

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 (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276-049.32(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б7Г1	Гризодуб Егор Владимирович		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Гасанов Магеррам Али оглы	д.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Результаты освоения ООП

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 (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
32Б7Г1	Гризодубу Егору Владимировичу

Тема работы:

Повышение эффективности ремонтно-изоляционных работ на нефтяных месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№118-11/с от 28.04.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2022
--	------------

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	Причины возникновения негерметичности эксплуатационной колонны. Анализ последствий негерметичности эксплуатационной колонны. Анализ геологических условий, влияющих на нарушение герметичности эксплуатационной колонны. Обзор отечественных и зарубежных технологий ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны. Требования для проведения ремонтно-изоляционных работ. Определение источника обводнения с помощью промыслово-геофизических исследований скважины. Обзор технологических операций для

	восстановления герметичности эксплуатационной колонны. Обзор технических средств для восстановления герметичности эксплуатационной колонны. Технологические особенности проведения тампонирувания негерметичных участков с помощью АЭФС. Алгоритм выбора эффективной технологии ремонтно-изоляционных работ по устранению негерметичности эксплуатационной колонны в различных геолого-промысловых условиях.
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор ОСГН Д.э.н Гасанов Магеррам Али оглы
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Авдеева Ирина Ивановна

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

1. Анализ условий возникновения негерметичности эксплуатационной колонны
2. Анализ современных технологий и технических средств, применяемых для восстановления герметичности эксплуатационной колонны на месторождениях западной сибери
3. Анализ эффективности работ по восстановлению герметичности эксплуатационной колонны на месторождениях западной сибери
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
5. Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.04.2022
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.04.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б7Г1	Гризодуб Егор Владимирович		29.04.2022

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- ЭК** – эксплуатационная колонна;
- КИН** – коэффициент извлечения нефти;
- РИР** – ремонтно-изоляционные работы;
- ГНВП** – газонефтеводопроявления;
- ОК** – обсадная колонна;
- КВЧ** – концентрация взвешенных частиц;
- ППД** – поддержание пластового давления;
- ВНК** – водонефтяной контакт;
- ВНЭ** – водонефтяная эмульсия;
- ПЭД** – погружной электродвигатель;
- ЭЦН** – электроцентробежный насос;
- АВПД** – аномально высокое пластовое давление;
- ГТМ** – геолого-технические мероприятия;
- СПО** – спускоподъемные операции;
- ГГП** – глубинный гамма-плотномер;
- АКЦ** – акустический контроль цементирования;
- ГГКЦ** – гамма-гамма контроль цементирования;
- СГДТ** – скважинный гамма-дефектомер-толщиномер;
- АЦФ** – ацетон-формальдегидная смола;
- ГТМС** – гидрофобный тампонажный материал на основе смолы;
- АЭФС** – алкилрезорциновая эпоксифенольная смола;
- ПЭПА** – полиэтиленполиамин;
- ОЗЦ** – ожидание затвердевания цемента;
- ЛНЭК** – ликвидация негерметичности эксплуатационной колонны.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 125 страниц, в том числе 27 рисунка, 20 таблиц. Список литературы включает 41 источник. Работа содержит 1 приложение.

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

Объектом исследования являются технологии и технические средства по восстановлению герметичности эксплуатационной колонны.

Цель исследования – анализ применяемых технологий для восстановления герметичности эксплуатационной колонны на месторождениях Западной Сибири

В процессе исследования были подробно рассмотрены причины нарушений герметичности эксплуатационной колонны, а также методы определения дефектных интервалов как источников обводнения. Проведен анализ современных технологий и технических средств, применяющихся для восстановления герметичности колонн на месторождениях Западной Сибири. Даны рекомендации по выбору способа проведения ремонтно-изоляционных работ.

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

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	9
1 Анализ условий возникновения негерметичности эксплуатационной колонны.....	11
1.1 Причины возникновения негерметичности эксплуатационной колонны	11
1.2 Анализ последствий негерметичности эксплуатационной колонны ...	16
1.3 Анализ геологических условий, влияющих на нарушение герметичности эксплуатационной колонны	20
1.4 Обзор отечественных и зарубежных технологий ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны	26
2 Анализ современных технологий и технических средств, применяемых для восстановления герметичности эксплуатационной колонны на месторождениях Западной Сибири.....	29
2.1 Требования для проведения ремонтно-изоляционных работ	29
2.2 Определение источника обводнения с помощью промыслово-геофизических исследований скважины	34
2.3 Обзор технологических операций для восстановления герметичности эксплуатационной колонны.....	48
2.4 Обзор технических средств для восстановления герметичности эксплуатационной колонны.....	54
2.5 Технологические особенности проведения тампонирувания негерметичных участков с помощью АЭФС	64
3 Анализ эффективности работ по восстановлению герметичности эксплуатационной колонны на месторождениях Западной Сибири.....	68
3.1 Алгоритм выбора эффективной технологии ремонтно-изоляционных работ по устранению негерметичности эксплуатационной колонны в различных геолого-промысловых условиях.....	68

3.2 Методика ПАО НК «Роснефть»	74
3.3 Методика подбора скважин-кандидатов на лицензионных участках ПАО «ЛУКОЙЛ»	80
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	87
4.1Потенциальные потребители методик отборов скважин-кандидатов	87
4.2 SWOT-анализ операций по восстановлению герметичности эксплуатационных колонн.....	88
4.3 Расчет нормативной продолжительности времени работ	92
4.4 Расчёт затрат на проведение ремонтно-изоляционных работ.....	93
4.5 Расчет амортизационных отчислений	94
4.6 Расчет заработной платы	95
4.7 Расчет контрагентных услуг эффективности проведения РИР.....	97
4.8 Формирование бюджета затрат на реализацию проекта	98
4.9 Оценка экономической эффективности РИР.....	99
5 Социальная ответственность	105
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации	106
5.2 Производственная безопасность	107
5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	108
5.3 Экологическая безопасность	114
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	115
Заключение.....	117
Список используемых источников	119
Приложение А.....	123

ВВЕДЕНИЕ

На данный момент большая часть месторождений в Российской Федерации находятся на завершающей четвертой стадии разработки. Это, несомненно, является прямым и главным признаком серьезного износа оборудования и эксплуатационных колонн (ЭК) в том числе.

Основным дефектом, возникающим в трубах при добыче нефти и газа, является образование трещин. Точную причину их возникновения установить непросто, так как нарушению герметичности способствуют множество факторов: неправильный подбор труб для конкретных условий, некачественное цементирование, коррозия, нарушения технологии при спускоподъемных операциях, быстрый набор угла скважины при бурении и другое.

Работы по устранению негерметичности ЭК являются дорогими и далеко не всегда успешными, но проводить их необходимо, так как полученный на время эффект позволяет снизить обводненность продукции в несколько раз и повысить коэффициент извлечения нефти (КИН). В настоящее время большое количество скважин находятся в консервации по причине нерентабельности, так нарушение герметичности ЭК способствует резкому снижению дебита нефти. Вследствие такого простоя не достигается проектное значения КИН, что приводит к снижению экономических показателей. Установление причин негерметичности ЭК и выбор наиболее эффективного способа ремонтно-изоляционных работ (РИР) для конкретных условий являются крайне актуальными вопросами.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ существующих технологий и технических средств по восстановлению герметичности ЭК и обоснование их выбора на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

1. Проанализировать условия возникновения негерметичности эксплуатационной колонны;

2. Проанализировать технологии по устранению негерметичности ЭК;
3. Выбрать и обосновать эффективность проведения работ по восстановлению герметичности ЭК в геологических условиях месторождений Западной Сибири, представить алгоритм выбора технологии РИР по устранению негерметичности ЭК

1 АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ВОЗНИКНОВЕНИЯ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ

1.1 Причины возникновения негерметичности эксплуатационной колонны

Проблема нарушения герметичности была актуальной на протяжении десятилетий и остается таковой по сей день. Огромное количество научных трудов освещают этот вопрос, но сузить широкий спектр причин негерметичности все еще не удалось.

Эксплуатационная колонна подвергается воздействию множества факторов, поэтому точную причину нарушения герметичности для каждого отдельного случая установить очень сложно. Тем не менее, при изучении данного вопроса выделяют следующие основные проблемы: некачественное цементирование во время строительства скважины, наверно подобранная марка стали ЭК, плохое закрепление резьбовых соединений, разгерметизация в муфтовых соединениях, наличие интервалов интенсивного набора кривизны, неправильно подобранные трубы, использование агрессивных реагентов при интенсификации добычи нефти и высокоминерализованных вод при заводнении, коррозионное разрушение металла, а также высокие значения давления закачки в нагнетательных скважинах. Далее первостепенные факторы нарушения герметичности будут рассмотрены более подробно.

Цементирование

Для предохранения стенок скважины от обвалов горных породы, газонефтеводопроявлений (ГНВП), а также для изолирования продуктивных пластов стенки укрепляют обсадными трубами, которые, в свою очередь, крепятся к скважине с помощью цементного, или тампонажного, раствора. Если эта операция выполнена качественно, то внешняя часть ЭК защищена от воздействия флюида. В противном же случае трубы будут подвержены не только возникающим нагрузкам и давлениям, но и коррозии. На рисунке 1 представлены некоторые проблемы, возникающие вследствие плохого цементирования.

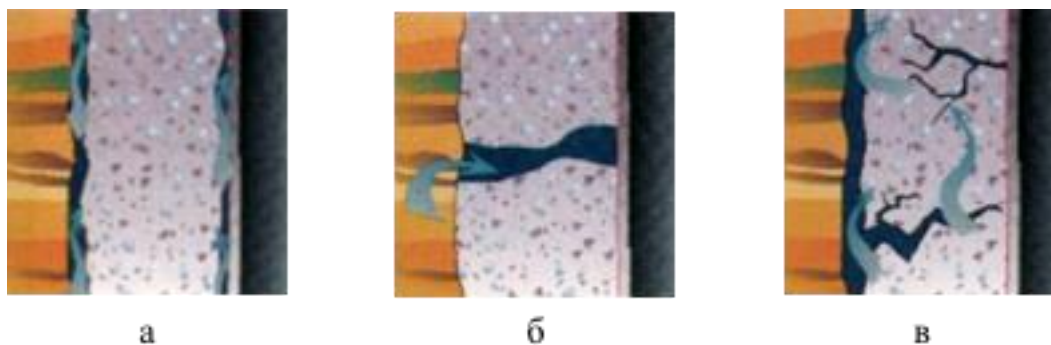


Рисунок 1 – Последствия некачественного цементирования: а – плохое сцепление на границах разделов; б – образование водяных поясов из-за седиментационной неустойчивости тампонажного раствора; в – формирование зазоров в результате сильной усадки

Глубина скважин может достигать нескольких тысяч метров, а в Западной Сибири это значение составляет в среднем от 1,5 до 2,5 км. Зачастую выше продуктивных горизонтов находятся пласты, не являющиеся нефте- или газонасыщенными и не представляющие интереса для разработки. Такие непродуктивные участки зачастую содержат высокоминерализованную воду, которая является агрессивной средой и приводит к коррозии металлов.

При неправильном подборе состава тампонажного раствора или при технологических нарушениях в процессе цементирования скважины отдельные участки обсадной колонны (ОК) будут подвержены воздействию флюида. Оказываемое на стенку трубы давление приводит к деформации колонны, растяжению металла и, как следствие, нарушению герметичности.

Марка стали эксплуатационной колонны

В процессе добычи нефти и газа колонны испытывают нагрузки, возникающие как внутри – при поднятии флюида по стволу скважины, так и снаружи – под воздействием внешних источников в интервалах некачественного цементирования. Помимо этого, влияние оказывает изменение температуры, так как с увеличением глубины на 100 м температура повышается в среднем на 3-4°С. Таким образом, динамическое и термическое воздействия не постоянны во времени и по длине эксплуатационной колонны, поэтому предварительно

проводят расчеты на механическую прочность, исходя из которых подбирают материал труб.

Стандарт предусматривает изготовление труб по точности и качеству двух исполнений (А и Б). Прочность труб нефтяного сортамента зависит от марки стали и характеризуется группой прочности, которая в зависимости от набора характеристик обозначается буквой (Д, К, Е, Л, М, Р и Т). Трубы и муфты должны быть изготовлены из стали одной и той же группы прочности. Допускается изготовление трубы с муфтами из стали с более высокими механическими свойствами.

Нарушения регламента и пренебрежение существующими рекомендациями могут являться причиной нарушения герметичности ЭК.

Все показатели регламентируются ГОСТ 632-80 [1] и представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристики стали разных групп прочности [1]

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)	379 (38,7)	373 (38,0)	490 (50,0)	552 (56,2)	655 (66,8)	758 (77,3)	930 (94,9)	1034 (105,5)
	552 (56,2)	-	-	758 (77,3)	862 (87,9)	965 (98,4)	1137 (116,0)	1241 (126,5)
Относительное удлинение, %, не менее	14,3	16,0	12,0	13,0	12,3	10,8	9,5	8,5

Резьбовые соединения

Важную роль в герметичности эксплуатационной колонны играет качество резьбовых соединений и степень скручивания колонн между собой. Очередная труба наворачивается на обсадную колонну специальным

гидравлическим ключом, на котором установлен моментомер, определяющий усилие наворота. В случае неисправности прибора происходит неполное скручивание. Также для герметичности в муфтовых соединениях ОК используют специальную смазку, то есть смазочным работам тоже необходимо уделять повышенное внимание.

При таких процессах, как цементирование, промывка, соляно-кислотная обработка скважин, гидравлический разрыв пласта и других, в ходе которых проходит нагнетание рабочего агента в скважину, воздействие на стенки эксплуатационной колонны и особенно на резьбовые соединения достаточно велико. В том случае, если колонны не завинчены должным образом, жидкость проникает в образованные пустоты и давит на металл, вследствие чего может произойти срыв резьбового соединения либо в этих местах металл будет подвержен коррозии. Также сквозь данные места возможно нежелательное и иногда губительное течение флюида как из пласта в скважину, так и из скважины в пласт.

Коррозионная среда

Природный газ и нефть не являются коррозионно-активными средами, но содержат в своем составе коррозионные агенты, например, воду и кислород, а также различные примеси в виде сернистых и кислородсодержащих соединений. Степень агрессивности сернистых соединений зависит от их строения: наиболее опасными являются элементарная сера, меркаптаны и сероводород. Эти соединения, помимо усиления коррозионной способности нефти и природного газа, ухудшают технические характеристики стали, делают ее более хрупкой, то есть не способной воспринимать приложенные к оборудованию нагрузки.

Анализ факторов, влияющих на внутреннюю коррозию оборудования, показал, что локальные коррозионные разрушения начинают проявляться, когда обводненность нефти достигает 50%, и водонефтяная эмульсия становится нестабильной, то есть, когда начинают выделяться отдельные капли воды. Для таких дисперсных систем агрессивность воздействия зависит от присутствия и

концентрации агрессивных компонентов, скорости движения, температуры, содержания коррозивных микроорганизмов, взвешенных частиц, минерализации и рН среды, условий расслоения эмульсии и осадков.

Наиболее опасна коррозионная среда в том случае, когда изготовители металлического оборудования не принимают мер антикоррозионной защиты. На данный момент на стальные изделия и конструкции либо совсем не наносят защитное покрытие, либо оно настолько слабо, что не способно выдержать длительную эксплуатацию. Поэтому одной из наиболее актуальных проблем негерметичности эксплуатационных колонн (и большинства оборудования нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей отрасли) является высокая корродируемость материала. Последствия воздействия агрессивной среды на металл представлены на рисунке 2.



Рисунок 2 – Коррозионное поражение подземного оборудования добывающих скважин

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. Воздействие механических примесей и агрессивных компонентов может привести к коррозионному разрушению внутренней поверхности колонны, что впоследствии вызовет растрескивание и негерметичность.

Таким образом, спектр причин нарушения герметичности ЭК очень широк: от брака при производстве и несоблюдения правил при транспортировке до применения пагубно влияющих технологий в процессе добычи нефти и газа и условий эксплуатации скважин в целом.

1.2 Анализ последствий негерметичности эксплуатационной колонны

Проблема негерметичности ЭК добывающих и нагнетательных скважин на месторождениях Западной Сибири ежегодно становится острее и актуальнее, так как возраст большей части фонда скважин достигает нескольких десятков лет, и вероятность их вывода из строя постоянно возрастает.

Говоря о последствиях данной проблемы, необходимо отметить, что их немного, но они критичны. Главный фактор, проявляющийся вследствие 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.

Для того, чтобы провести подсчет имеющейся в недрах нефти с помощью объемного метода, необходимо иметь данные по положению водонефтяного контакта (ВНК), так как от этого напрямую зависит расчётное значение геологических запасов. Также известно, что 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 3.

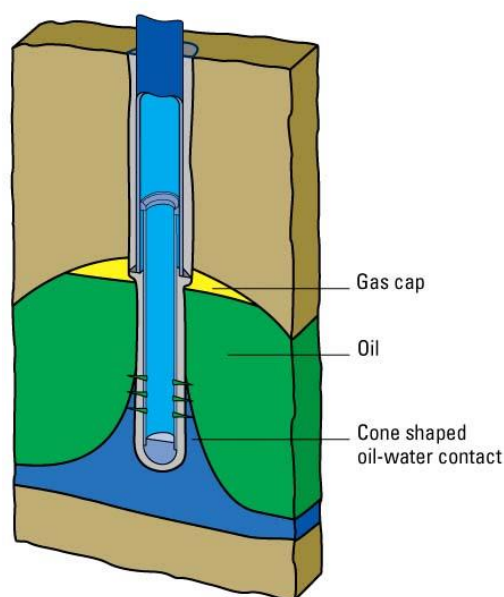


Рисунок 3 – Конус обводнения

Из вышеизложенного следует, что в процессе изучения и разработки промышленного объекта важным параметром является уровень ВНК. Негерметичность колонны и, как следствие, резкий рост обводненности, делают невозможным определение и мониторинг этого параметра.

Также в случае разработки однопластового объекта данные по обводнению скважин используются для контроля за процессом заводнения. Неверная информация из-за поступления воды в скважину через трещины и отверстия в колонне делает невозможным осуществление эффективных действий, направленных на увеличение коэффициентов охвата и вытеснения.

Рассмотрим еще одно последствие данной проблемы. При смешивании воды с нефтью меняются реологические свойства 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 4.

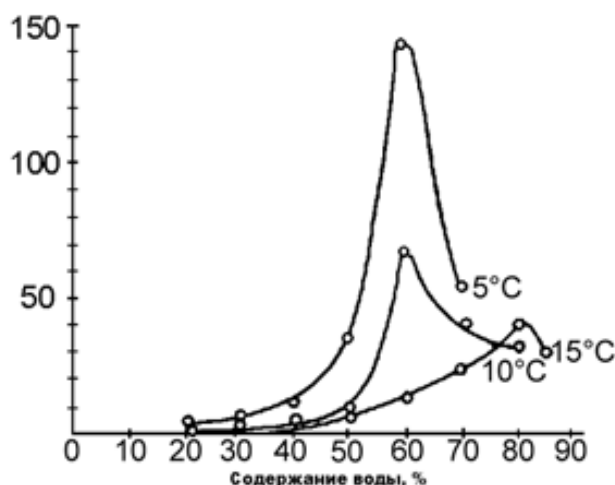


Рисунок 4 – График зависимости вязкости водонефтяной эмульсии от содержания воды в ней

В работе [2] авторами была исследована продукция месторождения, расположенного в Приволжском федеральном округе. Установлено, что в интервале обводнения продукции от 40 до 75% создается водонефтяная эмульсия, которая снижает коэффициент подачи насоса. Это напрямую связано с увеличением вязкости дисперсной системы. Как отмечают авторы, при добавлении воды до критического значения вязкость ВНЭ увеличивается в десятки и даже сотни раз по сравнению с изначальной вязкостью нефти. Также следует учитывать, что в таком случае повышается нагрузка на погружной электродвигатель (ПЭД), возрастают токи и, соответственно, температура оборудования. В конечном счете может перегореть кабель либо сработает защита от перегруза ПЭД и скважина остановится. Следовательно, будет потеря времени на ремонт, что скажется на объемах добычи нефти.

Кроме того, в статье [2] была установлена зависимость коррозионной активности добываемой продукции от содержания в ней воды. Так, например,

хлориды, содержащиеся в нефти, при взаимодействии с водой гидролизуются и образуют соляную кислоту, под действием которой происходит интенсивное разрушение металла [3]. 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 5.

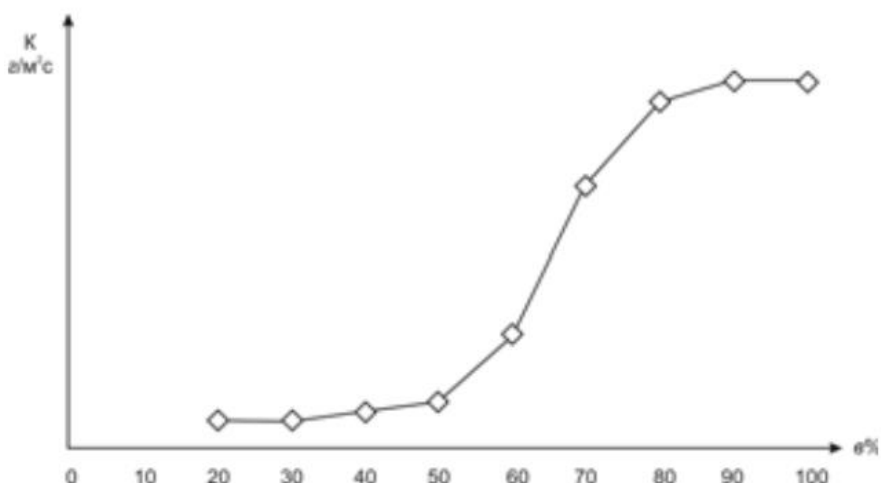


Рисунок 5 – Изменение агрессивности скважинной продукции от обводнения [2]

Еще одной зависимостью, установленной в ходе исследования [2], стало влияние обводненности на отложения солей. В целом закономерностей обнаружено не было, за исключением сульфида железа FeS. Данная соль откладывается на оборудовании тем интенсивнее, чем больше воды в добываемой продукции. Значительные объемы выпавшего осадка FeS могут стать причиной срыва подачи электроцентробежного насоса (ЭЦН) и остановки скважины. Также при взаимодействии сульфида железа с соляной кислотой образовывается сероводород, который известен своими корродирующими свойствами.

Помимо вышеназванных проблем, нарушение герметичности сказывается и на экономической части процесса добычи. Присутствие пластовой воды в нефти существенно удорожает ее транспортировку по трубопроводам и переработку. Возрастание транспортных расходов связано не только с перекачкой балластной

воды, но и с повышением вязкости эмульсии. Помимо этого, увеличиваются эксплуатационные затраты на обессоливание и обезвоживание промысловой нефти. Высокое содержание балластной воды обуславливает существенные капитальные затраты на объекты системы сбора и промыслового транспорта скважинной продукции, 80% мощностей которых заполнено водой и не приносит деньги проекту. В результате часть месторождений оказываются за гранью рентабельности и их разработка останавливается, а накопленная инфраструктура становится невостребованной нагрузкой.

Немаловажным вопросом является экологическая обстановка: на ней тоже сказывается 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. При отделении пластовой воды от нефти в отстойниках и резервуарах часть нефти сбрасывается вместе с водой в виде эмульсии, что загрязняет сточные воды.

Таким образом, главным следствием нарушения герметичности ЭК является резкий рост содержания воды в скважинной продукции. Данная проблема оказывает влияние сразу на три составляющих процесса разработки месторождения: технологическую, экономическую и экологическую. Следует отметить, что устранение негерметичности – это самый сложный и дорогостоящий вид ремонтно-изоляционных работ. При этом успешность действий обычно достигается не с первого раза, а эффект может продлиться недолго, то есть потребуются снова останавливать скважину и проводить ремонт. Отчасти по этой причине многие скважины, в которых произошло нарушение герметичности ЭК, через некоторое время становятся нерентабельными.

