 12.2.003-91 Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

Приложение А

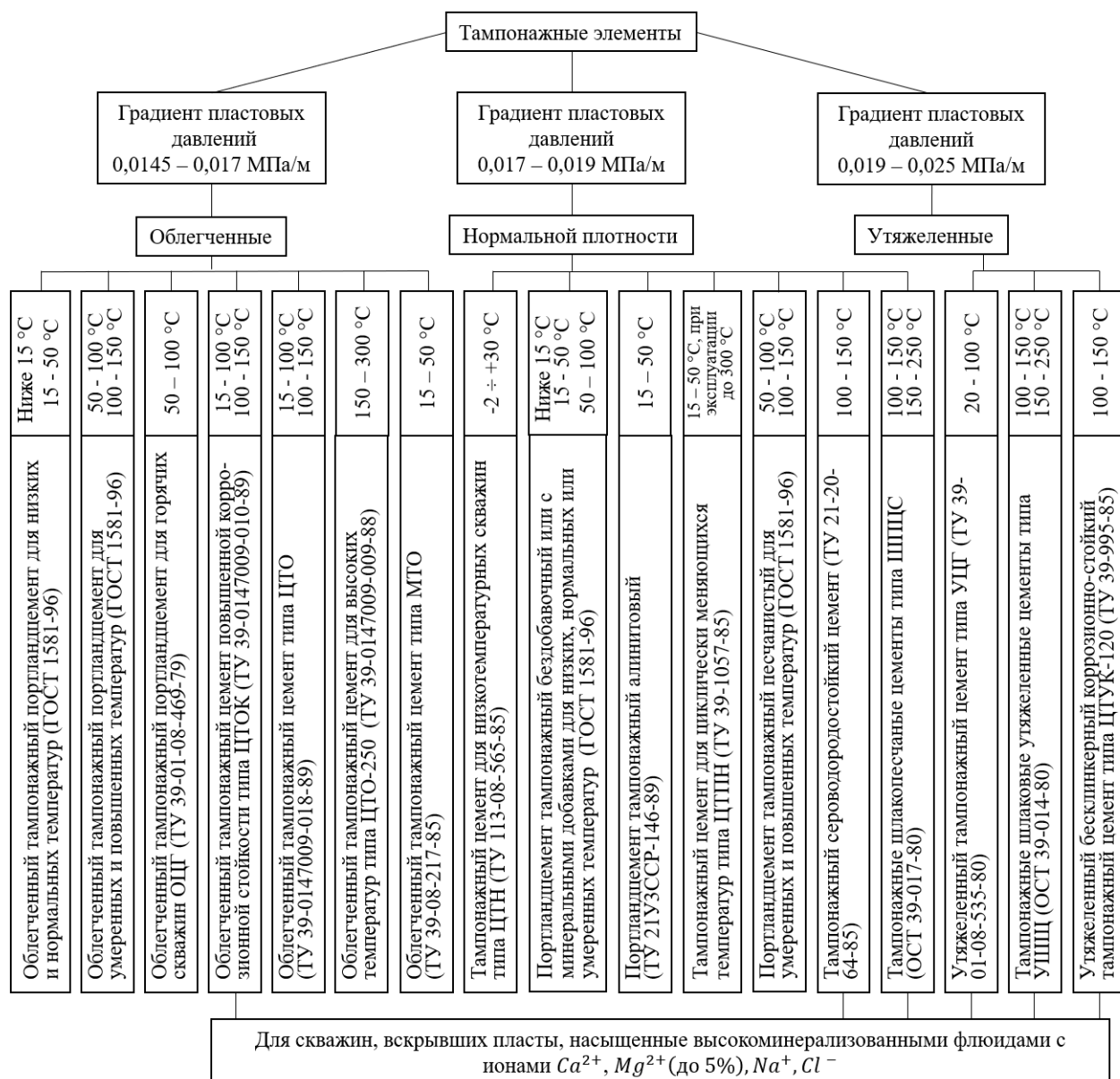


Рисунок А.1 – Рекомендации по выбору тампонажных материалов [16]

Приложение Б

Таблица Б.1 – Области применения технологических жидкостей [22]

