

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 ОЧИСТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА НА X НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ХМАО)

УДК 622.245.54

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Гришкевич Михаил Николаевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Спицина Любовь Юрьевна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2021 г.

Планируемые результаты обучения

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Р1	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>
Р2	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>
Р3	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>
Р4	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>
Р5	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>
Р6	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>
Р7	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>
Р8	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>
Р9	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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7П	Гришкевич Михаил Николаевич

Тема работы:

Повышение эффективности очистки призабойной зоны пласта на X нефтяном месторождении (ХМАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	89-12/с от 30.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	24.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Обзор общих сведений о механических примесях: географическое распределение месторождений с повышенным содержанием механических примесей, геологические особенности строения пластов подверженные выносу механических примесей. Опыт применения современных технологий для эффективной очистки призабойная зона пласта и призабойная зона скважины. Особенности разработки месторождений с высокой вероятностью выноса большого количества механических примесей. Предотвращение попадания взвешенных частиц в рабочие органы насоса. Анализ критериев применимости и эффективности методов очистки призабойной

	зоны скважины и предотвращение влияния механических частиц на рабочие агрегаты для увеличения нефтеотдачи пласта.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Спицина Любовь Юрьевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна

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

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			31.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Гришкевич Михаил Николаевич		31.03.2021

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

Период выполнения весенний семестр 2020 /2021 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ–ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.06.2021
--	------------

Дата текущего контроля*	Название раздела / вид работы	Процент выполнения
05.04.2021	Общие понятия о механических примесях	15
20.04.2021	Технологии крепления призабойной зоны скважины на X месторождении	17
12.04.2021	Подбор оптимальной технологии уменьшения количества взвешенных частиц на X месторождении	45
12.05.2021	Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	11
	Раздел «Социальная ответственность»	12
	Итого	100

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

МУН – метод увеличения нефтеотдачи

СанПин – санитарные нормы и правила

ГОСТ – государственный стандарт

ППД – поддержание пластового давления

КНС – кустовая насосная станция

НГК – нефтегазовый комплекс

ПЗС – призабойная зона скважины

ПЗП – призабойная зона пласта

КВЧ – количество взвешенных частиц

КИП – контрольно-измерительный прибор

КПД – коэффициент полезного действия

УН – методы увеличения нефтеотдачи

ЗИП – запасные инструменты и принадлежности

НДС – налог на добавленную стоимость

ЧС – чрезвычайная ситуация

ГРП – гидроразрыв пласта

ГС – горизонтальная скважина

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 81 страниц, 13 рисунков, 17 таблиц. Список литературы включает 40 источников.

Ключевые слова: механические примеси, технология эксплуатации, методы очистки призабойной зоны скважины, гравийные фильтры, очистка приема насоса без подъема оборудования, крепление призабойной зоны пласта.

Объектом исследования являются технологии очистки призабойной зоны скважины от механических примесей.

Целью работы является: технологическое обоснование применения методов очистки призабойной зоны скважины и методов предотвращения выноса механических примесей их пласта, а также анализ и сравнение эффективности применяемых методов, оборудования и конструкций скважин на месторождениях с повышенным содержанием количества взвешенных частиц.

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены общие сведения о механических примесях. Был проведен комплексный анализ методов борьбы с механическими примесями, методов предотвращения повышения КВЧ и применяемое оборудование на месторождениях, осложненных большим количеством взвешенных частиц.

Рассмотрены различные технологии борьбы с механическими примесями, их критерии применимости, а также достоинства и недостатки.

Область применения: месторождения, осложненные механическими примесями.

Финансовая и социальная части включают в себя расчет экономической эффективности двух вариантов крепления призабойной зоны пласта, а также меры безопасности при проведении мероприятий.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОЧИСТКИ ЗАБОЯ И ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА СКВАЖИН, ЭКСПЛУАТАЦИЯ НА ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНОЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	12
1.1 Общие сведения о механических примесях	12
1.2 Методы определения количества взвешенных частиц	13
1.3 Скин-эффект	14
1.4 Осложнения в ходе эксплуатации месторождений с высоким количеством взвешенных частиц	15
1.4.1 Проблемы, вызванные высоким содержанием механических примесей	15
1.4.2 Оборудования и методы борьбы	15
1.4.3 Принцип работы акустического преобразователя шума	16
1.4.4 Принцип действия гравийного фильтра	19
1.4.5 Технология очистки фильтра на приеме насоса без подъема оборудования.....	20
1.4.6 Крепление горных пород	25
1.4.7 Технологические и химические методы уменьшения пескопроявлений в скважинах	26
2 ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ X МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ПОСЛЕДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ.....	29
2.1 Общие сведения о месторождении	29
2.2 Литостратиграфический разрез	30
2.3 Тектоническое строение.....	33
2.3 Характеристика водоносных комплексов	34
2.4 Нефтеносность	35
2.5 Характеристика продуктивных пластов	36
2.6 Физико-химические свойства пластовых флюидов	38
2.7 Сведения о запасах углеводородного сырья	41
2.8 Состояние разработки X месторождения	43
2.9 Анализ основных технико-экономических показателей разработки.....	44
3 ВОЗМОЖНОСТЬ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ НА X НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	46
3.1 Особенности разработки, влияющие на эксплуатацию скважин.....	46
3.2 Способы борьбы с механическими примесями	47
4.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РУСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	53
4.1 Потенциальные потребители технологии	53
4.2 Технология QuaD	55

4.3 Обоснованность применения песчано-цементной смеси при укреплении призабойной зоны	56
4.4 SWOT-анализ	61
4.5 Разработка графика анализа технологии	63
4.6 Вывод по экономическому разделу	66
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	67
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	67
5.2 Производственная безопасность	68
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов.....	69
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов Движущиеся машины и механизмы	72
5.3 Экологическая безопасность	73
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	75
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	77
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	78

ВВЕДЕНИЕ

Механические примеси с высокой концентрацией взвешенных частиц в добываемой жидкости являются одним из главных осложняющих факторов при добыче нефти на поздней стадии разработки. В стремлении интенсифицировать отбор углеводородного сырья нефтяные компании вынуждены повышать интенсивность работ по гидроразрыв пласта и увеличивать депрессию на пласт, что приводит к высоким скоростям фильтрации, из-за которых увеличивается вынос твердых частиц из слабосцементированных коллекторов призабойной зоны. Более того, существенную часть механических примесей составляют кристаллы солей, элементы коррозии внутрискважинного оборудования, твердые частицы, содержащиеся в жидкости глушения, остатки и осколки пропантa после проведения гидроразрыва пласта, заносимые в скважину при проведении ремонта и геолого-технических мероприятий, и образованные взаимодействием химически несовместимых перекачиваемых жидкостей. Большое количество источников вынуждает формировать целый комплекс мероприятий по борьбе с осложнениями.

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов X месторождения указывает на невозможность освоения месторождения без активного воздействия на его продуктивные пласты и без использования методов интенсификации добычи. При использовании ГРП разрушается призабойная зона пласта и происходит вынос большого количества взвешенных частиц. Механические примеси основная проблема X месторождения.

Одним из осложняющих факторов, влияющим на процесс нефтедобычи углеводородного сырья, является попадание механических примесей в насосное оборудование добывающих скважин. Они оказывают пагубное воздействие, зачастую это приводит к снижению дебита установка электроцентробежного насоса или полному выходу её строя. Так же сопровождается износом не только насосного оборудования, но и окружающих его труб. Износ оборудования можно только снизить или замедлить, в то время как износ всего, что его окружает внутри скважины, в

большинстве случаев, поддается профилактике. Предотвращение проблемы выноса механических примесей по многим критериям оказывается гораздо более эффективным направлением работы, чем борьба с последствиями. Из этого можно сделать вывод, что экономически выгоднее использовать различные методы и технологии для борьбы с механическими примесями, чем ремонтировать дорогостоящее оборудование. Так как при максимальном снижении количества взвешенных частиц можно увеличить межремонтный период в 3 – 4 раза [1].

Данная проблема актуальна для месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, в частности выбранного объекта исследования X нефтегазоконденсатного месторождения.

Целью данной работы является анализ существующих методов предотвращения попадания механических примесей в скважину, и определения эффективности этих методов с технологической и экономической точки зрения, и определения возможности внедрения не которых на выбранной мной месторождение.

Основные задачи работы: освещение и анализ природы происхождения механических примесей, их последствий и методов борьбы ними; анализ технологической эффективности методов борьбы и проведение экономических расчётов наиболее эффективных из них с целью определения рентабельности их применения. По окончанию поставленных задач можно будет судить о том, насколько эффективно и целесообразно применение тех или иных методов борьбы с механическими примесями на нефтегазоконденсатном месторождении.

1 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОЧИСТКИ ЗАБОЯ И ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА СКВАЖИН, ЭКСПЛУАТАЦИЯ НА ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНОЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.

1.1 Общие сведения о механических примесях

К наиболее существенным осложнениям в эксплуатации скважин относятся присутствие в добываемой жидкости механических примесей, отложения на поверхности оборудования солей, продуктов коррозии, парафина, различных смол и асфальтенов, гидратов. Все эти факторы осложняют процесс разработки нефтяных месторождений и повышают издержки производства.

Уменьшение межремонтного периода основных средств, ремонт или покупка нового оборудования способствуют повышению себестоимости добываемой нефти и снижению рентабельности производства. Поэтому нефтяные компании вынуждены искать и принимать эффективные меры по уменьшению пескопроявлений и борьбе с отрицательным его воздействием на процесс нефтегазодобычи.

Механические примеси в нефти состоят в основном из песка, глины, мельчайших частиц железа, сульфида железа и минеральных солей, которые находятся во взвешенном состоянии. Твердые механические примеси в нефти очень вредны, так как при перекачке приводят к эрозии трубопроводов и насосного оборудования, а также к их засорению. Кроме того, примеси входят в состав адсорбционных оболочек водонефтяных систем и, тем самым, увеличивают их устойчивость.

В готовых очищенных нефтепродуктах механическими примесями могут быть частицы адсорбента (белая глина), железной окалины, минеральных солей и других веществ. Светлые маловязкие нефтепродукты почти не содержат механических примесей вследствие их быстрого оседания [2].

При исследовании нефти большое содержание механических примесей может в значительной степени повлиять на правильность определения таких показателей, как плотность, молекулярная масса, коксуемость, «содержание серы, азота, смолисто-асфальтеновых веществ и микроэлементов. Поэтому

нефть перед поступлением на анализ необходимо освободить от них отстаиванием или фильтрованием [3].

Механические примеси, сопровождающие работу внутрискважинного оборудования, можно разделить на две категории: мехпримеси естественного происхождения (например, продукты внутрислоевой суффозии и разрушения прискважинной зоны пласта) и мехпримеси техногенного происхождения (например, мехпримеси заносимые в скважину на НКТ с поверхности куста или в результате плохой очистки труб, также мехпримеси заносимые с технологическими жидкостями при ремонтах, пропант, продукты химических реакций).

Основной причиной появления механических примесей в добываемой жидкости считается увеличение депрессии на пласт и вынос их с призабойной зоны скважины.

1.2 Методы определения количества взвешенных частиц

Методы определения общего содержания механических примесей основаны на способности всех органических компонентов - нефти растворяться в органических растворителях. Не растворившийся остаток, задерживаемый фильтром при фильтровании раствора нефти или нефтепродукта, и характеризует содержание в них механических примесей [4].

Навеску берут с погрешностью до 0,05 г и разбавляют подогретым на водяной бане растворителем. Горячий раствор навески фильтруют через высушенный до постоянной массы фильтр, который помещают в стеклянную воронку, укрепленную в штативе. Воронку наполняют не более чем на 3/4 высоты фильтра. Раствор наливают на фильтр по стеклянной палочке с оплавленным концом. Стакан ополаскивают горячим растворителем и сливают на фильтр. После окончания фильтрования фильтр промывают горячим раствором при помощи промывалки до тех пор, пока на нем не останется следов нефти, а фильтрат не будет совершенно прозрачным и бесцветным. Затем фильтр переносят в стаканчик, в котором сушился чистый фильтр, и сушат в течение 1 ч в термостате при 105—110°C. После этого стаканчик закрывают крышкой, охлаждают в эксикаторе в течение 30 мин и взвешивают с погрешностью до 0,0002 г. Операцию повторяют до получения

расхождения между двумя последовательными взвешиваниями не более 0,0004 г.

Массовую долю механических примесей, %, рассчитывают по формуле:

$$M=[(m_1-m_2)/m_3]*100, \quad (1)$$

где

m_1 — масса стаканчика с фильтром после фильтрования г;

m_2 - масса стаканчика с чистым фильтром, г;

m_3 — масса навески нефти, г.

Содержание механических примесей вычисляют как среднее арифметическое из результатов двух параллельных определений. Если механических примесей содержится не более 0,005.%, то это рассматривается как их отсутствие [5].

1.3 Скин-эффект

Под скин-эффектом понимается изменение проницаемости фильтрационных каналов вследствие их загрязнения (очистки) твердыми частицами, содержащимися в фильтрующемся флюиде. Сам же процесс загрязнения (очистки) фильтрационных каналов механическими частицами называется кольматацией (декольматацией). Особую важность это имеет для призабойной зоны скважины, в которой имеют место преобладающие потери энергии, фиксируемые, в частности, при исследовании скважины, работающей в нестационарном режиме.

Кольматация призабойной зоны скважины (ПЗС) может происходить в различные периоды жизни скважины, начиная от первичного вскрытия. В процессе первичного вскрытия и последующего цементирования в ПЗС попадают не только фильтраты применяемых растворов, но и частицы дисперсной фазы глинистого и цементного растворов, которые, отлагаясь в фильтрационных каналах, снижают их проницаемость. При первичном вскрытии на репрессии возможно и разрушение цементирующего вещества терригенного коллектора в ПЗС и кольматация фильтрационных каналов. В процессе эксплуатации добывающей скважины кольматация возможна и вследствие облитерации, отложения асфальто-смоло-парафиновых

компонентов нефти, солей и т.п. При эксплуатации нагнетательной скважины кольматация возможна из-за отложений в ПЗС механических частиц, поступающих с закачиваемой при ППД водой, а также других твердых примесей (соли, продукты коррозии труб и т.п.).

Процесс кольматации (декольматации) ПЗС и его причины изучены достаточно хорошо и предложены различные технологии, снижающие отрицательное влияние этого явления на фильтрационные характеристики системы.

1.4 Осложнения в ходе эксплуатации месторождений с высоким количеством взвешенных частиц

1.4.1 Проблемы, вызванные высоким содержанием механических примесей

Присутствие в добываемой продукции механических примесей имеет место во многих нефтедобывающих регионах России и зарубежных стран. Будучи абразивным материалом, они, попадая в насос, приводят к резкому увеличению абразивного износа рабочих колес (РК), направляющих аппаратов (НА), вала и его защитных втулок, плунжерных пар и клапанных узлов; износу подвергается дополнительное оборудование установок: газосепаратор, диспергатор. Механические примеси являются причиной засорения приемной сетки насоса, "зарастания" проходных каналов в насосе, РК, НА.

Выносимый из пласта песок образует песчаные пробки на забое, скапливается в погружных насосах, что приводит к усиленному износу оборудования и снижения продуктивности.

Вынос песка из пласта приводит к нарушению устойчивости пород в призабойной зоне, к обвалу пород и, как следствие, к деформациям эксплуатационных колонн и нередко к выходу из строя скважин [6].

1.4.2 Оборудования и методы борьбы.

Методы снижения влияния механических примесей на работу внутрискважинного оборудования можно разделить на четыре группы: химические, технические, технологические и механические.