1.3 Анализ геологических условий, влияющих на нарушение герметичности эксплуатационной колонны

Геологический разрез Западной Сибири представляет собой чередование глин, глинистых сланцев, алевролитов и песчаников. Характерным для всех месторождений является наличие массивных толщ глинистых отложений в интервалах 300-1100 м (чеганская, люлиноворская, талицкая, ганькинская, березовская, кузнецовская свиты) и 1800-2000 м (алымская свита). Как правило, интервалы, сложенные глинистыми породами, склонны к потере ствола скважины (повышенная кавернозность, осыпи и обвалы стенок скважины, образование шламовых пробок) [5].

Влияние геологических условий на герметичность эксплуатационной колонны в процессе добычи нефти сказывается слабо. Основной эффект проявляется во время бурения, поэтому далее будут рассмотрены аспекты, которые необходимо учитывать при строительстве скважины.

Горные породы обладают рядом физико-механическими свойствами, к которым относятся: прочность, упругость, пластичность, хрупкость, твёрдость, абразивность, плотность, пористость, водопроницаемость, плавучесть и устойчивость. Исходя из данных, полученных в ходе геологоразведочных работ, и учитывая свойства составляющих пласты пород, необходимо тщательно подобрать инструменты и продумать технологию бурения скважины, чтоб избежать неприятных последствий. Одним из таких последствий является нарушение герметичности ЭК, возникающее по ряду причин.

Ползучесть горных пород

Рассмотрим явление ползучести. Оно происходит в случае прохождения ствола скважины через высокопластичные породы (глин, глинистых сланцев, песчанистых глин, аргиллитов, ангидрита или соляных пород), склонные под действием возникающих напряжений деформироваться со временем. В результате недостаточного противодействия на пласт, эти породы ползут, заполняя ствол скважины, если не спущена обсадная колонна. Если же скважина обсажена, то деформация пород ограничивается обсадной колонной и затрубным цементным кольцом, она оказывает непрерывно увеличивающиеся

дополнительные внешние нагрузки на ОК – так называемые нагрузки ползучести [4]. Породы давят на цемент или ее стенки, вследствие чего происходят вмятины – потенциальные места нарушения герметичности. Данное явление заметно тем сильнее, чем больше глубина и выше пластовая температура.

Процесс ползучести в общем можно разделить на три стадии. Первая стадия называется первичной или переходной ползучестью. Она следует за мгновенной упругой деформацией, и скорость деформирования со временем уменьшается, давая выпуклую кривую ползучести. Вторая стадия — стадия вторичной или равномерной ползучести, когда скорость деформации постоянна и кривая ползучести представляет собой прямую линию. В течение третьей стадии появляются и быстро развиваются трещины, так что скорость деформации возрастает и объект, наконец, разрушается. Эта стадия называется третичной, или ускоренной, ползучестью. Из-за того, что горные породы находятся в трехосном напряженном состоянии, третья стадия не наступает [4]. График ползучести представлен на рисунке 6.

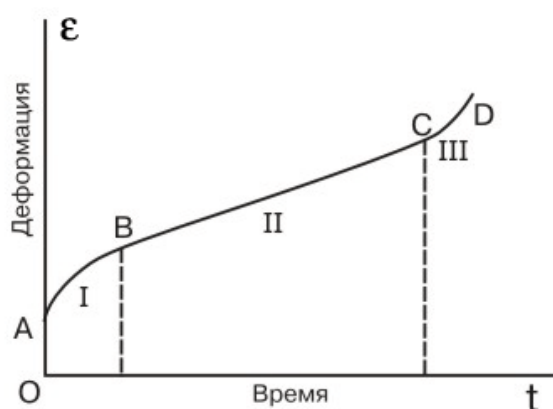


Рисунок 6 – Три стадии кривой ползучести

При креплении скважины обсадной колонной в интервале пород, склонных к ползучести, необходимо устанавливать трубы с повышенной толщиной стенки для предотвращения смятия обсадной колонны [5].

Растворение горных пород

Следующим осложнением является растворение. Оно происходит во время прохождения соляных пород. Соляные породы, слагающие стенки

скважины, растворяются под действием потока жидкости. Характерным признаком растворения соляных пород является интенсивное кавернообразование, а в особо тяжелых случаях – потеря ствола скважины. Для эксплуатационной колонны данная проблема влечет за собой несколько последствий. Первое, на чем скажется кавернообразование, – это с большой вероятностью нарушение технологии спуска колонны, то есть отклонение от проектной траектории, трение о стенки скважины, сальникообразование. Следующим шагом кавернообразование повлияет на низкое качество цементирования, так как возрастет поглощающая способность породы в данном интервале. Следовательно, в вышеуказанных случаях возникнет риск нарушения герметичности. И еще одним следствием каверн может стать повышенная ползучесть и обрушение горных пород, что, помимо нагрузки на колонну, приведет к интенсивному выносу частиц и закупорке перфорационных отверстий, в связи с чем снизится дебит и появится необходимость в проведении операций по очистке ПЗП, а также в установке фильтра.

Многолетнемерзлые породы

Особого внимания и подхода требует бурение скважин в многолетнемерзлых породах (ММП). При высокой льдистости ММП процесс значительно осложняется, что выражается в проявлении следующих проблем: размывы устьев, грифоны, разрушение фундаментов, повышенное кавернообразование, обрывы обсадных колонн, просадки шахтовых направлений, кондукторов, привышечных сооружений и буровых установок в целом. Это является следствием того, что в интервалах распространения ММП сцементированные льдом песчано-глинистые отложения разрушаются и легко размываются потоком бурового раствора [6].

В интервале ММП трудно обеспечить цементирование и крепление ствола из-за образования застойных зон бурового раствора в больших кавернах, откуда его невозможно вытеснить тампонажным раствором. Зачастую цементирование получается односторонним при несплошном цементном кольце, что создает

условия для межпластовых перетоков и смятия колонн, что впоследствии приведет к нарушению герметичности ЭК.

Бурящаяся скважина вступает с окружающими мерзлыми породами не только в физико-химическое взаимодействие. Чаще наиболее важным фактором, влияющим на устойчивость стенок ствола скважины в ММП, является тепловое воздействие. Имеющий обычно положительную температуру буровой раствор расплавляет лед в примыкающих к скважине ММП, в результате чего стенка скважины теряет устойчивость и разрушается. Чем выше температура бурового промывочного раствора, тем интенсивнее процесс кавернообразования, осыпей, обвалов и поглощений при проходке ММП.

Проблемы строительства скважин в районах распространения ММП порой не прекращаются после их закрепления колонной (кондуктором). При длительных остановках или при использовании охлажденных ниже 0°C буровых растворов происходит обратное промерзание растепленных скважиной ММП и бурового раствора, находящегося в кавернах. В результате возникает огромное, неравномерное по периметру внешнее давление на обсадные трубы, приводящее в ряде случаев к их слому [7].

Еще одной проблемой при эксплуатации скважин в зоне ММП может являться повышенное гидратообразование. Отложения данных продуктов на стенках создают условия для повышенного давления на определенные участки ЭК, что в конечном счете разрушает металл. Причем при остановках скважины может происходить ее полная блокировка газогидратами.

Горные породы, слагающие разрез скважины ниже распространения ММП, имеют положительную температуру, увеличивающуюся по мере углубления забоя. Например, на глубине 3000 метров температура горных пород может достигать $80-100^{\circ}\text{C}$. Обсадная колонна в зоне ММП может подвергаться многократному растеплению и промерзанию. В конечном счете образуются трещины.

Таким образом, при бурении ММП возникают следующие осложнения:

- интенсивное кавернообразование, осыпи и обвалы пород;
- недопуск обсадных колонн до проектной глубины, недоподъем цемента за направлением, кондуктором, разгерметизация резьбовых соединений, смятие обсадных колонн, НКТ при обратном промерзании в случаях длительных простоях, консервации скважин;
- примерзание спускаемых обсадных колонн к стенке скважины в интервале залегания ММП в зимний период;
- выбросы бурового раствора, воды, газа из-за наличия зажатых межмерзлых вод и пропластков гидратов.

Для того, чтоб избежать нарушение герметичности, эксплуатационная колонна в интервалах залегания ММП должна состоять из труб, выдерживающих давления, которые возникают при обратном промерзании затрубных и межтрубных пространств. При использовании труб меньшей прочности должны осуществляться специальные мероприятия (управляемое замораживание затрубного пространства, периодические прогревы и другие), предотвращающее смятие колонн, нарушение резьбовых соединений при обратном промерзании [8].

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 в статье [11] был проведен анализ влияния различных факторов на нарушение герметичности ЭК. Автор приходит к выводу, что геологические факторы влияют незначительно на частоту появления негерметичности. 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 Обзор отечественных и зарубежных технологий ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны

Вопрос о восстановлении герметичности как обсадных, так и эксплуатационных колонн становится тем острее и актуальнее, чем старше фонд скважин, находящихся в действии. Добыча нефти на территории России началась в середине 19 века, но активный процесс поиска и открытия залежей горючих ископаемых пришелся по послевоенный период. Множество месторождений, находящихся в разработке на данный момент, были открыты несколько десятков лет назад и находятся на последних стадиях. Как следствие, нынешний фонд скважин имеет очень старое оборудование, в том числе и эксплуатационные колонны. Таким образом, тенденция роста обводненности добываемой продукции и вывода скважин из действующего фонда является весьма обоснованной.

Существующие методы по восстановлению герметичности делятся на несколько видов. Как правило, устранение дефектов происходит с помощью использования технических средств либо применением технологий.

Еще в первой четверти 20 века описывались работы по перекрытию участков скважины с нарушениями, откуда поступала вода, с помощью различных технических средств, в том числе колонн герметичных труб. Уже тогда были известны свойства портландцемента и методика его закачивания [12]. В зарубежных странах подход был приблизительно такой же.

Ввиду дешевизны и простоты способа, а также обширности его применения, цементирование негерметичных участков сразу стало популярным,

как только появилась проблема устранения дефектных интервалов. Этот метод можно считать традиционным, так как опыт применения тампонажных растворов при борьбе с трещинами и перфорационными отверстиями известен уже несколько десятилетий. Соответственно, на данный момент существует огромный выбор различных составов, который обусловлен глубокими познаниями и достижениями в областях химии, физики, геологии и других смежных науках. Под определенные условия залегания горных пород необходимо подбирать свой тампонажный раствор, состав которого будет максимально эффективен для сцепления цементного камня с породами и с металлом колонны, а также будет удовлетворять термобарическим показателям.

На рынке представлены тампонажные составы на водной основе, углеводородной основе, а также смолы. Низкая эффективность цемента для РИР была отмечена еще в прошлом веке, поэтому созданы усовершенствованные модификации: микроцемент, расширяющийся цемент и другие.

Широкий ассортимент отмечается при выборе полимеров. Их активно применяют с начала 2000 годов как за рубежом (США, Мексика, Австралия и др.), так и в России. Смолы также распространены и зарекомендовали себя при наличии интервалов негерметичности с низкой приемистостью. Помимо этого, существуют гелеобразующие составы, осадкообразующие системы, вязко упругие составы и множество других видов. Одним из прорывных достижений стало создание селективных жидкостей. Их особенность заключается в том, что они начинают затвердевать лишь при взаимодействии с определенными компонентами (чаще всего с солями пластовой воды).

Несмотря на массовость имеющихся тампонажных растворов, они ограничены в применении. Температура, давление, минерализованность вод, коррозионная активность среды, материал ЭК, состав горных пород, глубина и протяженность интервала негерметичности и другое – это факторы, в зависимости от которых подбирают состав. Учесть всё сразу невозможно, поэтому не существует ни одного раствора, способного перекрыть дефект

надолго. Как показывает практика, чаще всего одна попытка закачивания раствора не является достаточной для восстановления герметичности, и операцию необходимо повторять несколько раз. Это повышает расходы как финансовые, так и трудовые. Данный минус является основным, и для его устранения были созданы технические средства.

К техническим средствам относятся пакеры, которые бывают в разных компоновках, колонны-«летучки», металлические пластыри и стальные мосты. Широкое внедрение данных приспособлений началось во второй половине 20 века. Применение технических средств намного эффективнее при наличии протяженных дефектов или при большом их количестве. Но, как и в случае с тампонажными растворами, существуют свои ограничения и условия. С развитием научно-технического комплекса совершенствуются и вышеназванные приспособления. Так, вместо металлических колонн-«летучек» используют стеклопластиковые, что в разы повышает эффективность технологии в условиях агрессивной коррозионной среды. Новая разработка пластырей позволяет извлекать их из скважины без причинения вреда ЭК. Также существует несколько видов пакеров. Пакеры разбуриваемые могут использоваться как пробки при закачивании тампонажного состава.

На сегодняшний момент в России и в зарубежных странах зачастую применяют комплексный подход к восстановлению герметичности ЭК, поскольку условия залегания пород на современных месторождениях характеризуются как сложные. В связи с этим требуется предварительный прогноз эффективности работ, так как не всегда экономически целесообразно проводить РИР. По этой причине скважины часто переводят в консервацию, а совершенствование методов и поиск новых технологий становятся более актуальными.

2 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

2.1 Требования для проведения ремонтно-изоляционных работ

В связи с тем, что множество месторождений находятся на последних этапах разработки и, соответственно, фонд скважин является довольно устаревшим, проблема нарушения герметичности ЭК проявляется все чаще и чаще. Зачастую скважину выгоднее остановить и законсервировать, так как с экономической точки зрения не всегда целесообразно проводить ремонт. Это объясняется тем, что мероприятия по ликвидации негерметичности отличаются высокой стоимостью и продолжительностью. Для достижения эффективности обычно проводятся многократные работы по закачиванию тампонажных материалов в интервал негерметичности, при этом в ряде случаев эффект не достигается вообще. Одной из причин этого является отсутствие единых методических подходов в решении данной проблемы.

Специалисты из ПАО «НК «Роснефть» отмечают, что среди геолого-технических мероприятий (ГТМ), осуществляемых в процессе эксплуатации месторождений, находящихся на поздних стадиях разработки, основную часть составляют РИР в добывающих и нагнетательных скважинах. Данный факт обосновывает целесообразность разработки алгоритмов подбора скважин-кандидатов для РИР.

В связи с этим была создана специальная рабочая группа в рамках проекта «Системы новых технологий», которая занималась изучением вопроса нарушения герметичности обсадных и эксплуатационных колонн. Было установлено, что проблемы РИР носят комплексный характер, в связи с чем для их решения предложено выделять следующие этапы [13]:

1. Определение критериев выбора скважин-кандидатов под РИР;
2. Оценка потенциала скважины после РИР, в т.ч. и экономическая оценка;

3. Анализ геолого-технических условий;
4. Выбор тампонажного материала;
5. Построение технологии РИР;
6. Оценка эффективности выполненных работ.

На первом этапе из общей базы данных геологическая служба выбирает скважины с резким ростом обводненности. Причем доля дебита воды относительно всей добываемой жидкости должна быть более 90%. Именно эти скважины становятся потенциальными кандидатами для РИР. Если обводненность продукции приближается к необходимому показателю, за ней устанавливают постоянное наблюдение и анализируют изменение показателей по времени.

Следует отметить, что этот же критерий используется и в другой крупной российской нефтегазовой компании – ПАО «Газпром нефть». В статье [14] отмечается, что для более быстрого принятия решения и наглядности информации составляют карты накопленных отборов, пример которой представлен на рисунке 7.

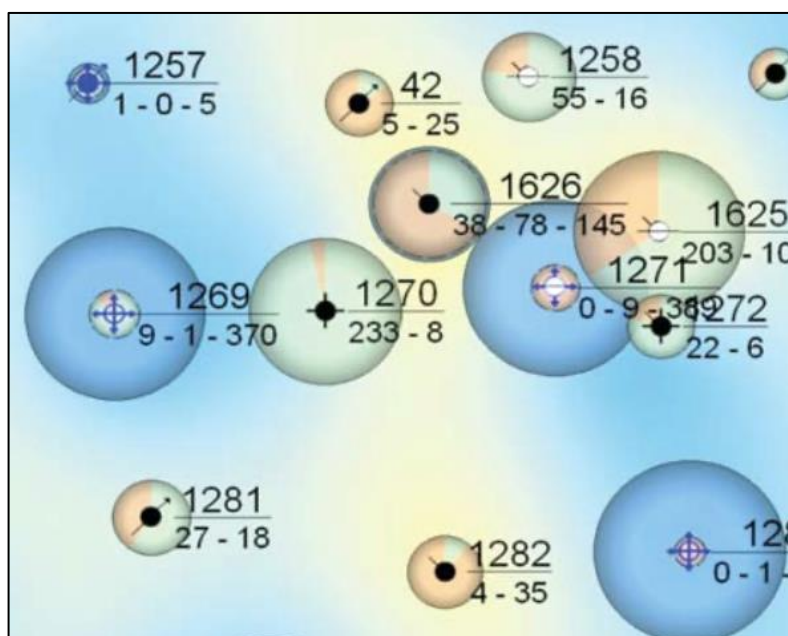


Рисунок 7 – Карта накопленных отборов в районе скважины №1270 на месторождении «Х» ПАО «Газпром нефть»

Проанализировав представленную информацию, можно заметить, что накопленная добыча нефти по скважине №1270 составляет 8 тыс. т, что значительно меньше показаний по другим скважинам. Также она выделяется тем, что обводненность продукции составляет более 90%. При этом данная скважина – единственная с такими высокими показателями дебита воды. Следовательно, работы в первую очередь необходимо проводить здесь, а затем собирать и анализировать информацию по другим скважинам.

Следующим шагом сотрудники ПАО «Газпром нефть» проводят промыслово-геофизические исследования, затем определяют интервалы нарушения герметичности, выбирают способ реализации РИР и переходят непосредственно к выполнению работ.

В ПАО «НК «Роснефть» существует похожая система, но она имеет свои особенности. После того, как составлен список скважин-кандидатов на РИР, производится предварительный анализ геолого-промысловых данных эксплуатации этих скважин:

1. Проводится сравнительная оценка несоответствия плотности и состава попутно добываемой воды аналогичным характеристикам продуктивного пласта в добывающих скважинах;
2. Проводится анализ динамики обводнения скважин;
3. Рассчитывается прогнозный потенциальный дебит нефти, жидкости и обводненность после проведения РИР;
4. Оцениваются остаточные запасы нефти, приходящиеся на одну скважину-кандидат для РИР, как разница между удельными извлекаемыми запасами на 1 скважину и накопленной добычей нефти по этой скважине.

При этом стоит отметить, что для каждого региона устанавливаются индивидуальные параметры оценки. Так, в статье [13] рассмотрен вариант решения проблемы устранения негерметичности ЭК в ООО «РН - Пурнефтегаз». Как правило, для выбора скважины-кандидата на проведение РИР принимаются следующие критерии:

- 1) обводненность продукции скважины более 90%;
- 2) наличие признаков негерметичности эксплуатационной колонны;
- 3) текущий дебит нефти <8 т/сут;
- 4) остаточные извлекаемые запасы > 20 тыс. тонн;
- 5) расчетный прирост дебита нефти после ремонтно-изоляционных работ не менее 6,5 т/сут.

Графическая схема отбора скважин-кандидатов для проведения РИР в ООО «РН-Пурнефтегаз» представлена на рисунке 8.

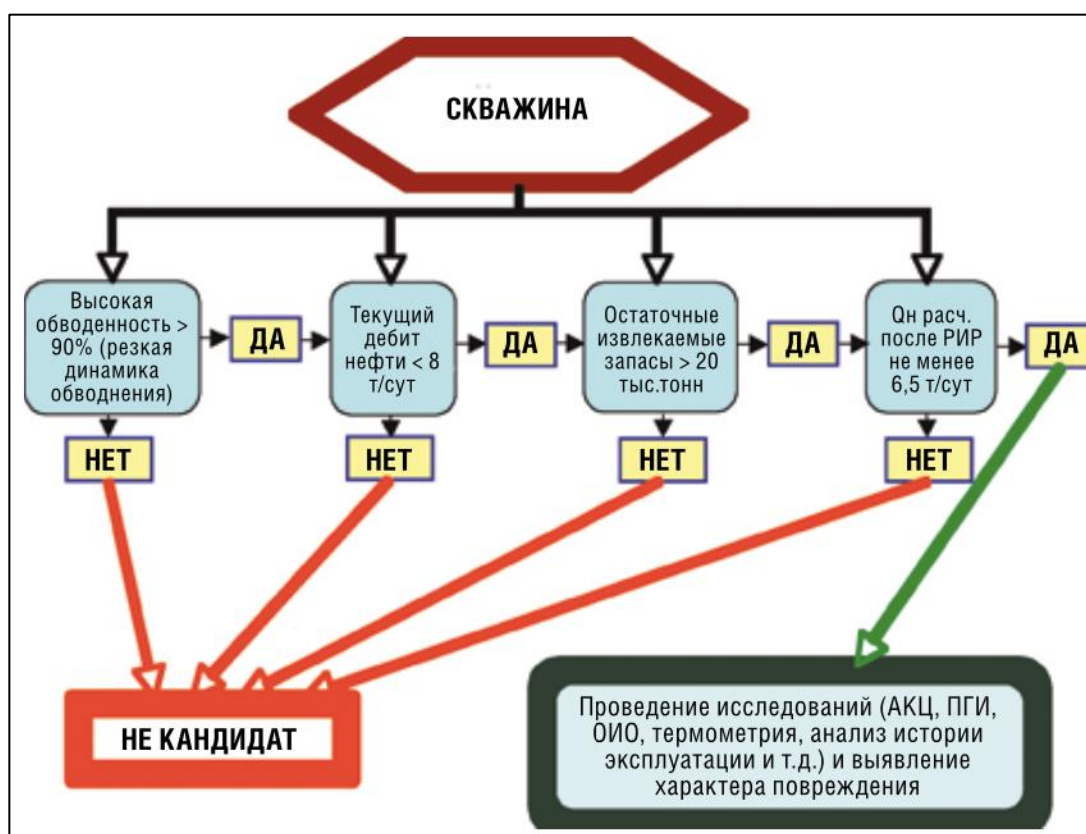


Рисунок 8 – Критерии выбора скважины-кандидата для РИР в ООО «РН-Пурнефтегаз»

Если показатели скважины не удовлетворяют установленным параметрам, они вычеркиваются из списка кандидатов.

Если показатели соответствуют всем параметрам, скважина переходит на следующий этап – определение источника обводнения с помощью промыслово-геофизических исследований скважины.

Представленная выше методика называется экспресс-анализом состояния фонда нефтяных скважин и является не единственной. В статье [15] был обобщен опыт выбора потенциальных скважин-кандидатов для проведения РИР. Результаты представлены в таблице приложение А.

Выбор того или иного способа зависит от наличия программных комплексов, обеспеченности данными, а также от профессионализма специалистов, принимающих решения. Очевидно, что каждая из представленных методик подразумевает под собой разные алгоритмы действий, но сущность у них одна, поэтому детально рассмотрим методику подбора скважин-кандидатов по причинам обводнения.

В ходе оценки по данному способу проводят последовательный анализ следующих характеристик отдельно по скважинам:

- Динамика дебита нефти, обводненности с начала эксплуатации скважины;
- Характеристика насыщенности продуктивного пласта по толщине (нефть/вода), его литологическая характеристика и строение;
- Степень выработанности запасов нефти;
- Наличие в разрезе скважин водоносных горизонтов и их расположение по отношению к продуктивному пласту;
- Расположение скважины на залежи по отношению к внешнему и внутреннему контурам нефтеносности, нагнетательным скважинам и т.д.;
- Начальное и текущее положение ВНК;
- Данные о физико-химических свойствах вод;
- Данные конструкции скважины;
- Описание проведенных работ на скважине и их результаты;
- Геолого-технические характеристики нагнетательных скважин (данные ГИС, ГДИС и т.д.).

После проведенного анализа принимается решение по предложению скважин на РИР. Оценивается потенциальная экономическая эффективность, достигаемая вследствие исправления участка ЭК, на котором нарушена

герметичность. Составляется план проведения работ и порядок, по которому скважины будут находиться на ремонте. Если проводить РИР экономически целесообразно, переходят к следующему этапу – максимально точное определение источника обводнения, то есть выделение отрезков ЭЖ, на которых произошло нарушение герметичности.