Состав/Применение			Цементирование вертикальных участков ЭК	Цементирование горизонтальных участков ЭК	Цементирование ЭК после бурения	Опережающая водоизоляция при бурении	Восстановление цементного камня	Селективная изоляция обводненного пропластка	Ликвидация негерметичности ЭК	Ликвидация заколонных перетоков	Изоляция обводненного пласта
Цементные растворы	Водный раствор	Стандарт	++	-	-	+	+	-	-	-	+
		Микро	+	+	-	++	++	++	++	++	++
	БТРУО	Стандарт	-	-	-	+	-	++	-	-	+
		Микро	-	-	-	++	-	++	-	++	++
	ЭТРУО	Стандарт	++	++	++	+	+	-	-	-	+
		Микро	-	++	++	++	++	++	++	++	++
Осадкообразующие системы	ВИС-1	-	-	-	+	-	-	++	+	++	
	ВИС-2	-	-	-	+	-	-	++	+	++	
Полимерные системы	ППС	-	-	-	+	-	-	-	++	+	
	Одопак	-	-	-	+	-	-	-	++	+	
	ВУС	-	-	-	+	-	-	-	++	+	
Бонпак			-	-	-	-	-	++	-	+	+
Инвертная эмульсия			-	-	-	+	-	++	-	+	++

Примечание к таблице Б.1: «++» – высокоэффективно; «+» – эффективно; «-» – неэффективно.

Таблица Б.2 – Области применения технологических жидкостей [22]

Состав/Применение			Пласты с низкими пластовыми температурами (<60 °С)	Пласты со средними пластовыми температурами (60 – 90 °С)	Пласты с высокими пластовыми температурами (>90 °С)	Карбонатный коллектор	Терригенный коллектор	Пласты с низкой проницаемостью	Пласты с высокой проницаемостью	Трециноватый коллектор	Пластовые воды с высокой минерализацией	Стойкость к кислоте
Цементные растворы	Водный раствор	Стандарт	+	+	+	-	-	-	+	+	+	-
		Микро	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-
	БТРУО	Стандарт	+	+	+	-	-	-	+	+	+	+
		Микро	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	ЭТРУО	Стандарт	+	+	+	-	-	-	+	+	++	+
		Микро	+	+	+	+	+	+	+	+	++	+
Осадкообразующие системы	ВИС-1	+	+	+	+	+	++	-	-	+	+	
	ВИС-2	+	+	+	+	+	++	-	-	+	+	
Полимерные системы	ППС	+	++	+	+	+	-	+	+	+	+	
	Одопак	-	++	++	+	+	-	+	+	-	+	
	ВУС	++	++	+	+	+	-	+	+	-	+	
Бонпак			+	+	+	+	+	-	+	+	-	+
Инвертная эмульсия			+	+	-	+	+	++	+	+	+	-

Примечание к таблице Б.2: «++» – высокоэффективно; «+» – эффективно; «-» – неэффективно.