Технологические методы основаны на изучении механических свойств породы пласта в начальных условиях и их изменений в процессе фильтрации жидкости в скважину. К ним можно отнести регулирование создаваемой депрессии на пласт в зависимости от напряженного состояния пластов, использование потокоотклоняющих технологий, ограничение водопритоков, ориентирование перфорации скважин, метод холодной добычи высоковязкой нефти и другие, которые успешно применяются в России и на некоторых месторождениях в зарубежных странах.

К механическим методам борьбы с пескопроявлениями относится использование забойных фильтров, специальных хвостовиков в узле заканчивания скважин, различных песочных якорей, завихрителей, сеточных и проволочных фильтров различной модификации, устройств гравитационной, центробежной и акустической сепарации, устанавливаемых у приема насосной установки [7].

1.4.3 Принцип работы акустического преобразователя шума

Для уменьшения влияния механических примесей рекомендуется внедрение устройства для защиты ЭЦН от мехпримесей на основе явления коагуляции взвешенных частиц, устанавливаемых в зоне перфорации скважины. В качестве устройства, преобразующего колебания в необходимый для коагуляции диапазон частот, предлагается использовать резонаторы (акустические преобразователи шума).

Принцип действия акустического преобразователя шума (АПШ) (рабочее название – фильтр режекторный) представлен на рисунке 1.

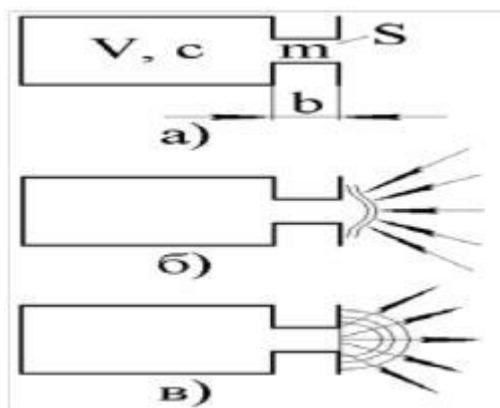


Рисунок 1 — Принцип действия резонатора:

а- конструкция; б- деформация

Масса окружающей резонатор среды m в его горловине (рисунок 1 а) приводится в колебательное движение внешним давлением. При резонансе скорость колебаний v в горле резонатора увеличивается, увеличивается и объемный поток vS (S – площадь поперечного сечения горла). Ввиду того, что колебательная скорость падающей волны остается постоянной, для поддержания возрастающего объемного потока фронт падающей волны деформируется (рисунок 1 б). Деформация охватывает тем большую зону, чем больше скорость колебаний в горле резонатора. Поэтому он концентрирует значительно большую энергию, чем та, которая содержится в части падающей волны, приходящейся на площадь входного отверстия. После прекращения внешнего воздействия резонатор отдает накопленную энергию в окружающее пространство (рисунок 1 в). Таким образом, резонатор (акустический преобразователь шума) по принципу действия увеличивает интенсивность доходящих до него колебаний, преобразуя рассеянную в пространстве энергию (шум, вибрацию), а также усиливает интенсивность колебаний за счет уменьшения их продолжительности. Для создания стоячей волны в скважинных условиях длина ее полуволны должна уложиться в кольцевом зазоре между внутренней стенкой обсадной колонны и наружной корпуса резонатора (рисунок 2).

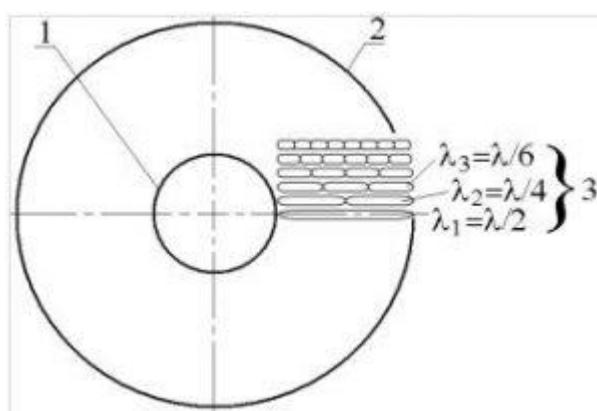


Рисунок 2 - Стоячие волны в кольцевом зазоре между эксплуатационной колонной и акустическим преобразователем шума: 1- акустический преобразователь шума; 2- эксплуатационная колонна; 3-стоячие волны длиной λ_1 , λ_2 , λ_3 и т.д.

Анализ зависимостей между уровнем шума и дебитом скважины показывает, что в диапазоне частот от 125 Гц до 2 кГц заметна тенденция роста уровня шума с увеличением дебита скважин. В диапазоне частот 4-8 кГц уровень шума практически не зависит от дебита.

Целью следующего этапа испытаний являлось экспериментальное подтверждение трансформации колебаний низкого диапазона частот в колебания высокого диапазона при работающем в скважине ЭЦН с применением АПШ. Иными словами, необходимо было экспериментально доказать, что суммарный уровень вибрации в реальных условиях при работе ЭЦН с акустическим преобразователем шума меньше, нежели без него.

Перед спуском в скважину АПШ-2 проведены замеры уровня шума шумомером ВШВ-003 (погрешность измерения прибора ВШВ-003 составляет 0,5 дБ). Далее на геофизической проволоке через лубрикатор произвели спуск АПШ-2 на глубину 1430 м и произвели следующий замер. Результаты интерпретации уровней шума (пересчет на виброскорость) представлены на рисунке 3.



Рисунок 3 — Сравнительная оценка виброскорости насосной установки ГС-3000 в скважине № 668 до и после спуска АПШ

В результате применения АПШ-2 внутри НКТ удалось снизить суммарный уровень вибрации в 6,2 раза за счет уменьшения пульсации газожидкостной смеси (ГЖС). Полученные результаты испытаний акустических преобразователей шума позволяют рекомендовать их к внедрению на полетопасных скважинах и скважинах с высоким содержанием мехпримесей [8].

1.4.4 Принцип действия гравийного фильтра

Среди многочисленных известных устройств для защиты от пескопроявлений электроприводных центробежных насосов можно выделить наиболее характерные из них, обладающие типичными для всех гравийных фильтров недостатками: они все имеют отстойник для сбора механических примесей, для удаления которых необходимо поднимать скважинное оборудование.

Несмотря на то, что устройство по патенту № 93119 решает проблему периодических промывок песчаных накоплений из отстойника, сложность конструкции не позволяет применять его на практике.

«Гравийный фильтр с фиктивной пористостью» (авторы И. Р. Айсматуллин, В. А. Иванов) конструктивно состоит из гравийного фильтра, блочного устройства с искусственной фиктивной пористостью. Каждый блок представляет собой контейнер решётчатой конструкции. Внутри контейнера располагается фиктивная среда с максимальной пористостью. Он предусмотрен для использования в горизонтальных скважинах.

В настоящее время существует широкий спектр технологий и технических решений, направленных на снижение влияния механических примесей на работу внутрискважинного насосного оборудования.

В результате анализа существующих способов борьбы с механическими примесями установлено, что проблема защиты штанговых глубинных насосов (ШГН) стоит менее остро, нежели электроцентробежных (ввиду конструктивных особенностей первых). Для ШГН разработан огромный спектр пескозащитных устройств (противопесочные и газопесочные якоря).

В конструкциях реализован принцип многоступенчатой сепарации с использованием гидродинамических эффектов: поворота струй газожидкостной смеси, центробежного эффекта, ускорения потока со сменой направления течения, эффекта укрупнения газовых пузырьков мелких фракций с их последующей сепарацией. Данное оборудование может применяться для комплексной защиты насоса одновременно от механических примесей и газа [8].

1.4.5 Технология очистки фильтра на приеме насоса без подъема оборудования

По мере эксплуатации оборудования в скважине с пескопроявлением происходит засорение приемного фильтра. Для его очистки требуется подъем оборудования и смена фильтра или специальные обратные клапаны, позволяющие сливать жидкость из НКТ в скважину подъемом давления в НКТ с устья. Оба варианта требуют существенных издержек производства, а второй - повышает риск аварий. Авторами разработана технология очистки фильтра на приеме насоса без подъема оборудования или повышения давления жидкости в НКТ путем реконструкции обратного клапана УЭЦН.

На рис. 4 - 6 показаны схемы обратного клапана в различных позициях. В корпусе 1 клапана, установленного выше насоса, размещено посадочное седло 2 тарельчатого клапана 3, переходящего в полый шток с горизонтальными окнами в верхней части. В седло 2 упирается опорная гильза 4, над которой располагается шайба 5 с центральным для полого штока и периферийными для протока жидкости каналами. Над шайбой расположена пружина 5, которая подпирает подвижную ступенчатую втулку 7, закрытую сверху крышкой 8 и имеющую центраторы 9. Во втулке 7 также выполнены горизонтальные отверстия большего диаметра. Клапан 3 для герметичной посадки в седло 2 имеет эластичную манжету 10. Для герметизации пары трения (втулка 7 - полый шток клапана 3) на последнем размещены эластичные манжеты 11. Для ограничения вертикального хода втулки 7 на полом штоке клапана 3 размещено стопорное кольцо 12. Для фиксации гильзы 4 и шайбы в корпусе 1 также установлено стопорное кольцо 13. Для работы клапана используется груз 14, в одном случае спускаемый в колонну насосно-компрессорных труб на скребковой проволоке через лубрикатор (на рис. не показаны), а в другом - сбрасываемый в НКТ.

Работа клапана состоит в следующем: после спуска электроцентробежного насоса в скважину обратный клапан 3 под собственным весом принимает крайнее нижнее положение, указанное на рисунок 6. При этом пружина б остается в полностью разжатом положении, при котором

горизонтальные отверстия во втулке 7 и полой штоке клапана 3 не совпадают, что предупреждает проток жидкости из НКТ в насос.

При запуске насоса в работу под действием напора жидкости снизу клапан 3 поднимается и пропускает жидкость в НКТ через периферийные каналы шайбы 5. Приподнятое положение клапана 3 приведет к тому, что подвижная втулка 7 под собственным весом опустится по отношению к штоку, а горизонтальные каналы втулки и полого штока совпадут. Пружина 6, как и в случае, указанном на рисунок 4, остается в разжатом состоянии. Таким образом, часть добываемой жидкости из насоса в НКТ будет поступать и через полый шток клапана 3.

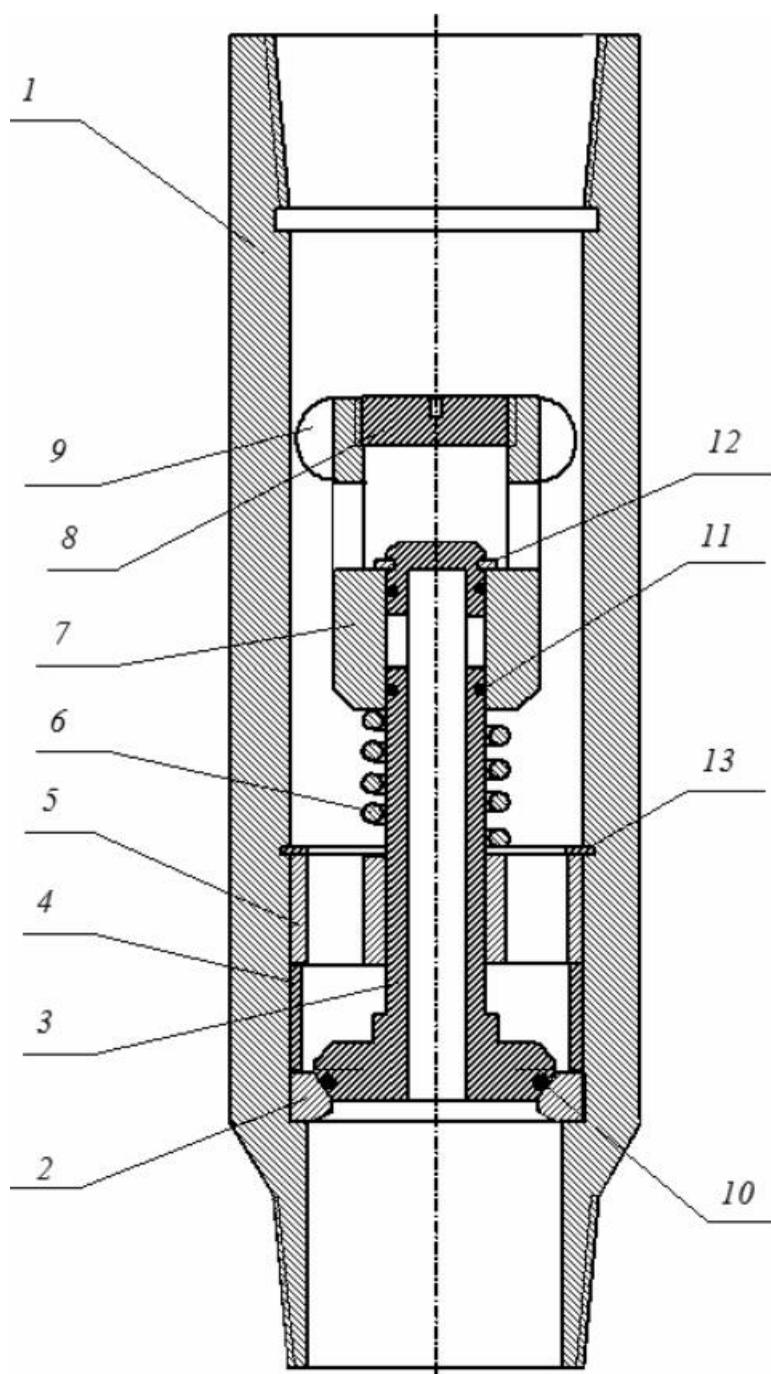


Рисунок 4 - Схема обратного клапана

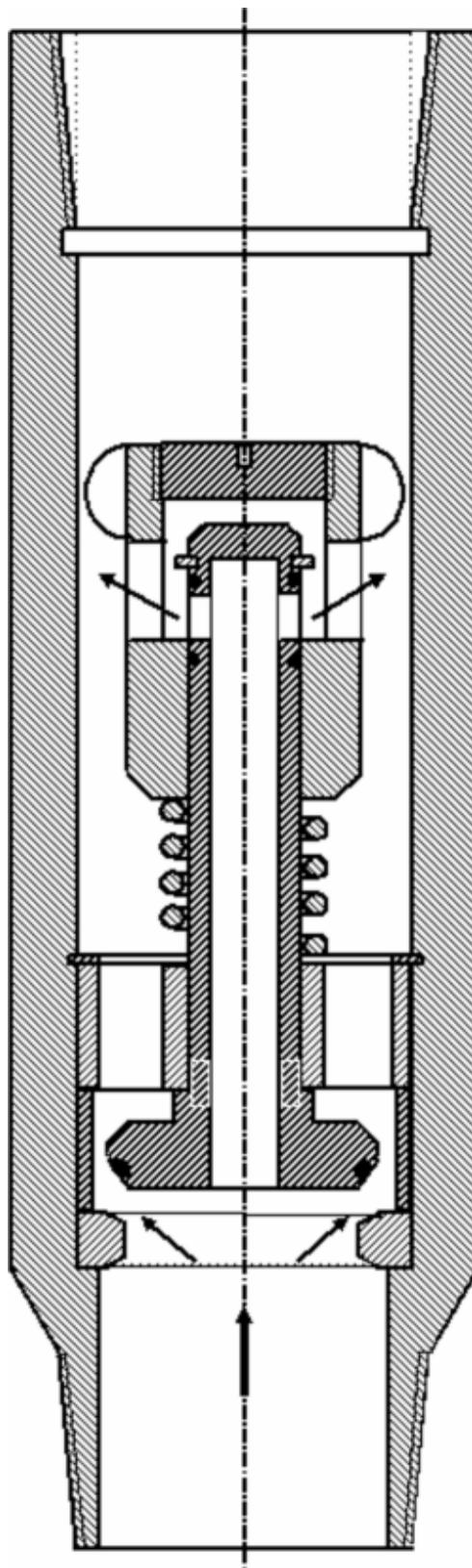


Рисунок 5 - Схема обратного клапана (при работе УЭЦН)