2.2 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

Использование термометрии для решения различных промыслово-геофизических задач основано на регистрации естественных и искусственных температурных полей. Поля делятся на 3 типа: стационарные, квазистационарные и нестационарные [16].

Стационарные температурные поля образуются в простаивающих длительное время скважинах (контрольных и пьезометрических).

Квазистационарные температурные поля – это нестационарные поля с периодическим изменением внешних воздействий (например, периодическое охлаждение или прогрев). Они наблюдаются в процессе измерений в фонтанных, насосных и нагнетательных скважинах, эксплуатирующихся в неизменных условиях длительное время. При этом термограммы квазистационарных температурных полей, зарегистрированные с интервалом времени в несколько часов, повторяют друг друга.

Нестационарные температурные поля образуются в процессе восстановления теплового поля, нарушенного бурением, цементированием, промывкой, перфорацией и другими технологическими процессами. Такие поля образуются в условиях пуска, остановки, изменения режима работы скважин.

Температурное поле создается не только флюидом, движущимся по стволу скважины, но и стенками скважины, цементным кольцом, а также горными породами, слагающими пласт. В итоге регистрируется суммарная интегральная информация о нескольких радиально направленных температурных полях.

Как правило, тепловые поля разделяются на естественные и искусственные. Естественное температурное поле существует до тех пор, пока не начато бурение, так как при вскрытии пласта происходит механическое воздействие на горные породы, промывка буровым раствором, спуск колонн и цементирование. Эти действия меняют температуру близлежащих к скважине пород. Таким образом, в строящихся, действующих или ненадолго остановленных скважинах возникает искусственное поле. Восстановление температурного поля до естественных значений происходит лишь в неработающих либо длительно простаивающих скважинах.

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.

Расходометрия 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.

Чувствительным элементом является многолопастная турбинка, обороты вращения которой преобразуются в регистрируемый электрический сигнал. Вращение турбинки происходит за счет движения самого прибора в стволе скважины, а также вследствие движения потока флюида, то есть течения жидкости по стволу скважины. Оценка скорости потока жидкости и величина расхода зависят от скорости вращения турбинки и количества оборотов за определенный период времени, или частоты. Расходометрию проводят как в добывающих, так и в нагнетательных скважинах.

За счет того, что скорость вращения многолопастной турбинки зависит не только от скорости потока флюида, но и от быстроты движения прибора, для точных измерений необходимо проводить несколько спускоподъемных операций (СПО), регистрирую сигналы на протяжении всего процесса. Важно, чтобы скорости спуска и подъема оборудования каждый раз были разными, но не менялись в течение одной СПО. Это позволит получить максимально корректные результаты, зависящие только от течения флюида.

Используемое различными компаниями оборудование не имеет кардинальных отличий. Пример расходомеров фирмы «Геотех» представлен на рисунке 9.

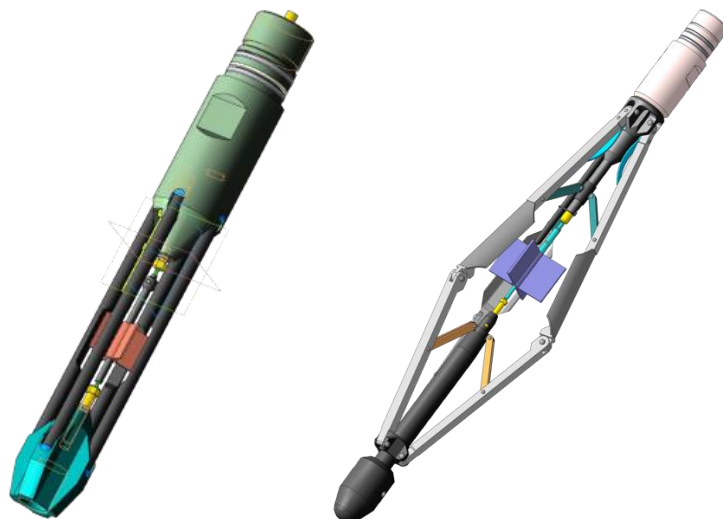


Рисунок 9 – Модуль расходомера ГЕО-РД (слева) и ГЕО-РДС (справа)

Модуль соединяется с приборами при помощи стыковочного узла, обеспечивающего их механическое и электрическое соединение. Таким образом, простота конструкции расходомеров и несложность расчетов являются главными достоинствами метода. К недостаткам же относятся возможные искажения показаний за счет изменения динамики потока, загрязненности турбинки. Также возможен механический износ частей прибора.

Расходомерия термокондуктивная

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. Термодатчиком служит резистор, нагреваемый током до температуры, превышающей температуру окружающей среды (обычно на 20-40°C). Резистор-датчик включен в мостовую схему, с помощью которой наблюдается изменение его сопротивления при постоянной величине нагревающего тока. По величине этого изменения можно судить о температуре датчика и скорости потока.

Принцип действия заключается в следующем: набегающий поток жидкости или газа охлаждает датчик и тем самым изменяет его активное

сопротивление. В скважине величина теплоотдачи датчика зависит от скорости потока, теплофизических характеристик среды, тока питания. В скважине постоянного диаметра в однородной среде теплоотдача датчика зависит только от скорости потока. Активное сопротивление в таком случае обратно пропорционально средней линейной скорости потока, что позволяет в благоприятных условиях измерять скорость потока и построить профиль притока или поглощения флюида [17].

Для среды с неоднородным распределением теплофизических характеристик (например, в обводненных нефтяных скважинах) показатели притока пласта определяются только на качественном уровне.

Данный способ обладает некоторыми достоинствами, по сравнению с механической расходомерией. Термокондуктивные расходомеры обладают более высокой чувствительностью, а также не вносят гидродинамических сопротивлений в поток жидкости. Это позволяет фиксировать малые радиальные притоки в однокомпонентной среде в диапазоне низких (менее $1 \text{ м}^3/\text{сут}$) и средних дебитов. Также они имеют высокую проходимость в скважинах благодаря отсутствию пакера, не подвержены влиянию загрязняющих механических примесей и надежны в работе.

Однако показания термокондуктивных расходомеров существенно зависят от состава смеси, протекающей по стволу скважины, поэтому практически терморасходограммы могут быть использованы для количественной интерпретации только при потоках однофазного флюида. Но, несмотря на этот недостаток, выделить место нарушения герметичности ЭЖ с помощью термокондуктивной расходомерии возможно в любом случае.

Влагометрия

С помощью этого метода определяют содержание воды в скважинной жидкости, а также выделяют интервалы поступления воды.

Применяются влагомеры, принцип действия которых основан на измерении диэлектрической проницаемости водонефтяной смеси специальным

генератором, в колебательный контур которого включен измерительный конденсатор проточного типа. Материалы и теоретические расчеты показали, что верхний предел количественного определения влагосодержания ограничивается 50 %. При обводнении свыше 50 % аппаратура позволяет лишь качественно выделять водоотдающие интервалы. [18]

Существует две разновидности глубинных влагомеров, обладающих различными методическими возможностями: пакерные и беспакерные влагомеры. В беспакерном приборе через датчик проходит только часть жидкости, движущейся по колонне, поэтому беспакерные влагомеры работают на качественном уровне. 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, расходомерия и т.д.) не всегда дают однозначные ответы [19].

Соответственно, шумометрия основана на регистрации интенсивности шумов, возникающих в пластах, в стволе скважины и в заколонном пространстве при движении газа, нефти и воды. Обычно она применяется для выделения:

- интервалов притоков газа и жидкости в ствол скважины, включая случаи перекрытия интервалов притока лифтовыми трубами (то есть через перфорационные отверстия либо через места нарушения герметичности);
- интервалов заколонных перетоков газа;
- выявления типов флюидов, поступающих из пласта.

Интенсивность гидродинамического шума нелинейным образом зависит от скорости потока, и характер этой зависимости, равно как и частотное распределение шумов, определяется физической природой гидродинамических источников звука.

Источниками гидродинамического звука (шума) являются неоднородности потоков жидкости в скважине и пласте, возникающие из-за турбулизации потока жидкости при взаимодействии с поверхностью твердого тела или препятствиями, а также при фильтрационном режиме течения жидкости.

Принцип действия следующий. Шумовое поле, генерируемое турбулентным газожидкостным потоком, воздействует на чувствительный элемент пьезокерамического датчика. Реакцией датчика на звуковое излучение является электрический сигнал, поступающий в электронный блок широкополосного усилителя напряжения, где происходит усиление сигнала до необходимой величины. Питание глубинного прибора и снятие полезного информационного сигнала происходит по одножильному каротажному кабелю на поверхности. Акустический шумомер является индикаторным прибором и не подлежит строгой калибровке. Его данные не пригодны для количественных определений.

Основываясь на экспериментальных исследованиях гидродинамического звукообразования в скважине, спектр шума потока можно разделить на три частотные полосы. Поток жидкости в трубах (обсадная колонна, НКТ) создает шум в полосе частот до 100 Гц. При движении потока по кавернозным и трещиноватым средам спектр шумов имеет максимум в пределах от 100 до 2000 Гц. Спектр шума фильтрационного потока в породах-коллекторах лежит в полосе

2-20 кГц. Отмеченные закономерности гидродинамического звукообразования в скважине позволяют с помощью спектрального разделения шумов различных источников определить режим течения жидкости и местоположение потока, а именно: выявить работающие интервалы пластов, в том числе на неперфорированных участках, заколонные перегородки, микроциркулярию между пластами, а также контролировать техническое состояние скважины и подземного оборудования.

Резистивиметрия

Известно, что вещества проводят ток в разной степени, так как обладают таким свойством, как сопротивление, то есть способностью вещества препятствовать движению электрического тока. Это физическое явление, возникающее в горных породах, флюидах и буровых растворах, важно при оценке продуктивности пласта, поскольку оно позволяет различать свиты, заполненные соленой водой (являющиеся хорошими проводниками электричества), и продуктивные горизонты, заполненные углеводородами (плохими проводниками электричества). Помимо этого, по резкому изменению сопротивления можно обнаружить места нарушения герметичности ЭК, через которые в скважину поступает вода.

При проведении резистивиметрии через питающие электроды, один из которых расположен на поверхности, другой — в скважине, пропускается ток (I), а между измерительными электродами, расположенными в скважине, измеряется разность потенциалов (ΔU). Для определения используется скважинный резистивиметр, представляющий собой 3-электродный каротажный градиент-зонд. Зонд размещается внутри экранирующего цилиндра, исключающего влияние пород, окружающих скважину. Влияние экрана на изменение сопротивления жидкости учитывается коэффициент резистивиметра (k), предварительно определяемым на поверхности. Удельное электрическое сопротивление (r) жидкости, заполняющей скважину, определяется по формуле:

$$r = \frac{k\Delta U}{I} \quad (1)$$

Иногда измерения проводятся на поверхности лабораторным резистивиметром, измеряющим удельное электрическое сопротивление проб жидкости, отобранных из скважины.

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).

Различные конструкции для исследования фонтанирующих (ГГП-1, ГГП-2 диаметром соответственно 42 и 32 мм) и глубинно-насосных скважин через межтрубное пространство (ГГП-3 диаметром 25 мм) в настоящее время применяются в комплексе с механическими дебитомерами типа РГД-1М, ДГД-6Б, термоэлектрическими типа СТД-2, СТД-4 при определении обводненных интервалов перфорированных пластов в условиях любой минерализации пластовых вод. Эффективность исследований данным комплексом составляет около 80%. Разработанная аппаратура гамма-плотномера ГГП обеспечивает определение плотности жидкости в стволе действующих скважин с точностью до 0.01 г/см^3 . Так, в зоне нарушения герметичности ЭК может наблюдаться резкое отклонение плотности от ранее замеренных величин в связи с водопритоком.

Анализ с использованием ГГП может применяться отдельно, но при условии, что скважина в интервале исследования работает с высоким дебитом жидкости ($120 \text{ м}^3/\text{сут}$ и выше). Тогда метод плотнометрии уверенно решает задачу выделения интервалов поступления в скважину воды и нефти. Если в наличии есть данные гидродинамического расходомера о количественной оценке поступающей жидкости из интервалов и отсутствует затрубная циркуляция, то по результатам исследования плотномером можно произвести количественную оценку обводненности работающих интервалов. Эффективность комплекса,

который включает плотномер, по выделению интервалов обводнения пластов по этой категории скважин составляет 80-90 %.

В скважинах, в которых суммарный дебит жидкости ниже $120 \text{ м}^3/\text{сут}$, метод беспакерной плотнометрии снижает свою эффективность по выделению обводненного интервала. При данном режиме движения двухкомпонентного потока проявляется эффект «гравитационного» разделения на фазы, в результате чего наблюдается завышение обводненности потока в интервале исследования. Это связано с неоднородностью потока жидкости в колонне и наличием «застойной» воды против исследуемого интервала, через которую они работают. При слабых притоках нефти в «застойную» воду нефть всплывает в виде отдельных включений, которые занимают незначительную площадь в общем сечении колонны. Результаты исследований состава жидкости плотномером в таких условиях получаются искаженными и показывают завышенную обводненность против исследуемого интервала по сравнению с промысловыми данными.

Таким образом, для определения мест негерметичности колонны данный метод эффективен либо в высокодебитных скважинах, либо в комплексе с другими исследованиями.

Метод радиоактивных индикаторов (изотопы)

Сущность этого метода 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

Автор [20] отмечает, что на момент написания книги (1967 г.) все нагнетательные скважины были исследованы методом радиоактивных индикаторов, а многие из них – неоднократно, особенно после прострела новых пластов, ГРП и других мероприятий. Это позволяло определить, какие пласты в скважине принимают воду и какие не принимают, а также выявить наличие нарушений герметичности ОК, через которые шел отток воды.

Метод радиоактивных изотопов особенно ценен тем, что позволяет выделять в разрезах скважин трещинные и кавернозные породы-коллекторы. К недостаткам относят дороговизну проведения данной операции, а также тот факт, что невозможно получить количественную оценку приемистости.

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)

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. Как было сказано ранее, неправильно подобранный состав цементного раствора и некачественное выполнение самого процесса цементирования могут стать первопричиной нарушения герметичности ОК и ЭК, в частности.

Акустические методы исследования скважин основаны на изучении полей упругих колебаний (упругих волн) в звуковом и ультразвуковом диапазонах частот. Акустические методы можно подразделить на пассивные и активные.

Пассивными методами изучают колебания, создаваемые различными естественными причинами, но основное применение получили активные методы (методы искусственных акустических полей), в которых изучают распространение волн от излучателя, расположенного в скважинном приборе. Существует две основные модификации метода [21]:

а) модификация, основанная на изучении времени прихода (скорости распространения) волн и называемая акустическим методом по скорости волн;

б) модификация, основанная на изучении амплитуды колебаний и называемая акустическим методом по затуханию волн.

Метод АКЦ основан на возбуждении импульса упругих колебаний и регистрации волн, прошедших через жидкость, колонну, цемент и горные породы, на заданном расстоянии от излучателя в одной или нескольких точках на оси скважины. Возбуждение и регистрация упругих волн при АКЦ осуществляется с помощью электроакустических преобразователей.

Если колонна обсадных труб свободна, не связана с цементом, то упругая волна распространяется непосредственно по металлу колонны с постоянной скоростью и с малой потерей энергии. Амплитуда волны по колонне сохраняется максимальной. Несцементированная колонна на волновой картине отмечается мощным долго не затухающим сигналом упругих волн.

В случае жесткого контакта колонны с цементом упругие колебания, распространяясь по колонне, возбуждают колебания в цементном камне. Прохождение волны по цементу характеризуется снижением скорости распространения волны и значительными потерями энергии. В результате возрастает время прохождения волны и снижается амплитуда проходящей волны.

В высокоскоростных разрезах, где различить однозначно волны, распространяющиеся по горной породе и по колонне, только по времени их вступления трудно, оценить качество цементирования помогает частотная характеристика волн. Установлено, что частота продольных волн в горных породах возрастает с увеличением скорости их распространения, однако во всех

случаях остается ниже частоты волны, распространяющейся по колонне (при частоте излучателя 25 кГц) [22].

Хорошее качество цементирование в высокоскоростном разрезе отмечается на волновой картине неискаженным импульсом продольной волны частотой ниже 25 кГц и амплитудой, коррелирующей с её величиной, полученной до обсадки скважины, а также наличием поперечной волны частотой ниже 20 кГц. В высокоскоростном разрезе при частичном цементировании колонны сигнал с момента времени представлен волнами различной частоты. Этот признак позволяет отличить по волновой картине частичное цементирование от хорошего

Метод акустического контроля скважин является одним из основных для определения мест потери цементного кольца и нарушения герметичности колонны, но его недостатком является сильное искажение результатов исследования при наличии газа в скважинной жидкости в больших объемах. Это связано с тем, что при прохождении упругой волны через газ она сильно затухает.

Гамма-гамма контроль цементирование скважин (ГГКЦ)

Гамма-гамма цементометрия является модификацией метода гамма-гамма каротажа и служит для определения качества цементирование 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).

В ходе данного метода регистрируют интенсивность рассеянного гамма-излучения с помощью зонда, содержащего импульсный источник среднеэнергетического гамма-излучения и детектор рассеянного гамма-излучения. Обычно в этих целях используют скважинный гамма-дефектомер-толщиномер (СГДТ). Вертикальная разрешающая способность – 40 см, горизонтальная разрешающая способность – 15 см.

Прибор СГДТ в общем виде состоит из источника гамма-квантов и нескольких радиальных приемников. Приемники служат для регистрации

рассеянного гамма-излучения по периметру и стволу скважины четырьмя коллимированными детекторами малого зонда (толщиномер) и восемью коллимированными детекторами большого зонда (плотномер). Результаты представляются в виде аналоговых диаграмм плотности и толщины, соответствующих восьми детекторам большого зонда и четырем детекторам малого зонда, а также в виде разверток обсадной колонны и заколонного кольцевого пространства, на которых в виде цветовой индикации выделяют дефекты в цементном кольце и колонне [23].

К недостаткам метода относится его малая эффективность при различии плотности цементного камня и промывочной жидкости менее, чем на 0.5-0.7 г/см³. Также ограничение существует по углу наклона скважины: он должен быть не более 50°.

Шестикомпонентный анализ воды

Этот способ является лишь индикатором, то есть он сигнализирует о том, что в каком-то месте колонны произошло нарушение герметичности и в скважину поступает вода с другого, ранее не вскрытого горизонта. Метод применяется для определения состава воды, полученной из скважины. Анализ основан на определении шести основных ионов: Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , Ca_2^+ , Mg_2^+ , Na^+ . Помимо этого, находят рН, общую минерализацию воды, жесткость, плотность, содержания сухого остатка, нефтепродуктов, железа и механических примесей. На основе полученных данных делают сравнительный анализ с уже имеющимися результатами и делают вывод о прорыве воды в скважину с водоносных пластов.

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 восстановления герметичности и повышения эффективности нефтедобычи.

2.3 Обзор технологических операций для восстановления герметичности эксплуатационной колонны

Среди существующих способов РИР по восстановлению герметичности ЭК в наибольшем количестве представлены методы закачки тампонажных растворов. Выбор того или иного состава зависит от различных факторов: характера нарушения ЭК, протяженности дефектов, приемистости в данном интервале, температурных условий и так далее.

Основные требования, предъявляемые к тампонажным составам при РИР:

- тампонажный раствор должен обладать достаточными для проведения работ временем загустевания и сроками схватывания, определенной водоудерживающей способностью и не расслаиваться в состоянии покоя на жидкую и твердую фазы, а также низкой водоотдачей, которая позволяет уменьшить загрязнение породы фильтратом раствора;

- создаваемый цементный камень должен быть коррозионно-устойчивым в агрессивных пластовых средах;

- время схватывания должно быть регулируемым, а срок между началом загустевания и затвердеванием должен быть коротким;

- цементный камень должен иметь высокие прочностные характеристики на сжатие, изгиб и растяжение.

В разных кругах тампонажные растворы классифицируют по-разному. После проведенного анализа, авторы статьи [24] разделили все технологические жидкости, используемые в процессе РИР, в зависимости от их состава на 3 группы, которые включают в себя еще несколько подгрупп:

1. материалы на углеводородной основе:

- 1.1. гидрофобизирующий и эмульгирующий раствор ПАВ;

- 1.2. эмульсионный тампонажный раствор на углеводородной основе (ЭТРУО);

- 1.3. селективная гелеобразующая жидкость «БОНПАК»;

- 1.4. безводный тампонажный раствор;

2. материалы на водной основе:
 - 2.1. полимерные системы;
 - 2.2. осадкообразующие системы;
 - 2.3. цементные растворы:
3. смолы.

Тампонирующее является самым распространенным и часто используемым методом, в связи с чем существует огромное множество растворов с различными составами. Практика демонстрирует, что основными при восстановлении герметичности ЭК, являются: цементные растворы, смолы, полимеры и их производные, в том числе смеси друг с другом.

Многолетний опыт показал, что использование жидкостей на основе стандартного цемента считается малоэффективным, так как положительные результаты достигаются лишь многократным повторением операции. В связи с этим разработаны модификации с применением различных добавок и реагентов, а также материалы на основе других композиций.

Довольно широко при РИР и, в частности, ЛНЭК используются смолы. Смолы представляют собой гомогенный раствор средней или низкой вязкости, содержащий соединение, способное при контакте с отвердителем образовывать прочный и упругий тампонажный камень, не уступающий по своим свойствам цементному. Отверждение происходит за счет реакции конденсации. Широко используются ацетоно-формальдегидные смолы (АЦФ).

Так, синтетическая смола АЦФ-75 является продуктом конденсации ацетона с формальдегидом концентрацией 75%, плотность 1200 кг/м³. Состав рекомендуется к применению при величине удельной приемистости от 15 до 240 м³/сут*МПа. Время отверждения смолы регулируется в широких пределах количеством вводимого в состав щелочного катализатора и добавками. Наиболее качественные композиции получаются при добавлении воды не более 50%. С ростом температуры время отверждения уменьшается.

На основе смолы АЦФ-75 создан состав «Тотал», который рекомендован к применению в интервалах с низкой удельной приемистостью. В качестве отвердителя используется неорганическая соль, а в качестве катализатора реакции – каустическая сода. Преимуществами данного тампонажного состава являются: малая вязкость, хорошая фильтруемость в нарушение, возможность применения при отсутствии непрерывной приемистости. Главный недостаток – это многокомпонентность. Состав «Тотал» опробован на шести скважинах, его эффективность составила 83%, при этом на одну скважину приходилось в среднем 2 операции [25].

Хорошее качество имеет гидрофобный тампонажный материал (ГТМС). Его состав основан на алкилрезорциновой эпоксифенольной смоле (АЭФС), отвердителем выступает полиэтиленполиамин (ПЭПА). ГТМС используют при восстановлении герметичности в местах образования трещин, перфорационных отверстий, в резьбовых соединениях, а также для наращивания цементного кольца.

Особенности ГТМС в том, что он гидрофобен до и после отверждения, обладает нулевой водоотдачей, способен отверждаться в пресной и пластовой водах, нефти и органических жидкостях (бензол, ацетон, толуол и т.д.) при температуре от минус 5°С до плюс 80°С. Состав АЭФС с цементом имеет повышенную стойкость к агрессивным высокоминерализованным водам и концентрированным кислотам во времени, а также обладает антикоррозионными свойствами. Физико-механические параметры образцов из АЭФС и цемента обладают лучшими адгезионными свойствами (в 3-5 раз) и повышенной прочностью по сравнению с цементными.