Приложение В

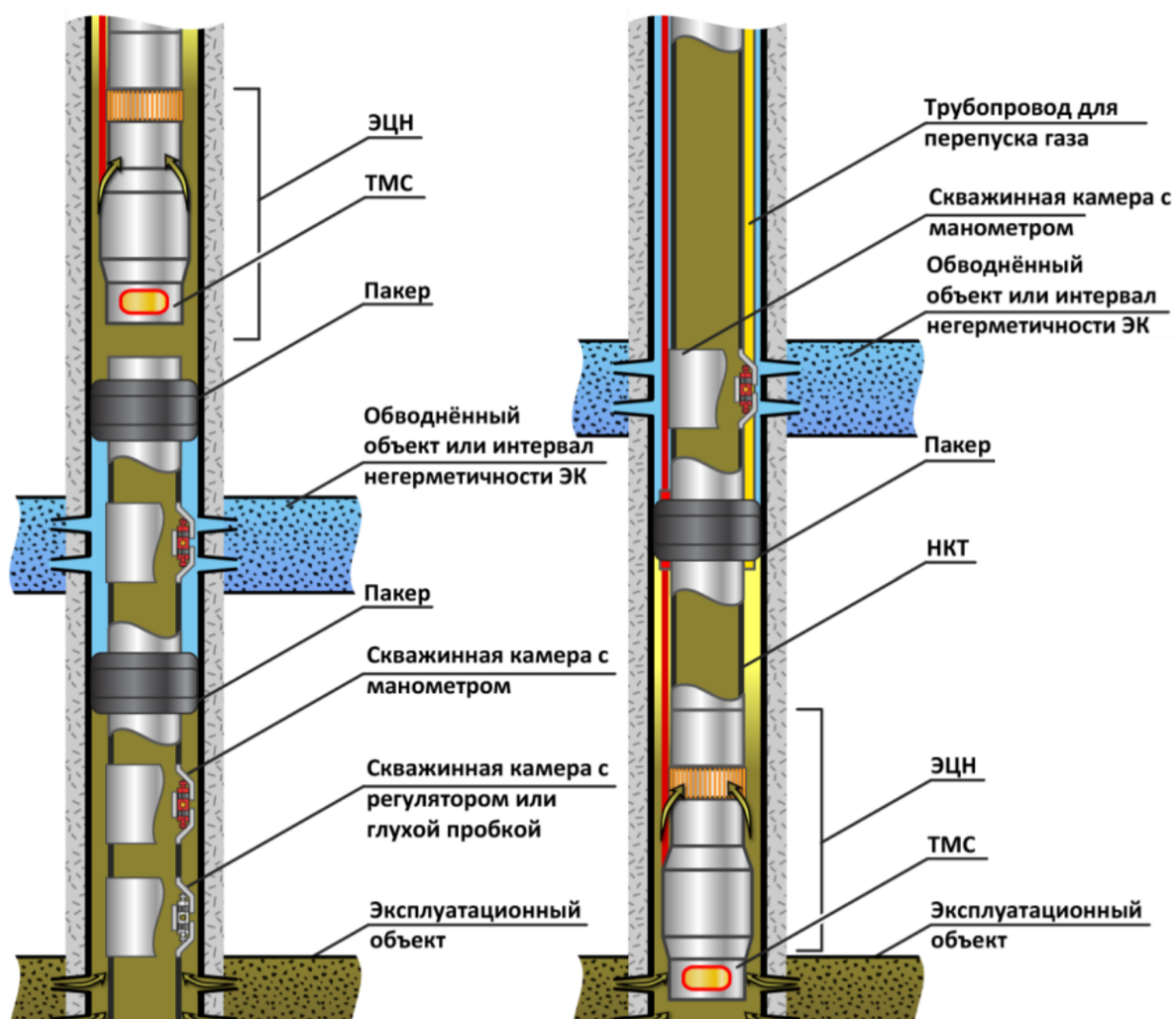


Рисунок В.1 – Изоляция обводненного пласта или интервала негерметичности в скважине с ЭЦН ниже и выше насоса [27]