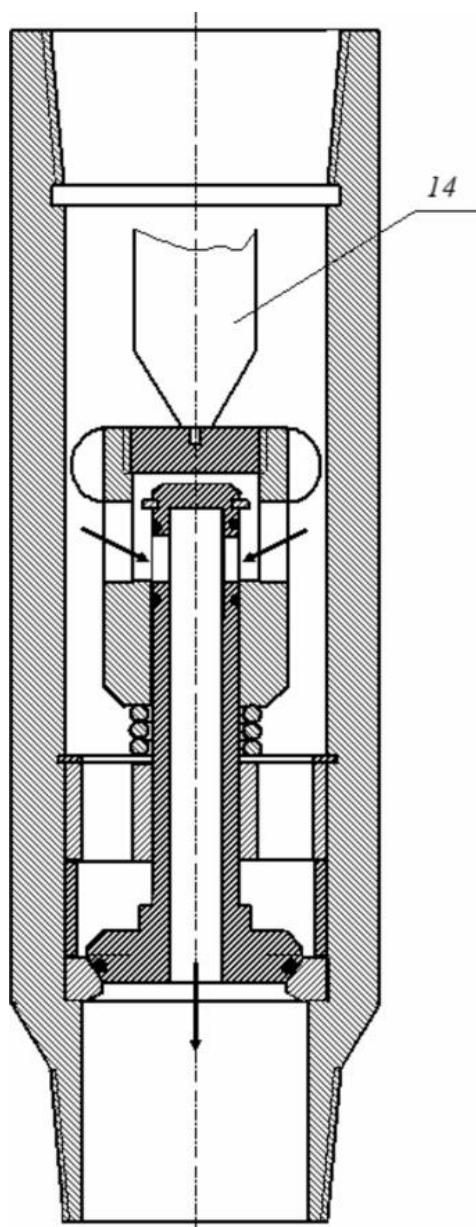


Рисунок 6 - Слив жидкости в насос - промывка

Для очистки фильтра на приеме насоса от налипших механических примесей производится его остановка. Клапан 3 под собственным весом опустится вниз и прижмется гидростатическим давлением сверху к седлу 2. Пружина 6 вернет втулку 7 в крайнее верхнее положение, при котором отверстия во втулке 7 и полом штоке клапана 3 уже не совпадут, что предотвратит переток жидкости из НКТ в насос.

Далее в НКТ скважины через лубрикатор на скребковой проволоке спускают груз 14, который благодаря весу, превышающему силу упругости пружины 6, сожмет ее и переместит втулку 7 вниз до положения, указанного на рис. 6. При этом отверстия во втулке 7 и полом штоке клапана 3 совпадут и жидкость из НКТ под большим напором будет перетекать в скважину через полость насоса и приемный фильтр с обратной ее стороны. Обратная

промывка жидкостью фильтра позволит смыть с нее налипшую грязь. По истечению определенного времени груз 14 приподнимают, и втулка 7 под действием сжатой пружины 6 вернется в крайнее верхнее положение, при котором прекратится переток жидкости из НКТ в скважину.

Время очистки приемной части насоса выбирается с расчетом предупреждения достижения жидкостью уровня в скважине, при котором уже создается репрессия на пласт.

После операции промывки производят запуск насоса в работу.

Обратный клапан насоса одновременно выполняет функции сливного клапана. Перед подъемом подземного оборудования в случае проведения ремонтных работ производят сброс груза 14 в НКТ без скребковой проволоки. Сброшенный груз, долетев до клапана, ударится о крышку 8, сожмет пружину 6 и будет удерживать втулку 7 в крайнем нижнем положении по отношению к полуму штоку клапана и позволять жидкости из НКТ через совмещенные окна во втулке и полом штоке вытекать в скважину при подъеме оборудования в период ремонта.

Технико-экономическими преимуществами предложенной технологии являются простота и надежность его работы, а также отсутствие необходимости подъема давления в НКТ на значительную величину для промывки насоса и фильтра. Кроме того, обратный клапан может одновременно выполнять роль сливного клапана, что упрощает спуско-подъемные операции (СПО) при ремонте скважины.

Данная технология была испытана на скважине № 1297 НГДУ «Туймазанефть». Дебит скважины после 146 сут эксплуатации снизился с 47 м³/сут до 29 м³/сут. Расчетный вес груза для срабатывания клапана составил 15,5 кг. После остановки скважины и обратной циркуляции жидкости из НКТ в скважину в течение 10 мин скважину вновь запустили. Новый дебит составил 42 м³/сут, т. е. восстановился на 89 %.

Одной из наиболее острых проблем, возникающих при эксплуатации УЭЦН для добычи, является наличие в откачиваемой жидкости твердых взвешенных частиц (механических примесей), приводящих к снижению межремонтного периода работы скважины. Фильтрация жидкости в

неустойчивых породах, особенно при больших градиентах скорости, приводит к разрушению породы, продвижению частиц к забою скважин и выносу в ствол.

Осложнения в эксплуатации таких скважин связаны с постепенным накоплением песка на забое скважин, а также в рабочих колесах погружных насосов, что приводит к перегреву погружных электродвигателей (ПЭД) и их отказу.

В связи с этим встает проблема защиты дорогостоящего оборудования от абразивного износа и заклинивания рабочих органов твердыми частицами, повышения межремонтного периода работы скважины.

При высоком содержании механических примесей применение стандартных газопесочных якорей становится неэффективным из-за малых значений центробежных сил. Общим недостатком применяемых фильтров, устанавливаемых на забое или приеме насосов, является достаточно быстрое засорение непроточных ячеек и необходимость их частых промывок с подъемом оборудования [9, 10].

1.4.6 Крепление горных пород

Горные породы, особенно рыхлые и слабоустойчивые, в целях предотвращения выноса твердых частиц укрепляют с помощью различных химических растворов. К таким методам ограничения песко- проявлений относится закачка в пласт различных составов на основе минерально вяжущих средств - полимеров, фенольных смол, которые прошли лишь лабораторные и промысловые испытания. В мировой практике известны составы под названием «Конторен-2», которые содержат в своем составе смолу ТС-10-уротропин + вода + до 20 % минеральных солей [11]. Следует отметить, что разработанная во ВНИИнефть технология крепления прискважинной зоны пласта с помощью «Конторена-2» требует специального оборудования, занимает большое количество времени при вероятной эффективности 30⁰ %.

В последнее время для крепления призабойной зоны пласта активно внедряется технология «ЛИНК» [12], суть которой состоит в смешивании полимера с закрепителем и газообразователем. Полученная смесь закачивается в пласт, где образуется поровая прослойка, напоминающая по

своей структуре пемзу. Песок оказывается связанным, что предотвращает разрушение пласта. Технология «ЛИНК» показала положительные результаты в ОАО «Варьеганнефтегаз», ОАО «ТНК-ВР» [12, 13].

Значительный интерес представляют несколько способов и составов для закрепления слабосцементированной призабойной зоны продуктивного пласта, которые разработали специалисты в Западной Сибири, и которые отличаются от ранее известной более высокой технологичности и значительно низкой себестоимостью. Один из этих способов (применение композиционного состава смола ФРФ-50РМ + парообразователь + отвердитель ОЖ + ацетон) прошел опытнопромышленные испытания на добывающих скважинах Барсуковского, Комсомольского и Верхне-Пурпейского месторождений Надым-Пурской нефтегазоносной области [14].

Преимущества данного состава заключаются в том, что его закачка в пласты с целью селективной изоляции водопритоков уменьшает обводненность скважинной продукции и увеличивает добычу безводной нефти. Применение состава оказывает на скелет пласта крепящее воздействие, не снижая при этом фильтрационно-емкостные свойства нефтеносного коллектора.

Недостатком применения данного метода является высокая вероятность того, что в зоне ограничения может оказаться часть нефтенасыщенного пласта при разработке неоднородных коллекторов. В некоторых случаях процесс формирования экрана может составить 5-6 мес. в зависимости от приемистости пластов [15].

1.4.7 Технологические и химические методы уменьшения пескопроявлений в скважинах

Регулирование депрессии на пласт

В связи с особой важностью вопроса об уменьшении концентрации твердых частиц в добыче воды рассмотрим некоторые методы предупреждения и локализации пескопроявлений, которые применяются в нефтегазовой отрасли для защиты насосного оборудования.

Как известно, дебит нефтяной или водозаборной скважины, зависящий от многих факторов, определяется формулой Дююи [16]:

$$Q = \frac{2\pi \cdot k \cdot h (P_{пл} - P_{заб})}{\mu \cdot \ln(R_k / r_c)}, \quad (2)$$

где k - проницаемость пласта, дарси; h - мощность пласта, м; $P_{пл}$ - пластовое давление, Па; $P_{заб}$ - забойное давление, Па; μ - динамическая вязкость, Па·с; R_k - радиус контура питания, м; r_c - радиус скважины, м.

Для того чтобы подобрать оптимальное значение депрессии, необходимо определить, при какой нагрузке порода пласта может разрушиться. Правильная технология позволяет держать значение депрессии ниже критического давления, при котором порода начинает разрушаться. Таким образом уменьшается риск появления в продукции водных или нефтяных скважин механических примесей.

Однако на многих месторождениях в Западной Сибири и других нефтедобывающих регионах страны в целях увеличения отборов нефти и газа увеличивают депрессию на пласт выше критического значения, из-за чего частицы разрушенной горной породы выносятся вместе с продукцией скважин на поверхность [17, 18]. Во многих случаях на забоях скважин оседает значительное количество механических примесей, образуя песчаные пробки, затрудняющие или останавливающие процесс добычи нефти.

Кроме того, в скважинах, стимулированных с помощью различных методов повышения нефтеотдачи пластов (гидроразрыв пласта, глинокислотная обработка и др.), вместе с нефтью выносятся частицы незакрепившегося проппанта, а также внесенные вместе с растворами закачки механические примеси из-за некачественной очистки жидкости [19]. Схематично явление попадания частиц проппанта в насосное оборудование представлено на рис. 7.

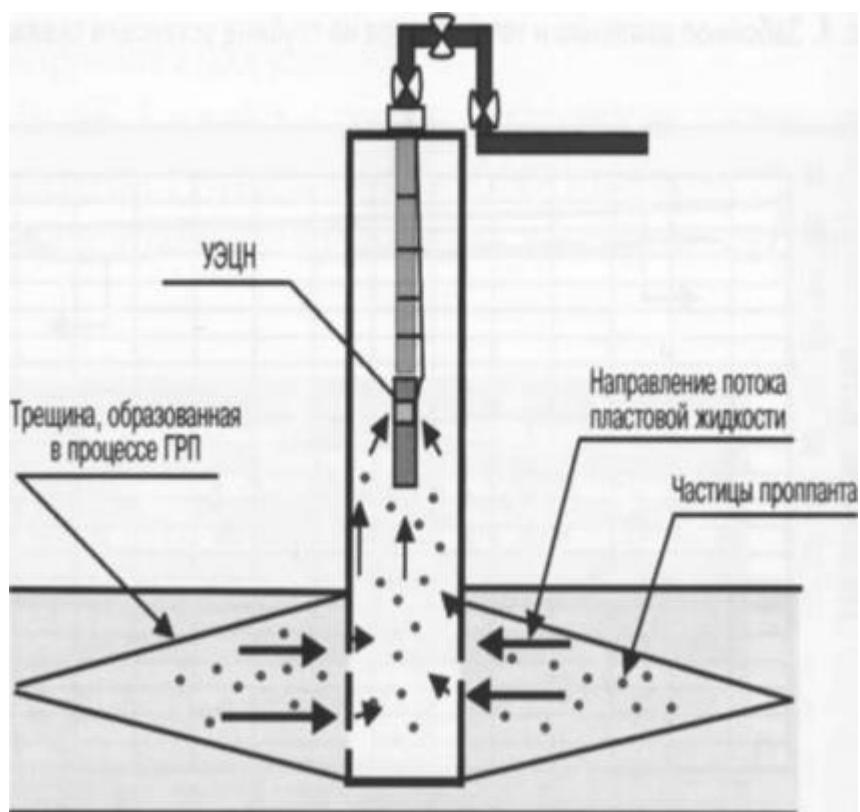


Рисунок 7 - Схема попадания пропанта в рабочие органы насоса

Частицы пропанта выносятся фильтруемой жидкостью из пласта и вместе с ней попадают в прием насоса. Особенно сильно этот процесс наблюдается в первые дни эксплуатации скважины после гидравлического разрыва пласта (ГРП). Поэтому на многих месторождениях нефти во избежание большого количества выноса песка или пропанта из пласта ограничивают депрессию на пласт [20,21,22].

на 85%. Южная часть месторождения находится на плоской аллювиальной террасе со слабовыраженными формами речной эрозии. Река Обь разделяет месторождение на левобережную и правобережную части.

Гидрографическая сеть представлена протокой Малый Салым, которая протекает в субширотном направлении в северной части площади и на этом участке соединяется мелкими протоками Малой Берёзовской и Полой с крупной и полноводной Обской протокой Большой Салым. Река Обь является основной водной магистралью Тюменской области. На территории района имеется большое количество озёр, наиболее крупные из которых озеро Олевашкина, озеро Карасье, озеро Окунёвое. Болота непроходимые, замерзают к концу января и являются главным препятствием при передвижении транспорта.

Климат района резко континентальный с продолжительной зимой и коротким тёплым летом. Зима морозная и снежная. Самый холодный месяц года - январь (среднемесячная температура -19,5 градусов С). Абсолютный минимум -52 градуса С. Самым тёплым является июль (среднемесячная температура +17 градусов С), абсолютный максимум +33 градуса С. Среднегодовое количество осадков 500-550 мм в год, причём 75% приходится на тёплое время года. Снежный покров устанавливается во второй половине октября и продолжается до начала июня. Мощность снежного покрова от 0,7 м до 1,5-2 м. Глубина промерзания почвы 1-1,5 м [23].

2.2 Литостратиграфический разрез

Геологический разрез X месторождения сложен мощной толщей (более 3000м) терригенных отложений осадочного чехла мезокайнозойского возраста, залегающих на породах доюрского комплекса, представленных корой выветривания.

Доюрские образования (Pz)

В разрезе доюрской толщи выделяется два структурных этажа. Нижний, приуроченный к консолидированной коре, представлен сильно дислоцированными графит-порфиритами, гравелитами и метаморфизованными известняками. Верхний этаж, выделяемый как

промежуточный комплекс, составляют менее дислоцированные эффузивно-осадочные отложения пермо-триасового возраста толщиной до 650м.

Юрская система (J)

Юрская система представлена всеми тремя отделами: нижним, средним и верхним.

В ее составе выделяются тюменская (J1+2), абалакская и баженовская свиты (J3).

Отложения тюменской свиты залегают в основании осадочного чехла на породах коры выветривания с угловым и стратиграфическим несогласием и представлены комплексом терригенных пород глинисто-песчано-алевролитового состава.

Толщина отложений тюменской свиты изменяется от 40 до 450м. В пределах месторождения они вскрыты на глубинах 2806-2973м. Отложения тюменской свиты согласно перекрываются верхнеюрскими отложениями абалакской и баженовской свит.

Абалакская свита сложена темносерыми до черного цвета, участками известковистыми, глауконитовыми аргиллитами с прослоями алевролитов в верхней части разреза. Толщина свиты колеблется от 17 до 32 м.