Отвержденная смола обеспечивает надежное сцепление с поверхностью горных пород, металла труб и старого цементного камня, смоченных пластовой водой или нефтью. Сроки схватывания регулируются от 1,5 до 2,5 часов концентрацией отвердителя. Камень, сформированный из АЭФС или цемента, затворенного на рабочем растворе АЭФС, обладает упруго-пластичными и

безусадочными свойствами, газо-, водо- нефтенепроницаем при давлениях до 25 МПа. Плотность раствора АЭФС легко регулируется в пределах 1050-1650 кг/м³ за счет совмещения с разными наполнителями (цементом, песком и др.). Фильтрат раствора АЭФС или цемента, затворенного на АЭФС, не содержит воды, отверждается в порах и трещинах горных пород, заполненных флюидом. При смешении АЭФС с водой состав коагулирует с образованием отверждающейся упругопластичной массы. Для предупреждения преждевременной коагуляции состава АЭФС в процессе его закачивания в зону нарушения необходимо применять органические безводные буферные жидкости (нефть, дизтопливо и др.). Недостатком является дороговизна материалов.

Цементный мост

Цементным мостом называется непроницаемая перемычка для нефти, газа и воды, расположенная внутри скважины. Высота может составлять несколько десятков метров, что является достаточным для надежного разобщения пространства.

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

Существуют следующие способы установки мостов в скважине:

- закачка тампонажного раствора в интервал формирования моста при уравнивании его столбов в заливочных трубах и кольцевом пространстве (балансовый способ);
- закачка раствора с применением двух разделительных пробок;
- закачка раствора в интервал установки моста под давлением;
- с использованием разделительного пакера;
- с использованием цементирующей желонки.

Рассмотрим балансовый способ. При установке цементных мостов в непоглощающих скважинах, прежде всего их промывают в течении 1,5-2 циклов для выравнивания плотностей промывочной жидкости в НКТ и в затрубном

пространстве. Приготовленный объем цементного раствора закачивают в НКТ и продавливают промывочным раствором до равновесия столбов жидкости в НКТ и затрубном пространстве. Башмак НКТ поднимают до верхней границы устанавливаемого моста и излишки цементного раствора вымывают. Затем НКТ поднимают на 20-30 м и ожидают затвердевание цемента. По истечении времени ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) проверяют глубину расположения моста и его прочность посадкой НКТ, а герметичность моста - опрессовкой.

Перед установкой цементных мостов в поглощающих скважинах (приемистость более $7 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$) необходимо использовать измельченные, закупоривающие материалы с размерами частиц 5-10 мм (древесные опилки, волокно и т.д.) для ограничения поглощения. Закачивание закупоривающего материала продолжают до восстановления полной циркуляции. После этого сразу устанавливают цементный мост.

Определение технологических параметров по установке разделительных цементных мостов проводят по методике ВНИИКР нефти:

1. Высота цементного моста должна удовлетворять условию:

$$H_{\tau} = \frac{Q^2}{\pi \cdot D \cdot \tau_c} \geq H_{min}, \quad (2)$$

где Q – осевая нагрузка на мост от массы труб или перепада давления;

H_{min} – требуемая минимальная высота моста;

τ_c – касательная напряжения при сдвиге моста (таблица 2).

Таблица 2 – Количественные показатели качества мостов

Условия и способ установки моста	В обсаженной скважине		В необсаженной скважине	
	grad p, МПа/м	τ_c , МПа	grad p, МПа/м	τ_c , МПа
с применением скребков и буферных жидкостей	5,0	1,00	2,0	0,50
с применением буферных жидкостей	2,0	0,50	1,0	0,05
без скребков и буферных жидкостей	1,0	0,05	0,5	0,01

2. Объем цементного раствора рассчитывается по формуле:

$$V = H_{\tau} \cdot F + V_{\tau} \cdot (C_0 + C_1 + C_2 + C_3), \quad (3)$$

где F – площадь сечения скважины;

V_{τ} – объем НКТ или бурильных труб;

C_0 – коэффициент, учитывающий случайные ошибки при продавливании тампонирующей смеси в скважину (если средства контроля за движением жидкостей не используются, то $C_0 = 0,02-0,03$);

C_1, C_2, C_3 – коэффициенты (таблица 3).

Таблица 3 – Расчетные коэффициенты

Название коэффициента	Обозначение	Значения для бурильных труб		Значения для НКТ	
		Тип буферной жидкости			
		вода	нет	вода	нет
Потери цементного раствора на стенках труб	C_1	0,01	0,03	–	0,01
Потери цементного раствора в результате смешения с соседней жидкостью на I границе	C_2	0,02	0,04	0,01	0,02
То же на II границе	C_3	0,02	0,03	0,01	0,02
Потери буферной жидкости при движении по заливочной колонне	C_4	0,02	–	0,02	–
То же при движении по кольцевому пространству	C_5	0,40	–	0,40	–

3. Объем продавочной жидкости:

$$V_{\Pi} = V_{\tau} \cdot \left(1 - \frac{H_{\tau} \cdot f}{V_{\tau}} - C_1 - C_3\right), \quad (4)$$

где f – площадь сечения труб.

4. Объемы буферной жидкости, закачиваемой перед цементным раствором V_{61} и после него V_{62} равны:

$$V_{61} = V_{62} = C_4 \cdot V_{\tau} + C_5 \cdot H_{\tau} \cdot F, \quad (5)$$

где C_4, C_5 – коэффициенты (таблица 3).

Если цементный мост требуемой высоты установить невозможно, то следует применить тампонажные материалы с более высокими физико-механическими показателями или использовать технические средства.

2.4 Обзор технических средств для восстановления герметичности эксплуатационной колонны

При обнаружении места нарушения герметичности ЭК необходимо подобрать метод, с помощью которого целесообразно проводить ремонт скважины. На данный момент существует несколько технологий по устранению негерметичности колонны с применением технических устройств и тампонажных материалов. Выбор конкретного метода зависит от ряда факторов, среди которых важную роль играют геологические и гидродинамические условия. Далее будут рассмотрены существующие технологии.

Установка пакера

Наиболее простым и дешевым способом ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны (ЛНЭК) считается применение одно- или двухпакерных компоновок. Это позволяет «отрезать» интервал с дефектом колонны, через который в скважину поступает вода.

По конструкции пакеры бывают механическими и гидравлическими. Выбор того или иного типа оборудования зависит от условий его применения.

Так, механические пакеры используются преимущественно в вертикальных скважинах, поскольку посадка происходит под воздействием осевых нагрузок, которые главным образом определяются весом бурильных или насосно-компрессорных труб. Из данной особенности вытекает ограничение по минимальной глубине, на которую можно спускать пакер для его установки, так как если веса труб не хватит для полного раскрытия уплотнителя, то в дальнейшем потребуются проводить дополнительные операции.

Посадка гидравлического пакера происходит путем подачи давления в колонну НКТ. Для его снятия необходимо произвести натяжение колонн. Благодаря этой особенности гидравлические пакеры нашли широкое применение в горизонтальных и наклонных участках ствола скважины, причем без ограничения по глубине.

При наличии интервала негерметичности над перфорационными отверстиями колонны в случае эксплуатации скважины УЭЦН применяют однопакерную компоновку, как представлено на рисунке 10.

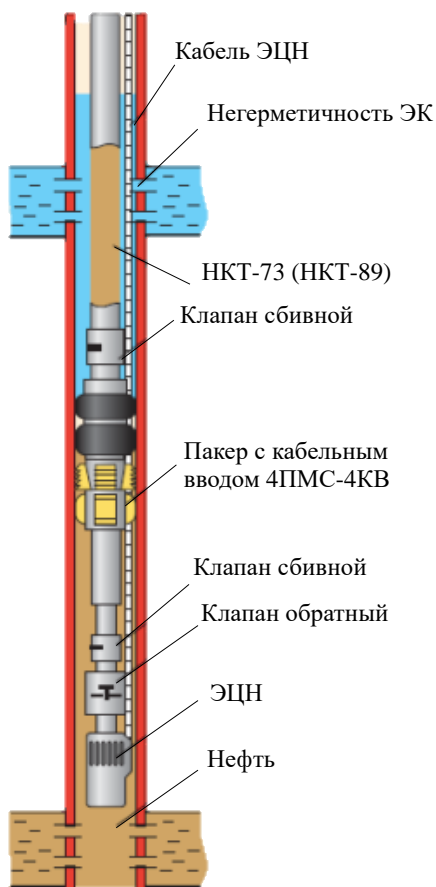


Рисунок 10 – Однопакерная компоновка

При эксплуатации скважин УШГН с негерметичностью эксплуатационной колонны выше интервала перфорации применяются однопакерная компоновка или двухпакерная компоновка (рисунок 11).

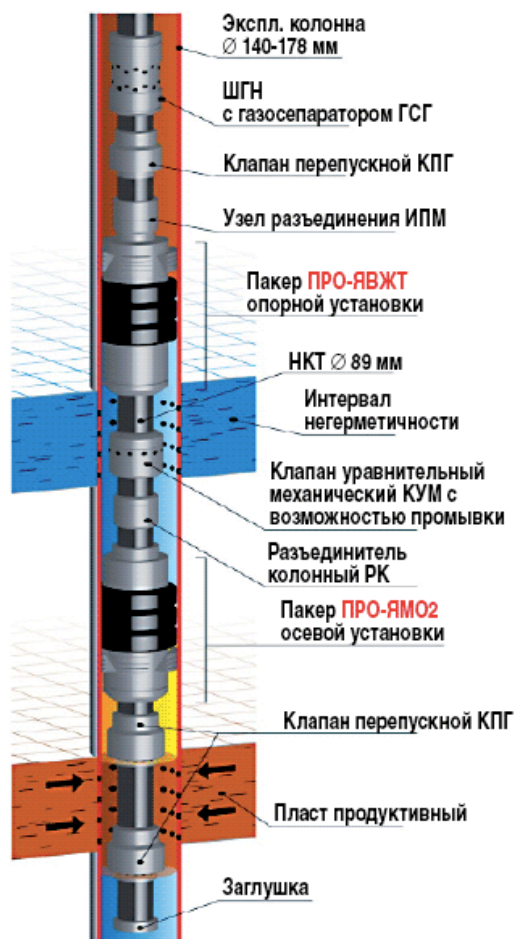


Рисунок 11 – Двухпакерная компоновка

Такой способ позволяет произвести натяжение колонны НКТ, снизив эксплуатационные затраты, и увеличить наработку подземного оборудования, а также применить технологию уменьшения обводненности продукции [26].

Также двухпакерные компоновки находят широкое применение при эксплуатации скважин ЭЦН на нескольких горизонтах и возникновении нарушений между ними.

В настоящее время широко используются пакеры-пробки и пакеры-ретенеры. Они предназначены для временного или постоянного отключения пластов или закачивания тампонажного раствора под пакер и являются разбуриваемыми инструментами. Установка таких пакеров в ствол обсадной колонны производится с помощью колонны НКТ путем создания избыточного давления внутри колонны с последующим натяжением ее до разъединения.

Процесс закачивания тампонажного раствора с использованием пакера-ретейнера представлен на рисунке 12.

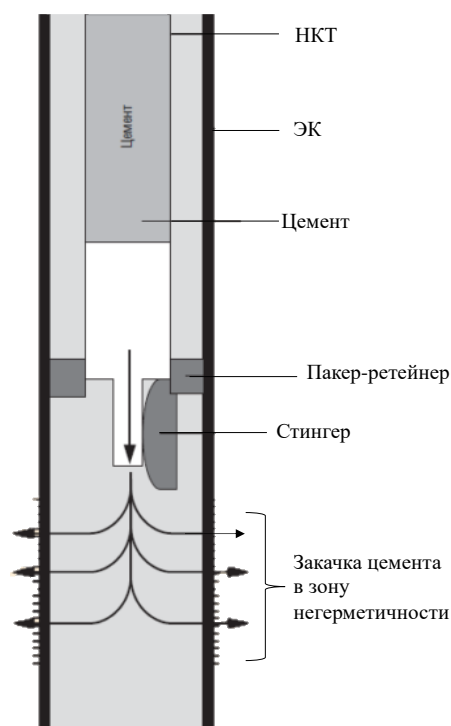


Рисунок 12 – Пакер-ретейнер

Применение пакеров считается простым и очень дешевым способом по сравнению с остальными методами. Постановка происходит за одну СПО, также преимуществом является возможность снятия и извлечения пакера из скважины или его разбуривания. Конструкция может быть установлена за 140-180 часов, протяженность отключаемого участка достигает 1500 м. Метод обладает несколькими недостатками, поскольку проведение ГИС по затрубному пространству или промывка скважины становятся невозможными.

Применение металлического пластыря

Металлическим пластырем называется продольно-гофрированная стальная труба, наружная поверхность которой покрыта специальным герметиком, а внутренняя — антифрикционной смазкой для снижения осевых усилий расширения. Чтобы осуществить ремонт с помощью металлического пластыря, необходимо выполнить ряд операций.

Сначала проводится шаблонирование, то есть контроль проходного диаметра в колонне. После спуска в скважину шаблон под давлением

протягивается по всему интервалу в ЭЖ, где нарушена герметичность. Если шаблон заклинивает, или при его перемещении возникают значительные осевые нагрузки, то необходимо сбросить давление, извлечь инструмент и принять меры по восстановлению проходимости ствола скважины. Следующим этапом необходимо очистить внутреннюю поверхность колонны от цементной корки, продуктов коррозии и других загрязнений, так как это сильно влияет на процесс восстановления герметичности. Для этих целей используют гидромеханические скребки. Как правило, очистку проводят на 10 метров выше и ниже дефектного участка. Скребок спускают в нижнюю часть, в колонну НКТ подают давление, за счет чего выдвигаются плашки скребка, которые очищают поверхность колонны при движении вверх. Данную операцию повторяют 5-6 раз. Затем с помощью измерительного устройства вычисляют периметр внутренней поверхности колонны на дефектном участке, чтобы подобрать размер пластыря. Далее пластырь в сборке со специальным устройством («Дорн») спускают в интервал нарушения, жидкостью создают давление в «Дорне», и он, двигаясь вверх, расширяет и разглаживает пластырь. Данную операцию проводят не менее трех раз до полного выпрямления и прилегания металлического пластыря к стенкам колонны. Для проверки успешности выполненных работ проводят опрессовку избыточным давлением. Если установка прошла неудачно, пластырь разрезают специальным инструментом и извлекают на поверхность. Процесс посадки металлического пластыря представлен на рисунке 13.

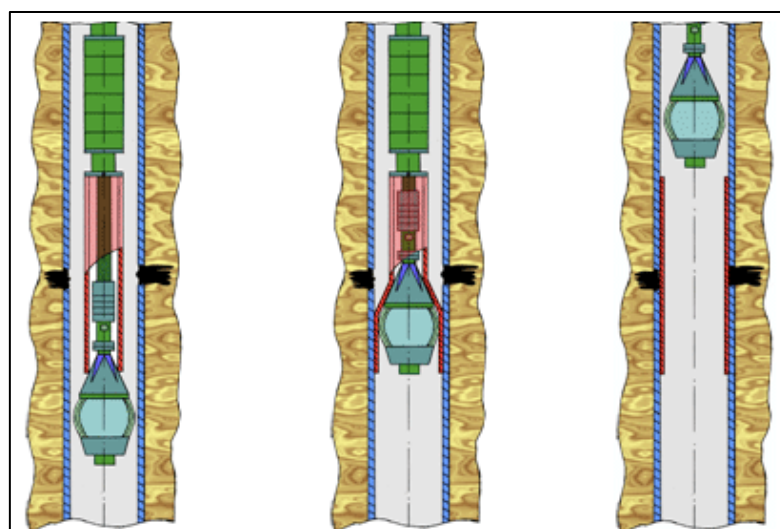


Рисунок 13 – Спуск, раскатка пластыря и конечный результат

Установленные металлические пластыри можно успешно эксплуатировать при депрессии до 10 МПа. При более высоких значениях трубы будут сминаться. Чтоб этого избежать, возможна установка двух пластырей, что позволяет увеличить значение максимальных нагрузок до двух раз.

Данная технология также отличается своей простотой и относительной дешевизной. Также преимуществом является то, что герметизировать можно участки протяженностью от одного до нескольких сотен метров. Существенным недостатком считается сужение проходного сечения ЭК.

Помимо классических стальных, существуют также извлекаемые металлические пластыри. Их компоновка несколько отличается, а технология спуска очень похожа на стандартную. Пластырь представляет собой стальной патрубок с приваренными на концах суженными наконечниками, на которые надеты резиновые уплотнители (рисунок 14).

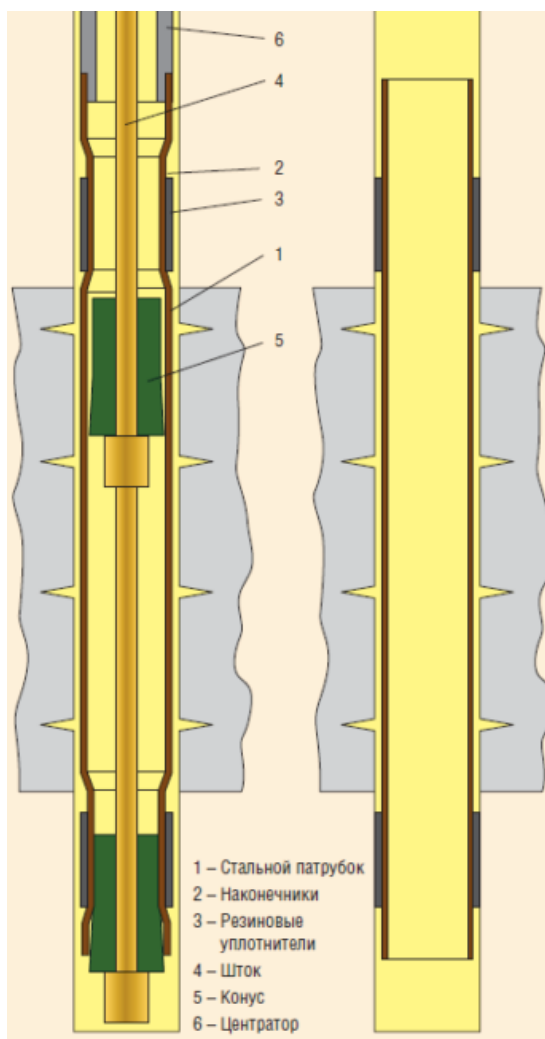


Рисунок 14 – Извлекаемый металлический пластырь

После спуска пластыря в заданный интервал лифтовых труб закачивается жидкость под давлением 18–25 МПа, за счет чего гидропривод тянет шток. Последний перемещает конус и протягивает его сначала через нижний, затем верхний наконечник. При этом верхний наконечник через центратор упирается в гидравлический привод, благодаря чему данный механизм может срабатывать независимо от обсадной колонны. Центратор обеспечивает соосность наконечника и гидропривода. После прохождения конусов через наконечники посадочный инструмент освобождается и его извлекают из скважины.

Метод установки пластыря широко используется при РИР для устранения таких дефектов, как трещины, коррозионный и механический износ, негерметичность муфтовых соединений и стыковочных устройств.

Пластырь изготавливается для обсадных колонн диаметром 146 и 168 мм, имеет проходной диаметр 104 и 123 мм и длину до 18 м. Данная технология позволяет сократить сроки ремонта на двое-трое суток по сравнению с использованием цемента. Средняя продолжительность установки пластыря составляет 90–120 часов. Эффективность применения технологии находится на уровне 90%.

Использование колонны-«летучки»

Колонной-«летучкой» является стальная труба круглого сечения, которая спускается в ЭК, устанавливается напротив интервала негерметичности, а затем цементируется. 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.

Технология спуска следующая. После установки песчаной или глинопесчаной пробки на 15-20 метров ниже дефектного интервала и шаблонирования колонны спускают «летучку» на бурильных трубах или НКТ и цементируют ее. Затем закачивают расчетный объем цементного раствора и продавочной жидкости и после этого способом обратной промывки вымывают излишний цементный раствор через шариковый клапан переводника. Близкое расположение каналов к воронке обеспечивает удаление цементного раствора из пространства выше воронки, благодаря чему исключается прихват цементом переводника и бурильных труб.

После затвердения цемента отвинчивают колонну бурильных труб, извлекают ее из скважины, определяют высоту подъема цемента за «летучкой» и испытывают ее на герметичность. Затем разбуривают цементную пробку, промывают скважину для удаления пробки, перекрывающей отверстия фильтра. На этом ремонт заканчивается. Конечный вид установленной колонны-«летучки» приведен на рисунке 15.

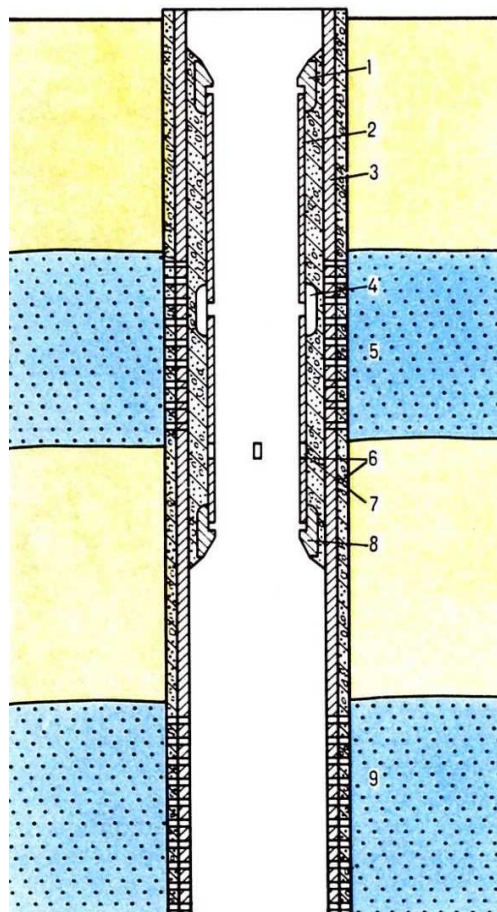


Рисунок 15 – Схема установленной колонны-«летучки»: 1 – воронка; 2 – колонна-«летучка»; 3 – эксплуатационная колонна; 4 – муфта-центратор; 5 – интервал водопритока; 6 – цементный камень; 7 – промывочные отверстия; 8 – башмак с фаской; 9 – эксплуатируемый объект.

Преимущество использования «летучки» заключается в том, что за одну СПО можно отремонтировать достаточно протяженный участок. Но, как и пластырь, дополнительная колонна сужает диаметр ЭК. Помимо этого, после тампонирувания извлечь «летучку» крайне сложно.

В последнее время широкое применение находят колонны-«летучки» из стеклопластика. Как показывает промысловый опыт, такое исполнение трубы более эффективно в условиях воздействия агрессивной коррозионной среды, в отличие от стального исполнения. Кроме того, стеклопластик легко разбирается, что является еще одним преимуществом. Также приводятся результаты испытаний на месторождениях Западной Сибири дочерних

предприятий ПАО «НК Роснефть», свидетельствующие об эффективности данной технологии [27].

Применение металлического моста

Технология по установке металлического моста применяется при переходе на вышележащий горизонт. Последовательность действий похожа на установку пластыря.

Корпус металлического моста состоит из продольно-гофрированного и цилиндрического участка, а также сферической донной части, которая приварена к цилиндрическому участку (рисунок 16).

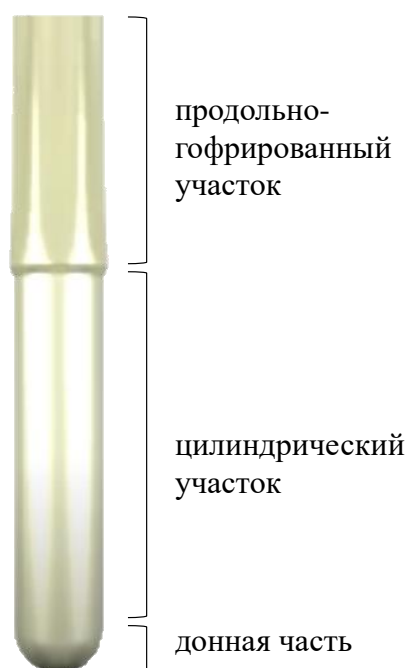


Рисунок 16 – Вид металлического моста

В скважину напротив интервала с дефектами спускается гофрированная труба, снаружи покрытая герметизирующим составом, вместе с оборудованием, используемым при установке металлического пластыря. Точно так же разглаживается и крепится к стенке скважины. При необходимости внутреннюю полость моста можно заполнить тампонажным составом, что повысит прочность данной конструкции.

Сочетание продольно-гофрированной, цилиндрической и сферической частей позволяет не только восстановить герметичность на участке ЭК, но и перекрыть центральный канал скважины.

Конструкция менее металлоемкая, в отличие от пакеров, но при этом ее долговечность и надежность значительно выше. Процесс опрессовки осуществляется за одну СПО, что также является преимуществом. По сравнению с классическими цементными мостами, металлическое исполнение отмечается большей эффективностью

2.5 Технологические особенности проведения тампонирования негерметичных участков с помощью АЭФС

Перед началом ремонтно-изоляционных работ необходимо провести подготовительные операции. Для эксплуатационных скважин подготовка их к ремонту может быть выполнена несколькими способами.

Наиболее рационально перекрытие клапана-отсекателя, установленного выше перфорационных отверстий эксплуатационной колонны. Для этого необходима предварительная установка клапана-отсекателя, позволяющего проводить ремонт без глушения скважины. Если же его нету, то скважину необходимо заглушить и выполнить промывку. Затем проводится оснащение устья скважины оборудованием, позволяющим проводить работы под давлением. Рассмотрим данный процесс на примере тампонирования с помощью ГТМС на основе АЭФС.

Поставка АЭФС и ПЭПА осуществляется комплектами в металлических бочках емкостью 200 л. Для проведения РИР с применением АЭФС на скважине необходимо иметь два цементируемых агрегата ЦА-320М, смесительную машину СМ-4, компрессор, гидромеханический пакер, автоцистерну с буферной жидкостью (безводная нефть, дизтопливо), технологическую емкость и другое оборудование (рисунок 17).

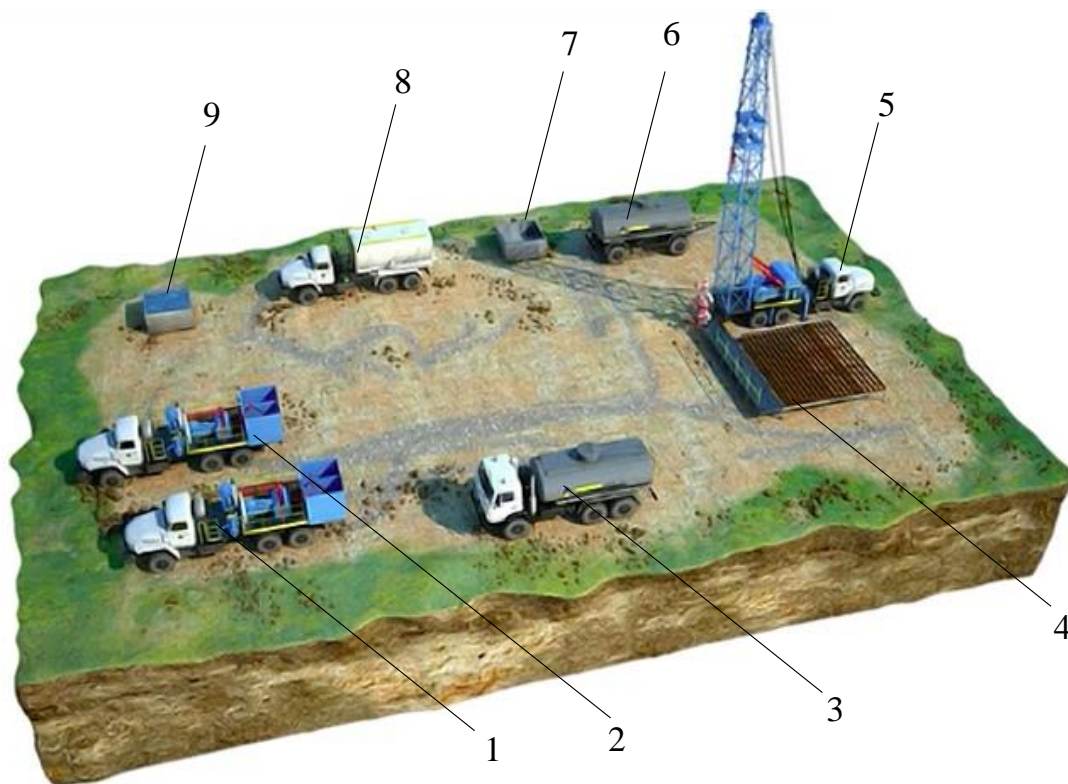


Рисунок 17 – Используемая техника при закачке АЭФС:

1 – ЦА-320М; 2 – ЦА-320М с буферной жидкостью; 3 – автоцистерна с буферной жидкостью; 4 – мостки; 5 – подъемник КРС; 6 – цистерна; 7 – технологическая емкость; 8 – СМ-4; 9 – емкость с технической жидкостью.

Отвердитель ПЭПА вводится в состав смолы через смесительную машину непосредственно перед его закачиванием в ствол скважины. В зависимости от количества вводимого отвердителя изменяются технологические параметры рабочих растворов смолы: время начала загустевания, время схватывания, вязкость и др.

Для ликвидации негерметичности обсадных колонн ориентировочный расход рабочего раствора смолы составляет 20-50 л на 1 м интервала нарушения. Продолжительность приготовления рабочего раствора смолы, его закачивание и задавливание в интервал нарушения не должны превышать 1-1,5 часа, в зависимости от забойной температуры или температуры в интервале нарушения обсадной колонны.

Способ ликвидации негерметичности с помощью АЭФС заливкой под давлением применим в скважинах с любой приемистостью. Для приготовления

рабочего раствора смол и проведения изоляционных работ оборудование обвязывается, согласно рисунку 18.

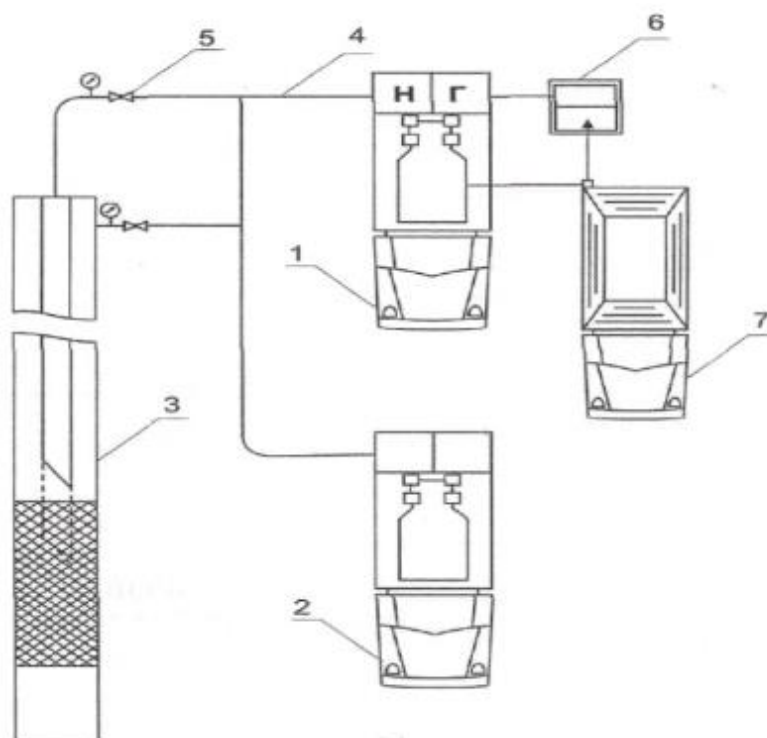


Рисунок 18 – Схема обвязки оборудования при закачке АЭФС:

1 – ЦА-320М; 2 – ЦА-320М с буферной жидкостью; 3 – скважина; 4 – линии нагнетания; 5 – задвижки; 6 – технологическая емкость; 7 – СМ-4;

Г – ГТМС; Н – нефть.

Для проведения операции необходимо осуществить следующие действия. Перед приготовлением смоляного раствора насосы и все нагнетательные линии необходимо промыть порцией буферной жидкости (нефть или дизтопливо). Водяной насос ЦА-320М подключить к смесительной машине СМ-4. В левую половину мерной емкости ЦА-320М загрузить необходимое количество буферной жидкости (безводные нефть или дизтопливо). Одновременно со сливом из бочек в технологическую емкость заданного количества АЭФС из нее закачивать смолу в правую емкость ЦА-320М, откуда подавать ее на СМ-4. Затем в ту же часть технологической емкости равномерно ввести требуемое количество (0,5-5%) отвердителя ПЭПА и точно так же подать на СМ-4. Смесь при круговой циркуляции перемешать в течение 5-10 мин., после чего подать в другую часть

технологической емкости, отобрать пробу и закачать в правую мерную емкость ЦА-320М. Рабочий раствор готов для нагнетания в скважину. Второй ЦА-320М с продавочной жидкостью обвязать с затрубным пространством. По колонне НКТ при открытом кольцевом пространстве последовательно закачать 100-200 л буферной жидкости (первый буфер), расчетный объем ГТМС, 200 л буферной жидкости (второй буфер) и расчетное количество продавочной жидкости, до равновесия столбов жидкости в колонне НКТ и кольцевом пространстве. Приподнять открытый конец колонны НКТ выше уровня тампонажного состава на 80-100 м. При обратной промывке произвести контрольный вымыв для проверки отсутствия тампонажного состава в кольцевом пространстве и в колонне НКТ. Тампонажный состав задавить в интервал нарушения и за обсадную колонну из расчета оставления 10-15 м моста над зоной нарушения. Давление задавливания не должно превышать величины допустимого давления опрессовки обсадной колонны, проведенной перед РИР. При указанном давлении скважину герметизировать и оставить в покое на 24-72 часа для ожидания затвердевания цементного камня. Мерные емкости ЦА, в которых была смола, и нагнетательные линии к устью скважины отмыть 0,5-1,0 м³ буферной жидкости или глинистым раствором. По истечении времени ОЗЦ спуском НКТ нащупать голову моста, опрессовать мост, после чего колонну НКТ извлечь из скважины. Для эффективного разбуривания смолоцементного камня, который к этому времени еще обладает упруго-эластичными свойствами, следует применять трехшарошечное долото типа Т.

3 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

3.1 Алгоритм выбора эффективной технологии ремонтно-изоляционных работ по устранению негерметичности эксплуатационной колонны в различных геолого-промысловых условиях

Для проведения анализа эффективности РИР по ЛНЭК на месторождениях Западной Сибири и предложения рекомендаций по ее повышению были изучены корпоративные материалы ПАО «НК «Роснефть» на примере трех дочерних предприятий.

АО «Томскнефть» ВНК обладает 25 лицензиями на разработку месторождений в Томской области и 7 – в Ханты-Мансийском автономном округе. В эксплуатационном фонде находятся 3125 скважин.

За трехгодичный период в АО «Томскнефть» ВНК РИР по ЛНЭК были проведены в 201 добывающей и 28 нагнетательных скважинах. Большинство работ выполнены методом тампонирования по стандартной технологии с использованием НКТ с пакером. Основной вид применяемого тампонажного раствора – цементный раствор с различными добавками, улучшающими его физико-механические свойства. Также большое количество работ было проведено с применением технических средств, в основном – отсечение интервала пакером.

Наибольшее количество РИР по ЛНЭК было совершено на Советском месторождении (69 операций), на Катыльгинском – 34, на Вахском – 31, на Восточно-Вахском – 18 и на Первомайском – 15. Срок эксплуатации месторождений достигает нескольких десятков лет, что напрямую свидетельствует об износе оборудования.

В первый год ремонт был проведен в 54 скважинах, при этом было изолировано 57 интервалов негерметичности, то есть почти везде по одному интервалу. В среднем на одну скважину приходилось 1,15 операций РИР.

В следующем году в 34 скважинах проведено 43 операции по восстановлению герметичности на 38 интервалах.

За третий год объем операций по ЛНЭК увеличился по сравнению с прошлым годом в 3,3 раза. Была проведена 141 операция в 113 скважинах, ликвидировано 135 интервалов, то есть по 1,19 на скважину.

Информация о ремонтных работах за этот период указана на рисунке 19.

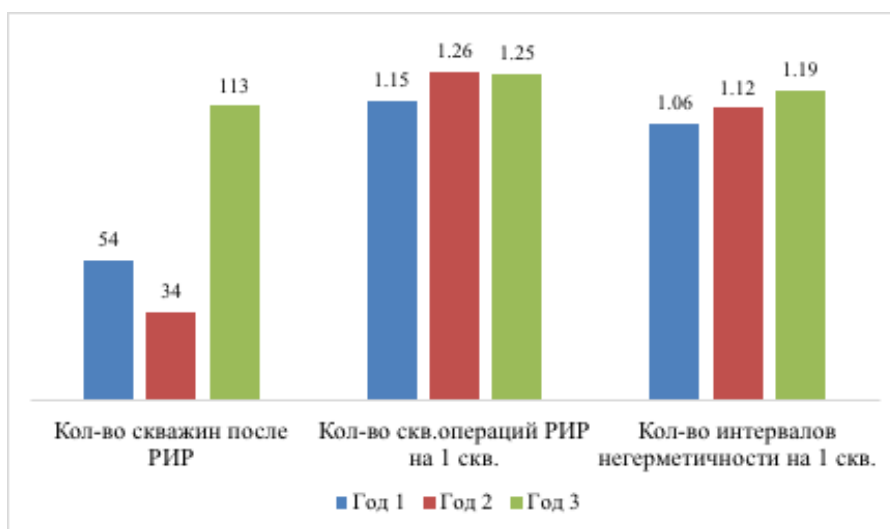


Рисунок 19 – Сведения о проведенных работах

Установлено, что эффективность РИР за трехгодичный период в АО «Томскнефть» ВНК составила 72%, что является хорошим показателем.

ООО «РН-Пурнефтегаз» ведет деятельность на 13 лицензионных участках, к которым относятся 12 нефтегазоконденсатных месторождений. С момента образования добыто более 260 млн тонн нефти и 110 млрд м³ газа.

Проблема нарушения герметичности ЭК на месторождениях данной компании является актуальной. Основная причина – коррозия, возникающая по причине воздействия на ЭК агрессивной среды на уровне водяных пластов. В течение трех лет было проведено 148 скважинных операций по ЛНЭК. Основным тампонажным материалом – цементный раствор, закачиваемый с применением НКТ и пакера.

За первый год РИР проведены в 27 скважинах, в результате чего дополнительная добыча нефти составила 57,5 тысяч тонн. Одна скважина в среднем претерпевала 1,5 ремонтных операции, что свидетельствует о

неоднократно возникшей необходимости повторного тампонирования во многих скважинах. Для снижения приемистости интервалов были испытаны технологии закачки полимерного состава акрилового типа ТСА до цементного раствора. Эффективность РИР составила 81%, а средний дебит нефти с одной скважины вырос на 15,1 т/сут.

В следующем году операции по ЛНЭК были проведены в 47 скважинах. Технологические показатели в результате ремонта изменились в лучшую сторону. Так, среднесуточный прирост дебита нефти с одной скважины составил 13,1 т/сут, а технологическая эффективность работ выросла до 87%. Это обусловлено применением синтетических смол. Тем не менее, не все операции проходили успешно с первого раза, также было отмечено наличие нескольких интервалов негерметичности во многих скважинах.

За третий год провели 74 скважинные операции, при этом прирост дебита снизился до 10,5 т/сут, а технологическая эффективность – до 78%. Это объясняется процессом естественного старения, а также коррозионным разрушением. Данные о проведенных работах приведены на рисунке 20.

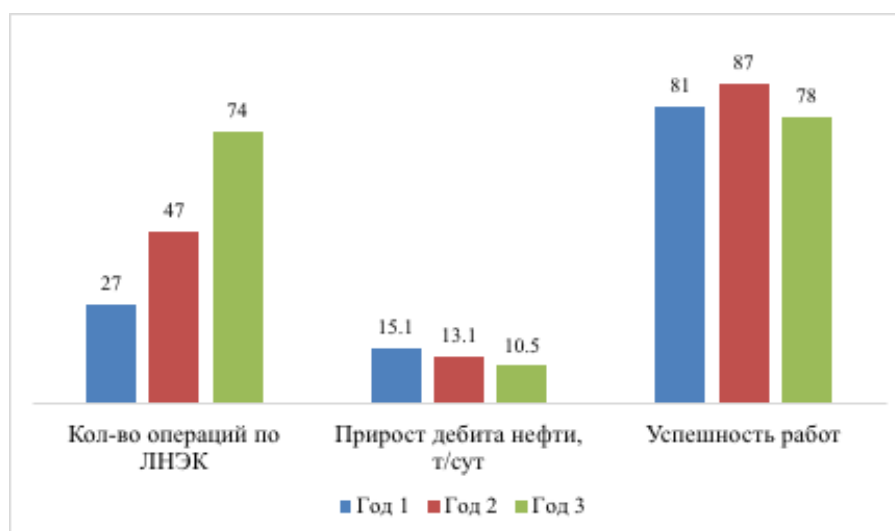


Рисунок 20 – Сведения о проведенных работах

ООО «РН-Юганскнефтегаз» является одним из ключевых дочерних предприятий ПАО «НК «Роснефть», так как ведет свою деятельность на 38 лицензионных участках и добывает почти 30% нефти Компании. Действующий фонд скважин достигает 20 тысяч, 65% из которых – добывающие. Стоит

отметить, что разрабатываемые месторождения находятся в эксплуатации несколько десятков лет, что является индикатором устаревшего оборудования.

Из всех проведенных РИР за трехлетний период более половины относятся к ЛНЭК. Основным методом, как и в вышерассмотренных примерах, являлось тампонирующее цементное решение, а материалом – цементный раствор.

В первый год операции проведены в 55 скважинах, прирост дебита нефти составил 18 т/сут на 1 скважину, технологическая эффективность – 64%. В следующем году осуществлен всего 21 ремонт, так как отсутствовали эффективные технологии ЛНЭК на протяженных интервалах. Прирост дебита сократился до 14,1 т/сут, а эффективность выросла до 71%. За последний год перечень применяемых технологий РИР по ЛНЭК был расширен, в связи с чем объемы работ резко возросли в 4 раза, то есть до 84 скважинных операций. Показатель эффективности почти несколько изменился и составил 76%, а прирост дебита снизился до 8,2 т/сут.

В целом технологическая эффективность мероприятий по ЛНЭК на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» невысокая, так как эксплуатация ведется в сложных условиях. Протяженность дефектов достигает нескольких сотен метров, чаще всего в скважинах более одного интервала с нарушенной герметичностью, ситуация усложняется тем, что сеноманские пласты обладают высокой поглотительной способностью. Результаты приведены на рисунке 21.

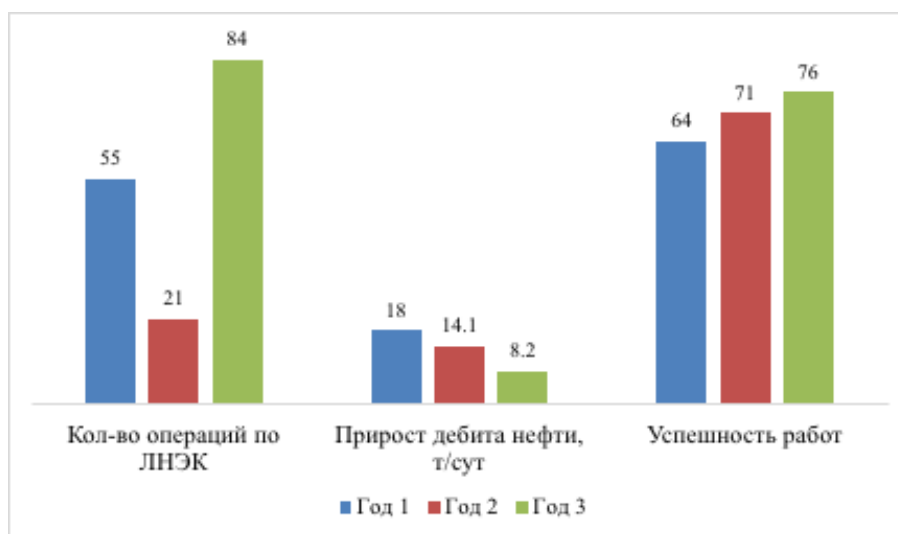


Рисунок 21 – Сведения о проведенных работах

На основе вышеизложенного целесообразно предложить идеи в целях повышения эффективности РИР по ЛНЭК. В условиях низкой приемистости интервала негерметичности в качестве тампонажного материала следует применять легкофильтрующиеся составы – смолы, микроцементы. Цементные составы в таких условиях малоэффективны. При высокой приемистости интервалов необходимо перед цементированием закачивать гелеобразующие или вязкоупругие составы для создания экрана и снижения приемистости. При работе с тампонажными составами следует обращать особо внимание на температуру в интервале негерметичности и учитывать ее при окончательном выборе рецептуры. Алгоритм подбора тампонажного состава указан на рисунке 22.



Рисунок 22 – Алгоритм выбора тампонажного состава для РИР

В целях устранения протяженных участков с дефектами целесообразно использовать технические средства (пакеры, «летучки», металлические пластыри). Если наблюдается воздействие агрессивной коррозионной среды, следует устанавливать «летучку» стеклопластикового исполнения. При наличии большого числа сквозных отверстий и трещин на участке ЭК нужно также использовать технические средства. При переходе на вышележащий горизонт следует установить металлический мост, если нет коррозионного воздействия. В ином случае можно использовать цементный мост. Алгоритм по выбору технологии ЛНЭК представлен на рисунке 23.

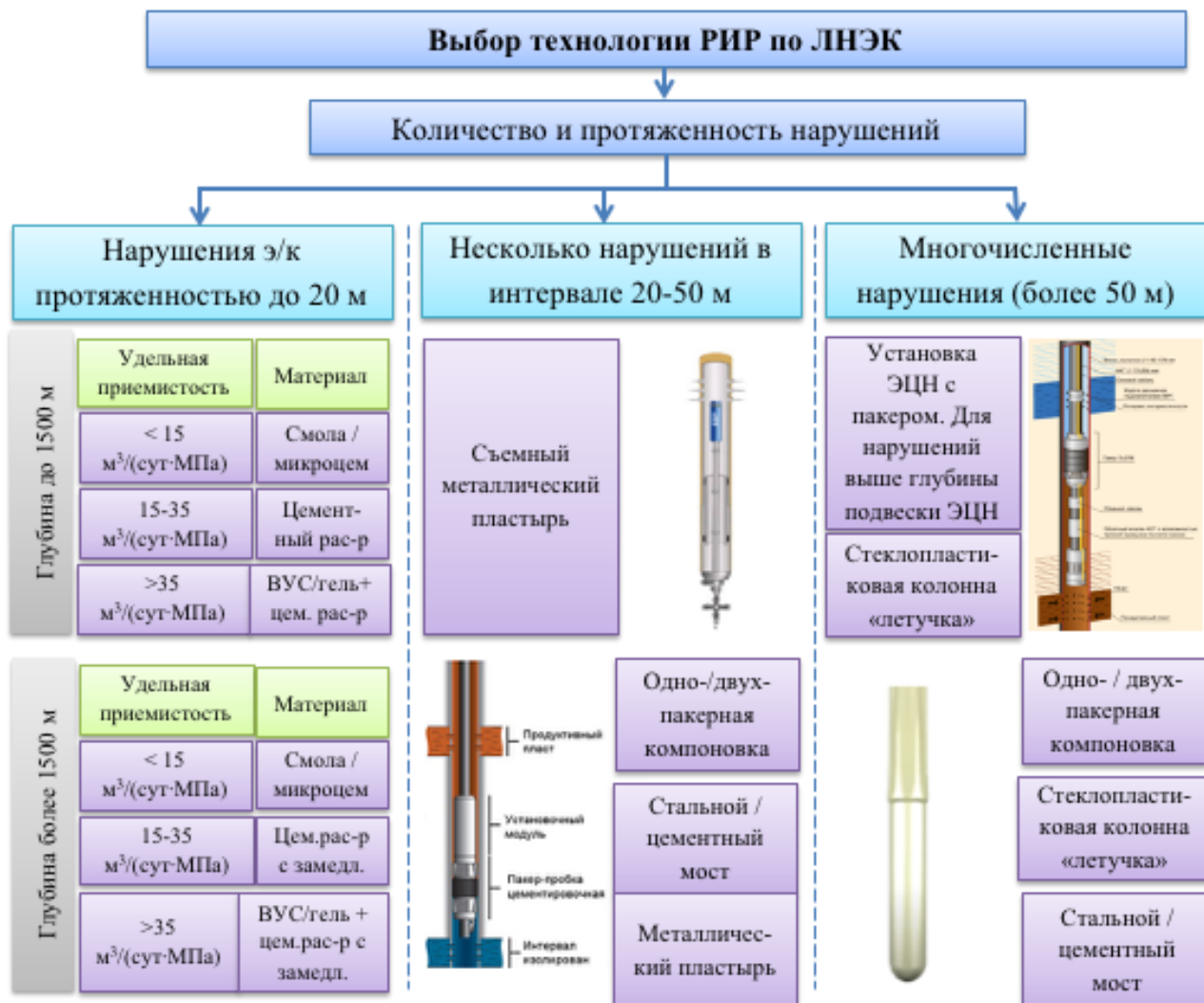


Рисунок 23 – Алгоритмы выбора технологии ЛНЭК

3.2 Методика ПАО НК «Роснефть»

Разрабатываемая в НК «Роснефть» новая методика выбора скважин-кандидатов для проведения РИР включает проведение анализа в четыре этапа (рис. 24):

1. На данном этапе выбираются скважины, наиболее проблемные с точки зрения избыточной обводненности продукции. С другой — наиболее потенциальные с точки зрения продуктивности.

2. На данном этапе производится диагностика источника обводнения скважин с использованием графоаналитических, химико-аналитических и промыслово-геофизических методов.

3. Совместным анализом геологического строения разрезов скважин, полученных данных об источниках обводнения, критериев эффективности различных технологий и результатов предыдущих работ уточняется окончательный список скважин и подбираются наиболее приемлемые технологии.

4. На четвертом этапе проводятся оценки экономической целесообразности проведения предлагаемых мероприятий. Не будет рассмотрен в рамках текущей ВКР.

Согласно методике, сначала производится ранжирование скважин по величине функции ожидания «продуктивность — избыточная обводненность»:

$$F = \sqrt{\frac{K_c \cdot h_c}{K_i \cdot h_i} \cdot \frac{K_i \cdot h_i}{K_{i\max} \cdot h_{i\max}}} \cdot B_b = \sqrt{\frac{K_c \cdot h_c}{K_{i\max} \cdot h_{i\max}}} \cdot B_b, \quad (1)$$

где h_c , K_c — значения текущей нефтенасыщенной толщины разреза скважины и ее средней проницаемости;

h_i , K_i , — начальные значения нефтенасыщенной толщины и ее средней проницаемости;

h_{imax} , K_{imax} , — максимальные по залежи (месторождению) значения начальной нефтенасыщенной толщины и средней проницаемости продуктивного разреза;

B_b — избыточная обводненность продукции, связанная с присутствием в продукции скважины избыточной воды.

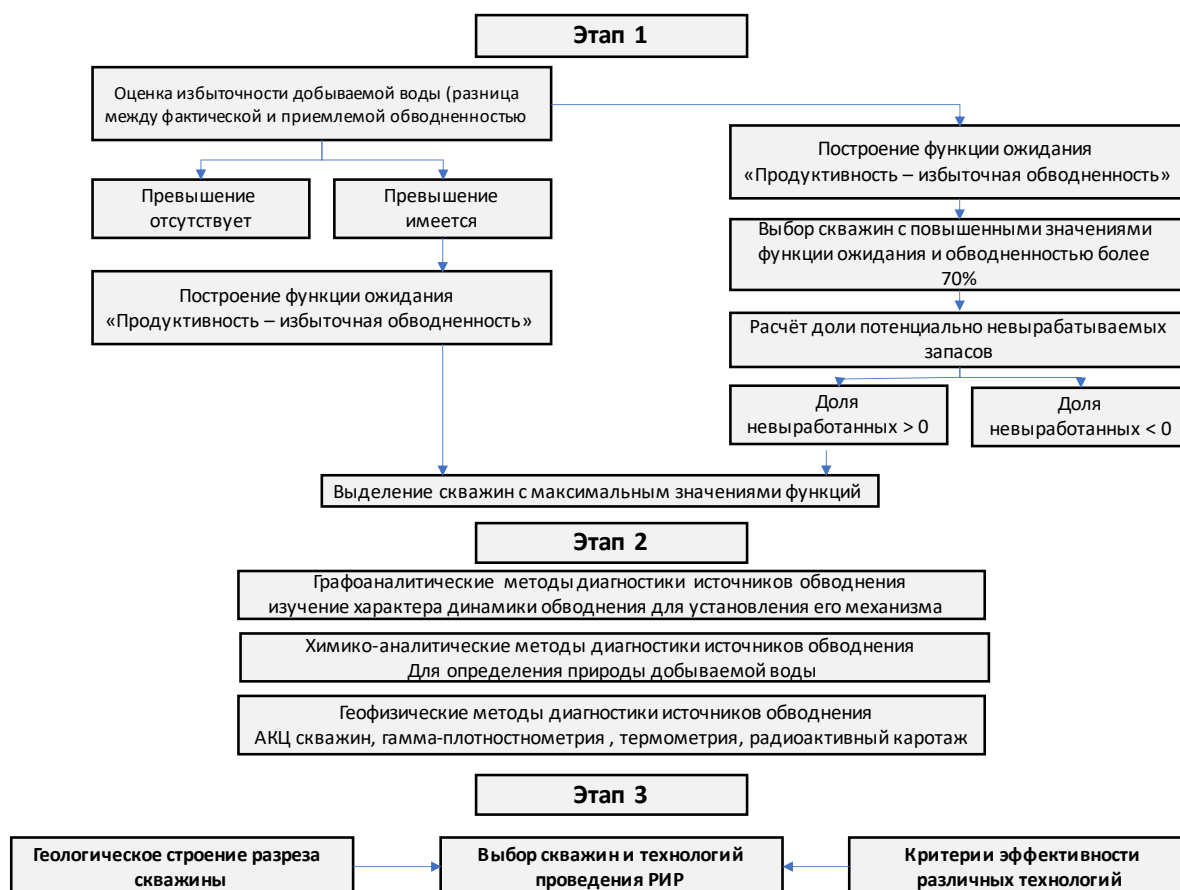


Рисунок 24 – Алгоритм решения задачи выбора скважин для проведения мероприятий по ограничению водопритоков в скважинах

Избыточная обводненность определяется как

$$B_b = (B_c - B_g), \quad (2)$$

где B_c — фактическая текущая обводненность продукции;

B_g — приемлемое значение обводненности, рассчитываемая с использованием функции Баклея–Леверетта:

$$B_g = F(S) = \frac{1}{1 + \frac{K_{ro} \cdot \mu_w \cdot B_w}{K_{rw} \cdot \mu_o \cdot B_o}} \quad (3)$$

где μ_o, μ_w — вязкости нефти и воды;

B_o, B_w — объемные коэффициенты нефти и воды;

K_{ro} — относительная фазовая проницаемость для нефти;

K_{rw} — относительная фазовая проницаемость для воды.

Текущие значения относительных фазовых проницаемостей для воды и для нефти, соответствующие текущей средней водонасыщенности S , рассчитываются для каждой скважины с использованием корреляций Кори.

Средняя текущая водонасыщенность S в области дренирования скважины может быть вычислена на основании значений начальной и текущей нефтенасыщенных толщин согласно формуле

$$S = \frac{h_c \cdot S_{wmin} + (1 - S_{or}) \cdot (h_i - h_c)}{h_i} \quad (4)$$

где S_{wmin} — минимальная начальная водонасыщенность;

S_{or} — остаточная нефтенасыщенность.

Таким образом, потенциал скважин анализируется как по продуктивности, так и по прогнозируемому снижению обводненности продукции. Отношение текущей нефтенасыщенной толщины к начальной (h_c/h_i) в формуле выражает степень сохранения начальных запасов нефти в ходе обводнения скважины, а отношение средней проницаемости текущей нефтенасыщенной части пласта к начальному значению (K_c/K_i) — сохранение качества остаточных запасов с позиции проницаемости вмещающих пород. Произведение этих показателей ($h_c K_c/h_i K_i$) выражает степень сохранения проводимости нефтенасыщенной части разреза скважины в ходе обводнения скважины. Текущая средняя проницаемость продуктивного разреза скважины рассчитывается по данным ГИС с учетом текущего значения нефтенасыщенной толщины, а также с учетом закономерности первоочередного выбывания наиболее проницаемых или наиболее

низкорасположенных интервалов из начального нефтенасыщенного разреза скважины. При расчлененном строении пласта в ходе его наводнения из интервалов, по которым рассчитывается средняя величина проницаемости, в первую очередь выбывают наиболее высокопроницаемые интервалы, а при монолитном строении пласта — нижние интервалы.

Направлением дальнейшего совершенствования комплексной функции ожидания может стать учет ею допустимых наименьших значений отдельных параметров, таких как избыточная обводненность, остаточная нефтенасыщенная толщина и проницаемость, при которых допускается проведение работ. С целью учета функцией ожидания «продуктивность — избыточная обводненность» влияния абсолютных величин текущей нефтенасыщенной толщины и ее текущей средней проницаемости в данную функцию, наряду с отношением текущих значений показателей к начальным введено отношение начальных значений к максимальным начальным значениям по залежи.

Отношение начальной нефтенасыщенной толщины к максимальной по залежи $h_i/h_{i\max}$ выражает рейтинг скважины по начальным запасам.

Отношение начальной средней проницаемости продуктивного разреза скважины к максимальной по залежи $K_i/K_{i\max}$ выражает рейтинг скважины по фильтрационным свойствам. Произведение этих отношений выражает рейтинг скважины по начальной проводимости. Отношение же остаточной нефтенасыщенной проводимости ($K_c h_c$) к произведению максимальных по залежи значений начальной нефтенасыщенной толщины и начальной нефтенасыщенной проницаемости ($h_{i\max} K_{i\max}$) выражает рейтинг скважины по остаточной проводимости нефтенасыщенной части разреза. Что касается величины избыточной обводненности скважины, то она выражает потенциал снижения обводненности при проведении РИР. Таким образом, функция ожидания «продуктивность — избыточная обводненность», измеряемая в долях от нуля до единицы, учитывает влияние основных факторов, определяющих потенциал прироста добычи нефти в результате проведения РИР.

По полученным данным строится и анализируется карта показателя функции ожидания «продуктивность – избыточная обводненность», на которой максимальными значениями отмечаются наиболее потенциальные и проблемные скважины для проведения РИР. Совместный анализ полученной карты с геологическими картами (структурная карта, карты проницаемостной неоднородности и доли нефте- и водонасыщенной частей разреза) позволяет предположить возможные причины обводнения скважин.

В случае отсутствия данных о фазовых проницаемостях анализируемых объектов, необходимых для расчета величин избыточной обводненности продукции скважин, на первом этапе анализа применима функция ожидания «продуктивность — обводненность», использующая величину фактической текущей обводненности

$$F = \sqrt{\frac{K_c \cdot h_c}{K_{imax} \cdot h_{imax}}} \cdot B_c, \quad (5)$$

где B_c — значение текущей обводненности продукции скважины.

Фактическая обводненность учитывается в предположении, что с ее ростом увеличивается и величина избыточной обводненности и что все проблемные скважины по определению имеют высокую обводненность продукции.

Таким образом, при использовании функции ожидания «продуктивность — обводненность» скважины ранжируются как по потенциалу остаточных запасов и проводимости нефтенасыщенной части разреза, так и по значению текущей обводненности.

С целью учета влияния фактора избыточной обводненности для каждой скважины с повышенным значением функции ожидания «продуктивность — обводненность» и с использованием характеристик вытеснения рассчитывается величина дренируемых скважиной запасов нефти. Далее эта величина сравнивается с величиной начальных извлекаемых запасов нефти, приходящихся на эту скважину, которая рассчитывается объемным способом. При этом обводненность скважины определяется как избыточная, если дренируемые

запасы нефти меньше величины начальных извлекаемых запасов, приходящихся на скважину. Далее определяем долю потенциально невырабатываемых запасов, приходящихся на скважину:

$$V_{NR} = (V_W - V_{WM}) / V_W, \quad (6)$$

где V_W — НИЗ, приходящиеся на данную скважину;

V_{WM} — подвижные запасы данной скважины, рассчитываемые с помощью характеристик вытеснения.

В рамках предлагаемой методики скважина считается проблемной, если доля потенциально невырабатываемых запасов выше значения, устанавливаемого экспертным путем. Для бездействующих скважин в расчетах в качестве потенциально невырабатываемых запасов используются остаточные извлекаемые запасы нефти, приходящиеся на скважину. Далее проблемные скважины ранжируются по доле потенциально невырабатываемых НИЗ. Таким образом, подбираются наиболее проблемные потенциальные скважины. Для скважин, вышедших из бурения или переведенных с другого объекта разработки, подвижные запасы не поддаются расчету из-за отсутствия истории эксплуатации на данном объекте. Учитывая, что вся добываемая вода в этом случае является избыточной, а запасы обычно соответствуют начальным, такие скважины следует причислять к проблемным.

Чтобы удостовериться в невозможности выработки запасов проблемной скважины окружающими скважинами рассчитывается величина невырабатываемых НИЗ по группе скважин, включающей анализируемую проблемную, и окружающие.

Проблемность скважины подтверждается, если доля невырабатываемых запасов, рассчитанная совместно с окружающими скважинами, также выше нуля или установленного критерия.

Таким образом, окончательный список проблемных скважин формируется пересечением множества скважин с высоким значением функции ожидания

«продуктивность — обводненность» с множеством скважин с повышенной долей потенциально невырабатываемых запасов.

Таким образом, в настоящей работе показано, что выбор скважин-кандидатов является задачей многоэтапной. На первом этапе производится выбор наиболее потенциальных проблемных скважин, на втором — диагностика источников обводнения потенциальных проблемных скважин, на третьем проводится анализ геологического строения разреза скважины совместно с полученными данными об источнике обводнения, критериев эффективности различных технологий ограничения водопритока и результатов предыдущих работ, на четвертом этапе проводятся оценки экономической целесообразности проведения работ [28].

3.3 Методика подбора скважин-кандидатов на лицензионных участках ПАО «ЛУКОЙЛ»

Для решения проблем, связанных с водоизоляционными работами на базе одного из филиалов Лукойла, был сформирован Центр компетенции водоизоляционных работ. Ключевая задача Центра – разработка собственных технологий в области ВИР и адаптация технологий сторонних организаций для сокращения водопритока по наиболее характерным источникам обводнения.



Рисунок 25 – Методика подбора Компании ПАО «ЛУКОЙЛ»

Деятельность ЦК ВИР по разработке собственных технологий водоизоляционных работ делится на три этапа, кратко изображенных на рисунке 25.

Для разработки методики подбора скважины кандидата использовалось более 26 тыс. скважин добывающего фонда, из них около 16 тыс. скважин с обводненностью более 70%. Кроме показателя обводненности, при выборе скважин-кандидатов использовались такие критерии, как эффективная нефтенасыщенная толщина, дебит жидкости, исключение скважин с запланированными геолого-техническими мероприятиями (ГТМ) и неудовлетворительным техническим состоянием.

Помимо геологических и технологических критериев выбора скважин-кандидатов, был использован критерий, определяющий экономическую целесообразность проведения ВИР, а именно минимально рентабельное снижение дебита жидкости. Минимально рентабельное снижение дебита жидкости за счет ВИР – это снижение дебита жидкости (без снижения дебита нефти), при котором возможно достижение нулевого или положительного значения чистого дисконтированного дохода за счет экономии средств на электроэнергию при заданных или фактических технико-экономических условиях. С учетом минимально рентабельного снижения дебита жидкости по всем НГДО Компании выбрано более двух тысяч скважин-кандидатов для водоизоляционных работ.

В рамках первого этапа разработки собственной методики «ЛУКОЙЛ» опираясь на экспресс-методику, в рамках которой, в первую очередь идёт определение водопритока в скважину поэтапно в следующей последовательности:

1. Оценка технического состояния скважины (анализ результатов промыслово-геофизических исследований): определение или исключение технической причины обводнения (заколонный переток, негерметичность эксплуатационной колонны).

2. Комплексный анализ физико-химических свойств попутно-добываемой воды. Результат – предварительное определение источника обводнения (пластовая вода или вода, поступающая от нагнетательных скважин).

3. Анализ геолого-физических характеристик пласта (мощность пласта, расчлененность, расстояние до водонефтяного контакта, фильтрационно-емкостные свойства) с целью определения степени неоднородности пласта, выявления наиболее проницаемых пропластков, наличия гидродинамических барьеров.

4. Обобщение и сопоставление результатов промыслово-геофизических и гидродинамических исследований (профиль притока, гидропрослушивание, трассерные исследования) для определения интервалов и источников поступления воды.

5. Анализ динамики обводнения добывающих скважин для установления влияния нагнетательных скважин, фактически проведенных ГТМ и мероприятий по оптимизации глубинного насосного оборудования.

6. Применение графоаналитического метода, описанного в работе.

Обобщение полученных результатов позволяет определить типы обводнения по рассматриваемым скважинам-кандидатам. Определение типов обводнения с применением экспресс-методики проводится экспертно для каждой скважины, исходя из геологического строения и состояния разработки залежи, текущего режима эксплуатации, проведенных исследований и геолого-технических мероприятий. Результатом данного этапа является таблица стандартных типов обводнения (рисунок 26).

Основные группы пластов по неоднородности	Основные типы обводнения
1. Выдержанный слаборасчлененный пласт	1.1. Обводнение по более проницаемой части коллектора с отсутствием явно выдержанных барьеров, наличием внутрипластовых перетоков
2. Неоднородный с малым контрастом проницаемости пласт	2.1. Обводнение по более проницаемой части (отдельным слоям) слоисто-неоднородного коллектора с выдержанными барьерами
3. Неоднородный с высоким контрастом проницаемости пласт	3.1. Резкий прорыв воды от нагнетательной скважины по проницаемым прослоям
	3.2. Прорыв законтурной воды
4. Пласт с развитой системой трещиноватости	4.1. Обводнение от нагнетательной скважины
	4.2. Обводнение от нижележащих водонасыщенных пропластков
5. Выдержанный пласт массивной залежи без плотных перемычек	5.1. Конусообразование
Типы обводнения с учетом технического состояния скважины	
6. Нарушение технического состояния скважин	6.1. Заколонная циркуляция воды из выше/ниже расположенного водонасыщенного пласта в интервал перфорации
	6.2. Негерметичность эксплуатационной колонны

Рисунок 26 – Классификация скважин по типу обводнения [29]

Далее проводятся анализ распределения медиальных значений показателей экономической эффективности ВИР: снижение дебита жидкости и прирост дебита нефти, продолжительность эффекта по снижению дебита жидкости и приросту дебита нефти. Таким образом устанавливаются наиболее перспективные с экономической точки зрения составы для проведения ВИР.

При моделировании водоизоляционных работ в гидродинамических симуляторах необходимо воспроизведение процессов, протекающих при взаимодействии водоизоляционного состава с поровым пространством и насыщающими пласт флюидами.

Авторы ряда исследований считают, что для моделирования ВИР наиболее оправдана модификация относительных фазовых проницаемостей. Однако данный способ не учитывает особенности фильтрации водоизоляционного состава в пористой среде. Он позволяет изучать идеализированные ситуации и качественно оценивать влияние того или иного геолого-технологического параметра на эффективность водоизоляционных работ.

В связи с возможностью воспроизведения фильтрации полимера в пористой среде в данном исследовании для моделирования ВИР предлагается использование опций гидродинамического симулятора (рисунок 27).

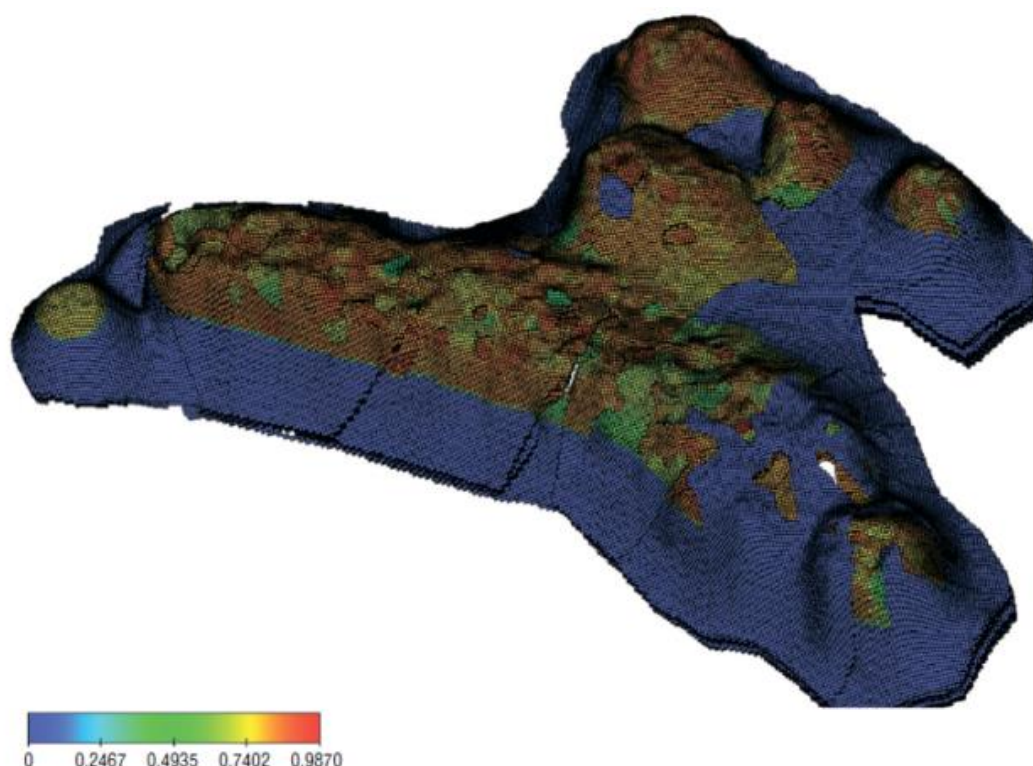


Рисунок 27 – Проведение трехмерного гидродинамического моделирования

Следующим этапом проводится анализ ФЭС керновых образцов. При проведении фильтрационных исследований устанавливается зависимость изменения ФЭС при пропускании через керн различных типов закупоривающих составов.

Для выбора скважин-кандидатов проводится расчет на трехмерной гидродинамической модели. В результате расчета выявляется прогнозная эффективность от проведения водоизоляционных работ (снижение дебита

жидкости, прирост или отсутствие изменения дебита нефти), определяется объем планируемого к закачке полимерного раствора.

Таким образом, модернизированный экспресс-метод подбора скважин кандидатов, несмотря на свою точность и педантичность, требует больших человеческих и материальных ресурсов. Кроме этого, даже с учётом всех полученных результатов исследований данная методика не гарантирует получения 100% результата с последующим положительным экономическим эффектом.

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

Студенту:

Группа 32Б7Г1	ФИО Гризодубу Егору Владимировичу
------------------	--------------------------------------

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», специальность: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

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

1. <i>Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами</i>
1. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Норма амортизации 10%; Надбавки 7%; Районный коэффициент 1.5; Накладные расходы 19%; Плановые накопления 7%.</i>
2. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления во внебюджетные фонды составляют 30,2%, НДС – 20%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Определение потенциального потребителя Методик подбора скважин-кандидатов для РИР, SWOT-анализ ремонтно-изоляционных работ</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Расчет трудоёмкости затратным методом на проведение РИР на примере скважины X на месторождении Западной Сибири.</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Рассчитать показатели финансовой эффективности, ресурсоэффективности и эффективности исполнения</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- Смета затрат на проведение РИР
- Матрица SWOT

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.04.2022
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Магеррам Али оглы	Д.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б7Г1	Гризодуб Егор Владимирович		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Потенциальные потребители методик отборов скважин-кандидатов

В ходе ВКР были рассмотрены методики выбора скважин-кандидатов для проведения ремонтно-изоляционных работ основных нефтедобывающих предприятий Российской Федерации, а именно, АО ВНК «Томскнефть», ПАО НК «Роснефть, ПАО «ЛУКОЙЛ». Было выявлено, что методики весьма разные, используют разную методическую и аналитическую базы для получения конечного перечня скважин-кандидатов. Каждая из рассмотренных методик может быть запатентована и представлена на рынок нефтегазовых услуг потенциальным потребителям (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Потенциальные потребители методик

		Методики подбора скважин-кандидатов
Потенциальные покупатели методики	Крупные	ООО «РН-Ванкор» ООО «РН-Пурнефтегаз» АО «Верхнечонскнефтегаз» АО «ВСНК» АО «Иркутская Нефтяная Компания» ОАО «Сургутнефтегаз»
	Средние	Nord Imperial ООО «Газпромнефть-Восток»
	Мелкие	ПАО НК «Руснефть» НК «Дульсима» АО

Несмотря то, что в пределах территории Российской Федерации зарегистрировано и осуществляет свою деятельность более 150 добывающих предприятий, основными Заказчиками и потребителями может являться только крупные нефтегазовые компании (имеющие значительно количество скважин в эксплуатационном фонде).

4.2 SWOT-анализ операций по восстановлению герметичности эксплуатационных колонн

SWOT-анализ представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. Его применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта появилась отчетливая картина, состоящая из лучшей возможной информации и данных, а также сложилось понимание внешних сил, тенденций и подводных камней, в условиях которых научно-исследовательский проект будет реализовываться.

Первый этап, составляется матрица SWOT, в которую описаны слабые и сильные стороны реализации операции по устранению герметичности колонны и выявленные возможности и угрозы, приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны	Слабые стороны
С1. Позволяет продлить длительность эксплуатации скважины	Сл1. Дополнительные инвестиции на поздней стадии разработки месторождения
С2. Уменьшает экологический нагрузку на окружающую среду	Сл2. Непредсказуемость результатов проведения РИР
С3. Увеличивает выручку/прибыль предприятия	
Возможности	Угрозы
В1. Увеличение потенциального КИН	У1. Нерациональное расходование денежных средств
В2. Сохранения рабочих мест трудящихся	

В3. Получение дополнительных средств на реализацию нового инвестиционного проекта (на разработку нового месторождения)	У2. Некачественное устранение негерметичности в эксплуатационной колонне У3. Получение аварий и осложнений на кустовой площадке (что повлечёт дополнительный объём нецелевого расходования денежных средств)
--	---

На втором этапе на основании матрицы SWOT строятся интерактивные матрицы возможностей и угроз, позволяющие оценить эффективность проводимых работ, а также надёжность его реализации. Соотношения параметров представлены в таблицах 4.3–4.6:

Таблица 4.3 – Интерактивная матрица РИР «Возможности проекта и сильные стороны».

Сильные стороны проекта				
Возможности проекта		С1	С2	С3
	В1	+	-	+
	В2	+	-	-
	В3	+	-	+

Таблица 4.4 – Интерактивная матрица РИР «Возможности проекта и слабые стороны»

Слабые стороны проекта			
Возможности проекта		Сл1	Сл2
	В1	+	-
	В2	+	-
	В3	-	-

Таблица 4.5 – Интерактивная матрица РИР «Угрозы проекта и сильные стороны».

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

Таблица 4.6 – Интерактивная матрица РИР «Угрозы проекта и слабые стороны»

Слабые стороны проекта			
Угрозы проекта		Сл1	Сл2
	У1	+	-
	У2	+	+
	У3	+	+

Вывод по SWOT-анализу: в ходе анализа были рассмотрены все сильные и слабые стороны РИР, а также разъяснены все его последствия. Как позитивные, так и негативные – возможности и угрозы. SWOT–анализ показал что, данная операция может иметь два кардинально отличающихся исхода событий. Первый это очень хороший вариант, при котором к месторождению появится новый интерес у инвестиционных институтов, что приведет к увеличению финансирования и появлению новых кадров, которые ускорят разработку либо при помощи своей высокой квалификации, либо простым увеличением количеством исполнителей, что позволит более быстро проводить некоторые этапы разработки. Второй вариант это тот при котором как добыча на скважине, так и на её окружении будет остановлена.

Таблица 4.7 – Матрица SWOT проведения РИР

	<p>С1. Позволяет продлить длительность эксплуатации скважины</p> <p>С2. Уменьшает экологический нагрузку на окружающую среду</p> <p>С3. Увеличивает выручку/прибыль предприятия</p>	<p>Сл1. Дополнительные инвестиции на поздней стадии разработки месторождения</p> <p>Сл2. Непредсказуемость результатов проведения РИР</p>
<p>В1. Увеличение потенциального КИН</p> <p>В2. Сохранения рабочих мест трудящихся</p> <p>В3. Получение дополнительных средств на реализацию нового инвестиционного проекта (на разработку нового месторождения)</p>	<p>СиВ:</p> <p>За счёт снижения дебита скважины по жидкости и увеличения производительности по нефти возможно снижения выплат заболочивание земель пластовой жидкостью</p>	<p>СлиВ:</p> <p>Проведение операции по восстановлению негерметичности ЭК может не увеличить конечный КИН (увеличение добычи на короткой дистанции приведёт к повторному резкому обводнению продукции на средней дистанции)</p>
<p>У1. Нерациональное расходование денежных средств</p> <p>У2. Некачественное устранение негерметичности в эксплуатационной колонне</p> <p>У3. Получение аварий и осложнений на кустовой площадке (что повлечёт дополнительный объём нецелевого расходования денежных средств)</p>	<p>СвиУ:</p> <p>Применение технологии РИР может как принести дополнительный положительный денежный поток в Компанию, так привести к резкому экономическому провалу (при неудачных РИР)</p>	<p>СлиУ:</p> <p>Неблагоприятный сдвиг в курсах валют</p> <p>Сокращение мировой добычи нефти (кризис)</p>

4.3 Расчет нормативной продолжительности времени работ

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 4.8):

Таблица 4.8 – Нормы времени выполнения технологических операций

	Наименование операций	Продолжительность, ч	Состав бригады
1	Подготовительные работы	12	4 человека
2	Монтажные работы	12	4 человека
3	Ремонтные работы	168	4 человека
4	Испытания	36	4 человека
5	Заключительные работы	12	4 человека
	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. Расчеты на затраты работ приведены далее.

4.4 Расчёт затрат на проведение ремонтно-изоляционных работ

При расчете принимался «классический» метод проведения РИР. Для проведения РИР, необходима специальная бригада, состоящая из 12 человек. Расчет материальных затрат представлен в таблице 4.9.

Насос использовался в рабочем режиме, в течение всего периода работ, с учетом этого режима расхода равного 1 л/ч, было потрачено 30 литров дизельного топлива. Расчет материальных затрат на проведение РИР представлен в таблице 4.9. Также следует учитывать, что реагенты, необходимые для проведения РИР, хранятся в специальных цистернах.

Таблица 4.9 – Расчет материальных затрат на проведение ремонтно-изоляционных работ

Ресурсы	Количество	Стоимость заед., руб.	Стоимость комплекта, руб.
ГСМ для насоса	30 литров	35 руб./литр	1050
ГСМ для цистерны	95 литров	34 руб./литр	3 230
Нефтецементный раствор	10	15 000	150 000
Гипан	9	8 000	72 000
Полиакриламид (ПАА)	20	7 500	150 00
ПАВ	120	3 000	360 000
Метас	65	9 000	585 000
Итого:	-	-	1 178 380

Вывод: для осуществления РИР, необходимо наличие основных и вспомогательных материалов, общая стоимость которых будет равна 1 178 380

рублей.

Ниже в таблицах представлено оборудование для проведения РИР.

Таблица 4.10 – Необходимое оборудование для ремонтно-изоляционных работ

№	Краткое описание действия	Используемое оборудование
1.	Промывка труб и забоя от загрязнений	Насос
2.	Смешивание ПАВ, ингибиторов разбухания глин, ингибиторов по водопритоку	Смешивающий агрегат («Блендер»)
3.	Закачка нефцецементных растворов	Насос
4.	Закачка гипана	Насос
5.	Закачка «продавочной» жидкости	Насос
6.	Доставка жидкости до базы для утилизации (200 км)	Цистерна

4.5 Расчет амортизационных отчислений

Расчет амортизационных отчислений на оборудование, использованное при проведении операции РИР в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование оборудования	Кол-во	Балансовая стоимость, руб.		Сумма амортизации, руб./12 часов.
		одного объекта	всего	
Насос	4	650 000	2600 000	1780,8
Цистерна	1	350 000	350 000	95,9
Смешивающий агрегат	1	500 000	500 000	171,2
Кран	1	400 000	400 000	273,9
НКТ	20	15 000	300 000	102,7
Желонка	1	560 000	560 000	383,6
ИТОГО	30	2 900 000	2 535 000	1469,1

Примечание: Амортизация рассчитывается по формуле 4, срок пользования ГКТ, желонки – 2 года; насосы – 4 год, цистерна – 5 лет, смешивающего агрегата – 5 года. Срок эксплуатации для всего перечня оборудования принимается равным одной смене (12 часов).

Затраты на амортизацию вычислим по формуле:

$$P_A = \frac{P_{\Phi y}}{n_э}$$

где $n_э$ – срок эксплуатации;

P_A – стоимость амортизации;

$P_{\Phi y}$ – стоимость активов.

Вывод: для проведения «классического» РИР необходима техника, которая приведена в таблице 4.2. Срок годности каждого оборудования различен. Сумма амортизаций всей техники за одну смену (12 часов) составила 1469,1руб.

4.6 Расчет заработной платы

Расчет заработной платы сотрудников за выполненные работы представлена в таблице 4.12.

Районный коэффициент будет равен 1.5. Работа выполняется за 12 часов.

Вывод: по данным из таблицы 8 можно сделать вывод, что для проведения РИР потребуется бригада из 12 человек, заработная плата которой составит 68 982 руб.

Таблица 4.12 – Расчет заработной платы сотрудников

Должность	Количество	Оклад(ед.), руб.	Районный коэффициент (ед.)	Заработная плата с учетом надбавок, руб.(50%)	Итого заработная плата, руб.(месяц)	Итого заработная плата за выполненные работы, руб. (12)
Мастер ТКРС	1	23 400	4 620	23 100	129 360	21 560
Полевой супервайзер	2	10 700	2 610	13 050	121 800	20 300
Главный специалистпо РИР	1	15 300	3 690	18 450	34 440	5 733,3
Главный специалистпо ТКРС	1	13 500	3 150	15 750	29 400	4 900
Оператор ДНГ	1	10 560	2 568	12 840	23 968	3 994,6
Бурильщик ТКРС	2	8 650	1 695	8 475	110 740	18 456,7
Помощник Бурильщика 2	2	9 700	2 310	11 550	55 800	9 300
Помощник Бурильщика 1	2	11 230	2 769	13 845	77 532	12 922
ИТОГО:	12	103 040	23 412	108 585	583 040	68 982

Отчисления во внебюджетные фонды

В таблице 4.13 представлен расчет страховых отчислений во внебюджетные фонды, такие как: пенсионный фонд России (ПФР), фонд социального страхования (ФСС), федеральный фонд обязательного медицинского страхования (ФОМС), а также в фонд обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (ОСС).

С заработной платы берутся страховые тарифы на обязательное страхование, так как бригада работала всего 12 часов, которые равны 29344,31 рублю.

Примечание: страховые тарифы начисляются на заработную плату

сотрудников за выполненную работу согласно таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Страховые тарифы на обязательное страхование в ОСС, ПФР,ФСС и ФОМС

Должность	Заработная плата за выполненный вид работ, руб.	Тип страховых отчислений и ставка по отчислениям			
		ОСС, 0,2%	ПФР,22%	ФСС, 2,9 %	ФОМС, 5,1%
Мастер ТКРС	21 560	43,12	4743,2	625,24	1099,56
Полевой супервайзер	20 300	40,6	4466	588,7	1035,3
Главный специалист по РИР	5733,3	11,4666	1261,326	166,2657	292,40
Главный специалист по ТКРС	4 900	9,8	1078	142,1	249,9
Оператор ДНГ	3994,6	7,9892	878,812	115,8434	203,72
Бурильщика ТКРС	18456,7	36,9134	4060,474	535,2443	941,29
Помощник бурильщика 2	9 300	18,6	2046	269,7	474,3
Помощник бурильщика 1	12 922	25,844	2842,84	374,738	659,02
Итого	68 982	194,3332	21376,65	2817,831	4955,50
		29344,31			

4.7 Расчет контрагентных услуг эффективности проведения РИР

В таблице 4.14 представлены услуги, которые необходимы для успешного проведения РИР.

Таблица 4.14 – Операция, оказываемые подрядчиком

Подрядная организация	Тариф, руб.	Затраченное время	Стоимость работы, руб.
Гидродинамические исследования скважин	40 000	6	240 000
Хранение реагентов	25 000	5	125 000
ИТОГО			365 000

Вывод: для проведения РИР, необходимо заключить контракт с подрядной организацией, которые предлагают сопутствующие технологии при РИР. Сумма контракта составит 365 000 руб.

Дебит каждой скважины увеличится с 7-10 т/сут до 27-30 т/сут и с каждым годом будет постепенно уменьшаться.

4.8 Формирование бюджета затрат на реализацию проекта

Общие затраты на реализацию РИР представлены в таблице 4.15.

Таблица 4.15 – Затраты на организационно-технические мероприятия

№	Состав затрат	Сумма затрат, руб.	Примечание
1.	Материальные затраты	1491380	Согласно таблице 8
2.	Амортизационные отчисления	1 469,1	Согласно таблице 9
3.	Затраты на оплату труда за выполненную работу	68 982	Согласно таблице 10
4.	Отчисления во внебюджетные фонды	29344,31	Согласно таблице 11
5.	Контрагентные услуги	365 000	Согласно таблице 12
6.	Итого основные расходы	1954706,31	
7.	Накладные расходы (16% от суммы п.1-5)	308057,92	
7.	Всего затраты на мероприятие	2262764,23	

Вывод: Итак, исходя из таблицы 4.15, для полного проведения работ, по интенсификации притока с учетом покупки нового оборудования такого как: насосно-компрессорные трубы (НКТ), гибкие насосно-компрессорные трубы (ГНКТ), а также включая амортизационные отчисления на вышеописанное оборудование необходимо заложить в план работ затраты на сумму 2 262 764,23 рублей.

4.9 Оценка экономической эффективности РИР

1. Дополнительная добыча нефти за год после проведения РИР определяется по формуле:

$$\Delta Q = q_n \cdot N \cdot K_3 \cdot T$$

где q_n – расчетный прирост дебита нефти одной скважины, т/сут;

N – количество скважин, скв.;

K_3 – коэффициент эксплуатации скважины, д.ед.;

T – число суток работы скважины в году после проведения РИР, сут.

Анализ динамики прироста дебитов нефти после РИР показывает, что продолжительность технологического эффекта от проведения РИР (T) составляет в среднем от 1 до 2 лет, но с последующим течением времени темп снижения эффективности от РИР составляет до 10-15% в год. То есть расчетное значение дебита в году t после проведения мероприятия составит

$$q_{nt} = q_{nt-1} - \frac{q_{nt-1} \cdot 15\%}{100\%}$$

Соответственно годовая добыча нефти с учетом постепенного обводнения скважины в году t составит:

$$\Delta Q' = \Delta Q - \Delta Q_{обв}$$

где $\Delta Q_{обв}$ – ежегодные потери добычи нефти на обводненность, т.

2. Прирост выручки от реализации дополнительно добытой нефти в году t определяется по формуле 8:

$$\Delta \beta_t = \Delta Q_t \cdot Ц$$

где $Ц$ – цена одной тонны нефти, руб./т.

3. Текущие затраты на проведение мероприятия в году t определяется:

$$\Delta Z_{тек} = \Delta Z_{РИР} + \Delta Z_{допт}$$

где $Z_{РИР}$ – стоимость проведения РИР, руб.;

$Z_{допт}$ – затраты на дополнительную добычу нефти в году t , руб.

$$Z_{допт} = \Delta Q_t \cdot Z_{пер}$$

где $Z_{пер}$ – условно-переменные затраты на добычу нефти, руб./т.

4. Прирост прибыли от проводимого мероприятия в году t определяется по формуле 11:

$$\Delta П_t = \Delta В_t - \Delta Z_{тект}$$

5. Налог на дополнительную прибыль в году t определяется по формуле:

$$\Delta H_{npt} = \frac{\Delta П_t \cdot H}{100\%}$$

где H – ставка налога на прибыль, %.

6. Прирост потока денежной наличности в году t определяется по формуле 13:

$$\Delta ПДН_t = \Delta П_t - \Delta H_{npt}$$

7. Дисконтированный прирост потока денежной наличности в году t определяется по формуле 14:

$$\Delta ДПДН_t = \Delta ПДН_t \cdot \alpha_t$$

8. Коэффициент дисконтирования рассчитывается по формуле 15:

$$\alpha_t = \frac{1}{(1 + E)^{t-1}}$$

где E – ставка дисконта, %;

t – расчетный год.

9. Чистый дисконтированный доход от проведения мероприятия определяется по формуле 16:

$$\text{ЧДД} = \sum \text{ДПДН}$$

10. Индекс доходности от проведения мероприятия определяется по формуле 17:

$$\text{ИД} = \frac{\text{ЧДД}}{Z_{РИР}}$$

Пример расчета экономической эффективности от применения гидравлического разрыва пласта.

Технологию РИР с целью уменьшения коэффициента обводнения путём улучшения предлагается провести на десяти скважинах, дебит которых колеблется от 7 до 10 т/сут. Продолжительность технологического эффекта – два года с 2022 по 2024, при условии, что скважины в 2020 году после проведения РИР отработают 240 суток. Среднегодовой темп уменьшения эффективности от РИР равен 15%. Коэффициент эксплуатации скважин равен 0,95.

Ежегодные потери на обводнённость по десяти скважинам, на которых проводилось РИР, составляет 317,7 т/год.

По отчетным данным предприятия цена реализуемой нефти составляет 15462 рубля за одну тонну нефти. Ставка налога на прибыль – 24%. Условно-переменные затраты в себестоимости одной тонны нефти – 874,37 руб./т. Расчетный прирост дополнительной добычи нефти на одной скважине в первом году после проведения мероприятия составил 30 т/сут.

В среднем стоимость одного РИР составляет 1,709 рублей. Проведем экономическое обоснование проведения данного геолого-технического мероприятия. Результаты расчетов сведем в таблицу 4.16.

Вывод: Рассчитав экономическую эффективность проведения РИР за 3 года по десяти расчётным скважинам, мы получили, что:

- дополнительная добыча нефти по 10 скважинам с 2020 по 2022 составит 294,6 тыс. тонн;
- накопленный поток денежной наличности за расчетные 3 года составит 212,7 млн. рублей;
- ЧДД от проведения мероприятия составит 185,3 млн. рублей;
- бюджетная эффективность проекта (отчисления налога на прибыль) равна 67,9 млн. рублей;
- индекс доходности составляет 167,06 руб./руб.

На основании полученных данных можем сделать вывод о том, что проведение РИР на предложенных скважинах позволит не только повысить эффективность разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа пласта, но

и принести немалый дополнительный доход предприятию.

Таблица 4.16 – Результаты расчёта экономической эффективности от применения метода гидравлического разрыва пласта, тыс. руб.

Показатель	Год		
	2018	2019	2020
Количество РИР, скв.	10	–	–
Дополнительная добыча нефти, тыс. т	68,1	88,1	74,8
Выручка от реализации дополнительно добытой нефти	99536,3	128807,4	109416,6
Затраты на дополнительную добычу нефти	32296,2	41793,7	35502,0
Затраты на РИР	11090,0	-	-
Суммарные текущие затраты на проведение мероприятия	43386,2	41793,7	35502,0
Прирост прибыли от проводимого мероприятия	56150,1	87013,7	73914,6
Налог на дополнительную прибыль, тыс. руб.	13476,0	20883,3	17739,5
Прирост потока денежной наличности, тыс.руб.	42674,1	66130,4	56175,1
Дисконтированный поток денежной наличности	42674,1	60178,7	46625,3
Накопленный дисконтированный поток денежной наличности (ЧДД)	42674,1	102852,8	149478,1

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
32Б7Г1	Гризодубу Егору Владимировичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

<i>Повышение эффективности ремонтно-изоляционных работ на нефтяных месторождениях западной Сибири</i>	
Введение	<p><i>Объект исследования:</i> исследования: методы для восстановления герметичности эксплуатационной колонны</p> <p><i>Область применения:</i> скважины с резким ростом</p> <p><i>Рабочая зона:</i> полевые условия (станок КРС)</p> <p><i>Климатическая зона:</i> IV</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> насосное оборудование, фонтанная арматура, задвижки, цементный агрегат, агрегат передвижной ремонтный</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> установка цементного моста в скважине, очистка ствола скважины</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации	<ol style="list-style-type: none"> Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022): глава 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом»; ГОСТ Р 53713-2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки (Переиздание)
Производственная безопасность при эксплуатации	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> Повышенная запыленность и загазованность Климатические условия Повышенный уровень шума и вибрации Недостаточная освещенность рабочей зоны Укусы насекомых/животных Нервно-психические перегрузки <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> Высокие давления закачки и опрессовки Механические опасности Поражение электрическим током Короткое замыкание <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: спецодежда, защитная обувь, каски</p>

	защитные, наушники, противощумовые вкладыши, специальные перчатки, респираторы, противогазы, средства индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД), очки, репелленты, москитные сетки
Экологическая безопасность при эксплуатации	Селитебная зона: класс опасности-I, СЗЗ -1000 м Воздействие на литосферу: Загрязнение почвы химическими реагентами Воздействие на гидросферу: Загрязнение вод кислотами, тампонажными растворами, продукты жизнедеятельности персонала Воздействие на атмосферу: выхлопные газы от автотранспорта
Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	Возможные ЧС: аварии в результате падения талевой системы Наиболее типичная ЧС: пожар
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.05.2022
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б7Г1	Гризодуб Егор Владимирович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данной работе подробно рассмотрены причины нарушений герметичности эксплуатационной колонны, а также методы определения дефектных интервалов как источников обводнения. Проведен анализ современных технологий и технических средств, применяющихся для восстановления герметичности колонн на месторождениях Западной Сибири. Даны рекомендации по выбору способа проведения ремонтно-изоляционных работ.

Работы по восстановлению герметичности эксплуатационной колонны проводятся на открытых кустовых площадках, предусматривают выполнение различных работ на устье бригадой КРС. При несоблюдении техники безопасности, неправильной организации рабочего места возможны следующие опасные ситуации: взрывы, пожары, механические повреждения рабочего, поражение электрическим током.

Целью данного раздела социальной ответственности является анализ вредных и опасных факторов труда работников, и организация мер защиты от них. В разделе также рассматриваются требования техники безопасности при проведении работ, охрана труда и промышленной безопасности, охрана окружающей среды и экологической безопасности, применяемых на предприятии.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации

Все работы, осуществляемые в ходе увеличения продуктивности скважин, производятся работниками вахтовым методом, то есть трудовой процесс работников проходит вне места их постоянного проживания. Основные условия, предъявляемые к работникам вахтовым методом: возраст выше 18 лет, отсутствие беременности у женщин, а также наличие у женщин детей/ребенка возрастом до трех лет, отсутствие медицинских противопоказаний в медицинском заключении. По Трудовому кодексу РФ срок вахты не должен превышать одного месяца, период вахты включает в себя как выполнение работ, так и время отдыха между сменами [30].

Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте (день междувахтового отдыха) оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за день работы), если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или трудовым договором.

Часы переработки рабочего времени в пределах графика работы на вахте, не кратные целому рабочему дню, могут накапливаться в течение календарного года и суммироваться до целых рабочих дней с последующим предоставлением дополнительных дней междувахтового отдыха.

Работникам вахтовым методом предусматривается выплата суточных надбавок за вахтовый метод работы, также предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, социальные пакеты – медицинская страховка, санаторное лечение, пенсионный фонд.

Эргономичная обстановка рабочей зоны обеспечивает максимально комфортную рабочую позицию, возможность применения новейших методов труда, досягаемость до всех элементов управления и конструкций. Размещение средств оснащения рабочего и предметов труда должно подчиняться основным требованиям, нарушение которых может привести к непроизводительным

затратам рабочего времени, энергии и сил работника, его утомлению и ухудшению его внимательности и скорости реакции.

Все элементы конструкций, взаимодействующих с человеком заземлены, укреплены. В рабочей зоне, в зависимости от категории опасностей, работники обязаны надевать спецодежду, защитные очки, каску, перчатки, средства индивидуальной защиты органов слуха, специальную обувь с защитными вставками.

5.2 Производственная безопасность

В данном пункте анализируются вредные и опасные факторы, которые могут возникать. Вредные факторы, влияющие на жизнь и здоровье работников, представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы при проведении работ по увеличению продуктивности скважин

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативный документ
Повышенная запыленность и загазованность	ГОСТ 12.1.007-76 [31]
Климатические условия	СанПиН 1.2.3685-21 [32]
Повышенный уровень шума и вибрации	ГОСТ 12.1.003- 2014 [33] ГОСТ 12.1.012-2004 [34]
Недостаточная освещенность рабочей зоны	СП 52.13330.2016 [35]
Укусы насекомых/животных	ГОСТ Р 12.4.296-2013 [36]
Нервно-психические перегрузки	Р 2.2.2006-05 [37]
Высокие давления закачки и опрессовки	ТР ТС 032/2013 [38]
Механические опасности	ГОСТ 12.3.033-84 [39]
Поражение электрическим током	ГОСТ 12.1.030-81 [40]
Короткое замыкание	ГОСТ 12.1.030- 81 [40]

5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

1. Факторы, связанные с энергией механического движения (механические опасности). Источниками данного фактора являются высоконапорные насосы, которые работают с давлением до 350 атмосфер. Данные насосы имеют подвижные части, которые могут травмировать работника. Вращающиеся части насоса являются особенно опасными, во избежание травм следует использовать ограждения и кожухи, защищающие работника от соприкосновения с опасными частями.

На организм человека механическое влияние оказывает негативное воздействие, принося вред здоровью, вплоть до наступления смерти.

Для предотвращения производственных травм следует проводить плановые проверки пусковых и тормозных устройств механизмов, проверку состояния оборудования, а также целостность защитных ограждений и кожухов.

Для защиты человека применяют средства индивидуальной защиты – спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки. На опасных местах устанавливают козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства, сигнализации. Также для исключения получения травм требуется регулярная проверка состояния оборудования и проведение инструктажей персоналу по технике безопасности.

2.Повышенный уровень шума. Повышенный уровень шума на рабочем месте может создавать, например, газовый факел или работающий высоконапорный насос. Также вертолеты, на которых доставляют работников вахтовым методом, создают уровень шума до 110 дБ, что даже на открытой местности превышает максимально допустимые значения в 80 дБ по ГОСТ 12.1.003-2014 [33]. Акустические условия определяются режимами условиями работы механизмов на рабочем месте. Шум двигателя насоса не превышает 45 дБ на рабочем месте, что является верхней границей шума согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [33].

Повышенный шум на рабочем месте оказывает вредное влияние на организм работника в целом, вызывая неблагоприятные изменения в его органах и системах. Длительное воздействие шума способно привести к развитию у работника потери слуха, увеличению риска артериальной гипертензии, болезней сердечно-сосудистой системы.

Средствами защиты от повышенных шумов являются наушники, противошумовые вкладыши, шлемы, каски.

3.Повышенный уровень вибрации. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность [34]. Общие требования на открытой местности технологическая норма уровня виброскорости составляет 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте может превышать данное значение вследствие нахождения на рабочем месте машин и агрегатов, создающих повышенный уровень вибрации, например: компрессоры, двигатели насосов, двигатели внутреннего сгорания.

Превышение допустимого уровня вибрации вызывает у работника может вызвать смещение органов, снижение работоспособности, нарушение функций ЦНС и т. д.

Средствами защиты от неблагоприятных вибраций является ношение работниками специальных перчаток, защитных рукавиц, вкладышей и стелек для обуви.

4.Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны. Источниками повышенной загазованности на рабочем месте являются рабочие автомобили, эксплуатационные скважины. Действие вредных газов на организм работника может привести к появлению боли во внутренних органах, к соматическим повреждениям, психическим расстройствам, сложностям в восприятии и мышлении.

ПДК некоторых транспортируемых газов, вредных примесей и применяемых веществ при применении методов увлечения нефтеотдачи с помощью углекислого газа, согласно ГОСТ 12.1.007-76 [31]:

- Среднесменная ПДК сырой нефти 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);

- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (С1-С5) – 3 мг/м³ (2-ой класс опасности);
- Углеводороды С1 - С 10 – 300 мг/м³;
- ПДК углекислого газа 9000 мг/м³.

Средствами защиты от загазованности являются: спецодежда, респираторы, противогазы, средства индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД).

5. Климатические условия. Работы по восстановлению скважин осуществляются на открытых площадках, для которых на данной территории региона указываются: период времени года выполняемых работ, метеорологические параметры воздуха территории района. Работающие на открытой территории в зимний и летний периоды года должны быть обеспечены СИЗ, теплоизоляция и состав которого (головной убор, рукавицы, обувь) должны соответствовать климатическому региону. Для Западной Сибири допустимая продолжительность непрерывного пребывания на открытом воздухе при температуре минус 20°С и производстве работ средней тяжести составляет 84 минуты, при этом число 10 минутных перерывов для обогрева составляет 6 за смену. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более 0,2 м² (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м². Для предотвращения перегрева вводятся перерывы для отдыха в помещениях с нормальными условиями микроклимата и ношение головных уборов. При осуществлении работ в холодное время года необходимо руководствоваться МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях».

6. Недостаточная освещенность 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) [35]. Мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

7. Укусы насекомых/животных. В летний период сотрудники, работающие в лесной местности подвержены воздействию укусов насекомых. Насекомые наносят урон самочувствию человека, а еще считаются переносчиками всевозможных болезней. К этим насекомым относятся: клещи, комары, слепни. Самое опасное – это укус клеща. Основное профилактическое мероприятие – противоэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу, также Общество оплачивает страховой полис от укусов клещей.

Средствами индивидуальной защиты от воздействия насекомых являются: противоэнцефалитные костюмы, сетки павловского, инсектицидные средства, репелленты для отпугивания насекомых. (ГОСТ Р 12.4.296- 2013) [36].

8. Нервно-психические перегрузки

При производстве работ по разработке проекта модернизации оборудования, его монтажу и в процессе эксплуатации неизбежно сталкиваются с нервно-психическими перегрузками, связанными с напряженностью трудового процесса, возникающими от умственного перенапряжения, в том числе вызванное информационной нагрузкой; монотонностью труда, несменяемостью трудового коллектива – эмоциональные перегрузки. Для минимизации действия данного фактора необходимо соблюдать режим труда и отдыха в соответствии с Р 2.2.2006-05 [37]. Для отдыха персонала оборудуются комнаты отдыха и психологической разгрузки для персонала, наиболее подверженному данному типу нагрузок. Введены регламентированные перерывы.

9. 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 разработан Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением», принятым решением Совета

Евразийской экономической комиссии от 2.07.2013 №41 (с изменениями на 23.04.2021).

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.

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.

Ремонтно-изоляционные работы сопровождаются процессом тампонирувания негерметичных участков, что подразумевает закачку жидкости под высоким давлением. После проведения технологических операций необходимо удостовериться в качестве осуществленных работ, в связи с чем проводят опрессовку колонны избыточным давлением. Таким образом, выход из строя оборудования и сосудов под давлением критически опасен.

В связи с этим, чтобы обеспечить максимальную защиту, аппараты под высоким давлением должны оснащаться системами взрывозащиты, которые предполагают наличие различных гидрозатворов и огнепреградителей. Также используются устройства аварийного сброса давления (обратные и предохранительные клапаны, клапаны-отсекатели), на аппаратах под давлением должны находиться датчики давления, датчики температуры, уровнемеры, запорная арматура и система звуковой и световой сигнализации.

Перед каждой технологической операцией необходимо проводить внешний осмотр оборудования на предмет разгерметизации соединений, наличия трещин и т.д.

10. Поражение электрическим током

Источником поражения электрическим током, при проведении работ на кустовых 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 «Защитное заземление. Зануление» [40].

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 электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных 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.

11. Короткое замыкание может произойти через тело человека на всех этапах проведения РИР. Основные средства защиты от данного фактора -это применение сертифицированного электроинструмента и электроприборов, проведение их проверки перед началом использования. Персонал, использующий в работе электроинструмент относится к электротехническому, и должен быть обучен на соответствующую группу допуска (I группа для электротехнического персонала) и регулярно проходить проверку знаний (не реже одного раза в год).

5.3 Экологическая безопасность

Для защиты селитебной зоны предусматриваются следующие средства защиты:

- санитарно-защитная зона, которая должна иметь ограждения и соответствующие вывески;
- установление требований защиты к проектируемому зданию, технологическому процессу, оборудованию.

1. Защита атмосферы. Технологические операции, проводимые на скважинах в целях их ремонта, не оказывают пагубного влияния на атмосферу.

Работа автотранспорта сопровождается загрязнением атмосферного воздуха оксидами углерода и азота. Мероприятия по снижению выбросов в атмосферу направлены на применение автомобильного транспорта и топлива экологического класса не ниже Евро-5.

2. Защита гидросферы. В процессе эксплуатации скважины проводятся различные операции, среди которых может быть кислотная обработка. При наличии негерметичного участка в колонне на уровне водоносного горизонта закачиваемая кислота может поступать в этот пласт и ухудшать состояние воды. Для устранения негерметичности необходимо провести ремонтно-изоляционные работы на участке колонны. Это достигается путем закачки цементного раствора либо путем спуска таких технических средств, как, например, колонна-летучка.

Помимо этого, различные тампонажные растворы также могут проникать в участки с водами. Для предотвращения данной проблемы необходимо как можно более точно рассчитывать объемы закачиваемой жидкости, рабочее давление и время операции.

3. Защита литосферы. Закачка в скважину химических реагентов и тампонажных растворов в неподходящих для операции объемах может привести к отравлению почв. Кроме того, при промывке скважины весь буровой шлам собирается на поверхности в специально созданной емкости, которая представляет собой вырытую яму. Условия хранения бурового шлама не позволяют защитить почвы от вторжения в них загрязняющих веществ. Также стоит отметить, что некоторые компании пренебрегают правилами и сливают буровой шлам и отходы в почву.

Для предотвращения загрязнений литосферы необходимо соблюдать регламент работ, применять качественное оборудование, модернизировать систему накопления и утилизации шлама. Это позволит значительно снизить порчу почв.

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 падение талевой системы.

Таким образом, наиболее вероятная ЧС, встречающаяся при ремонте скважины, – это пожар. Среди технических причин преобладают нарушения технологий, среди организационных причин – нарушения технологической и трудовой дисциплины, неосторожные или несанкционированные действия исполнителей работ.

При возгорании и взрыве необходимо проинформировать мастера буровой, 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.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проблема нарушения герметичности эксплуатационных колонн является важной и актуальной ввиду того, что многие месторождения находятся на последних стадиях разработки и эксплуатируются на изношенном оборудовании. Вывод скважин из действующего фонда по причине высокой обводненности продукции сказывается на технологических и, как следствие, на экономических показателях. Рост обводненности продукции значительно увеличивает затраты на добычу, транспортировку и очистку воды, а также снижает темпы и объемы извлечения нефти.

В данной работе были освещены причины и последствия образования негерметичности эксплуатационных колонн, порядок отбора скважин-кандидатов для РИР и методы установления водопритока, а также проведен анализ существующих технологий и технических средств. Установлено, что применяемые способы восстановления герметичности не всегда достигают высоких значений эффективности. Это связано со сложными геолого-физическими условиями, поскольку с существующими технологиями весьма непросто выделить все дефектные интервалы, подобрать правильный тампонажный состав или технологию. Тем не менее, результаты проведения ремонтных работ по ЛНЭК чаще всего оправдывают затраченные средства и повышают показатели добычи нефти.

Проведен анализ РИР по ЛНЭК на месторождениях дочерних предприятий ПАО «НК «Роснефть». В целях повышения эффективности применения технологий и технических средств был разработан алгоритм их выбора для использования на месторождениях Западной Сибири.

При проведении РИР является экономически эффективным решением. Восстановление герметичности позволяет добыть больше нефти и, соответственно, получить большую прибыль. Срок окупаемости очень мал, но при условии идеальных условий. В реальной ситуации затраты оправдывают себя спустя несколько недель. Это объясняется сложностью и необходимостью неоднократного повторения операций.

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 рассматриваются основные вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье работников. Также показано негативное влияние РИР на окружающую среду, меры по ее охране и снижению вредных факторов, воздействующих на гидросферу, атмосферу и литосферу.

Производственные работы на кустовой площадке могут нанести здоровью работника вред, для предотвращения этого необходимо, чтобы все работники знали и выполняли правила безопасности при работе, а также в чрезвычайных ситуациях.

При проведении анализа установлено:

1. Группа персонала по электробезопасности согласно Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок - I.
2. В соответствии со СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» определена категория работ по уровню энерготрат организма -III.
3. Категория по пожарной опасности – повышенная взрывопожарорпасность АН, в соответствии с СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».
4. Ремонтное оборудование расположено на месторождении и относится к объектам, оказывающим значительное негативное воздействие на окружающую среду и относящееся к областям применения наилучших доступных технологий, к объектам I категории.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 632-80. Трубы обсадные и муфты к ним. Технические условия (с Изменениями N 1, 2, 3, 4)
2. 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.
3. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа: учебное пособие для вузов. - Уфа: Гилем, 2002. - 672 с.
4. 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.
5. Овчинников В.П., Грачев С.И. Фролов А.А. Справочник бурового мастера: учебно-практическое пособие в двух томах. - том 1 изд. - М.: Инфра-Инженерия, 2006. - 608 с.
6. Яковлев А.А., Турицына М.В., Могильников Е.В. Анализ и обоснование выбора очистных агентов, и технология их применения при бурении скважин в условиях многолетнемерзлых пород // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. - 2014. - №12. - С. 22-32.
7. Ляпин И.Н. Проектирование скважин в условиях залегания многолетнемерзлых пород // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2015. - №6. - С. 4-6.
8. Ковалев А.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: учебное пособие. - Томск: Изд-во ТПУ, 2019. - 225 с.
9. Аникиев К.А. Прогноз сверхвысоких пластовых давлений и совершенствование глубокого бурения на нефть и газ. - Ленинград: Недра, 1971. - 168 с.
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

- // 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. Глушков И.Н. Руководство к бурению скважин. - Том 3 изд. - М.: Изд-во Совета нефтяной пром-тси, 1925. - 596 с.
13. Пресняков А.Ю., Сахань А.В. Построение технологии РИР по устранению негерметичности эксплуатационных колонн // Территория нефтегаз. - 2008. - №8. - С. 62-65.
14. Хасаншин Р.Н. Опыт применения новых технологий ремонтно-изоляционных работ на месторождениях компании ОАО "Газпром нефть" // Территория нефтегаз. - 2012. - №11. - С. 66-72.
15. 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. 22-27.
16. Бурдин Д.Л. Использование термометрии для решения промыслово-геофизических задач // Геология и полезные ископаемые Западного Урала. - 2010. - №10. - С. 205-209.
17. Ильина Г. Ф. Промысловая геофизика: учебное пособие // Томск: Изд-во ТПУ, 2011 – 147 с.
18. Габдуллин Т.Г. Оперативное исследование скважин. - М.: Недра, 1981. - 213 с.
19. Марфин Е. А. Скважинная шумометрия и виброакустическое воздействие на флюидонасыщенные пласты: Учебно-методическое пособие. – Казань: Казан. ун-т, 2015. – 45 с.
20. Эксплуатация системы заводнения пластов / Еронин В.А., Литвинов А.А., Кривонос И.В., Голиков А.Д., Ли А.Д., - М.: Недра, 1967. - 328 с.

21. Кнеллер Л.Е., Салимов В.Г., Ахметов Р.Т. Промысловая геофизика. Геофизические исследования скважин: Учебное пособие. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004. - 145 с.
22. Шалагин А. Н. Геофизические исследования с целью контроля качества герметизации скважин на Быстринском нефтегазовом месторождении (Тюменская область). – 2016.
23. Губина А.И., Гуляев П.Н. Диагностика нефтяных скважин сканирующими геофизическими методами // Сфера Нефтегаз. - 2011. - №3. - С. 72-75.
24. Магадова Л. А., Шидгинов З. А., Куликов А. Н. Инновационные составы для ОВП и РИР в нефтяных скважинах, разработанные в РГУ нефти и газа им. ИМ Губкина совместно с ЗАО "Химеко-ГАНГ" // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 1. – С. 77-81.
25. Стрижнев К. В. Совершенствование технологий РИР в условиях отсутствия непрерывной приёмистости и интервала изоляции // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2011. – №3. – С. 72-76.
26. Аминев М. Х., Змеу А. А. Технологии изоляции мест негерметичности эксплуатационной колонны пакерными компоновками. Методы установки пакеров при недостаточной нагрузке // Экспозиция Нефть Газ. – 2012. – №1 (19). – С. 36-37
27. Сахань А. В. и др. Применение стеклопластиковой колонны-летучки для восстановления герметичности эксплуатационных колонн // Нефтяное хозяйство. – 2017. – №. 11. – С. 132-136.
28. Латыпов А. Р. и др. Совершенствование методики выбора скважин для проведения водоизоляционных работ // Нефтегазовое дело. – 2009. – Т. 7. – №. 2. – С. 46-50.
29. Ефимов Н. Н. Технологии ОВП в нефтяных скважинах и пути повышения эффективности РИР // Инженерная практика. – 2011. – №. 7. – С. 4.

30. "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.
31. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
32. СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания.
33. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (Переиздание).
34. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
35. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95
36. ГОСТ Р 12.4.296-2013 Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных). Общие технические требования. Методы испытаний
37. Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда
38. ТР ТС 032/2013 Технический регламент Таможенного союза "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением" (с изменениями на 23 апреля 2021 года)
39. ГОСТ 12.3.033-84 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительные машины. Общие требования безопасности при эксплуатации
40. ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление
41. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

Таблица 2 – Методики по отбору скважин-кандидатов для проведения РИР [15]

Методика подбора скважин-кандидатов	Сущность метода	Преимущества	Недостатки
<p>Экспресс-метод выбора скважин для проведения РИР в виде номограммы</p>	<p>Методика основана на выделении наиболее значимых параметров, характеризующих состояние разработки и выработки запасов нефти по скважинам, в сопоставлении с состоянием разработки всей площади или месторождения в целом</p>	<p>1. Позволяет определить мероприятий как на добывающем, так и на нагнетательном фонде 2. Позволяет уточнить необходимый комплекс мероприятий и технологий по интенсификации добычи и ограничению водопритоков</p>	<p>1. Не учитывает взаимоположение скважин 2. Применима для ячеек нагнетательных скважин с реагирующими добывающими 3. Является дополнением к основной методике, основанной на причине невязок</p>
<p>Закономерность распределения успешности РИР от функции ожидания «запасы-обводненность» (трендовый анализ)</p>	<p>Методика основана на статистической обработке успешности проведенных РИР с привязкой к функции ожидания для исключения наиболее рискованных вариантов событий</p>	<p>1. Практичность (простота) в использовании 2. Выявление границ успешности проведения РИР 3. Исключение рискованных вариантов событий уже на стадии планирования</p>	<p>1. Необходима статистическая наработка по ранее выполненным работам 2. Зависит от точности оценки построения карт начальных и остаточных запасов 3. Не определены вероятности нахождения значений переменных параметров в возможных диапазонах функции ожидания</p>
<p>Экспресс-анализ состояния фонда нефтяных скважин</p>	<p>Сущность метода заключается в количественно-качественной оценке показателей эксплуатации в динамике</p>	<p>1. Детальный подход к решению задачи</p>	<p>1. Требуется много времени и человеческих ресурсов на проведение анализа</p>

Продолжение таблицы 2

<p>Диагностика водопротоков графическим методом</p>	<p>Основан на корреляционном анализе динамик обводненности, добычи воды и жидкости добывающих скважин, а также объема закачки по нагнетательным.</p>	<p>1. Позволяет выявить основной источник обводнения скважины или участка без проведения специальных исследований</p>	<p>1. Метод достаточен для выбора скважин под РИР, но информации недостаточно для дизайна изоляционных работ</p>
<p>Расчет функции целесообразности проведения РИР</p>	<p>Выделение группы скважин, перспективных для проведения водоизоляционных работ (расчет функции целесообразности) и ранжирование списка скважин по ожидаемой экономической эффективности мероприятий</p>	<p>1. Позволяет работать с большим массивом скважин 2. Предполагает ранжирование выделенного списка скважин по ожидаемой экономической эффективности</p>	<p>1. Зависит от точности оценки построения карт начальных и остаточных запасов</p>
<p>Функция ожидания «продуктивность – обводненность»</p>	<p>Выбор скважин производится с расчетом уточненной функции целесообразности, учитывающей как уровень избыточности водопритока, так и потенциал скважин по продуктивности.</p>	<p>1. Позволяет работать с большим массивом скважин при создании гидродинамической модели</p>	<p>1. Сложность в оценке фазовых проницаемостей проницаемости 2. Зависит от точности оценки построения карт начальных и остаточных запасов</p>
<p>Серия уточненных критериев выбора скважин для проведения различных водоизоляционных работ</p>	<p>С использованием вычислительных исследований симуляторе уточнены с позиции эффективности разработки критерии выбора скважин для проведения селективной изоляции водопритоков, ВПП и ликвидации заколонных перетоков</p>	<p>1. Серия уточненных критериев учитывает выявленные в ходе исследований особенности обводнения скважин залежей различного типа</p>	<p>1. Пока не разработан алгоритм быстрого комплексного компьютерного использования выявленных критериев</p>

Продолжение таблицы 2

<p>Экспресс-метод диагностики скважин для определения основных причин обводнения</p>	<p>Методика основана на комплексном использовании «априорной информации», методов нечетких множеств и графических методов исследований</p>	<p>1. Позволяет оценить источник обводнения скважин (ЗКЦ, поступление пластовых или закачиваемых вод)</p>	<p>1. Методика основана на теории нечетких множеств 2. Выбор функции принадлежности основан на использовании экспертных заключений либо статистики</p>
<p>Скважинная диагностика водопритоков</p>	<p>Достоверные данные по истории добычи обычно содержат достаточно полезной информации для диагностирования проблем обводнения. Метод предполагает использование аналитических подходов к определению причин обводнения и источников избыточного обводнения: изменение ВНФ, динамика добычи и данные каротажа</p>	<p>1. Интерпретация диагностики развития обводнения основывается на численном моделировании и опыте эксплуатации месторождения 2. Используется «узловой» анализ (NODAL- анализ) при графической диагностике обводнения 3. Разработан программный пакет WATERCASE, помогающий при анализе причин обводнения с выдачей списка возможных проблем 4. Контроль обводнения в масштабе месторождения</p>	<p>1. Дороговизна лицензионного пакет программ</p>
<p>Подбор скважин-кандидатов по причинам невязок</p>	<p>Обоснование РИР по причинам несоответствия, т.е. причинам обводнения</p>	<p>1. Детальный подход к решению задачи</p>	<p>1. Требуется много времени и человеческих ресурсов на проведение анализа</p>
	<p>Методика основана на алгоритме решения задачи «Определения потребности в РИР в фонде нефтяных и нагнетательных скважин»</p>	<p>1. Пошаговый анализ оценки источника обводнения заложен в алгоритм решения неявной задачи</p>	<p>1. Требуется много времени и человеческих ресурсов на проведение анализа</p>