Приложение Г

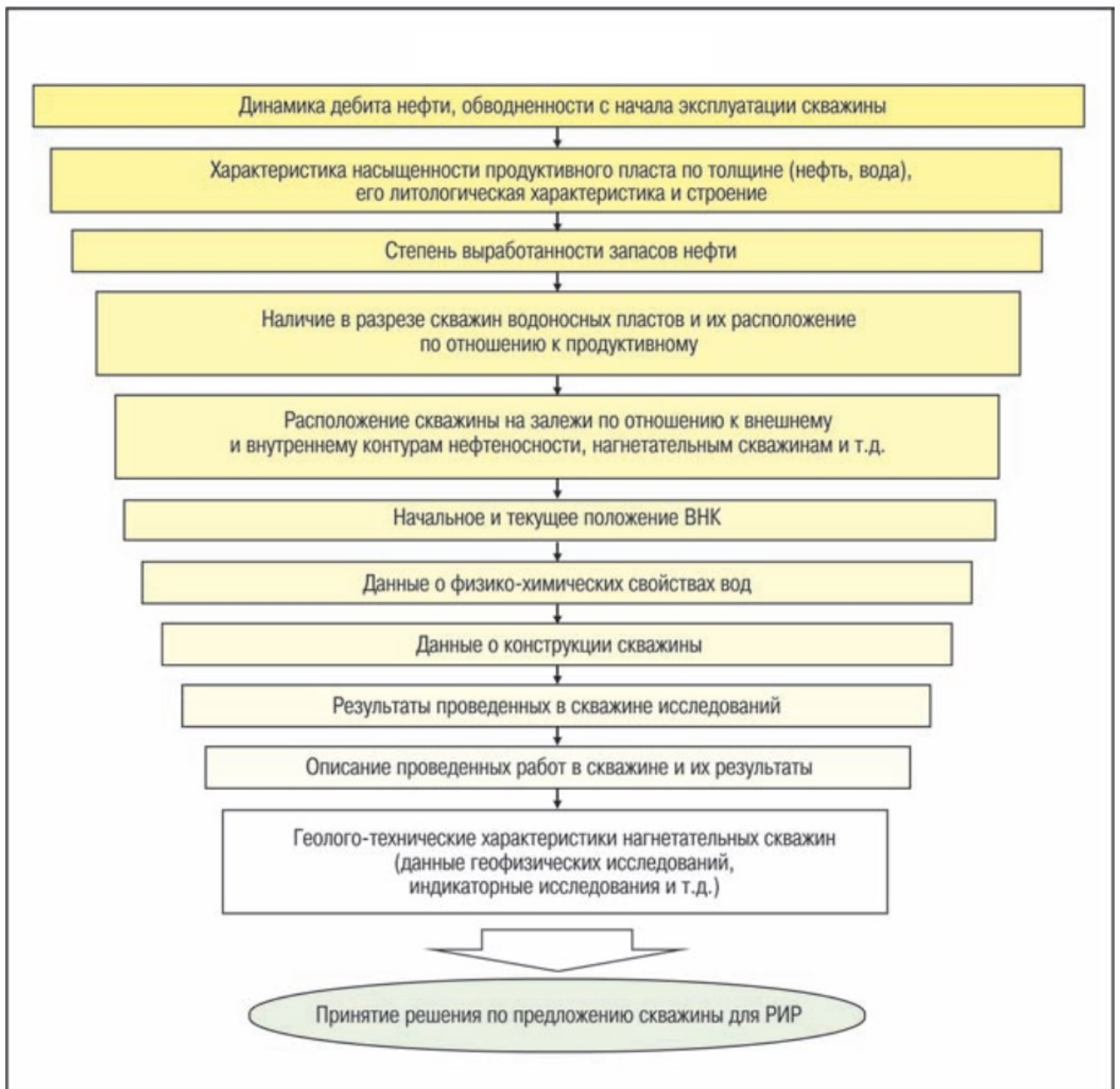


Рисунок Г.1 – Схема выбора скважин-кандидатов для проведения РИР [30]

Приложение Д

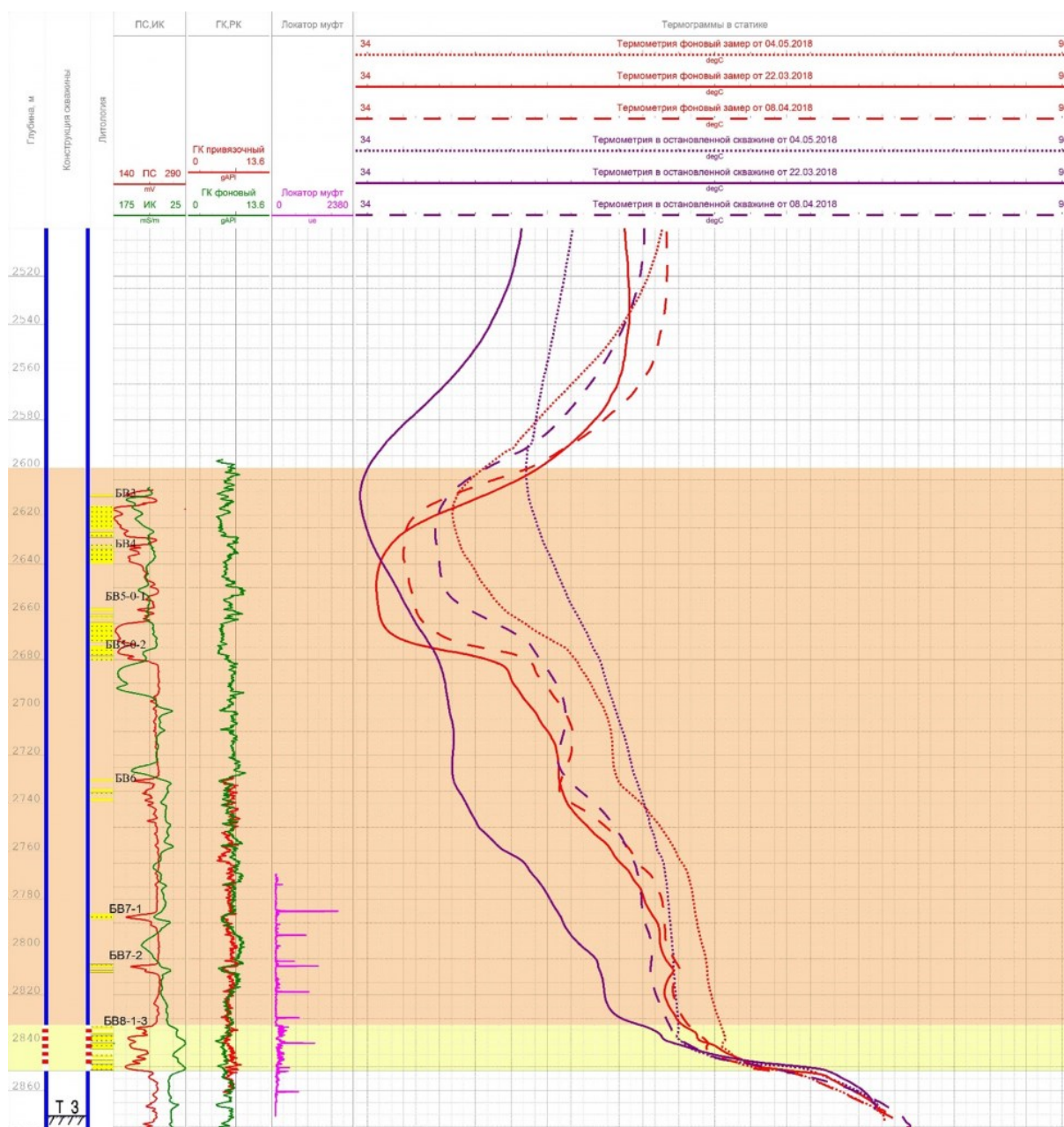


Рисунок Д.1 – Замеры термометрии (статика и фоновая статика – правая панель) [32]

Примечание к рисунку Д.1: замеры выполнены в интервале продуктивных толщин за разные даты: 22.03.2018 (фон до закачки МВ - закачка МВ выполнена 24.03.2018) и последующие: 08.04.2018 (сразу после РИР), 04.05.2018г. Другие панели планшета (слева направо): глубина (м), конструкция ствола, записи ГИС-открытый ствол (ПС и ИК), ГК и локатора муфт (в условных единицах).

Приложение Е

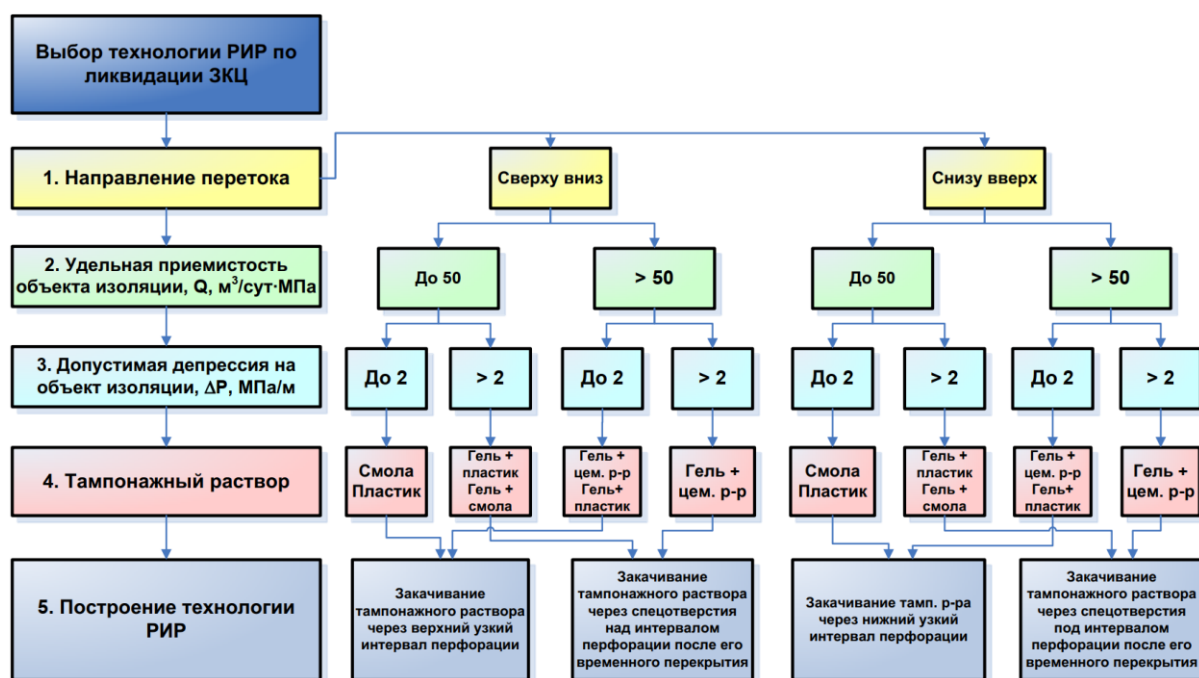


Рисунок Е.1 – Матрица выбора технологий РИР по ликвидации заколонной циркуляции жидкости [33]

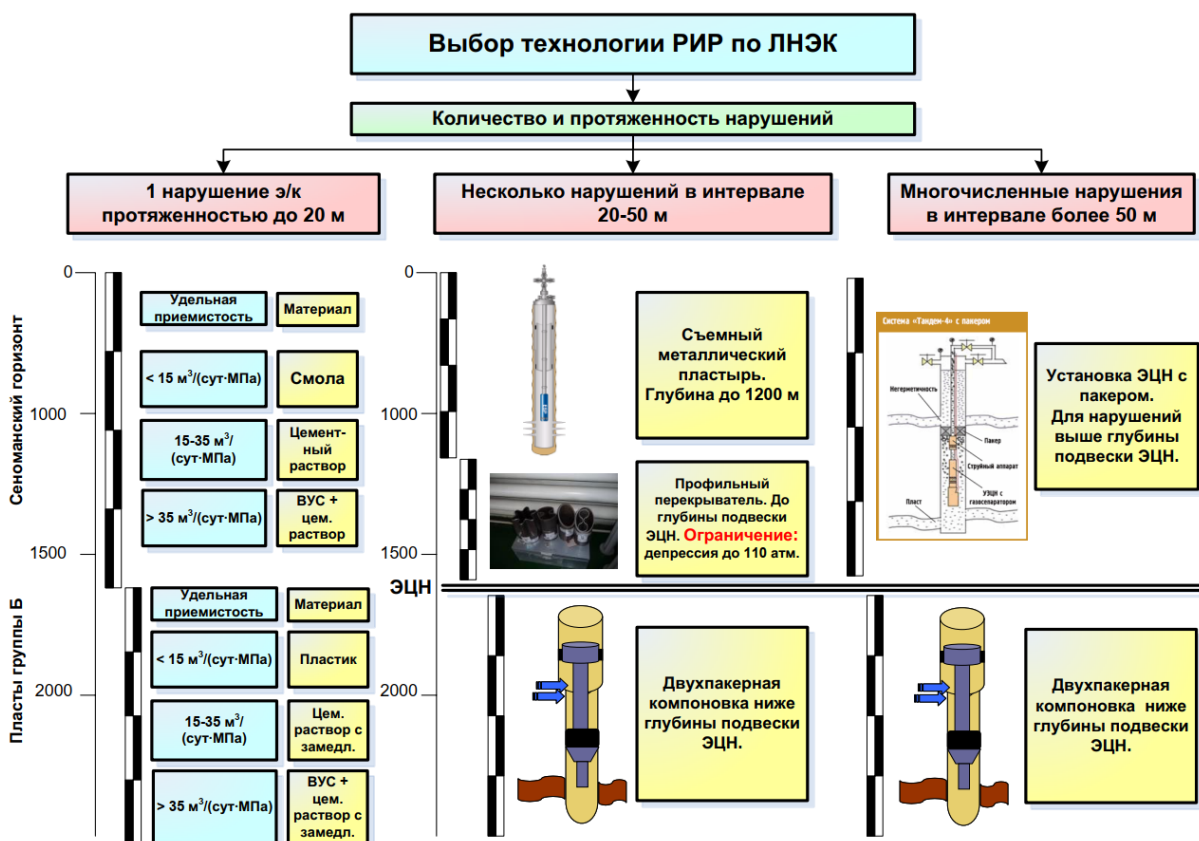


Рисунок Е.2 – Матрица выбора технологии ликвидации нарушений эксплуатационной колонны [33]

Приложение Ж

Таблица Ж. 1 – Эффективность проведения РИР на Барсуковском нефтяном месторождении [34]

Номер скважины	Дата обработки	Дебит жидкости, м ³ /сут	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %	Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут·МПа)	Начальные						
						Дебит жидкости, м ³ /сут		Дебит нефти, т/сут		Обводненность, %		Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут·МПа)
						факт	разн	план	факт	план	факт	факт
						До РИР				После РИР		
X1	29.05.17	443	7,4	98,1	86	339	-104	10,2	10,2	96	96,6	62
X2	26.06.17	502	7,5	98,3	174	297	-205	8	8,9	97	96,6	124
X3	12.09.17	633	10,6	98,1	141	347	-286	8,1	8,2	97,1	97,3	59
Среднее значение		526	8,5	–	134	328	-198	8,8	9,1	–	–	82