Отложения баженовской свиты представлены темно-серыми, почти черными, битуминозными аргиллитами с прослоями слабоалевритистых аргиллитов и органогенно-глинисто-карбонатных пород. Толщина свиты составляет 26-38 м.

Меловая система (K)

Отложения меловой системы развиты повсеместно представлены верхним и нижним отделами.

В составе нижнего отдела снизу вверх выделяются ахская, черкашинская, алымская, викуловская и ханты-мансийская свиты, а в верхнем ханты-мансийская, уватская, кузнецовская, березовская и ганькинская свиты.

Нижняя часть ахской свиты (K1g) представлена в основном аргиллитами с подчиненными маломощными прослоями алевролитов и песчаников, объединенных в ачимовскую толщу.

В верхней части ахской свиты выделяется выдержанная пачка тонкоотмученных, темно-серых, приближающихся к серым пимских глин.

Общая толщина свиты изменяется с запада на восток от 35 до 415 м.

В разрезах расположенных восточнее к этой толще приурочены группа пластов БС1-БС12.

Разрез черкашинской свиты (K1g-br) представлен ритмичным чередованием серых глин, алевролитов и алевритистых песчаников.

Последние, в пределах месторождения, так же как и песчаники, являются промышленно нефтеносными и выделяются в пласты АС7, АС9, АС10, АС11, АС12.

Толщина свиты изменяется от 290 до 600 м.

Выше залегают темно-серые до черных глины алымской свиты (K1a), в верхней части с прослоями битуминозных аргиллитов, в нижней - алевролитов и песчаников. Толщина свиты изменяется от 190 до 240 м.

Глины являются региональной покрывкой для залежей углеводородов всей Среднеобской нефтегазоносной области. Викуловская свита (K1a-al) состоит из двух подсвит. Нижняя - преимущественно глинистая, верхняя - песчано-глинистая с преобладанием песчаников и алевролитов. Для свиты характерно присутствие растительного детрита. Толщина свиты колеблется от 264 м на западе до 296 м на северо-востоке.

Ханты-Мансийская свита (K1a-2s) представлена неравномерным переслаиванием песчано-глинистых пород с преобладанием первых в верхней части разреза. Породы свиты характеризуются обилием углистого детрита. Толщина свиты варьирует от 292 до 306 м.

Уватская свита (K2s) представлена неравномерным переслаиванием песков, алевролитов, песчаников. Для свиты характерно наличие обугленных и ожелезненных растительных остатков, углистого детрита, янтаря. Толщина свиты 283-301 м.

Березовская свита (K2k-st-km) подразделяется на две подсвиты.

Нижнюю, состоящую из глин, серых монтмореллонитовых, прослоями опоковидных толщиной от 45 до 94 м, и верхнюю,

представленную глинами серыми, темно-серыми, кремнистыми, песчанистыми, толщиной 87-133 м.

Ганькинская свита (K2mP1d) состоит из глин серых, зеленовато-серых переходящих в мергели с зернами глауконита и конкрециями сидерита. Ее толщина - 55-82м.

Палеогеновая система (P2)

Палеогеновая система включает в себя породы талицкой, люлинворской, атлымской, новомихайловской и туртасской свит. Первые три представлены морскими отложениями, остальные - континентальными.

Четвертичная система (Q)

Присутствует повсеместно и представлена в нижней части чередованием песков, глин, суглинками и супесями, в верхней - болотными и озерными фациями - илами, суглинками и супесями. Общая толщина составляет 70-100 м.

2.3 Тектоническое строение

Структура X месторождения располагается в зоне сочленения Ханты-Мансийской впадины, Ляминского мегапрогиба, Салымской и Западно-Лемпинской групп поднятий. Структуры первого порядка осложнены валообразными и куполовидными поднятиями второго порядка и отдельными локальными антиклинальными структурами, являющимися объектами проведения поисковых и разведочных работ на нефть и газ.

Современный структурный план доюрского основания изучен по отражающему горизонту «А». На структурной карте по отражающему горизонту «А» находят отображение все структурные элементы. В юго-западной части района - Селяировское, Западно-Сахалинское, Светлое поднятия. В северо-западной части - Восточно-Селяировское, Крестовое, Западно-Горшковское, Южно-Горшковское, осложняющие восточный склон Западно-Лемпинской зоны поднятия. В центральной части - Западно-Сахалинский прогиб, восточнее его Горшковское и Сахалинское поднятия, осложняющие соответственно Средне-Ляминский вал и Сахалинский структурный нос.

По отражающему горизонту «Дб», приуроченному к кровле быстринской пачки прослеживаются X куполовидное поднятие, Западно-X малоамплитудное поднятие, Западно-Сахалинская, Новообская структуры. На западе площади оконтуривается Ханты-Мансийское поднятие. Севернее X поднятия выделяется Светлое локальное поднятие. В южной части месторождения в районе скв. 291 условно выделяется Безымянное поднятие. Восточно-Селияровская приподнятая зона в исследуемом районе оконтуривается не замкнутой сейсмоизогиной - 2280 м. Вблизи скв.606 прослеживается малоамплитудная изометричная структура. Селияровская площадь покрыта редкой сетью сейсмических профилей, на основе которой можно условно прогнозировать положительную структуру. Селияровское поднятие подтверждается структурным планом по отражающему горизонту «Б». В связи со слабой изученностью западной части площади, сейсморазведкой, севернее Селияровской структуры, условно, выделяется куполовидное безымянное поднятие [24].

2.3 Характеристика водоносных комплексов

X месторождение является частью гидродинамической системы Западно - Сибирского артезианского бассейна. Его особенностью является наличие водоупорных глинистых отложений олигоцен-турона, толщина которых достигает 750м, разделяющих разрез мезо-кайнозоя на верхний и нижний гидрогеологические этажи.

Верхний этаж объединяет осадки турон-четвертичного возраста и характеризуется свободным водообменом. В гидродинамическом отношении этаж представляет собой водоносную толщу, грунтовые и межпластовые воды которой связаны между собой.

В состав верхнего гидрогеологического этажа входит три водоносных горизонта:

- 1- водоносный горизонт четвертичных отложений;
- 2- водоносный горизонт новомихайловских отложений;
- 3- водоносный горизонт атлымских отложений.

Сравнительный анализ водоносных горизонтов показал, что в качестве основного источника крупного централизованного хозяйственно-питьевого

водоснабжения может быть принят атлымский водоносный горизонт. Однако вследствие значительного сокращения затрат на эксплуатацию может быть рекомендован новомихайловский горизонт (Ф8).

Нижний гидрогеологический этаж представлен отложениями сеноман-юрского возраста и обводненными породами верхней части доюрского фундамента. На больших глубинах в обстановке затрудненного а местами и практически застойного режима, формируются термальные высокоминерализованные воды, имеющие высокую газонасыщенность и повышенную концентрацию микроэлементов. Нижний этаж отличается надежной изоляцией водоносных горизонтов от поверхностных природноклиматических факторов. В его разрезе выделяется четыре водоносных комплекса. Все комплексы и водоупоры прослеживаются на значительном расстоянии, но в то же время на X месторождении наблюдается глинизация второго комплекса.

Для заводнения нефтяных пластов в Среднем X широко используются подземные воды апт-сеноманского комплекса, сложенного толщей слабосцементированных, рыхлых песков, песчаников, алевролитов и глин уватской, ханты-мансийской и викуловской свит, хорошо выдержанных по площади, довольно однородных в пределах участка.

Воды отличаются малой коррозионной способностью из-за отсутствия в них сероводорода и кислорода [25].

2.4 Нефтеносность

На X месторождении этаж нефтеносности охватывает значительные по толщине отложения осадочного чехла от среднеюрского до аптского возраста и составляет более 2,5 км.

Промышленная нефтеносность установлена в неокомских пластах группы АС, где сосредоточено 90% разведанных запасов. Основные продуктивные пласты заключены между пимской и быстринской пачками глин. Залежи приурочены к линзовидным песчаным телам, сформировавшимся в шельфовых и клиноформных отложениях неокома, продуктивность которых не контролируется современным структурным

планом и определяется практически только наличием в разрезе продуктивных пластов-коллекторов.

Отсутствие при многочисленных испытаниях в продуктивной части разреза пластовой воды доказывает, что залежи нефти, связанные с пластами этих пачек, представляют собой замкнутые линзовидные тела, полностью заполненные нефтью, а контуры залежей для каждого песчаного пласта определяются границами его распространения. Исключение составляет пласт АС7, где получены притоки пластовой воды из песчаных линз, заполненных водой.

В составе продуктивных неокомских отложений выделено 9 подсчетных объектов: АС123, АС122, АС112-4, АС111, АС110, АС101-2, АС100, АС9, АС7. Залежи пластов АС7, АС9 промышленного интереса не представляют.

2.5 Характеристика продуктивных пластов

В разрезе ЮЛТ X месторождения выделены два основных нефтеносных объекта - пласты АС₁₀ и АС₁₂.

Продуктивные горизонты характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Их геолого-физические характеристики приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Объекты	
	АС ₁₀	АС ₁₂
Средняя глубина залегания, м	2394,2	2526,8
Тип залежи	литологический	
Тип коллектора	терригенный	
Площадь нефтегазонасыщенности, тыс.м ²	586897	1886894
Средняя общая толщина, м	84,6	89,8
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	5,1	9,8
Пористость, %	18,5	18
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед.	0,57	0,50
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.	-	-
Средняя нефтенасыщенность пласта, доли ед.	0,57	0,5
Средняя насыщ. газом газовой шапки, доли ед.	-	-
Проницаемость, мкм ²	0,0086	0,0024
Песчанистость, доли ед.	0,115	0,103
Расчлененность, ед.	6,5	7,5

Продолжение таблицы 1.

Начальная пластовая температура, °С	90	92
Начальное пластовое давление, МПа	25,7	26,8
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	1,77	1,38
Вязкость нефти в поверхностных условиях, мПа*с	20,5	15,6
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,834	0,818
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,879	0,87
Абсолютная отметка ВНК, м	-	-
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,125	1,144
Содержание серы в нефти, %	1,52	1,15
Содержание парафина в нефти, %	3,02	2,67
Давление насыщения нефти газом, МПа	8,26	7,84
Газосодержание нефти, м ³ /т	55,4	57,9
Содержание сероводорода, % (мольн.)	-	-
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	0,38	0,38
Вязкость воды в поверхностных условиях, мПа*с	1,0	1,0
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	0,980	0,980
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,006	1,006
Сжимаемость, 1/МПа*10 ⁻⁴		
нефти	10,4	10,6
воды	4,36	4,36
породы	0,054	0,054
Коэффициент продуктивности, т/сут*МПа	6,8	8,5
Коэффициент вытеснения, доли.ед	0,548	0,475

Средняя нефтенасыщенность по ГИС пласта АС10 составляет 57%, пласта АС12 – 50%, средняя пористость пластов – 18,2%. Нефтеносные горизонты представлены низкопроницаемыми коллекторами: средняя проницаемость пласта АС10 составляет $8,6 \cdot 10^{-3}$ мкм², пласта АС12 – $2,4 \cdot 10^{-3}$ мкм². В разрезе продуктивные горизонты разделяются мощными выдержанными толщами глин, что позволяет с уверенностью предположить отсутствие межпластовых перетоков. Водоносные и водонефтяные зоны отсутствуют.

Свойства нефти, практически не отличаются по своим значениям. Максимум различий наблюдался в плотности нефти в пластовых условиях, но его также нельзя называть значительным. Внутри пластов, от прослоя к прослою различия в свойствах нефти не наблюдается. Нефти горизонтов месторождения однотипны, не изменяются по разрезу каждого из горизонтов

настолько, чтобы это являлось препятствием для вскрытия всех пропластков каждого из горизонтов одним фильтром [26].

Кроме этого, проводятся работы по разделению отборов из каждого пласта автономными приборами (манометр, термометр, расходомер). Контроль за режимом работы скважин осуществляется с применением технологий непрерывной регистрации давления и температуры более чем по 85 % фонда добывающих скважин, по остальной части осуществляются замеры динамического уровня с периодичностью не реже одного раза в неделю.

Анализ геологических характеристик пластов (проницаемости, мощности, толщины глинораздела, расчлененности), свидетельствует о целесообразности объединения пластов на этих участках в единый эксплуатационный объект.

Незначительная степень различия основных физико-химических характеристик нефтей и коллекторских свойств основных пластов позволяет также объединить их в один эксплуатационный объект.

2.6 Физико-химические свойства пластовых флюидов

Пластовые нефти по продуктивным пластам АС₁₀ и АС₁₂ не имеют значительных различий по своим свойствам. Характер изменения физических свойств нефтей является типичным для залежей, не имеющих выхода на поверхность и окружённых краевой водой. В пластовых условиях нефти средней газонасыщенности, давление насыщения в 1,5 -2 раза ниже пластового (высокая степень пережатия).

Экспериментальные данные об изменчивости нефтей по разрезу эксплуатационных объектов месторождения свидетельствуют о незначительной неоднородности нефти в пределах залежей [26].

По пласту АС₁₀ диапазон изменения плотности нефти при стандартных условиях составляет 876,8-884,5 г/м³. Кинематическая вязкость нефти при 20 °С изменяется от 16,84 до 28,47 мм²/с, а при 50 °С – от 7,16 мм²/с до 10,11 мм²/с. Содержание серы варьирует от 1,25 % масс. до 1,72 % масс.,

парафинов – от 2,2 % масс. до 3,8 % масс., смол силикагелевых – от 10,52 % масс. до 15,15 % масс., асфальтенов – от 2,44 масс. до 3,65 % масс. Температура начала кипения изменяется от 47,6 °С до 70,5 °С, а. выход легких фракций до 300°С – от 36,5 до 41,5 % об.

Нефть смолистая, среднепарафинистая, с незначительной вязкостью. Согласно ГОСТ Р 51858-2002, по плотности нефть относится к типу 3 (тяжелая), по массовой доле серы – к классу 2 (сернистая).

По результатам однократного разгазирования глубинных проб значения свойств пластовой нефти следующие:

- давление насыщения при пластовой температуре равно 8,26 МПа;
- плотность пластовой нефти составляет 834 кг/м³, сепарированной – 879 кг/м³,
- объемный коэффициент – 1,125,
- газосодержание – 55,4 м³/т (49,3 м³/м³).

Динамическая вязкость пластовой нефти равна 1,77 мПа·с.

По результатам ступенчатой сепарации представительных глубинных получены следующие значения свойств нефти пласта АС₁₀: плотность пластовой нефти 834 кг/м³, сепарированной – 879 кг/м³, объемный коэффициент при начальных пластовых условиях равен 1,098, газосодержание – 46 м³/т (40 м³/м³).

Растворенный газ, полученный при стандартной сепарации, содержит 66,8 % мол. метана, 5,6 % мол. этана, 10,8 % мол. пропана, 9,8 % мол. бутанов, 3,7 % мол. пентанов, 1,1 % мол. гексанов. Мольная доля диоксида углерода составляет 1,3 %, азота – 0,8 %. Сероводород не обнаружен, инертные газы не определялись.

По результатам хроматографического анализа газа, выделившегося при ступенчатой сепарации представительных глубинных проб, газ характеризуется следующим средним составом (% мол.): метан – 68,5, этан – 11,0, пропан – 9,9, бутаны – 5,6, пентаны – 1,7, гексаны – 2,4.

По пласту АС₁₂ диапазон изменения плотности нефти при стандартных условиях составляет 862,3-882,9 г/м³. Кинематическая вязкость нефти при 20 °С изменяется от 11,99 до 29,02 мм²/с, а при 50°С – от 5,27 мм²/с до 10,31 мм²/с. Содержание серы варьирует от 0,78 % масс. до 1,61 % масс., парафинов – от 2,5 % масс. до 3,0 % масс., смол силикагелевых – от 8,70 % масс. до 12,87 % масс., асфальтенов – от 1,16 % масс. до 4,17 % масс. Температура начала кипения изменяется от 46,62 °С до 71,5 °С, а. выход легких фракций до 300°С – от 36,3 до 43,5 % об.

Нефть, смолистая, среднепарафинистая, с незначительной вязкостью. Согласно ГОСТ Р 51858-2002, по плотности нефть относится к типу 3 (тяжелая), по массовой доле серы – к классу 2 (сернистая).

По результатам стандартной сепарации осредненные значения свойств нефти следующие: давление насыщения при пластовой температуре равно 7,84 Мпа, плотность пластовой нефти составляет 818 кг/м³, сепарированной – 870 кг/м³., объемный коэффициент – 1,144, газосодержание – 58 м³/т (51 м³/м³). Динамическая вязкость пластовой нефти равна 1,38 мПа·с.

Осреднение результатов исследований ступенчатой сепарации представительных глубинных проб дало следующие значения свойств нефти пласта АС₁₂: плотность пластовой нефти 818 кг/м³, объемный коэффициент при начальных пластовых условиях равен 1.105, газосодержание – 49 м³/т (43 м³/м³).

Растворенный газ, полученный при стандартной сепарации, состоит из 58,25 % мол. метана, 9,9 % мол. этана, 15,7 % мол. пропана, 9,4 % мол. бутанов, 3,4 % мол. пентанов, 1,3 % мол. гексанов. Мольная доля диоксида углерода составляет 1,15 %, азота - 0.8 %. Сероводород не обнаружен, инертные газы не определялись.

По результатам хроматографического анализа газа, выделившегося при ступенчатой сепарации представительных глубинных проб, осредненный состав растворенного газа следующий (% мол.): метан – 66,1, этан – 11,1, пропан – 12,5, бутаны – 5,4, пентаны – 1,3, гексаны – 0,5.

2.7 Сведения о запасах углеводородного сырья

Подсчет запасов южной лицензионной территории (ЮЛТ) X месторождения первоначально выполнены совместно ОАО АНК «Югранефть» и «Амоко Евразия Петролеум Компани» в 1997 году по результатам геологоразведочных работ (бурение 78 разведочных скважин и проведение сейсморазведки методом 2D в объеме 2650 погонных километров), на основе двухмерной геологической модели в пределах нефтяных залежей продуктивных горизонтов АС₁₀ и АС₁₂.

Начальные запасы нефти ЮЛТ X месторождения, были утверждены ГКЗ РФ в количестве:

по категории С₁ – 941 436 / 180 903 тыс. т., КИН – 0,192;

по категории С₂ – 261 176 тыс.т., КИН – 0,140 [28]

В связи с активным разбуриванием ЮЛТ представление о геологическом строении менялось. Возникла необходимость уточнения запасов в период 2007-2008 гг. осуществлено два оперативных пересчета. Первый из них был утвержден протоколом Роснедра № 18/581 от 19.07.2007 г., второй протоколом Роснедра № 18/388 от 11.06.2008 г.

На 01.01.2009 г. в целом по месторождению на государственном балансе числятся запасы углеводородов:

Пласт АС₁₀

геологические:

категория В+С₁

– 165 156 тыс. т.

категория С₂ – 28 558 тыс. т.

извлекаемые:

категория В+С₁ – 44 759 тыс. т.,

КИН – 0,271

категория С₂ – 7 739 тыс. т.,

КИН – 0,271.

Пласт АС₁₂

геологические:

категория В+С₁

– 878 730 тыс. т.

категория С₂ – 232 618 тыс. т.

извлекаемые:

категория В+С₁ – 238 136 тыс. т.,

КИН – 0,271

категория С₂ – 63 040 тыс. т.,

КИН – 0,271.

По месторождению в целом:

геологические:

категория В+С₁ – 1 043 886 тыс. т.

извлекаемые:

категория В+С₁ – 282 895 тыс. т.,

категория С₂ – 261 176 тыс. т. КИН – 0,271
категория С₂ – 70 779 тыс. т.,
КИН – 0,271.

Состояние запасов нефти по объектам приведено в таблице 2.

Таблица 2 – Состояние запасов нефти X месторождения на 01.01.2009 г.

Объекты, месторождения слои В	Начальные запасы нефти, тыс. т										Текущие запасы нефти, тыс. т		Текущий КИН		
	Утв. ГКЗ МПР России					На гос. балансе					Геолог			Извлек	
	Геолог		Извлек		КИН С1/С2	Геолог.		Извлек		КИН С1/С2	В+С1	С2			
	В+С1	С2	В+С1	С2		В+С1	С2	В+С1	С2						
распределенный фонд															
АС10	157539	28558	38209	3998	0,243/0,140	165156	28558	44759	7739	0,271/0,271	152384	28558	31987	7739	0,077
АС12	783897	232618	142693	32567	0,182/0,140	878730	232618	238136	63040	0,271/0,271	868964	232618	228370	63040	0,011
По месторождению	941436	261176	180902	36565	0,192/0,140	1043886	261176	282895	70779	0,271/0,271	1021348	261176	260857	70779	0,022

2.8 Состояние разработки X месторождения

Разработка каждого эксплуатационного объекта АС₁₀, АС₁₁, АС₁₂ проводилась при размещении скважин по линейной трехрядной треугольной схеме с плотностью сетки 25 га/скв, с бурением всех скважин до пласта АС₁₂.

Динамика основных технико-экономических показателей разработки представлена в таблице 3.1.

Таблица 3 – Динамика основных показателей разработки X месторождения

	Показатели	1988	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002	2004	2006	2008	2010	2012
1	Добыча нефти, тыс. т	2,3	23	127	264	426	538	597	715	810	1062	1184	1350	1485
2	Действующ. фонд доб.скв на конец года шт.	1	9	27	62	138	210	306	354	237	296	302	321	332
3	Фонд доб. скв на конец года, шт	1	9	32	64	123	234	372	450	457	432	413	422	414
4	Фонд мех. скв. на конец года, шт.	0	4	13	40	71	148	209	323	347	379	379	379	373

Продолжение таблицы 3.

5	Фонд нагн. скв. на конец года, шт.	0	0	0	11	16	22	23	27	45	79	104	119	132
6	Среднегодовая обводненность (весовая), %	0	0	0	0	0,6	1,3	2,1	1	2,08	1,98	3,97	6,18	9,8
7	Добыча жидкости всего, т.т.	2,3	24	127	264	426	545	610	722	828	1083	1233	1439	1608
8	Закачка воды, тыс. м3	0	0	0	100	621	735	719	704	778	1570	1774	2094	2362
9	Сред.дебит действ. скв по нефти, т/сут.	20,7	17,1	17,5	20,4	16,1	10,7	7,7	6,9	9	11,5	11,5	13,1	13,6
10	Сред.дебит действ.скв по жидкости, т/сут.	20,7	17,1	17,5	20,4	16,1	10,8	7,9	7	9,2	11,9	12	14	16,9
11	Темп отбора от нач. извл. запасов, %	0	0	0,1	0,67	1,08	1,39	1,55	1,84	2,11	2,76	2,13	2,24	2,6
12	Добыча нефти с начала разработки, т.т.	2,3	25,3	152	416	842	1380	1977	2692	3502	4564	5748	7098	8583

В 2007 г. СибНИИ НП было подготовлено "Дополнение к технологической схеме опытно-промышленной разработки левобережной части X месторождения, включая пойменный участок N4", в котором были даны коррективы по разработке левобережной части месторождения с подключением в работу новых кустов N140 и 141 в пойменной части месторождения. В соответствие с этим документом предусматривается реализация блоковой трехрядной системы (плотность сетки - 25 га/скв) с переходом в дальнейшем на более поздней стадии разработки на блочно-замкнутую систему.

2.9 Анализ основных технико-экономических показателей разработки

X месторождение разрабатывается с 1988 года. За 24 года разработки, как видно из таблицы 3, добыча нефти постоянно растет.

Если в 1988 году она составляла 2300 тонн нефти, то к 2012 году достигла 1485000 т., добыча жидкости возросла от 2300 до 1608000 т.

С 1994 года для поддержания пластового давления в эксплуатацию вводятся нагнетательные скважины и начинается закачка воды. На конец

2012 года нагнетательный фонд составляет 132 скважины, а закачка воды росла с 100 до 2362 тыс.т. к 2012 году. С ростом закачки увеличивается средний

дебит действующих скважин по нефти. К 2012 году дебит увеличивается, что объясняется правильным выбором количества закачиваемой воды.

Также с момента ввода в эксплуатацию нагнетательного фонда начинается рост обводненности продукции и к 2012 году она достигает отметки - 9,8 %, первые 6 лет обводненность - 0 %.

Фонд добывающих скважин к 2012 году составил 414 скважины, из них скважин, добывающих продукцию механизированным способом – 373. К 2012 году накопленная добыча нефти составила 8583,3 тыс.т.

X месторождение является одним из самых молодых и перспективных в Западной Сибири.

3 ВОЗМОЖНОСТЬ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ НА X НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

3.1 Особенности разработки, влияющие на эксплуатацию скважин

Месторождение отличается низкими дебитами скважин. Основными проблемами разработки месторождения явились низкая продуктивность добывающих скважин, низкая естественная (без разрыва пластов нагнетаемой водой) приемистость нагнетательных скважин, а также плохое перераспределение давление по залежам при осуществлении ППД (вследствие слабой гидродинамической связи отдельных участков пластов). В отдельную проблему разработки месторождения следует выделить эксплуатацию пласта АС₁₂. Из-за низких дебитов многие скважины этого пласта должны быть остановлены, что может привести к консервации на неопределенный срок значительных запасов нефти. Одним из направлений решения этой проблемы по пласту АС₁₂ является осуществление мероприятий по интенсификации добычи нефти [27].

Также за счет проведения мероприятий по интенсификации добычи нефти, особенно при проведении ГРП, наблюдается особенно высокий уровень КВЧ (1500-3000мг/л). Так как механические примеси являются продуктами разрушения коллектора, загрязнения насосно-компрессорных, они являются одной из доминирующих причин выхода из строя насосных установок и их низкой наработки на отказ.

X месторождение характеризуется сложным строением продуктивных горизонтов как по площади, так и по разрезу. Коллектора горизонтов АС₁₀ и АС₁₁ относятся к средне и низкопродуктивным, а АС₁₂ - к аномально низкопродуктивным.

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов месторождения указывает на невозможность освоения месторождения без

активного воздействия на его продуктивные пласты и без использования методов интенсификации добычи.

Это подтверждает опыт разработки эксплуатационного участка левобережной части.

3.2 Способы борьбы с механическими примесями

Основные объемы добычи нефти в России обеспечиваются механизированными способами. В табл. 1 приведены данные по способам эксплуатации нефтяных скважин в России.

Таблица 4 – Данные по способам эксплуатации нефтяных скважин

Способ эксплуатации	Фонд скважин (%)	Затраты на ремонт (%)
Фонтанирующие	4	4
ЭЦН	35	48
ШГН	57	44
Газлифт	3	3
Прочие	Менее 1	Менее 1
Всего	100	100

Из представленных данных следует, что наиболее распространенным механизированным способом добычи нефти являются скважинные установки центробежных и штанговых насосов. Одновременно с ростом общего фонда скважин и особенно механизированного значительно возрастают затраты на их ремонт. Основной причиной отказов по данной категории оборудования является засорение рабочих органов УЭЦН и СШНУ механическими примесями (песок, пропант, соли, АСПО). Рассмотрим основные причины отказа УЭЦН на примере X месторождения (рисунках 9,10).

Причины отказа УЭЦН за 2013г.

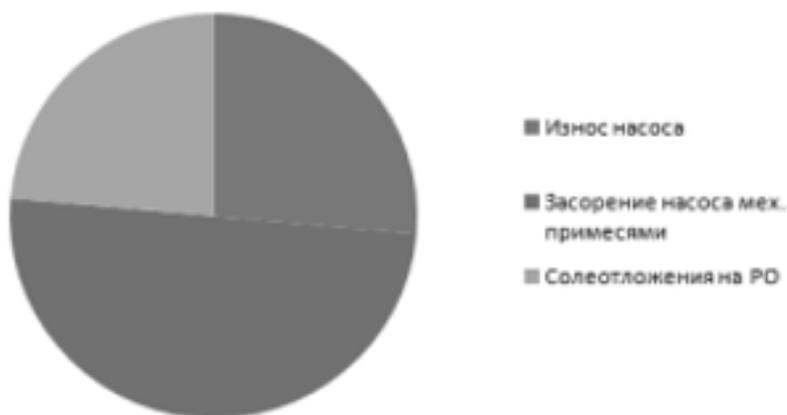


Рисунок 9 - Причины отказа УЭЦН на X месторождении 2013г.

Причины отказа УЭЦН за 2014г.

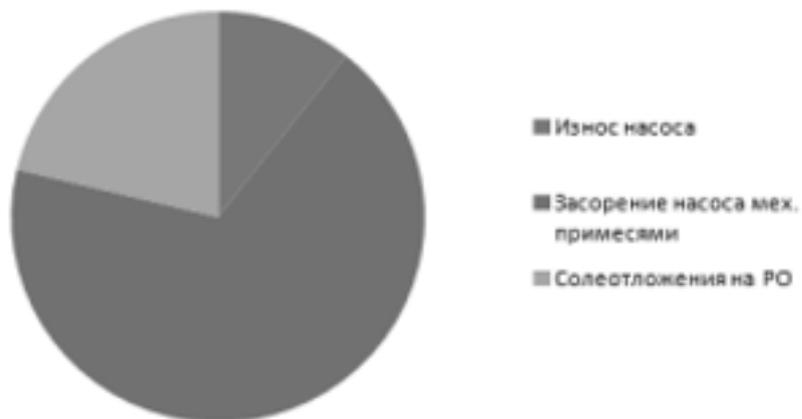


Рисунок 10 - Причины отказа УЭЦН на X месторождении 2014г.

Как видно из диаграмм, в последние годы доля отказов по причине засорения механическими примесями растет. Соответственно необходимо улучшать очистку флюида, поступающего к насосу, от твердых частиц способных вывести его из строя. Для исследования был построен график на котором видно какое КВЧ преобладает на X месторождении (рисунок 11).

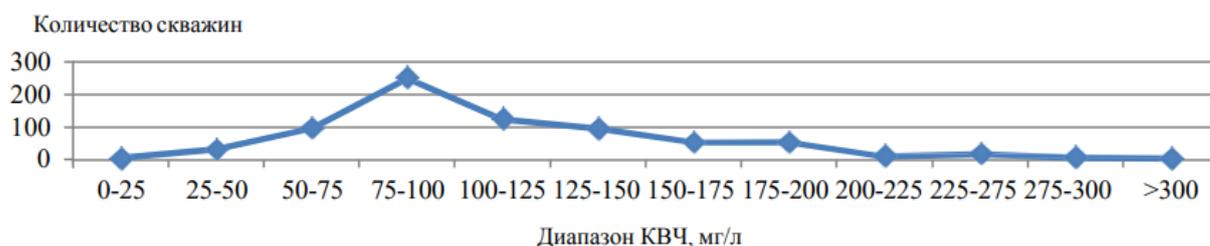


Рисунок 11 - Гистограмма распределения КВЧ в продукции добывающих скважин X месторождении

Как видно из графика, преобладает диапазон КВЧ от 50 до 150 мг/л, была исследована проба с помощью микроскопа и фотоаппарата, в результате мы получили снимок и смогли оценить размеры частиц.

На данный момент на месторождении уже применяются такие способы защиты внутрискважинного оборудования, как установка погружные сепараторы механических примесей и контроль за выносом механических примесей во время вывода скважины на режим и в процессе эксплуатации.

Для борьбы с механическими примесями в последнее время используют погружные сепараторы механических примесей (ПСМ), основанные на гидроциклонном, гравитационном и центробежном принципах действия, а также гравийные фильтрующие устройства (ГФУ). При малых подачах насоса (менее 50 м³/сут) целесообразно использовать гравитационный сепаратор без закрутки потока. Его использование позволяет отделить около 80 % всех механических примесей, если увеличивать подачу насоса, то коэффициент очистки флюида от механических примесей данного сепаратора будет резко снижаться. При подачах свыше 50 м³/сут можно использовать ГФУ, ПСМ гидроциклонного и центробежного принципов действия. Проблема данного вида защиты заключается в том, что сепараторы постепенно загрязняются, а также все равно пропускают механические примеси к рабочим колесам УЭЦН.

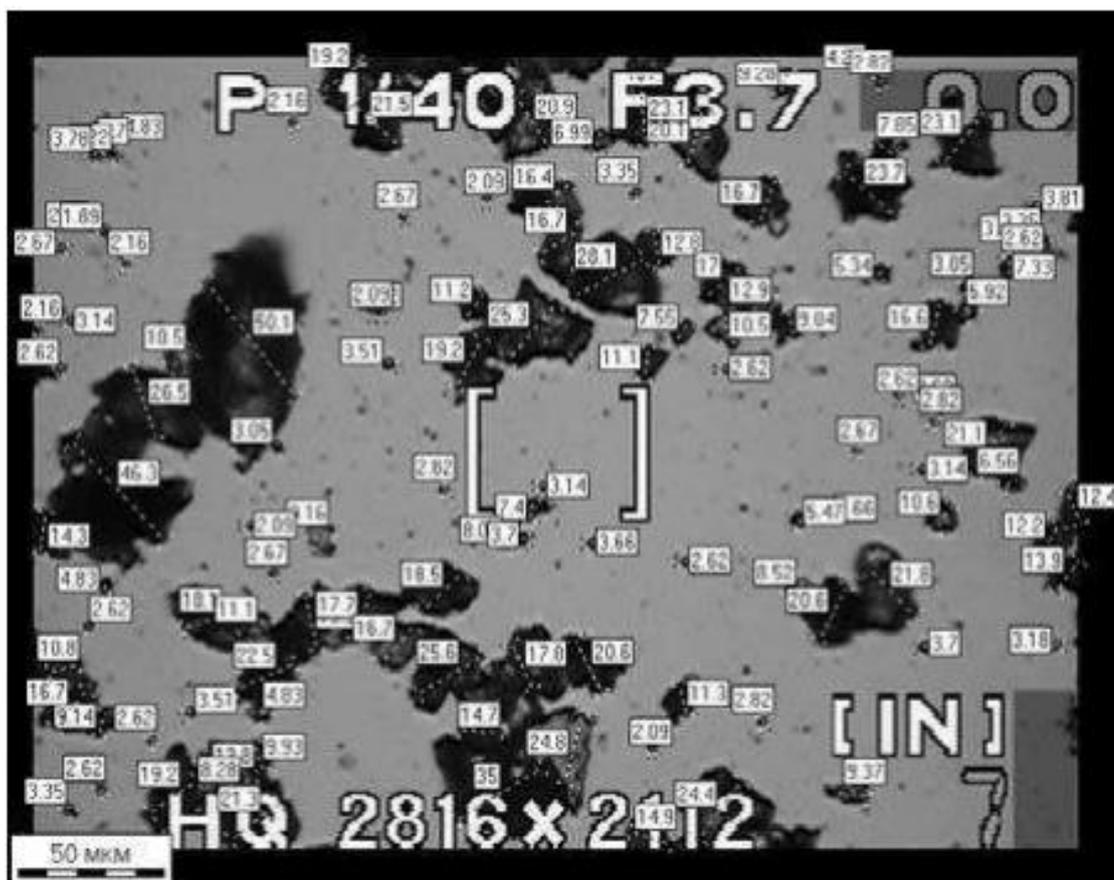


Рисунок 12 – Микрофотография механических примесей

При выводе скважины на режим и в процессе создания депрессии на пласт происходит наибольший вынос слабосцементированных частиц породы, либо частиц цемента из заколонного пространства после проведения перфорации. Высокий вынос механических примесей способен привести к значительному износу рабочих органов насоса или их заклиниванию. Для плавного вывода скважин на режим в этом случае используются частотные преобразователи, позволяющие плавно изменять производительность насоса во времени после получения результатов проб о достижении фонового значения концентрации механических примесей на режиме.

Для контроля за выносом механических примесей по скважинам производится отбор проб с использованием специально врезанных пробоотборников, позволяющих производить отбор из центра потока. Также используются акустические методы контроля за выносом механических примесей, к одним из которых следует отнести датчики и счётчики частиц

производства компании «ClampOn». Все датчики имеют идентичную конструкцию и полностью взаимозаменяемы, что значительно упрощает их монтаж, замену и обслуживание.

Выбор подходящего способа предотвращения попадания механических примесей в рабочие органы будет основан на его физической эффективности, то есть должен увеличить межремонтный период скважины, наработку насоса на отказ, максимально уменьшить количество взвешенных частиц, выносимых из пласта и должен быть экономически эффективен. На X месторождении уже применяются технологии сложного контроля за разработкой и фильтрации флюида от мехпримесей. Однако работы по предотвращению выноса большего количества взвешенных частиц из пласта не проводятся.

Существует новый вид защиты от механических примесей, закачка в скважину раствора – полимера «ИПНГ-ПЛАСТ 2», который укрепляет призабойную зону и препятствует выносу песка из скважины. На газовых скважинах ОАО «Газпром добыча Уренгой» проведено около 80 скважинно-операций по укреплению призабойной зоны пласта с колтюбиновых установок без подъема скважинного оборудования. Скважины находятся в эксплуатации, их дебиты практически не изменились. Накопленный опыт позволил предложить, что данный состав можно использовать для проведения ремонтно-изоляционных работ по ограничению выноса механических примесей в нефтяных скважинах. Были проведены лабораторные исследования, которые дали результаты, представленные в таблице 5 и таблице 6.

Таблица 5 – Результаты лабораторных исследований

Давление, МПа	Время, с	Расход жидкости, мл	Проницаемость образца, мкм ²	Вынос песка
Образец до обработки составом "ИПНГ-ПЛАСТ 2"				
0,47	420	50	0,086044	Есть
	960	100	0,075289	
Образец после обработки составом "ИПНГ-ПЛАСТ 2"				
4,2	1320	100	0,061274	Нет
	1280	100	0,063189	

Таблица 6 — Зависимость проницаемости от содержания предполимера

Показатели	Содержание предполимера, %					
	5	10	15	20	30	40
Прочность образца, МПа	1,05	2,19	3,43	4,44	5,3	6,1
Проницаемость после обработки, мкм ²	0,81	0,72	0,65	0,49	0,41	-

Полученные результаты показывают возможность использования состава «ИПНГ-ПЛАСТ 2» для укрепления призабойной зоны и уменьшения выноса механических примесей из пласта. Данный состав характеризуется низкой вязкостью, регулируемым временем гелеобразования, механической прочностью, минимальным влиянием на проницаемость коллектора [28]. Исходя из проанализированной информации, в добавок к погружным сепараторам механических примесей предлагается использовать закачку в пласт состава «ИПНГ-ПЛАСТ 2» в наиболее проблемные скважины, а также при ГРП, когда имеет место вынос пропанта и увеличивается количество механических примесей. Крепление призабойной зоны необходимо использовать совместно с уже имеющимся методом борьбы, что позволит значительно увеличить межремонтный период скважины, наработку насосов на отказ, за этого снизятся затраты на ремонт, межремонтный период увеличивается в 3-4 раза [29].

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Основная цель расчетов – экономическая оценка использования химического и физико-химического метода крепления призабойной зоны пласта. Эти методы имеют высокую эффективность при небольших затратах.

Экономическая эффективность проекта выражается в расчете затрат на на ЗП работникам, непосредственно участвующим в процессе проведения работ, расходы на доп. ЗП работникам, занятым частично, отчисления на социальные нужды, расходы на материалы, цеховые и транспортные расходы.

Таким образом, целью данного раздела является экономическое обоснование применения химического и физико-химического метода крепления призабойной зоны пласта.

4.1 Потенциальные потребители технологии

В данной части раздела проводится анализ выбора смеси для закачивания исходя из его эффективности применения и экономической выгоды. Выбор смеси для крепления ПЗП является крайне важным технологическим решением на месторождениях нефти и газа в условиях большого количества взвешенных частиц. Смесь должна иметь высокую механическую прочность и незначительное снижение проницаемости, а её использование должно быть экономически целесообразно.

Цементно-песчаная смесь наиболее распространена и часто используемым на многих промыслах нефти и газа для крепления призабойной зоны.

Произведем сегментирование рынка по поставщикам вышеперечисленных ингибиторов:

ПрогрессНефтеСервис — это многопрофильная компания. Компания оказывает своим клиентам услуги по повышению нефтеотдачи пластов, обработке призабойных зон скважин, глушению скважин и транспортные услуги. ПрогрессНефтеСервис обладает уникальным технологическим оборудованием для приготовления различных химических композиций и

составов с возможностью проведения обработок в промышленных масштабах, в различных погодных условиях надёжный поставщик услуг по строительству и ремонту нефтяных и газовых скважин, занимающая значимое место на рынке Томской области.

БСК «ГРАНД» выполняет работы «под ключ»: обустраивает строительные площадки, монтаж и демонтаж оборудования, предоставляет гарантийно-техническое обслуживание, выполняет ремонтные работы. Производственные подразделения компании «ГРАНД» ценятся заказчиками за точность и аккуратность работ, соблюдение требований экологии, ориентацию на качество. Надёжный поставщик химических составов для проведения различных работ на скважине.

Составим карту сегментации рынка услуг по поставке смесей для глушения (рисунок 13).

		Ингибитор гидратообразования	
		Цементно-песчаная смесь	Предполимерного уретана
Размер компании	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		

	ООО «ПрогрессНефтеСервис»
	ООО "БСК "ГРАНД"

Рисунок 13 — карта сегментации рынка услуг по поставке смесей для глушения

Из карты сегментирования можно сделать вывод о том, что поставщик ПрогрессНефтеСервис имеет высокую долю влияния среди крупных на рынке поставок смесей для глушения. БСК "ГРАНД" следует уделить внимание объемам поставок материала для повышения конкурентоспособности на рынке крупных компаний и дальнейшего роста.

4.2 Технология QuaD

Построена оценочная карта сравнения конкурентных технических решений в таблице 7.

Таблица 7 — Оценочная карта сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение	Средневешенное значение
Показатели оценки качества проведения технологии					
1. Энергоэффективность	0,02	65	100	0,7	1,8
2. Помехоустойчивость	0,03	50	100	0,6	1,3
3. Надежность	0,1	85	100	0,9	9,3
4. Унифицированность	0,02	50	100	0,75	0,75
5. Уровень материалоемкости разработки	0,01	80	100	0,8	0,8
6. Уровень шума	0,01	20	100	0,65	0,9
7. Безопасность	0,1	70	100	0,9	4,5
8. Потребность в ресурсах памяти	0,02	40	100	0,5	1
9. Функциональная мощность	0,02	90	100	0,8	8
10. Простота эксплуатации	0,05	60	100	0,65	1,8
11. Качество интеллектуального интерфейса	0,04	10	100	0,6	3
12. Ремонтпригодность	0,01	10	100	0,7	3,9
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
13. Конкурентоспособность технологии	0,1	95	100	1,1	9,5
14. Уровень проникновения на рынок	0,1	85	100	0,65	1,95
15. Перспективность рынка	0,05	95	100	0,95	4,3
16. Цена	0,1	80	100	0,8	3,2
17. Послепродажное обслуживание	0,01	50	100	0,75	3,7
18. Финансовая эффективность технологии	0,05	70	100	0,9	5
19. Срок выхода на рынок	0,05	90	100	0,85	1,9
20. Наличие сертификации разработки	0,05	90	100	0,9	4,6
Итого	1				

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot B_i \quad (3)$$

где P_{cp} – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности технологии;

B_i – вес показателя; B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

$P_{cp} = 71.2$, данное значение позволяет сделать вывод о том, что технология имеет перспективность выше среднего, что соответствует необходимым требованиям.

Интегральный показатель ресурсоэффективности:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (4)$$

$$I_p = 0,02 \cdot 65 + 0,03 \cdot 50 + 0,1 \cdot 85 + 0,02 \cdot 50 + 0,01 \cdot 80 + 0,01 \cdot 20 + 0,1 \cdot 70 + 0,02 \cdot 40 + 0,02 \cdot 90 + 0,05 \cdot 60 + 0,04 \cdot 10 + 0,01 \cdot 10 + 0,1 \cdot 95 + 0,1 \cdot 85 + 0,05 \cdot 95 + 0,1 \cdot 80 + 0,01 \cdot 50 + 0,05 \cdot 70 + 0,05 \cdot 90 + 0,05 \cdot 90 = 70,15$$

Наибольшие преимущества наблюдаются в сфере безопасности и надежности, способно в короткие сроки выйти на рынок, благодаря простоте технологии и применению современного оборудования. Но у технологии достаточно высокий уровень шума, который можно компенсировать индивидуальными средствами защиты.

4.3 Обоснованность применения песчано-цементной смеси при укреплении призабойной зоны

На Призабойном месторождении уже применяются такие методы борьбы, как установка забойных щелевых фильтров и контроль за выносом механических примесей во время вывода скважины на режим и в процессе эксплуатации. Поэтому для анализа выберем 2 неиспользуемых метода – крепление призабойной зоны пласта химическим и физико-химическим методом. В качестве химического метода возьмём закачку предполимерного уретана, т.к. у него наиболее высокие физические показатели эффективности, а в качестве физико-химического – закачку песчано-цементной смеси в пласт под давлением гидроразрыва.

Расчёт экономической эффективности производится исходя из стоимости проведения данных операций и увеличении дохода от добычи нефти за счёт увеличения межремонтного периода скважинного оборудования.

Работы производятся бригадой по капремонту, состоящей из трех человек – буровика 5-6 разряда, помощника буровика 4-го разряда, а также машиниста подъемного агрегата. Транспортировка рабочих жидкостей происходит с помощью спецтехники, закачка – специализированными насосными агрегатами.

Расчёты осуществляются для одного полного календарного года. Для расчётов примем гипотетическую скважину со среднесуточным дебитом $Q_c=10$ т/сут, межремонтным периодом 1 месяц, и коэффициентом эксплуатации $K_э=0,9$.

Затраты на проведение работ

Экономические затраты на проведение данных технологических операций называются себестоимостью. Эти операции включают в себя расходы на ЗП работникам, непосредственно участвующим в процессе проведения работ, расходы на доп. ЗП работникам, занятым частично, отчисления на социальные нужды, расходы на материалы, цеховые и транспортные расходы.

Расходы на основную заработную плату складываются из нескольких показателей: тарифной стоимости труда, премиальных начислений и районного коэффициента. Расчеты по основной ЗП работникам приведены в таблице 6 за рабочую неделю.

Таблица 8 – Расходы на основную заработную плату

Расходы на ЗП	Ставка, Руб/час	Трудо емкость, ч	Оплата по тарифу, руб	Премия, руб	Районный коэф., руб	Всего, руб
Ст. оператор	32	88	2816	1408	844,8	5068,8
Машинист	28	88	2464	1232	739,2	4435,2

Продолжение таблицы 8.

Мл. оператор	25	88	2200	1100	660	3960
Сумма З_{пл}, руб						13464

Расходы на дополнительную ЗП рабочим, занятым частично, рассчитываются по формуле

$$З_{\text{доп}} = З_{\text{пл}} * 0,8 = 13464 * 0,8 = 10771,2 \text{ руб.} \quad (5),$$

Отчисления на социальные нужды находятся по формуле

$$О = З_{\text{пл}} * \left(\frac{28}{100} \% \right) = 13464 * \frac{28}{100} = 4071,51 \text{ руб.} \quad (6),$$

Расходы на материалы при закачке уретанового предполимера в пласт выражаются следующей зависимостью

$$P_M = m_M * Ц_M \quad (7),$$

Где m_M – масса необходимого количества расходного материала кг,

$Ц_M$ – стоимость 1 м³ данного материала.

Средняя стоимость уретанового предполимера – 230 р. за 1 кг. Для полного крепления необходимо приблизительно 250 кг материала, следовательно

$$P_M = 250 * 230 = 57500 \text{ р.}$$

Аналогично расчёт осуществляется для закачки цементно-песчаной смеси. Для закачки необходимо около 80 кг сухого цемента и 160 кг песка. Стоимость 1 кг сухого цемента примерно 5 руб., песка 2 руб. за 1 кг. Значит расходы на цементно-песчаную смесь равны

$$P_M = 80 * 4 + 160 * 2 = 640 \text{ р.}$$

Под цеховыми расходами $P_{ц}$ принимают затраты на содержание зданий и сооружений, инвентаря и различным испытаниям, и работам. $P_{ц} = 9600$ руб. Транспортные расходы $P_{тр}$ состоят из расходов на транспортировку смесей и

промывочных жидкостей на скважину. Учитывают расстояние до скважины и стоимость одного километра. Т.к. до скважины порядка 1 км, то транспортные расходы будут складываться из стоимости одного километра на транспортировку рабочей жидкости и стоимости одного километра на транспортировку промывочной жидкости, которые составляют 364 руб. и 264 руб., соответственно. Таким образом,

$$P_{\text{тр}} = 364 + 264 = 628 \text{ руб.}$$

Общая стоимость проведения работ будет вычисляться по следующей формуле

$$Z_{\text{п}} = Z_{\text{пл}} + Z_{\text{доп}} + O + P_{\text{м}} + P_{\text{тр}} + P_{\text{ц}} \quad (8),$$

Соответственно для уретанового предполимера

$$Z_{\text{п1}} = 13464 + 1077,12 + 4071,51 + 57500 + 9600 + 628 = 86340,63 \text{ руб.}$$

Для цементно-песчаной смеси

$$Z_{\text{п2}} = 13464 + 1077,12 + 4071,51 + 640 + 9600 + 628 = 29480,63 \text{ руб.}$$

Затраты на ремонт

Затраты на ремонт до проведения работ рассчитаем соотношением

$$Z_{\text{р}} = N_{\text{р}} * C_{\text{р}} = 12 * 35000 = 420000 \text{ руб.} \quad (9),$$

Где $N_{\text{р}}$ – количество ремонтов в год, $C_{\text{р}}$ – цена одного ремонта. Закачка уретанового предполимера даёт увеличение межремонтного периода в 3 раза. Следовательно, количество ремонтов в год $N_{\text{р}}$ снижается с 12 до 4.

Стоимость одного ремонта $C_{\text{р}}$ приблизительно равна 35000 рублей. Значит затраты на ремонт можно рассчитать следующим соотношением

$$Z_{\text{р1}} = N_{\text{р}} * C_{\text{р}} = 4 * 35000 = 140000 \text{ руб.}$$

Для цементно-песчаной смеси межремонтный период увеличивается в 2 раза, значит количество ремонтов в год равно 6. Затраты на ремонт будут равны

$$Z_{\text{р2}} = 6 * 35000 = 210000 \text{ руб.}$$

Прибыль от продажи нефти

Рассчитаем годовой дебит скважины $Q_{\text{г}}$

$$Q_{\Gamma} = Q_{\text{с}} * 360 * K_{\text{э}} = 10 * 360 * 0,9 = 3240 \text{ т/Г} \quad (10),$$

Стоимость одной тонны нефти Ц равна 12000 рублей. Значит доход от продажи нефти за год Д составляет

$$Д = Ц * Q_{\Gamma} * N_{\text{пр}} = 12000 * 3240 = 38880000 \text{ руб.} \quad (11),$$

до проведения работ

$$Д_0 = Д - З_{\text{р}} = 38880000 - 420000 = 34680000 \text{ руб.} \quad (12),$$

После закачки уретанового предполимера

$$Д_1 = Д - З_{\text{р}1} = 38880000 - 140000 = 37480000 \text{ руб.} \quad (13),$$

После закачки цементно-песчаной смеси

$$Д_2 = Д - N_{\text{пр}} - З_{\text{р}2} = 38880000 - 210000 = 36780000 \text{ руб.} \quad (14),$$

Налог на прибыль

Налог на прибыль равен 20% и находится по формуле

До проведения работ

$$N_{\text{пр}0} = \frac{Д_0 * 20\%}{100\%} = 8323200 \text{ руб} \quad (15),$$

Для уретанового предполимера

$$N_{\text{пр}1} = \frac{Д_1 * 20\%}{100\%} = 8995200 \text{ руб} \quad (16),$$

Для цементно-песчаной смеси

$$N_{\text{пр}2} = \frac{Д_2 * 20\%}{100\%} = 8827200 \text{ руб} \quad (17),$$

Прирост прибыли за счёт снижения количества ремонтов

Для уретанового предполимера

$$\Delta\Pi_1 = (Д_1 - N_{\text{пр}1}) - (Д_0 - N_{\text{пр}0}) - З_{\text{п}1} = 137660 \text{ руб} \quad (18),$$

Для цементно-песчаной смеси

$$\Delta\Pi_2 = (\Delta_2 - \text{Нпр}2) - (\Delta_0 - \text{Нпр}0) - \text{Зп}2 = 138520 \text{ руб.} \quad (19),$$

Индекс доходности

Индекс доходности ИД от реализации данных операций рассчитывается по формуле

Для уретанового предполимера

$$\text{ИД}1 = \frac{\Delta\Pi_1}{\text{Зп}1} = 1,6 \text{ руб/руб} \quad (20),$$

Для цементно-песчаной смеси

$$\text{ИД}2 = \frac{\Delta\Pi_2}{\text{Зп}2} = 4,7 \text{ руб/руб} \quad (21),$$

На основании проведённых расчётов можно сделать вывод, что применение цементно-песчаной смеси для крепления призабойной зоны пласта более эффективно по сравнению с закачкой уретанового предполимера. Несмотря на то, что прирост прибыли за год после проведения данных работ практически не отличается, индекс доходности цементно-песчаной смесью значительно выше, т.к. затраты на его реализацию значительно меньше.

4.4 SWOT-анализ

Для исследования внешней и внутренней среды проекта проведен SWOT-анализ. Он проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешне среде.

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны технологии (С)	Слабые стороны технологии (Сл)
1. Самая низкая цена в сравнении с другими методами борьбы с выносом механических примесей; 2. Удобен в транспортировке.	1. Трудности в эксплуатации; 2. Требования в подборе необходимой концентрации;
Возможности (В)	Угрозы (У)
1. Предотвращение разрушения ПЗП 2. Предотвращение выноса взвешенных частиц из пласта при резком запуске	1. Изобретение новых более дешевых и прочных смесей, с высокой проницаемостью

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Её использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Возможно использование этой матрицы в качестве одной из основ для оценки вариантов стратегического выбора.

Факторы помечаются либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Интерактивные матрицы проекта представлены в таблицах 10, 11, 12, 13.

Таблица 10 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны				
		С1	С2	С3
Возможности проекта	В1	+	+	+
	В2	+	0	+

При анализе интерактивной таблицы 8 определены сильные коррелирующие стороны и возможности: В1С1С2С3; В2С1С3.

Таблица 11 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны				
Возможности проекта		СЛ1	СЛ2	СЛ3
	B1	–	+	–
	B2	0	+	0

При анализе интерактивной таблицы 9 обнаружены корреляции слабых сторон и возможностей проекта: B1Сл2;B2Сл2.

Таблица 12 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны				
Угрозы проекта		С1	С2	С3
	У1	+	+	–
	У2	0	+	+

При анализе интерактивной таблицы 10 выявлены корреляции сильных сторон и угроз проекта: У1С1С2;У2С2С3.

Таблица 13 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны				
Угрозы проекта		СЛ1	СЛ2	СЛ3
	У1	0	+	+
	У2	+	+	–

При анализе интерактивной таблицы 1 выявлены корреляции слабых сторон и угроз проекта: У1СЛ2СЛ3; У2СЛ1СЛ2.

Заявленная технология имеет большой потенциал, высокую актуальность и эффективность. Из недостатков можно выделить требования в подборе концентрации и трудности в эксплуатации.

4.5 Разработка графика анализа технологии

В рамках планирования выпускной квалификационной работы необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Линейный график представлен в виде таблицы 14.

Таблица 14 – Календарный план выполнения работы

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
Ознакомление с темой работы	5	2.02.2021	9.02.2021	Гришкевич М.Н.

Продолжение таблицы 14.

Описание общей теоретической части по теме	16	9.02.2021	27.02.2021	Гришкевич М.Н. Чеканцева Л.В. (научный руководитель ВКР)
Изучение нормативно – технической базы	15	27.02.2021	14.03.2021	Гришкевич М.Н.
Изучение методов борьбы с мехпримесями	20	14.03.2021	3.04.2021	Гришкевич М.Н. Чеканцева Л.В. (научный руководитель ВКР)
Финансовый менеджмент	12	3.04.2021	15.04.2021	Гришкевич М.Н.
Социальная ответственность	19	15.04.2021	4.05.2021	Гришкевич М.Н.
Заключение	20	5.05.2021	26.05.2021	Гришкевич М.Н. Чеканцева Л.В. (научный руководитель ВКР)
Презентация	20	27.05.2021	8.08.2021	Гришкевич М.Н.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ож}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}, \quad (22),$$

где

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Место работы оператора находится на кустовой площадке нефтегазового промысла на открытом воздухе при любых погодных условиях и в любое время года. Из-за непрерывности нефтедобывающего производства они работают в ночные смены, в выходные и праздничные дни. Место их работы отличается достаточно высоким уровнем опасности, кроме того велика вероятность возникновения различных экстремальных ситуаций, которые создают угрозу здоровью работника. По этой причине мероприятия по оздоровлению и улучшению условий труда обязательны для проведения в производственном процессе. Необходимо создать наиболее благоприятные условия, необходимые для производительного труда и устранения причин профессиональных заболеваний и производственного травматизма, что возможно лишь при строгом следовании инструкциям по охране труда.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Рабочие смены оператора делятся на две, по 12 часов каждая, так как необходим постоянный контроль за состоянием скважин. Не допускаются к работе женщины, подростки и лица, не имеющие соответствующих допусков. Перед началом работы сотрудник должен быть снабжён спецодеждой в количестве двух комплектов. Продолжительность вахты не более одного месяца, с учетом выполнения работ и междусменного отдыха, также установлен суммированный учет рабочего времени по ТК РФ.

В добавок важным является то, что людям работающим вахтовым методом в районах крайнего севера и приравненные к ним другие районы, предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих: в районах крайнего севера, - 24 календарных дня; в местностях, приравненных к районам крайнего севера – 16 календарных дней.

Стандарт ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ устанавливает общие эргономические требования к рабочим местам при выполнении работ в положении стоя при

проектировании нового и модернизации действующего оборудования и производственных процессов.

Стандарт ГОСТ 21753 - 76 распространяется на рычаги управления систем человек-машина, предназначенные для выполнения ступенчатых переключений и плавного динамического регулирования одной или двумя руками, и устанавливает к ним эргономические требования.

Стандарт ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ распространяется на вновь проектируемое и модернизируемое производственное оборудование, применяемое во всех отраслях народного хозяйства, и устанавливает общие эргономические требования к нему. Стандарт не распространяется на транспортные средства и производственное оборудование, перемещающееся в процессе работы.

Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазовым оборудованием, которое должно отвечать требованиям надёжности и безопасности. Рабочая область должна соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.049-80 [31], которые учитывают удобное выполнение работ в различных положениях.

5.2 Производственная безопасность

Во время выполнения технологических операций работник может быть подвержен опасным и вредным факторам, способным нанести существенный вред его здоровью. Во избежание последствий воздействия данных факторов на здоровье работника, его рабочая зона должна быть устроена максимально безопасно, и воздействие данных факторов должно либо отсутствовать полностью, либо должно быть сведено к минимуму, и оставаться в неких допустимых масштабах. Для этого опасные и вредные факторы должны быть своевременно выявлены и по мере возможности устранены. В таблице 16 приведены опасные и вредные факторы для рассматриваемых в работе методов повышения эффективности очистки забоя скважины и ПЗП от механических примесей.

Таблица 16 — Основные факторы, воздействующие на персонал при увеличении эффективности очистки забоя и ПЗП скважины согласно ГОСТ 12.0.003-2015

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работы			Нормативные документы
	Разработка	Приготовление	Эксплуатация	
1. Неблагоприятные метеорологические условия	+	+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие Требования; ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны; ГОСТ 23000-78. Система «человек-машина». Пульты управления. Общие эргономические требования ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация; ГОСТ 12.2.00391 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования Безопасности; ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.
2. Недостаточная вентиляция и загазованность воздушной среды		+	+	
3. Воздействие шума, вибраций			+	
4. Содержание опасных веществ в воздухе	+	+	+	
5. Движущиеся машины и механизмы	+	+	+	

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов

Повышенная запыленность и загазованность воздушной среды

В процессе производственных операций по креплению ПЗП для повышения эффективности эксплуатации скважин при пескопроявлении

рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов, выделяемых различными транспортными средствами, которые также поднимают в воздух большое количество пыли, негативно влияющей на организм работника. Кроме того, рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов (попутный газ и испарения лёгких углеводородных соединений) источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов, а также разгерметизация элементов фонтанной арматуры, необходимых для проведения технологических операций.

В запыленном и загазованном воздухе дыхание становится затруднительным, доступ кислорода уменьшается, возникает вероятность возникновения лёгочных заболеваний.

Коллективные средства защиты - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы.

В случае превышения запыленности и загазованности рабочей зоны необходимо проводить мероприятия по предупреждению их воздействия на организм работника. К таким мероприятиям можно отнести герметизацию оборудования, контроль воздушной среды рабочей зоны, и средства индивидуальной защиты: фильтрующие противогазы, защитные маски, респираторы.

Повышенный уровень шума и вибраций

При проведении технологических операций на нефтегазовых промыслах оператор подвержен воздействию повышенного уровня шума и вибраций, способных навредить органам слуха. Предельно допустимый уровень шума на производственных объектах не должен превышать 80 дБ.

Для снижения воздействия повышенного уровня шума и вибраций на нефтегазовых промыслах необходимо рациональное планирование расположения технологических объектов, снижение уровня шума в его

источнике, рациональное планирование режима труда и отдыха работников, обеспечение работников средствами индивидуальной защиты: звукоизолирующие наушники, беруши, виброгасящая обувь, перчатки.

Недостаточная освещённость рабочей зоны

Проведение различных технологических операций на кустовых площадках, рабочем месте оператора, может занимать достаточно много времени, по этой причине работы могут проводиться в вечернее и в ночное время, когда уровень естественной освещённости очень низок. Согласно ГОСТ 12.01.003-83 [32] рабочие места, объекты, проезды и подходы к ним, проходы и переходы в темное время суток должны быть освещены.

Для освещения кустовых площадок используются прожекторы, подвешенные на определённой высоте, что необходимо для избегания их слепящего воздействия. Минимальная освещённость кустовых площадок должна быть не менее 13 лк [32].

Воздействие на организм человека химических веществ

При выполнении различных технологических операций на кустовых площадках, при работе со скважинами, работники подвержены воздействию токсических и раздражающих веществ. Это могут быть лёгкие, летучие фракции нефти, испарения нефти, попутный газ.

Совместное воздействие углеводорода и сероводорода в первую очередь поражает нервную систему человека. Углеводороды могут влиять на сердечно-сосудистую систему, эндокринный аппарат, нарушать функции печени, приводят к снижению в крови содержания гемоглобина и эритроцитов. Отравление парами нефти обычно сопровождается удушьем, головокружением, тошнотой, общей слабостью организма.

Для снижения рисков заболеваний и отравлений работники нефтегазового промысла должны быть снабжены средствами индивидуальной защиты. Данные средства должны защищать органы дыхания, зрения, руки, лицо, голову. Для этих целей выдаётся спецодежда, специальная обувь,

перчатки, фильтрующие противогазы, респираторы, защитные очки и прочие средства защиты.

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов Движущиеся машины и механизмы

При проведении работ по снижению пескопроявления скважины, проводят различные операции, например, крепление призабойной зоны пласта путём закачивания крупнозернистого песка или цементно-песчаной смеси в пласт при давлении гидроразрыва пласта. Для этого используется большое количество различных транспортных средств и агрегатов на базе автомобилей, вследствие чего возникает вероятность травматизма для работников со стороны движущихся машин и механизмов. Техника безопасности при проведении производственных работ, правильное расположение рабочих агрегатов относительно скважин и относительно друг друга регулируется согласно ПБ 08-624-03 [33].

Пожаробезопасность

Нефтегазовые промыслы особенно подвержены возникновению пожаров и опасных взрывов. Чтобы избежать опасных ситуаций территория нефтегазового комплекса должна быть всегда в чистоте и порядке, легковоспламеняющиеся предметы должны храниться в изоляции, бытовой мусор должен утилизироваться, не допускается хранение нефти и нефтепродуктов в открытом виде, в ямах и открытых резервуарах.

Для предупреждения пожаров все нефтегазопромысловые объекты должны быть оборудованы системами пожарной безопасности, современными автоматическими средствами сигнализации, автоматическими стационарными системами тушения пожаров, первичными средствами пожаротушения. Данные правила безопасности регламентируются согласно ГОСТ 12.2.003-91 [34].

Электробезопасность

Индивидуальные основные изолирующие электрозащитные средства способны длительно выдерживать рабочее напряжение электроустановок,

поэтому ими разрешается касаться токоведущих частей под напряжением. В установках до 1000 В – это диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками. Индивидуальные дополнительные электрозащитные средства обладают недостаточной электрической прочностью и не могут самостоятельно защитить человека от поражения током. Их назначение – усилить защитное действие основных изолирующих средств, с которыми они должны применяться.

В установках до 1000 В – диэлектрические боты, диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки. Основные требования к электробезопасности на предприятиях представлены в ГОСТ Р 12.1.019-2009 [35].

5.3 Экологическая безопасность

Защита атмосферы

Большая часть выбросов на нефтегазовых промыслах, порядка 70-75% , приходится на атмосферу. При добыче нефти от кустовых площадок выделяются загрязняющие вещества (ЗВ), которые складываются из выбросов через неплотности фланцевых соединений, запорно-регулирующей арматуры скважин и замерной установки (ЗУ), а также сальниковых уплотнений.

Одним из основных источников выбросов загрязняющих веществ являются факельное хозяйство, предназначенное для сжигания газа при работе оборудования. Также влияние на загрязнение атмосферы оказывают выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания автомобилей промысла, и различных технологических установок.

Для предотвращения неконтролируемых выбросов в атмосферу проводят полную герметизацию оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа, осуществляют контроль швов сварных соединений трубопроводов, проводят защиту оборудования от коррозии, утилизируют попутный газ.

Защита гидросферы

Порядка 20% [36] всех углеводородных выбросов на нефтегазовых промыслах приходится на гидросферу. Помимо углеводородов в различные водные источники так же попадают соединения серы, азота, кислорода, которые также негативно влияют на водные ресурсы.

Отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти и вод с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

Для предотвращения выбросов нефти и нефтепродуктов в водоёмы необходимо проведение целого ряда различных мероприятий. В первую очередь запрещается сброс сточных вод в водные объекты. Необходимо вынесение объектов из экологически уязвимых зон. Система сбора и транспорта продукции скважин должна быть надёжно герметизирована. Переходы трубопроводов через водные преграды должны осуществляться подземно. Отсыпка кустовых площадок осуществляется с учетом поверхностной системы стока. Сбор разлившихся нефтепродуктов необходимо проводить в аварийную емкость с последующей перекачкой на УПН. Необходимо осуществлять биологическую очистку хозяйственно-бытовых стоков, при ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор.

Защита литосферы

При освоении и прокладки новых дорог, соединяющих технологические комплексы месторождений, обустройство новых трубопроводов и другие организационные работы оказывают влияние на поверхностный слой почвы, заставляя его разрушаться под колесами и гусеницами автотранспорта, под весом колон труб и высоких буровых мачт, а также другой строительной техники и оборудования.

Для почв предусмотрены предельно-допустимые значения концентраций вредных химических соединений, основные из которых представлены в таблице 17.

Таблица 17 – ПДК вредных химических веществ в почве ГН 2.1.7.2041-06 [37].

Вещество	ПДК, мг/кг	Показатель вредности
Бензин	0,1	Воздушно-миграционный
Диметилбензолы	0,3	Транслокационный
Сероводород	0,4	Воздушно-миграционный
Серная кислота	160	Общесанитарный
Этенилбензол	0,1	Воздушно-миграционный

Планирование экологической защиты литосферы начинается на стадии проектирования строительства нефтегазового комплекса согласно СНиП 11-01-95 [38]. Если всё же загрязнение почвы неизбежно, то необходима её последующая рекультивация.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В основе аварий могут лежать как технические причины, так и человеческий фактор, а также могут быть следствием экологических и стихийных факторов. На нефтегазовых промыслах из всех чрезвычайных ситуаций наиболее вероятны и опасны пожары и взрывы. Причиной возникновения пожара может открытый огонь, искра, трение, удары, перегревы деталей механизмов, неисправностей в электроснабжении.

Чтобы не допустить пожароопасной ситуации все объекты на промысле должны быть правильно расположены относительно друг друга: от устья скважины до общественных зданий расстояние должно быть не менее 500 м, до насосных станций и резервуаров от 40 м, до газокompрессорной станции – 60 м. Всё электрооборудование на промысле должно проходить своевременную проверку, работать с ним должны только специально обученные люди и персонал, прошедший инструктаж. Все установки на промысле должны быть снабжены системами противопожарной сигнализации и противопожарной автоматикой НПБ 88-2001 [39].

В случае возникновения открытого огня необходимо его ликвидировать средствами первичного пожаротушения: огнетушителями, струёй воды, изоляцией огня от кислорода и т.д. Если тушение открытого огня не представляется возможным, в связи с его площадью и интенсивностью, необходима срочная эвакуация рабочего персонала по заранее разработанному плану действий согласно ГОСТ Р 22.3.03-94 [40], который включает в себя стратегию эвакуации рабочих и пункт сбора, систему оповещений и радио- и телефонной связи, укрытие рабочего персонала в специальные помещения, предназначенные для защиты в случае таких ситуаций, использование СИЗ в случае необходимости, оказание медицинской помощи пострадавшим, организация аварийно-спасательных работ в зонах ЧС.

Чтобы снизить вероятность возникновения ЧС необходим комплекс по предупреждению подобных ситуаций. К нему можно отнести - повышение надежности технологического оборудования, совершенствование рабочих процессов, своевременное обновление используемых материалов, агрегатов и установок, применение высококачественного сырья и материалов, участие в работах высококвалифицированного персонала.

Выводы по разделу

В ходе проделанной работы были оценены вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье и состояние персонала при проведении операций по очистке забоя и уменьшению выноса механических примесей. К ним относятся: промывание кислотами, укрепление забоя скважины. При осуществлении работ велика вероятность выделения вредоносных веществ, которые влияют на здоровье персонала. Поэтому важно выполнение всех требований мер безопасности. СИЗ на каждого члена бригады и один запасной для того, чтобы избежать опасное воздействие химических реагентов. Также необходима спец одежда, каска так как основная работа происходит с агрегатами. Все это уменьшает воздействие опасных факторов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Был проведен анализ существующих методов борьбы с механическими примесями, рассмотрены все разновидности, с целью выявления самой технологически эффективной из них. При максимальном снижении проявления механических примесей значительно увеличивается межремонтный период и уменьшаются затраты на ремонт.

Для максимальной нейтрализации последствий проявления механических примесей в этой работе предложено использование совместное использование нескольких различных методов борьбы. На основании проведенного анализа сделан вывод, что на X месторождении следует применить метод крепления призабойной зоны скважины путем закачки полимера «ИПНГ-ПЛАСТ 2», который укрепляет призабойную зону и препятствует выносу песка из скважины. Применение с уже используемыми технологиями борьбы с механическими примесями увеличивает эффективность.

Был проведён экономический расчёт эффективности методов крепления призабойной зоны скважины закачкой уретанового предполимера и полимера «ИПНГ-ПЛАСТ 2», в результате которого выяснилось, что последний метод более эффективный и экономически выгодный. Также в данной работе были освещены основные обстоятельства, влияющие на окружающую среду, опасные и вредные производственные факторы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Способы снижения механических примесей в скважиной жидкости // Журнал Евразийский Союз Ученых URL: <https://euroasia-science.ru/tehnicheskie-nauki/sposoby-snizheniya-mexanicheskikh-prime/> (дата обращения: 15.04.2021)
2. Механические примеси в нефти // <https://lektsia.com> URL: <https://lektsia.com/6x7c54.html> (дата обращения: 11.04.2021)
3. Механические примеси в нефти и нефтепродуктах // <https://mybiblioteka.su/> URL: <https://mybiblioteka.su/3-7086.html> (дата обращения: 28.03.2021)
4. Механические примеси в нефти и нефтепродуктах // <https://mybiblioteka.su/> URL: <https://mybiblioteka.su/3-7086.html> (дата обращения: 28.03.2021)
5. Механические примеси в нефти и нефтепродуктах // <https://studizba.com/> URL: <https://studizba.com/lectures/107-himija/1426-neftehimija/26310-23-mexanicheskie-primesi-v-nefti-i-nefteproduktah.html> (дата обращения: 26.03.2021)
6. Анализ осложнений в эксплуатации пескопроявляющих скважин и средства защиты насосного оборудования // <https://studref.com> URL: https://studref.com/570470/geografiya/obzor_literaturnyh_istochnikov_promyslovyh_dannyh_usloviyah_peskoproyavleniya_skvazhinah (дата обращения: 23.03.2021)
7. Обзор литературных источников и промысловых данных об условиях пескопроявления в скважинах // <https://studref.com> URL: https://studref.com/570470/geografiya/obzor_literaturnyh_istochnikov_promyslovyh_dannyh_usloviyah_peskoproyavleniya_skvazhinah (дата обращения: 23.03.2021)
8. Способы снижения механических примесей в скважиной жидкости // Журнал Евразийский Союз Ученых URL: <https://euroasia-science.ru/tehnicheskie-nauki/sposoby-snizheniya-mexanicheskikh-prime/> (дата обращения: 12.04.2021)
9. Технология очистки фильтра на приеме насоса без подъема оборудования // <https://studref.com> URL: <https://studref.com/570485/geografiya/teh>

nologiya ochistki filtra prieme nasosa podema oborudovaniya (дата обращения: 7.04.2021)

10. Конструкция фильтров призабойной части скважины // Статья <https://cyberleninka.ru/> URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/konstruktsiya-filtrov-prizaboynoy-chasti-skvazhin/viewer>
11. Репин Н. Н. Эксплуатация глубинно-насосных скважин. - М.: Недра, 1971.
12. Смирнов Н. И., Смирнов Н. Н., Горланов С. Ф. Научные подходы к повышению надежности УЭЦН // Инженерная практика. - №2.-2010.-С. 14-18.
13. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин / Ю. М. Басарыгин, В. Ф. Будников, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков. - М., 2001.
14. Скважинные насосные установки для добычи нефти // В. Н. Ивановский, В. И. Дарищев, А. А. Сабиров, В. С. Каштанов, С. С. Пекин. - М., 2002.
15. Крепление горных пород // Научная статья <https://studref.com> URL: https://studref.com/570473/geografiya/kreplenie_gornyh_porod (дата обращения: 03.05.2021)
16. Эксплуатация добывающих скважин южной лицензионной территории X месторождения в условиях выноса механических примесей / С. А. Шмидт, Б. В. Парфенов, И. Я. Дельман, А. А. Шмидт // Нефтяное хозяйство. - № 12. - 2006. - С. 68-69.
17. Зимницкий В. А., Умова В. А. Лопастные насосы: справочник. - Л.: Машиностроение, 1986. - С. 3-4.
18. Адонин А. И. Процессы глубинно-насосной нефтедобычи. - М.: Недра, 1964.
19. Пирвердян А. М. Защита скважинного насоса от газа и песка. - М.: Недра, 1986.

20. Афанасьев А. В. Использование технологии крепления призабойной зоны скважины «ЛИНК» для ограничения выноса песка // Инженерная практика. - № 2. - 2010. - С. 38^48.
21. Новая технология защиты электроцентробежного насоса от влияния механических примесей / В. С. Вербицкий, А. Н. Дроздов,
22. Гарифуллин А. Р. Опыт борьбы с мехпримесями в ООО «РН - Юганскнефтегаз» // Инженерная практика. - № 2. - 2010. - С. 20-25.
23. Г.А. Габриэляц «Геология нефтяных и газовых месторождений». М.: Недра, 1984 г.1.
24. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. М.: Недра, 1981. 143 с.
25. Гидрогеология СССР том 16. Западно-Сибирская равнина. М.: Недра, 1970. 368 с.
26. Геологический отчёт по X месторождению за 1998 г.
27. Протокол заседания ГКЗ РФ от 16.05.1997 г. № 427. Рассмотрение материалов подсчета запасов нефти и растворенного газа ЮЛТ X месторождения выполненных ОАО —Югранефть и Амоко Евразия Петролеум Компании.
28. Сабиров А.А., Соколов Н.Н., Донской Ю.А., Булат А.В., Якимов С.Б., Строев В.С. О возможности использования десендеров в борьбе с песком // Территория нефтегаз. – Москва, 2010. – №3. – С. 74 – 76.
29. Комплексный метод борьбы с механическими примесями // Научная статья URL: http://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/31909/1/conference_tpu-2016-S11_V2_p304-306.pdf (дата обращения: 22.02.2021)
30. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение // Учебно-методическое пособие URL: https://portal.tpu.ru/SHARED/s/SPIC_YNA/study/financial_management/Tab1/1%20MY_VKR_Bachelor_FinManagement.pdf (дата обращения: 26.02.2021)
31. ГОСТ 12.2.049-80 «Оборудование производственное. Общие эргономические требования»;

32. ГОСТ 12.01.003-83 «Шум. Общие требования безопасности»;
33. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
34. ГОСТ 12.2.003-91 «Оборудование производственное. Общие требования безопасности»;
35. ГОСТ Р 12.1.019-2009 «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»;
36. ГОСТ 12.4.011-89 «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация»;
37. ГН 2.1.7.2041-06 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве. Гигиенические нормативы»;
38. СНиП 11-01-95 «Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений»;
39. НПБ 88-2001 «Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования»;
40. ГОСТ Р 22.3.03-94 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения».