

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Инженерная школа	Природных ресурсов
Отделение	Нефтегазовое дело
Направление	21.03.01 Нефтегазовое дело
Профиль	Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

**СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ПЕСКОПРОЯВЛЯЮЩИХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

УДК 622.245.54-729.3(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Кегелик Андрей Александрович		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульниковая Маргарита Радиевна	к.г.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2018

Министерство образования и науки Российской Федерации
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа	Природных ресурсов
Отделение	Нефтегазовое дело
Направление	21.03.01 Нефтегазовое дело
Профиль	Обслуживание и эксплуатация объектов добычи нефти

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Г	Кегелику Андрею Александровичу

Тема работы:

Оценка эффективности методов выравнивания профиля приёмистости нагнетательных скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1750/с от 14.03.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2018
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Обзор и анализ существующих технологий по ограничению выноса песка.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Эффективная разработка месторождений с применением технологий ограничения пескопроявления; обобщенное современное представление о методах и технологиях борьбы с выносом песка; обзор наиболее распространенных механических, физико-химических и химических методов, применяемых для борьбы с пескопроявлением.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.г.н. Цибульникова Маргарита Радиевна
«Социальная ответственность»	Ассистент ООД. Немцова Ольга Александровна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:
Теоретическое обоснование необходимости борьбы с пескопроявлением при эксплуатации скважин
Технологические особенности методов борьбы с выносом песка
Выбор оптимального метода борьбы с выносом песка на месторождениях Западной Сибири
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	18.02.2018
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			18.02.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Кегелик Андрей Александрович		18.02.2018

Обозначения, определения и сокращения

НКТ– насосно - компрессорные трубы;

ПЗП– призабойная зона пласта;

ШГНУ– штанговая глубинная насосная установка;

ЭЦНУ– электроцентробежная насосная установка;

ФСЩ– фильтр скважинный щелевой;

ПЭД – погружной электродвигатель;

ФСМ – фильтр сетчатый муфтовый;

ФСМП – фильтр самопромывной микропроволочный;

УПС – установка промывная скользящая;

ГРП – гидроразрыв пласта;

ЦКС – цементно-карбонатная основа;

КФК – карбамидоформальдегидный концентрат;

КРС– капитальный ремонт скважины.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 83 страницы, в том числе 15 рисунков, 14 таблиц. Список литературы включает 17 источников.

Ключевые слова: нефть, газ, пескопроявление, вынос песка, слабосцементированные породы, щелевые фильтры, гравийные фильтры, сетчатые фильтры, химические составы.

Объектом исследования являются добывающие скважины, на которых наблюдается пескопроявление.

Цель работы – рассмотреть методы борьбы с выносом песка на забой скважины на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

В процессе исследования были рассмотрены современные методы и технологии борьбы с пескопроявлением на месторождениях Западной Сибири.

Область применения: данные технологии целесообразно применять при заканчивании скважин на месторождениях со слабосцементированными коллекторами, а на заключительной стадии разработки их применение приобретает первостепенное значение.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1. ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ БОРЬБЫ С ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЕМ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН	8
1.1. Оценка устойчивости пород призабойной зоны добывающих скважин	9
1.2. Анализ методов борьбы с пескопроявлением	10
1.3. Современное состояние и методы борьбы с пескопроявлением на месторождениях Западной Сибири.....	12
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ВЫНОСОМ ПЕСКА	16
2.1. Геологические особенности месторождений в условиях повышенного выноса песка	16
2.2. Технологические особенности механических методов предупреждения пескопроявления	19
2.3. Технологические особенности физико-химических методов предупреждения пескопроявления	35
2.4. Технологические особенности химических методов предупреждения пескопроявления	37
3. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО МЕТОДА БОРЬБЫ С ВЫНОСОМ ПЕСКА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.....	55
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	58
4.1. Расчет затрат на мероприятие	58
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	64
5.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования	64
5.2. Экологическая безопасность	76
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	78
5.3.1. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследования.....	78
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	79
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	81
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	82

ВВЕДЕНИЕ

Эксплуатация скважин влечет за собой множество проблем, решение которых необходимо для нормального функционирования всего комплекса. Одной из них является пескопроявление, когда в скважинах, пласты которых образованы слабосцементированными породами происходит разрушение призабойной зоны и совместно с флюидом в скважину поступает песок. Это приводит к образованию песчаных пробок, а также выносу песка по дальнейшей технологической цепочке, что приводит не только к снижению дебитов, но и к износу внутрискважинного и наземного оборудования и, как следствие, увеличению экономических потерь вследствие снижения производительности, затратам на текущий и капитальный ремонт скважин, очистку флюида от механических примесей. Существует множество способов борьбы с выносом песка. Следует учитывать, что у каждого из них есть свои достоинства, недостатки и особенности, в зависимости от которых каждый из способов может быть как эффективен, так и бесполезен в той или иной ситуации. Например, при использовании химических способов борьбы с пескопроявлением, следует иметь ввиду возможность негативных последствий взаимодействия рабочих агентов с внутрислоевым флюидом, что может негативно сказаться на дальнейшей эксплуатации скважины.

Актуальность работы. На нефтяных залежах пескопроявление является причиной, приводящей к значительному количеству подземных и капитальных ремонтов и часто выводящей скважины из эксплуатации. Поэтому на устранение данных осложнений затрачиваются значительные трудовые и материальные ресурсы. Постановка и решение задач снижения пескопроявлений представляет большой интерес, как с научной, так и с практической точки зрения в связи с завершающим этапом их разработки.

1. ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ БОРЬБЫ СПЕСКОПРОЯВЛЕНИЕМ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН



Рисунок 1 - Проблемы, вызванные выносом песка

Для осуществления эффективных мероприятий по устранению вредных последствий пескопроявлений по всей технологической цепочке: нефтеносный пласт - нефтяная скважина - нагнетательная скважина - продуктивный пласт, необходимо установить причины пескопроявлений в первичном источнике, т.е. на забое нефтяных скважин. Песок, попадая через забой нефтяной скважины, проходит через цепочку взаимосвязанных технологий и оборудования, реализующего процесс добычи, очистки и транспортировки нефти

"В процессе миграции песчинки, попавшие в технологическую цепочку, на всем пути следования образуют "песчаный наждак", который своим воздействием может принести нежелательные последствия: от

засорения призабойной зоны добывающих скважин до износа оборудования вплоть до окончательной его поломки. Затраты на предотвращение и ликвидацию пескопроявлений в добывающих скважинах во много раз ниже затрат на мероприятия по ремонту и очистке оборудования, утилизации песка и т.д.

Известно, что частицы породы на забое скважины находятся в сложном напряженном состоянии и небольшие изменения забойного давления или приложение переменных нагрузок могут привести к изменению полей напряжений и деформаций, а при фильтрации флюида в слабосцементированных породах к активным пескопроявлениям." [1]

1.1. Оценка устойчивости пород призабойной зоны добывающих скважин

"Основной причиной разрушения призабойной зоны является завышенная величина градиента давления на стенки скважины и скорость фильтрации жидкости. Давление и величина скорости фильтрации определяются расстоянием рассматриваемой точки поля от оси скважины. Водоносный горизонт можно разделить на две области - возмущенную и невозмущенную.

Возмущенная область расположена между радиусом скважины r_1 и цилиндрической поверхностью, радиус которой r_2 равен радиусу влияния скважины R_c . Можно допустить, что внутри возмущенной области распределение давления соответствует квазистационарному режиму фильтрации. За пределами возмущенной зоны давление почти равно пластовому. На рисунке 2 приведена расчетная схема для исследования устойчивости пород выносу песка." [1]

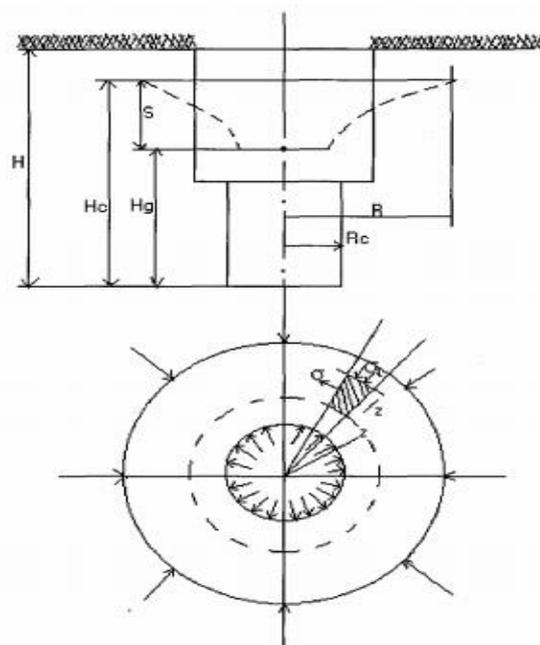


Рисунок 2- Схема нефтяной скважины: r_c - радиус скважины, r - текущий радиус, H - глубина скважины H_c - статический уровень, H_g - динамический уровень, S - глубина откачки

1.2. Анализ методов борьбы с пескопроявлением

Выстраивая цепочку особенностей, начиная с выявления причин пескопроявлений при бурении и эксплуатации скважин, а также влияния песчаной пробки на дебит скважины к методам борьбы с пескопроявлениями, необходимо учитывать и тот факт, что пескопроявления в некоторых ситуациях могут играть и положительную роль.

Например, при эксплуатации пластов, имеющих малую мощность, которые сложены из малопроницаемых пород, вынос песка и частичек разрушенных пород приводит к увеличению проницаемости призабойной зоны, и, следовательно, к увеличению дебита скважины.

Исходя из этих позиций, существующие методы эксплуатации пескопроявляющих скважин можно условно разделить на две большие группы:

1. методы эксплуатации скважин с выносом песка на поверхность;
2. методы эксплуатации с предотвращением выноса песка из пласта;

"Для первой группы методов характерным является применение различных технико-технологических решений по обеспечению очистки призабойной зоны от песка. Придавая большое значение указанной проблеме, ученые-нефтяники провели многочисленные исследования по вопросам псевдосжижения песка, применения полых штанг, гидрозащиты глубинных насосов, использования различных типов сепараторов и др.

Недостатком всех указанных выше методов является кавернообразование, разрушение и обвал призабойной зоны пласта в связи с выносом песка." [1]

Методы, относящиеся ко второй группе, более эффективны в борьбе с пескопроявлениями. В их основе лежит принцип предотвращения выноса песка в скважину. С этой целью применяют химические, физико-химические, механические методы, а также их комбинации для крепления пород пласта в призабойной зоне скважин.

На рисунке 2 представлены конструкции забоев скважин, предназначенных для предотвращения выноса песка в слабосцементированных коллекторах, представленных мелко-, средне- и крупнозернистыми песчаниками.

Конструкции забоев скважин выбираются исходя из прочности пород, условий их залегания и других факторов и имеют следующие особенности:

1. Включение зацементированной эксплуатационной колонны и внутрискважинного забойного фильтра, устанавливаемых в интервале перфорации (рис. 2, а).

2. Предварительно расширенный ствол против продуктивного пласта, перфорированная потайная колонна-фильтр и гравийная набивка в кольцевом пространстве (рис. 2, б).

3. Искусственный фильтр из проницаемого тампонажного материала против продуктивного объекта (рис. 3 в, г, д).

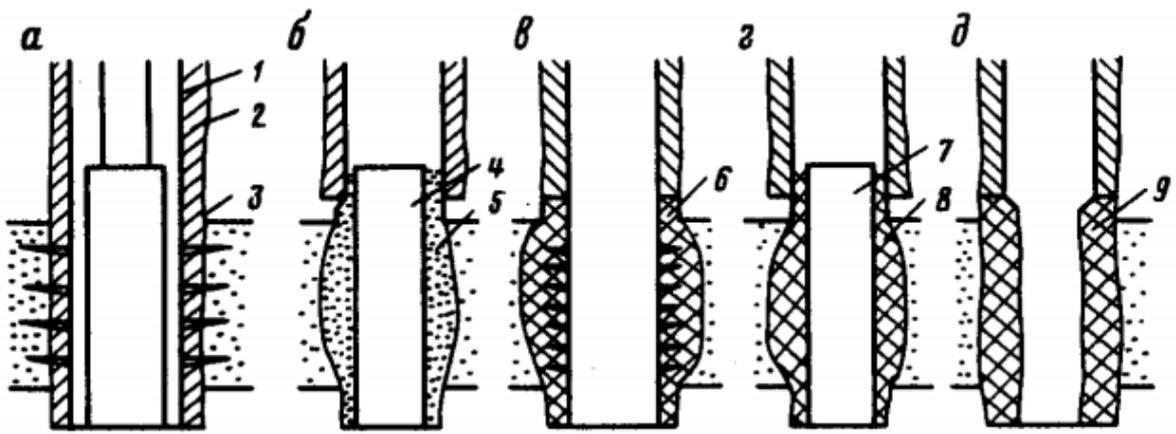


Рисунок 3- Конструкции забоев скважин для предотвращения выноса песка: 1- эксплуатационная колонна, 2 - цементный камень; 3 - ствол скважины; 4, 7- потайная колонна-фильтр; 5 - гравийная набивка; 6, 8, 9 - искусственный фильтр из проницаемого тампонажного материала

"Конструкция забоя, изображенная на рис. 3, в, создается при первичном цементировании эксплуатационной колонны путем последовательного закачивания тампонажного раствора и проницаемого состава, и перфорацией обсадной колонны без нарушения целостности искусственного фильтра.

Конструкции, приведенные на рис. 3, г, д, создаются путем спуска обсадной колонны до кровли продуктивного пласта, вскрытия продуктивного пласта с последующим расширением ствола и заполнением расширенной части проницаемым тампонажным составом." [4]

1.3. Современное состояние и методы борьбы с пескопроявлением на месторождениях Западной Сибири

Решение проблемы борьбы с выносом песка в ствол скважины связано с необходимостью предотвращения пробкообразования при испытании и эксплуатации скважин, повышения их производительности, уменьшения затрат на капитальный и текущий ремонт.

Изучение многолетнего промыслового опыта борьбы с пескопроявлением показало, что наиболее рациональными путями борьбы с

выносом песка являются следующие методы, которые можно разделить на две группы:

- использование фильтров различной конструкции (гравийные, проволочные, щелевые и т.д.);
- закрепление пород призабойной зоны с помощью различных способов и материалов (тампонажные составы, смолы, химические растворы и т.д.).

На рисунке 4 представлены основные методы эксплуатации скважин с пескопроявляющими коллекторами.

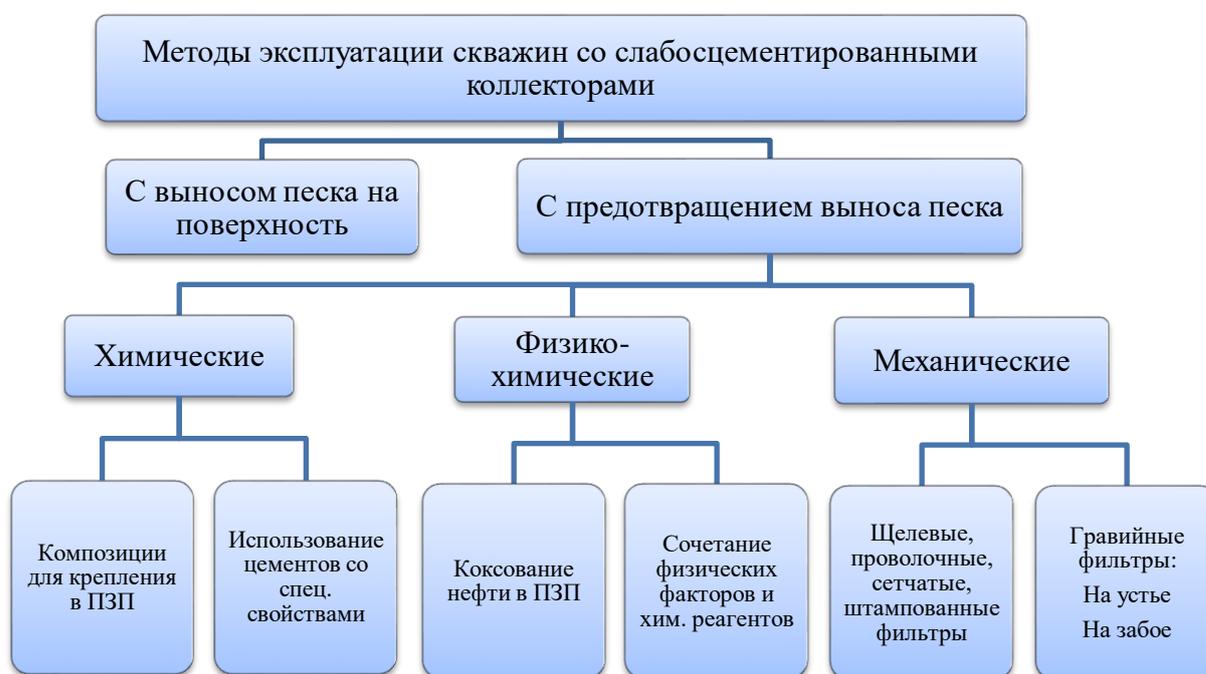


Рисунок 4- Методы эксплуатации скважин со слабосцементированными коллекторами

Для выбора оптимального способа борьбы с выносом песка в скважину необходимо учитывать ряд факторов. Так, большое значение имеет конструкция забоя скважин. При заканчивании скважин с открытым забоем, как правило, используются механические или комбинированные способы. Химические методы закрепления песка применяются, в основном, в новых скважинах, где еще не успели образоваться каверны из-за выноса песка. При

выборе способа борьбы с выносом песка также учитываются и температурные ограничения. При использовании химических методов допускаемый интервал температур варьируется от 16 до 175°C, в то время как для механических методов таких ограничений нет, за исключением тех случаев, когда при образовании набивок используются нефть или загущенные растворы.

Таблица 1 - Матрица критериев применимости методов защиты от песка

Методы защиты		Суть технологии	Область защиты	Критерии применения
Без защиты		-	-	Маломощные пласты сложенные из малопроницаемых пород
Механические	Применение фильтрующих систем, шламоуловителей	Установка фильтров и другого оборудования ниже и выше насоса для предотвращения попадания в него песка	Прием насоса, насос	Слабый и умеренный вынос песка без пересыпания забоя
Химические	Закачивание смол и их композиций в ПЗП	Создание пористого экрана в пласте для предотвращения разрушения коллектора	Интервал перфорации, Прием насоса, насос	Интенсивный вынос песка с пересыпанием забоя
	Применение специальных цементов			
Физико-химические	Применение RCP проппанта	Создание проппантной упаковки за эксплуатационной колонной и в пласте	Интервал перфорации, прием насоса, насос	Интенсивный вынос песка с пересыпанием забоя и образованием каверн
	Коксование нефти в ПЗП	Создание проницаемого и пористого фильтра		Слабый и умеренный вынос песка без пересыпания забоя

К технологическим методам предотвращения пескопроявления в скважинах относится, прежде всего, регулирование отборов флюидов из скважины. При этом определенное значение имеет вязкость флюида в пластовых условиях. Чем большей вязкостью обладает флюид, тем меньшее значение градиента давления может быть критическим, то есть таковым, при котором начинается вынос песка.

"Более эффективны методы борьбы с пескопроявлением, в основе которых лежит принцип предотвращения выноса песка в скважину. С этой целью применяются химические, физико-химические, механические методы и их комбинации для крепления пород пласта в призабойной зоне скважин.

К механическим методам относятся противопесочные фильтры различной конструкции. Это гравийно-намывные, каркасно-гравийные, многослойные сетчатые, гравийно-набивные и др.

К физико-химическим относятся методы закрепления коллекторов путем коксования нефти в призабойной зоне, а также сочетание физических и химических методов, например создание проппантного фильтра в призабойной зоне скважины.

Химические методы основаны на искусственном закреплении призабойной зоны пласта смолами, цементом с соответствующими наполнителями." [4]

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ВЫНОСОМ ПЕСКА

2.1. Геологические особенности месторождений в условиях повышенного выноса песка

Достаточно часто структура геологического пласта в области месторождения ценных ископаемых представляет собой один или несколько песчаных слоев со слабоцементированными коллекторами, и в ходе работы можно легко повредить ствол скважины, спровоцировать выбросы песка, в целом снизить эффективность разработки.



Рисунок 5 - Классификация коллекторов

Основные причины, по которым могут получиться пескопроявления, классифицируются следующим образом:

- Группа причин, спровоцированная особенностями слоев и свойствами пород, из которых состоит почва в данном месте. К этим причинам относятся своеобразные показатели давления, степень зацементированности, состав породы, ее пористость, способность впитывать жидкость, процентное соотношение газа и влаги в составе.

- Группа причин, связанных с технологическими причинами: техника бурения, особенности заканчивания и разработки конкретной скважины, фильтрационная скорость, особенности вскрытия породы, нормативы по содержанию песка и т.д.

К примеру, в скважине небольшой глубины на слабоцементированной почве процессы пескопроявления выражаются чаще всего деформациями слоев призабойной области, поскольку сохранность данных пластов зависят от их прочности и состава. На более глубоких скважинах пескопроявление обусловлено и другими факторами: повышенным горным давлением, наличием смолистых элементов в самой нефти в пластах.

Решение проблемы выноса песка осложняется тем, что борьбу с ней начинают вести на поздней стадии – стадии эксплуатации скважин, когда призабойная зона пласта (ПЗП) уже сильно дренирована. В то же время известно, что значительные результаты по предотвращению пескопроявлений можно получить при проведении работ на стадии заканчивания скважин бурением. Но, так как это ведет к увеличению затрат на капитализацию объекта, провести данные мероприятия при строительстве каждой скважины не представляется возможным.



Рисунок 6 - Причины разрушения неустойчивых коллекторов и выноса песка

2.2 Технологические особенности механических методов

предупреждения пескопроявления

К механическим методам относится установка на забое скважины механических фильтров различной конструкции. В настоящее время разработано множество видов скважинных фильтров, но наибольшее распространение получили каркасно - стержневая, кольчатая и перфорационная конструкции (рисунок 7). Они изготавливаются из стандартных труб с прорезанными в них отверстиями; с проволочной обмоткой; набивные забойные фильтры, заполняемые песком или другими материалами на поверхности; гравийные набивки из отсортированного песка, образуемые путем заполнения затрубного пространства в интервале залегания продуктивного пласта. Первые три конструкции фильтров обеспечивают задержание уже вынесенного песка, но они быстро разрушаются. Гравийные набивки обеспечивают искусственное закрепление пород в ПЗП.



Рисунок 7 - Типы фильтров

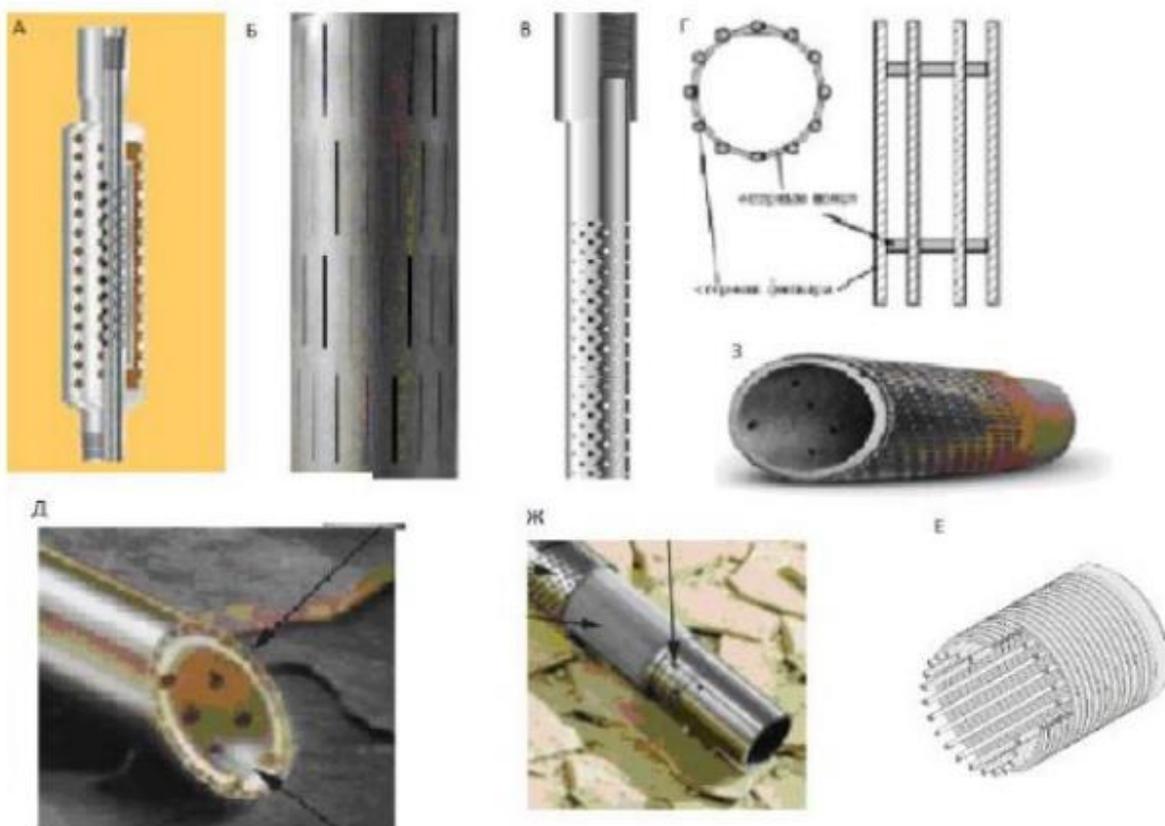


Рисунок 8 - Конструктивные схемы скважинных фильтров: А - гравийный фильтр; Б - щелевой фильтр; В - перфорированный фильтр; Г - схема каркасно-стержневого фильтра; Д - проволочный скважинный фильтр; Ж - сетчатый скважинный фильтр; З - щелевой фильтр; Е - фильтр с опорным элементом

В таблице 2 представлены фильтры, получившие наиболее широкое распространение среди нефтедобывающих компаний Западной Сибири, а на рисунке 8 представлены схемы расположения применяемых фильтров для борьбы с выносом песка в добывающих скважинах.

Таблица 2 - Сводная таблица фильтров различной конструкции

Группа	Наименование	Производитель	Краткое описание	Фильтрационный элемент	Тонкость фильтрации, мкм
Забойные	Фильтр скважинный ФС-73	ОАО «ТЯЖПРОЕКТ»	Щелевой фильтр, устанавливаемый в зоне перфорации с помощью отсекающего пакера зПОМ-Ф и комплектов проводников (два переводника - нижний безопасный и верхний с левой резьбой)	Высоколегированная сталь	300
Под УЭЦН	Фильтр насадка ФНТ	ЗАО «ПОСТРОНГ»	Щелевой фильтр с пакером ПРС-146, устанавливается под УЭЦН. Крепится к корпусу ПЭД	Высокопрочная профилированная нержавеющая сталь	200
В составе УЭЦН	ШУМ	ЗАО «НОВОМЕТ-Пермь»	Работает в составе погружной установки в качестве дополнительной модуль - секции. Устанавливается между входным модулем или газосепаратором и нижней секцией насоса	Для взвешенных твердых частиц	Все размеры
	МВФ	ЗАО «НОВОМЕТ-Пермь»	Работает в составе погружной установки в качестве дополнительной модуль - секции, где выполняет роль входного модуля. Устанавливается между гидрозащитой и нижней секцией ЭЦН. Также возможна установка только газосепаратора без входного модуля.	Многослойный	250
	ЖНШ	ЗАО «НОВОМЕТ-Пермь»	Щелевой фильтр, работает в составе погружной установки вместо входного модуля. Устанавливается между гидрозащитой и нижней секцией ЭЦН. Возможна установка только газосепаратора без входного модуля.	Высокопрочная профилированная нержавеющая сталь	200
	ЖНША	ОАО «Алнас»	Щелевой фильтр, работает в составе погружной установки вместо входного модуля. Устанавливается между гидрозащитой и нижней секцией ЭЦН. Возможна установка только газосепаратора без входного модуля.	Высокопрочная профилированная нержавеющая сталь	200

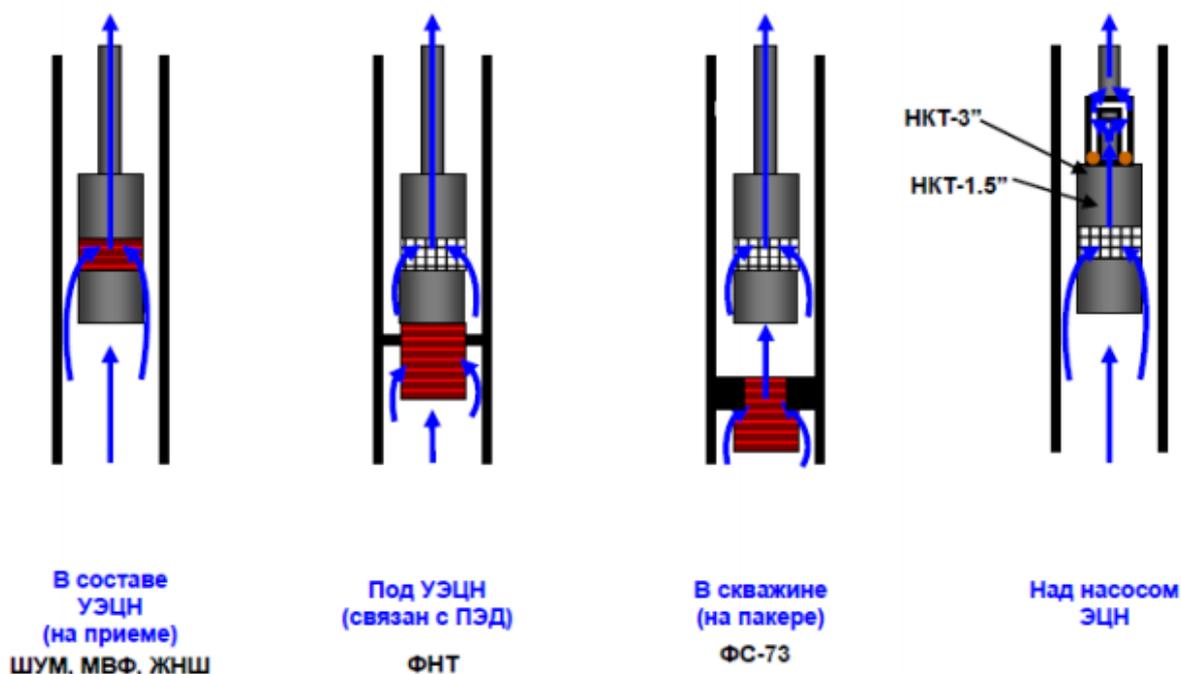


Рисунок 9 - Возможные варианты установки фильтров в добывающих скважинах

Гравийные фильтры

Создание гравийных фильтров является наиболее эффективным и перспективным механическим способом предотвращения пескопроявлений при заканчивании скважин бурением. Сущность технологии заключается в следующем. Бурится и крепление скважины происходит до кровли продуктивного горизонта, затем, при помощи долота меньшего диаметра, вскрывается продуктивный пласт. После этого ствол скважины расширяют в продуктивном пласте, спускают фильтр с учетом перекрытия продуктивного интервала и закачивают гравий (крупнозернистый отсортированный кварцевый песок) в расширенный интервал между пластом и фильтром. При этом необходимо правильно подобрать диаметр гравия. С помощью анализа как отечественных, так и зарубежных работ, было найдено оптимальное соотношение:

$$d_{гр} = (5...6) * d_{50} \quad (1)$$

где $d_{гр}$ — диаметр гравия;

d_{50} — диаметр зерен 50%-ной фракции механического состава пластового песка.

Если гравий будет иметь меньший диаметр, то в процессе эксплуатации скважины будет происходить постепенное снижение проницаемости вследствие закупорки такого фильтра пластовым песком, превышение желанного соотношения влечет ухудшение пескоудерживающей способности фильтра. Помимо этого, гравий постепенно уплотняется, оседает, происходит его частичный вынос из продуктивной скважины. Вследствие этого со временем возобновляется вынос песка в скважину.

Проницаемость гравийной набивки зависит также от формы гравия и однородности его состава; идеальную модель пористости можно получить, укладывая одинаковые сферические зерна кварцевого песка; при этом он должен быть отсортированным, хорошо окатанным, крупнозернистым с необходимым для конкретных условий размером зерен.

За рубежом для этого способа применяют различные технологии намыва гравия, имеются жидкости, не снижающие продуктивность пласта, производится выпуск серийного оборудования для расширения продуктивных интервалов пластов и регенерации фильтров без необходимости извлечения их на поверхность, а также дающее возможность заменять гравий в случае необходимости. Имеется технология выпуска сварных фильтров из нержавеющей профилированной проволоки трапецеидального сечения. Особенность их заключается в возможности использования не только как самостоятельных вставных фильтров, но и как каркасов для гравийных фильтров.

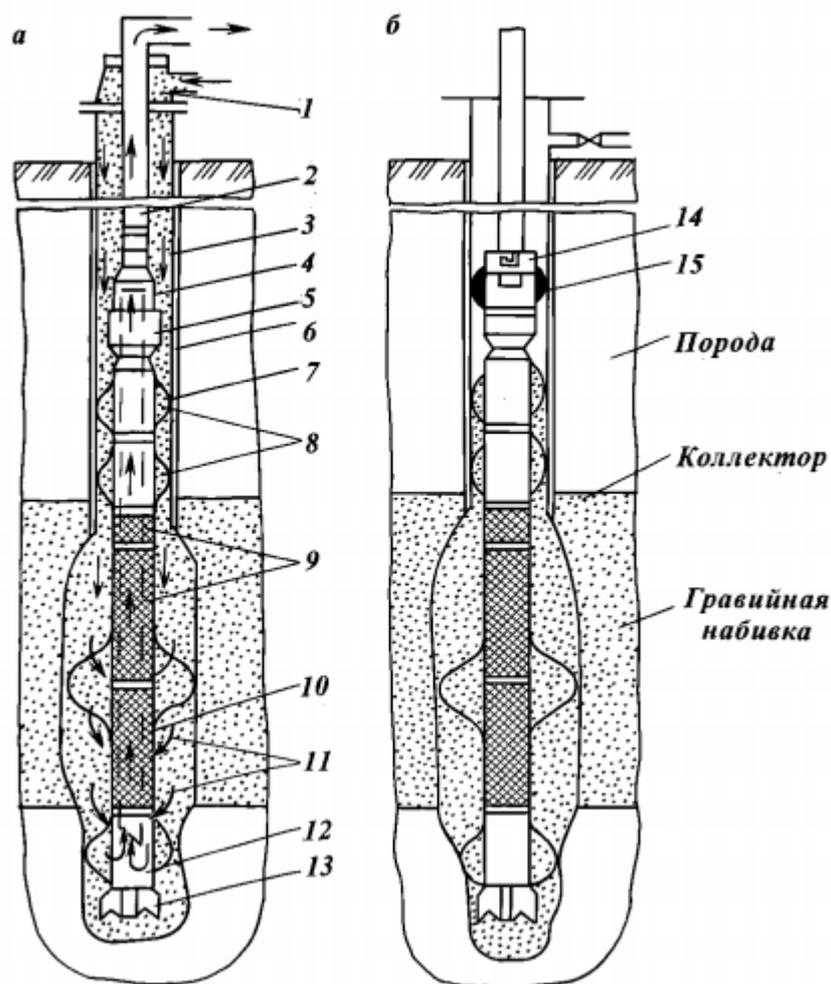


Рисунок 10 - Схемы оборудования скважины при намыве гравийного фильтра без пакера (а) и с пакером (б): 1 - промывочная устьевая головка; 2 - НКТ или бурильные трубы; 3 - обсадная колонна диаметром 168 мм; 4 - переводник с левой резьбой; 5 - ниппель - переводник пакера; 6 - переводник; 7 - пружинный центратор; 8,12 - НКТ диаметром 89 мм; 9 - секция фильтра; 10 - НКТ диаметром 48 мм; 11 - зона гидродинамического уплотнения гравия; 13 - башмак - заглушка; 14 - захватное приспособление; 15 - пакер.

Технология установки гравийного фильтра:

1. бурится скважина и крепится до кровли пласта;
2. продуктивный пласт вскрывается долотом меньшего диаметра;
3. проводится комплекс промыслово-геофизических работ;
4. выделяется интервал расширения ствола скважины;

5. из продуктивного интервала отбирается керн, а также определяется гранулометрический состав песка;
6. в выбранном продуктивном интервале расширяется ствол скважины (производится увеличение диаметра);
7. проводят кавернометрию, определяют объем расширенной части;
8. выбирается диаметр гравия, затем определяют необходимое количество гравия для намыва фильтра;
9. буровой раствор в стволе скважины заменяется на жидкость намыва, спускается компоновка фильтра, он подвешивается с расчетом перекрытия каркасом расширенного интервала
10. подготавливается наземное оборудование;
11. намывается гравий;
12. контролируется качество намытого фильтра;
13. освоение скважины.

Щелевые фильтры

Фильтр скважинный щелевой (ФСЩ) обеспечивает устойчивое функционирование УЭЦН в осложненных выносом песка и пропанта скважинах, в том числе наклонно-направленных и горизонтальных.

ФСЩ состоит из щелевого экрана, узла разобщения, предохранительного клапана и центратора. Устанавливается на основание ПЭД с узлом уплотнения, на кожух ПЭД либо на пакер.

При зарастании щели между витками проволочной обмотки твердыми частицами и цементированными отложениями солей открывается клапан, за счёт чего сохраняется непрерывность потока пластовой жидкости и предотвращается перегрев ПЭД. Длина подбирается под производительность погружного насоса.

Скважинные фильтры щелевые применяются в различных типах скважин:

- горизонтальные скважины

- наклонно-направленные скважины
- вертикальные скважины
- боковые стволы
- в условиях открытого и закрытого забоя

Область применения:

- Скважины, осложненные выносом механических примесей с диаметром частиц >300 мкм
- Искривлённые скважины
- Малогабаритные УЭЦН (2,2А), крупногабаритные УЭЦН (8 габ.)
- Установка на кожухе для охлаждения двигателя

Особенности и преимущества:

- Наличие предохранительного клапана позволяет продлить работу УЭЦН и предотвратить перегрев ПЭД в случае засорения фильтра
- Высокая коррозионная стойкость
- Высокая прочность фильтрующего элемента
- Отсутствие ограничений к загрязненности откачиваемой жидкости

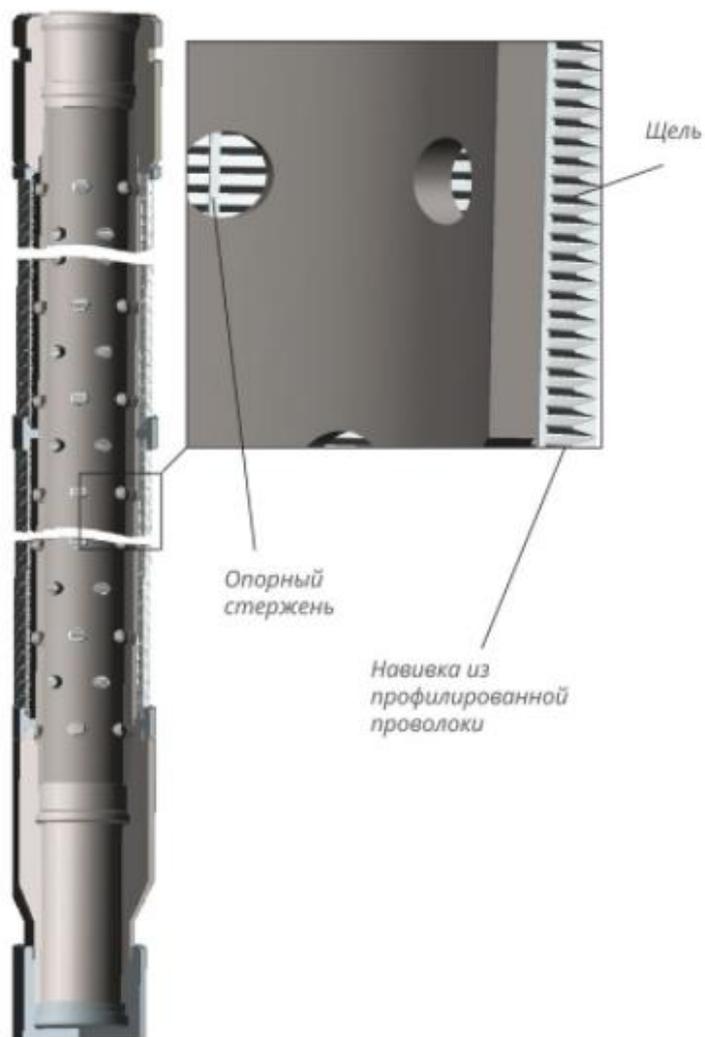


Рисунок 11 - Схема скважинного щелевого фильтра

Сетчатые фильтры

Конструкция сетчатых фильтров представлена следующими элементами:

- корпус;
- крышка;
- цилиндр с сеткой из нержавеющей стали;
- сливное отверстие;
- заглушка;
- кран для слива грязи.

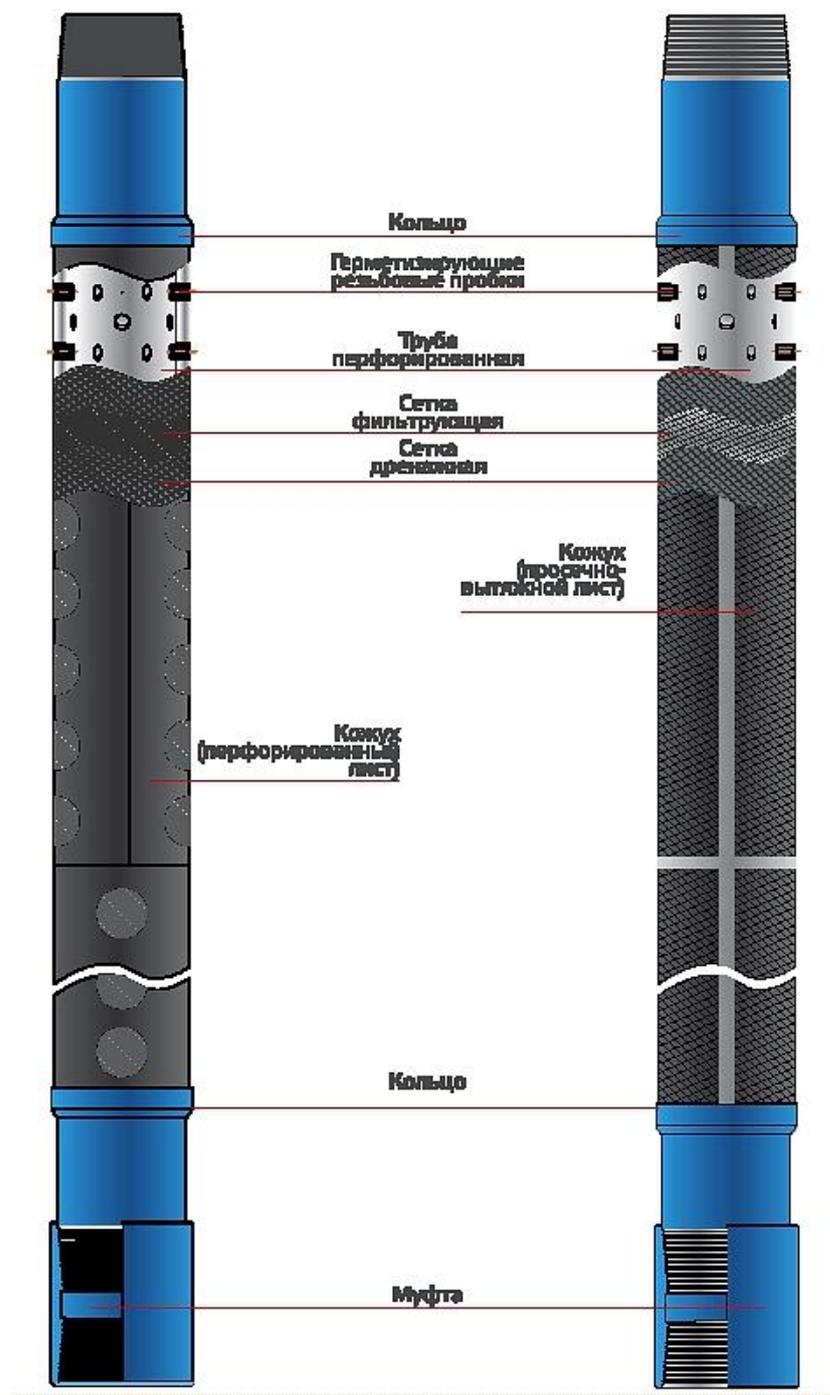


Рисунок 12 - Схема скважинного сетчатого фильтра

Принцип действия сетчатых фильтров несложен. Все виды механических примесей, которые содержатся в рабочей жидкости, задерживаются посредством сетки, выполненной из металла. Сетка располагается в колбе, которая оснащена двумя отверстиями: входным и выходным. Оба отверстия соединяются с трубопроводом. Фильтры могут иметь различный размер ячеек, в соответствии с которым, они отсеивают

механические примеси определенного размера. Чем выше уровень загрязнения жидкости, тем больший размер ячеек должен иметь фильтр. Сетка с мелкими ячейками быстро засоряется, если ее использовать для работы с сильнозагрязненными жидкостями. Таким образом, величина ячеек сетчатого фильтра должна соотноситься с размерами частиц примесей, которые содержит фильтруемая вода.

Данный тип фильтров способен работать в условиях повышенного уровня давления, что обеспечивает стабильную работу в случае внезапного гидроудара.

Сетчатые фильтры представлены разнообразным конструктивным исполнением:

- По типу соединения с трубопроводом различают муфтовые и фланцевые сетчатые фильтры;
- По степени очистки сетчатые фильтры могут быть представлены фильтрами грубой фильтрации (грязевики) и фильтрами тонкой фильтрации. Установки грубой фильтрации, как правило, используются в качестве первой ступени очистки в системе высокотехнологичных очистных сооружений. Таким образом, грязевики активно применяются для очистки воды, которая поступает из природных источников;
- По способу промывки различают непромывные, промывные и самопромывные сетчатые фильтры.

"Особенности скважинных фильтров типа ФСМ/ФСМП:

- Диаметр фильтра определяется диаметром трубы.
- Длина фильтра до 12 м;
- Длина фильтрующей части до 10 м.
- Величина ячейки фильтрующей сетки от 0,05 мм.
- Равномерное распределение флюида по поверхности фильтрующей сетки из-за наличия дренажных сеток." [7]

Таблица 3 - Технические параметры скважинных фильтров типа ФСМ/ФСМП

Параметры	Обозначение	ФСМ	ФЗСМ	ФСМП	ФЗСМП
Труба по ГОСТ 632-80 перфорированная, диаметр наружный, мм	102	114	146	168	178
Толщина стенки, мм	7...10				
Резьба присоединительная	НКТ ГОСТ 633-80 ОТТМ ТУ 14-161-163-96	ОТТМ ГОСТ 632-80, ОТТГ, БТС ...			
Расстояние от муфты трубы до фильтрующей части, не менее, мм	1000				
Расстояние от ниппеля трубы до фильтрующей части, не менее, мм	750				
Длина фильтрующей части, мм	3000...10000				
Количество отверстий на 1 п.м. трубы, не менее	34				
Диаметр отверстий, не менее, мм	20				
Материал герметизирующих пробок	Сплав Д16Т				
Размер ячейки дренажной сетки, мм	3,0...7,0				
Размер ячейки фильтрующей сетки, мм	0,05...1,0				
Количество отверстий в защитном кожухе, шт./п.м.	50				
Диаметр отверстий в защитном кожухе, мм	40				
Масса фильтра, кг	99	148	175	275	296
Длина фильтра, мм	5000...12000				

Продолжение таблицы 3

Проходное сечение фильтроэлемента, см2/п.м.	1150	1280	1640	1890	2000
--	------	------	------	------	------

"Известен способ заканчивания скважин, включающий в себя спуск в продуктивную часть пласта перфорированных труб, оборудованных по наружной поверхности фильтром из пористого материала, предварительно пропитанного специальным герметиком. После установки колонн в продуктивной части пласта проницаемость фильтра восстанавливается с помощью кислоты и растворителя. Недостатком данного способа является возможность повреждения или полное разрушение фильтра в процессе спуска колонн, особенно в сильно искривленных скважинах или имеющих горизонтальное окончание, а также уменьшение пропускной способности скважины из-за необходимости применения труб меньшего диаметра, оборудованных наружным фильтром, и невозможность предупреждения обрушения стенок продуктивной части пласта, сложенной неустойчивыми породами." [6]

Проведенный по итогам применения на месторождениях анализ противопесочных фильтров показывает их низкую эффективность в связи со следующими причинами:

- 80% скважино-операций по установке противопесочных фильтров не показали положительных результатов;
- На большей части скважин наблюдалось снижение дебита, а также падение давления после установки противопесочных фильтров
- затруднения при проведении последующих КРС в скважинах с фильтрами;
- опасность существенного снижения производительности скважины в результате завала фильтра мехпримесями;

Главным негативным фактором борьбы с выносом песка при использовании установки противопесочных фильтров на забое скважин

является тот факт, что фильтр не предотвращает разрушение призабойной зоны пласта, а лишь частично удерживает выносимый потоком флюида песок.

"Использование фильтров имеет ряд общих недостатков:

- засорение фильтра механическими примесями (песок, ил) приводит к снижению дебита скважины;
- бактериологическое зарастание фильтров вызывает их коррозию и приводит также к снижению дебита скважины;
- установка таких фильтров не предотвращает разрушения пород продуктивного пласта;
- проволочные и сетчатые фильтры недолговечны, быстро разрушаются под воздействием агрессивных пластовых флюидов;
- использование фильтра связано с применением пакера, его надежной герметизацией. Применение такой схемы предполагает сначала спуск и посадку пакера, затем спуск УЭЦН, что сопряжено с повышенными затратами на подземные работы;
- очистка фильтра требует подъема УЭЦН, глушения скважины, которое, как правило, приводит к снижению потенциального дебита;
- стоимость самих фильтров и их эксплуатация сравнимы со стоимостью УЭЦН." [2]

Устройство промывочное скользящее

Нередко при эксплуатации скважин осложненного фонда, характеризующихся выносом песка, происходит засорение забоя и призабойной зоны пласта, что приводит к снижению темпа отбора жидкости из скважины. При использовании стандартных методов очистки ПЗП, как правило, ухудшается приток и увеличивается время промывки скважины вследствие низкой скорости циркуляции и поглощения промывочной жидкости пластом, поскольку промывка производится на репрессии (рисунок

13). Данная проблема особенно актуальна для скважин с высокой приемистостью.

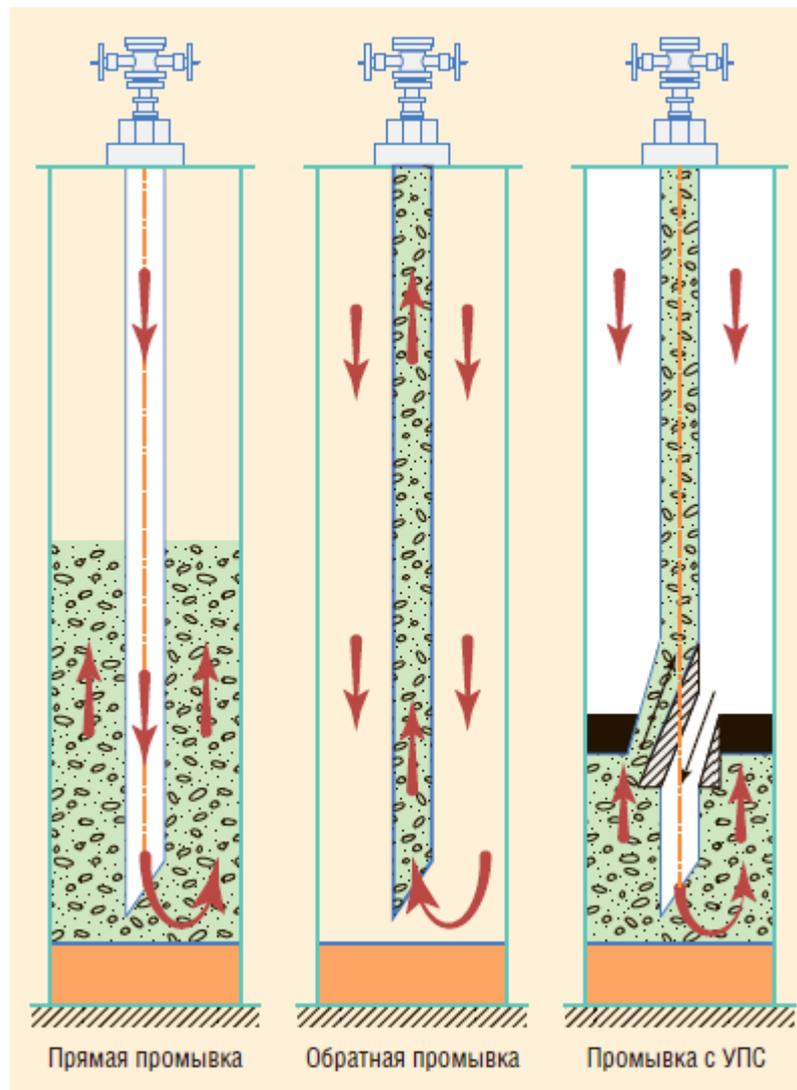


Рисунок 13 - Существующие методы промывки скважин

С учетом этих и других недостатков, а также для решения задачи промывки забоя скважины от песчаных и гидратных пробок инженеры-конструкторы ООО «НПФ «Пакер» разработали технологию промывки скважины с применением специального скользящего промывочного устройства (УПС) (рисунок 14).

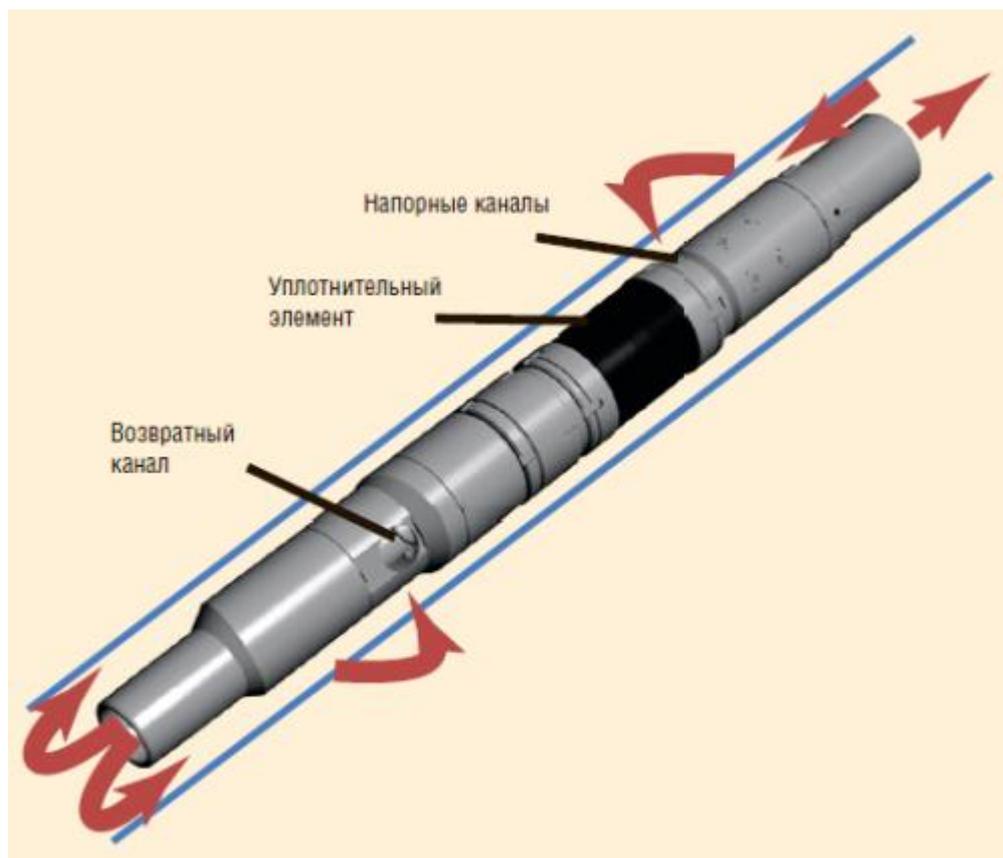


Рисунок 14 - Устройство промывочное скользящее (УПС)

Принцип работы устройства заключается в следующем. После спуска в рабочий интервал устройство переводится в рабочее положение – резиновый уплотнитель расширяется, тем самым перекрывая и разделяя кольцевое пространство. Для проведения промывки жидкость под давлением подается через затрубное пространство в гидромониторное перо (рисунок 15).

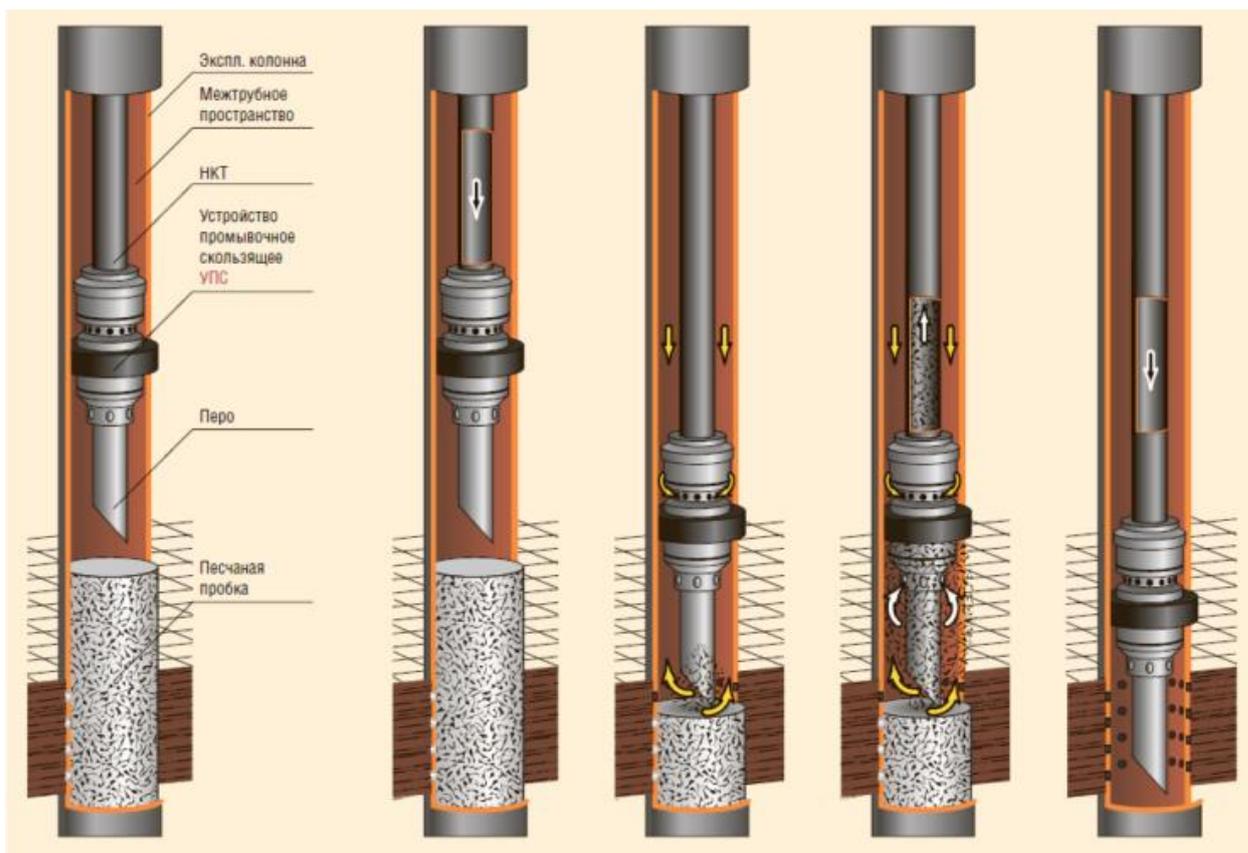


Рисунок 15 - Принцип работы УПС

После попадания жидкости в НКТ происходит прямая промывка. Далее жидкость вместе с механическими примесями поднимается по межтрубному пространству до УПС, переходя в НКТ через муфту перекрестного сечения, и с увеличенной скоростью выносятся на устье скважины по внутренней полости НКТ.

После удаления песчаной пробки для перевода устройства в транспортное положение сбрасывается шарик. В результате создается давление, которое приводит к появлению циркуляции. После этого устройство извлекается на поверхность.

2.3. Технологические особенности физико-химических методов предупреждения пескопроявления

Коксование нефти в призабойной зоне пласта

При разработке нефтяных месторождений термическими методами одним из перспективных способов борьбы с выносом песка является

крепление призабойной зоны способом коксования нефти. Крепление породы коксованием происходит за счет получения вяжущего материала (кокса) пласте за счет продолжительного окисления нефти в призабойной зоне воздействием горячего воздуха.

Известно, что термическое разложение нефти завершается образованием твердого углеродистого остатка — кокса. С повышением давления (свыше 1,0 МПа) скорость деструкции не снижается, выход газообразных продуктов распада уменьшается, а количество твердых продуктов реакции увеличивается. При нагнетании горячего воздуха в условиях термического разложения нефти при температуре 260—450°С кислород взаимодействует с компонентами нефти, образуя пары воды, двуокись углерода и низкомолекулярные продукты окисления (эфиры, кислоты, альдегиды). При этом структура и свойства остатка нефти значительно изменяются из-за возрастания количества асфальтенов, которые являются коксообразующим материалом нефти. Данный способ укрепления пластов в скважинах применима ранней стадии эксплуатации месторождений высоковязкой нефти с небольшими глубинами залегания пластов. Однако, данный способ требует дополнительных затрат на использование теплового генератора для получения тепла для нагрева закачиваемого воздуха.

В целом, этот метод обработки пластов распространен незначительно в связи с усложнением технологии и удорожанием работ.

Применение RCP – проппантов

"Для скважин с интенсивным пескопроявлением, приводящим к образованию каверн в пласте, была испытана технология крепления на основе малотоннажного гидравлического разрыва пласта (ГРП) с использованием RCP-проппанта массой до 5 т. Суть данной технологии заключается в создании в призабойной зоне хорошо проницаемого для добываемых флюидов экрана за эксплуатационной колонной и в пласте, но

препятствующего выносу несцементированного мелкодисперсного песка. С этой целью в призабойную зону скважины производилась закачка RCP-проппанта по дизайну ГПП."[2]

RCP-Проппант (ResinCoatedProppant – с англ. покрытый смолой проппант) имеет покрытие из фенолформальдегидных смол. Склеивание начинается при давлении выше 69 атм. При атмосферном давлении сшивание RCP проходит при температуре выше 90°C. При проведении ГПП пласт может остывать до 45°C, что ухудшает склеивание RCP-проппанта. В этом случае в качестве разогревающего состава применяются специальные композиции, которые при смешивании на забое выделяют большое количество теплоты (разогрев до 140°C). Фракция закачиваемого проппанта подбиралась исходя из данных гранулометрического анализа попутно выносимого песка. Поскольку температура пластов ПК в обрабатываемых скважинах ниже 70°C, к закачиваемому RCP-проппанту добавлялись активаторы спекания MS-1, ПКК-1.

Недостатками данного метода можно считать сравнительно большой расход проппанта на одну скважино-операцию, вынос проппанта в скважину, трудность работы с низкотемпературными скважинами, тщательный подбор активаторов.

2.4. Технологические особенности химических методов предупреждения пескопроявления

К химическим методам предупреждения пескопроявлений относится использование методов закрепления призабойной зоны пласта композициями смол и составами, формирующими проницаемый тампонажный камень, играющими роль фильтра. Эти методы позволяют сохранить коллекторские свойства пласта, обеспечивают вторичное вскрытие в щадящем режиме, что способствует предотвращению выноса песка в скважину.

Проницаемые тампонажные составы

Исследователями показано, что роль фильтра может выполнять высокопроницаемый тампонажный камень, образующийся в результате схватывания закачанной в скважину тампонажной смеси. Наибольший интерес представляют смеси портландцементов, как наиболее дешевого и доступного вяжущего. Он нетоксичен, удобен в применении и формирует достаточно прочный камень, сохраняющий свои свойства во времени.

Известна тампонажная композиция для крепления призабойной зоны, которая содержит в мас. %: 30-40 цемента, 20-30 песка, 10-15 хлористого натрия, 3-5 фосфомела - отхода преципитатного производства на основе карбоната кальция и водный раствор хлористого натрия - остальное.

Известен способ крепления скважины с использованием цементного раствора, включающий последовательное закачивание моющей буферной жидкости, трех порций цементного раствора, отличающийся тем, что в качестве первой и второй порций цементного раствора используют цементный раствор плотностью 1650-1750 кг/м³ с эрозионными свойствами. Они содержат смесь портландцемента тампонажного и абразивного материала - мелкодисперсного песка кварцевого со средним размером зерен не более 1 мм в мас. соотношении от 100:8 до 100:10, а также поливинилспирт - ПВС-ВР в количестве 0,4-0,6% и пеногаситель в количестве 0,04-0,06% по массе цемента. В качестве третьей порции используют указанный цементный раствор, содержащий дополнительно хлористый кальций в количестве 2% и хлористый натрий в количестве 1%, предназначенные для ускорения схватывания цементного раствора, оказывающими синергическое влияние друг на друга, по массе цемента, и с плотностью не менее 1850 кг/м³.

Недостатками данного способа является чувствительное снижение фильтрационно-емкостных свойств пласта-коллектора после обработки, малая успешность проводимых операций, ввиду неконтролируемого времени отверждения и быстрой потери текучести.

"Одним из традиционных методов является установка цементных мостов в нижней части скважины.

Однако данный метод неселективен и малоэффективен (эффективность составляет не более 30%), т.к. вода продолжает продвигаться по пласту вне установленного моста. Эффект является краткосрочным, а малый межремонтный период требует повторного ремонта и новых затрат на КРС.

Используется технология крепления и состав на цементно-карбонатной основе (ЦКС), который образует в призабойной зоне прочный и проницаемый барьер. Эффективность обработки зависит, главным образом, от качества и количества ЦКС и темпа его нагнетания в пласт, которые определяют условия формирования в призабойной зоне пласта относительно прочного и проницаемого экрана." [9]

Исходными компонентами состава являются:

- портландцемент тампонажный;
- карбонатный песок (фракция 0,5—5,0), содержащий CaCO_3 не менее 90%;
- кислота соляная синтетическая;
- нефть;
- вода техническая (пресная или морская);
- чистый и однородный кварцевый песок (фракция 0,5—0,85).

Нефть, входящая в состав жидкости затворения ЦКС и являющаяся замедлителем начала схватывания бетона, увеличивает продолжительность действия соляной кислоты на карбонатное вещество. Также нефть является песконосителем.

Максимальное пластовое давление не должно превышать 10 МПа, а забойная температура — 50°C. В каждом отдельном случае пластовое давление и температура пласта должны быть ниже критических значений, при которых CO_2 не находится в растворенном состоянии.

Продавочной жидкостью ЦКС продавливают в призабойную зону пласта. После окончания процесса, при наличии давления, герметизируют устье скважины и в течение 72 ч ведут наблюдение за регистрирующим манометром. Через 3 — 5 суток после затвердения раствора проверяется забой и уровень, при наличии пробки производится ее чистка (промывка) или разбуривание.

К недостаткам относят малую эффективность и необходимость большого количества времени на ее проведение.

Крепление смолами

Технология крепления призабойной зоны скважин основана на применении метода тампонирования под давлением с использованием полимерных составов, включающих синтетическую смолу, соответствующий отвердитель и реагенты для повышения прочности и проницаемости закрепленной зоны пласта.

а) Карбамидные смолы

Известен способ крепления призабойной зоны пласта, включающий создание фильтра путем закачки отверждаемого полимерного состава в призабойную зону, в качестве отверждаемого полимерного состава используют водный раствор карбамидной смолы, хлористого аммония и нитрита натрия в следующем соотношении, мас. %:

- карбамидная смола – 80%
- хлористый аммоний – 1-3%
- нитрит натрия – 1-3%
- вода – остальное

Его закачивают в призабойную зону скважины в количестве 0,5 порового объема закрепляемой породы, продавливают одним поровым объемом гидрофобной жидкостью (товарной нефтью, керосином, соляной и т.п.) и производят выдержку на реагирование и отверждение в течение суток.

Сущность данного способа заключается в частичном заполнении пространства между зернами закрепляемой породы отверждаемым раствором смолы размазыванием ее гидрофобной, продавливающей жидкостью.

Кроме того, в процессе реакции хлористого аммония и нитрита натрия в пластовых условиях происходит выделение азота, который обеспечивает образование пористой структуры твердеющей массе и улучшает укрепляющие свойства состава за счет повышения адгезионной прочности полимерной пленки с минеральными зернами.

Способ применения данной композиции технологически достаточно прост. В состав композиции входят легкодоступные, нетоксичные компоненты, вырабатываемые промышленностью в большом объеме. Цена их не велика. Однако применение данной композиции снижается проницаемость призабойной зоны пласта на 35-40% от первоначальной. Прочность скрепления также сравнительно невелика и составляет около 2 МПа.

б) Фенолформальдегидные смолы

Известен состав для крепления призабойной зоны нефтяных и газовых скважин. В своем составе композиция содержит формальдегидную смолу и отвердитель на основе раствора сульфокислоты. Количество отвердителя в составе составляет 7-15%. Отвердитель состоит из раствора ароматической сульфокислоты в настое спирта на лигнине гидролизном - отходе при гидролизе щепы и опила при количестве настоя спирта 10-40% с добавлением поверхностно-активного вещества в количестве 8-12% от массы отвердителя. При этом массовое соотношение спирта и лигнина гидролизного в настое составляет 10:1-1:1, причем состав дополнительно в качестве наполнителя содержит оставшиеся после настоя спирта на лигнине гидролизном дисперсные частицы лигнина гидролизного в количестве 3-20%.

Отверждение состава на основе формальдегидных смол происходит за счет реакции поликонденсации непосредственно в скважинных условиях.

Добавки пропитанных спиртом диспергированных частиц лигнина гидролизного активируют формальдегидное связующее, повышая его адгезионную способность, что, соответственно, обеспечивает значительные силы сцепления на контакте отвержденная смола-труба и смола-порода. Величины этих сил превышают силы взаимного сдвига слоев, возникающих при нагружении трубы внешним давлением. Таким образом, присутствие вытяжки и дисперсных частиц лигнина гидролизного в тампонирующей смеси способствует более высокой адгезии образованного камня к породе пласта, регулированию времени потери текучести и увеличению прочностных свойств тампонирующего состава.

Результатом применения данной композиции является создание сравнительно прочного фильтра в призабойной зоне пласта (до 4,7 МПа) и приемлемым сохранением ее проницаемости.

Также известен состав для укрепления слабосцементированного пористого пласта. Данный состав для укрепления слабосцементированного пористого пласта содержит фенолформальдегидную смолу, водный раствор соляной кислоты 15%-ной концентрации, оксиэтилированный алкилфенол, а также гетероциклическое кислородсодержащее соединение 4-метил-4-фенил-1,3-диоксан при следующем соотношении ингредиентов, мас. %:

- фенолформальдегидная смола 78 - 86;
- водный раствор соляной кислоты 15%-ной концентрации 12,7 - 19,5;
- окэтилированный алкилфенол 0,3 - 0,5;
- 4-метил-4-фенил-1,3-диоксан 1 - 2.

Введение в крепительный состав на основе фенолформальдегидной смолы функциональной добавки 4-метил-4-фенил-1,3-диоксана в области концентраций 1 - 2 мас. % способствует усилению адгезионной связи полимерного соединения с минеральными зёрнами слабосцементированного пласта за счет модификации структуры полимера гетероатомами кислорода с необобщенными электронами, имеющимися в химическом строении

предлагаемой добавки. Композиция создает прочный полимерный фильтр с потерей проницаемости до 7% от первоначальной.

Несмотря на все достоинства применения фенолформальдегидных смол в качестве основы композиции для крепления призабойной зоны пласта, главным недостатком является токсичность ее компонентов.

в) Фурфуриловый спирт

Известен состав для крепления призабойной зоны пласта, включающий кубовые остатки ректификации фурфурилового спирта, концентрированную техническую соляную кислоту и воду, дополнительно содержащую ацетон и 25%-ный водный раствор аммиака в отношении объемных частей, равном 1:1, при следующем соотношении компонентов, % об.:

- кубовые остатки ректификации фурфурилового спирта - 57-75
- концентрированная техническая соляная кислота - 8-19
- ацетон - 2-4
- водный раствор аммиака 25%-ной концентрации - 2-4
- вода – остальное

Принцип применения данного состава основан на реакции полимеризации фурфурилового спирта в полимерные смолы в присутствии протонных кислот.

Совместное применение ацетона и аммиака позволяет замедлить процесс полимеризации фурфурилового спирта в присутствии кислотного катализатора - соляной кислоты, а также процесс образования фурфуролацетонового олигомера, что способствует сохранению высокой проникающей способности состава за счет предотвращения повышения его реологических свойств (вязкости и т.д.) и, в целом, увеличивает время отверждения состава.

Также известен метод крепления песка, который также заключается в применении композиции на основе фурфурилового спирта. В скважину закачивается буферная жидкость состава:

- этилацетат – 99%
- серная кислота – 1%

Затем, сразу же вслед за буфером, закачивается пескоукрепляющая композиция состава:

- фурфуроловый спирт – 40%
- метанол – 59%
- серная кислота – 1%

После закачки пласт прогревается водяным паром температурой 150°C. Применение фурфурилового спирта в качестве пескоукрепляющего компонента не дает приемлемой прочности (до 2 МПа) и незначительно, но снижает проницаемость. Помимо этого, фурфуроловый спирт токсичен, а в качестве инициатора реакции полимеризации используются концентрированные кислоты.

г) Полиуретановые полимеры

Известен способ борьбы с пескопроявлением в нефтяных и газовых скважинах. Способ заключается в закачке в скважину безводной жидкости, содержащей полиуретановый предполимер и растворитель, закачку воды и отверждение, используют полиуретановый предполимер гидрофобный ППГ, а в качестве растворителя - низший кетон, при их соотношении, мас. %:

- полиуретановый предполимер – 5-15%
- низший кетон – 85-95%

Осуществляют закачку указанной жидкости в объеме, равном 0,5-1,5 порового объема, а закачку воды в количестве 0,4-5,0 поровых объема за время, не превышающее 3 часов, после чего закачку останавливают и производят выдержку в статических условиях не менее 10 часов для отверждения.

Сущность данного способа состоит в том, что в нем реализуется схема трехэтапной обработки пласта, раствором уретанового предполимера, включающей:

- заполнение порового пространства раствором предполимера;
- высаживание полимера на поверхность породы;
- отверждение высаженного полимера.

Особенностью применения данного способа является значительное снижение проницаемости по воде на 36% и по газу на 61%. Также необходимо четко соблюдать технологический процесс, в противном случае возможно образование плотной пробки в стволе скважины. К недостаткам метода также можно отнести использование в составе композиции большой доли токсичного растворителя.

д) Ацетонформальдегидные смолы

Способ заключается в закачке полимерного состава и соляной кислоты с последующей выдержкой до отверждения полимерного состава.

Готовят смесь из карбаминоформальдегидной и ацетоноформальдегидной смол в соотношении 4:1, соответственно. Затем при перемешивании добавляют алюминиевую пудру в количестве $0,05 \div 0,2\%$ от массы полимерного состава. Далее закачивают буферную жидкость и $10 \div 15\%$ -ный водный раствор соляной кислоты в соотношении 1:1 к полимерному составу. В качестве буферной жидкости используется пресная вода в объеме 0,2-0,3 м³. Закачивание буфера производится для разделения закачиваемых компонентов во избежание отверждения полимерного состава в процессе закачивания при взаимодействии полимерного состава с водным раствором соляной кислоты. Затем продавливают полимерный состав, соляную кислоту в пласт с последующей выдержкой до отверждения полимерного состава. Под действием соляной кислоты полимерный состав отверждается в полном объеме и превращается в проницаемый полимерный фильтр, т.к. при реакции алюминиевой пудры с раствором кислоты

выделяется свободный водород, который способствует при отверждении полимерного состава образованию пористого камня, который обладает высокой проницаемостью.

Наличие в полимерном составе ацетоноформальдегидной смолы делает образующийся полимерный фильтр безусадочным, пластичным, обладающим хорошим сцеплением с поверхностью пород. Это обеспечивает эффективное крепление призабойной зоны и снижает вынос песка, а сам процесс крепления призабойной зоны технологичным в любое время года, так как полученная смесь смол обладает длительным сроком хранения (до одного года) и пониженной температурой замерзания.

В результате применения данной композиции достигается прочное крепление призабойной зоны (до 10 МПа) с сохранением высокой проницаемости (до 2 мкм²). К недостаткам данной технологии можно отнести использование концентрированных кислот, а также гетерогенной алюминиевой пудры. Именно благодаря ее реакции с раствором кислоты происходит образование пористой структуры, а ее неравномерное распределение может способствовать образованию непроницаемого экрана.

е) Резорцинформальдегидные смолы

Известен состав для крепления слабосцементированного продуктивного пласта. Состав представляет из себя смесь компонентов в следующих соотношениях, %масс:

- алкилрезорциноформальдегидная или фенолорезорциноформальдегидная смола – 70-80%
- параформ – 10-15%
- карбонат аммония – 10-15%

Введение в состав параформа обеспечивает отверждение смолы в щелочной среде, характерной для пластовых вод и буровых растворов, без введения кислотного реагента.

Протекание реакции разложения карбоната аммония требует создания пластовой температуры до +60°C и выше искусственным путем. Это обеспечивает высокую пористость за счет выделения аммиака и диоксида углерода в процессе отверждения состава.

Результатом применения композиции является создание прочного фильтра (10 МПа). Недостатком является наличие области применения композиции для температуры выше +60°C.

ж) Резолформальдегидные смолы

Известен тампонажный материал для изоляции водопритоков в нефтяных и газовых скважинах. В его состав входят:

- резолформальдегидная смола – 50%
- вода – 35%
- соляная кислота – 15%
- пенообразователь – для снижения усадки
- наполнитель – для увеличения пластичности

Сшивающими агентами композиции являются как неорганические (соляная, серная, фосфорная), так и органические (п-толуолсульфокислота, щавелевая) кислоты.

Активатором процесса отверждения являются диоксибензолы (резорцин, пирокатехин и др.), которые благодаря своей более высокой реакционной способности, чем фенолы, активируют сшивку смолы с образованием метиленовых мостиков. Применение диоксибензолов является необходимым при проведении гидроизоляционных работ с температурой в зоне обработки ниже 50°C.

Присутствие в композиции пенообразующих добавок (изоцианаты, диамины, сульфол, углекислый аммоний и др.) в количестве 0,06-1,0% приводит к ликвидации усадки и увеличению объема образующегося камня на 1,5-2,5% без существенного снижения его физико-механических характеристик.

Введение в композицию до 20% мас. мелкодисперсного наполнителя (резиновая крошка, древесная мука, лапрол, сульфоуголь и др.) существенно повышает эффективность изоляции зон поглощения, улучшает пластичность образующегося камня, ударную вязкость и стойкость к вибрационным нагрузкам.

При приготовлении композиции одним из важнейших параметров является температура в зоне обработки. При проведении работ необходимо знать время, в течение которого тампонирующая смесь в условиях конкретной скважины, сохраняет подвижность (время загустевания) и время, когда смесь превращается в камень (время полного отверждения).

Смолу можно применять при температуре пластов от 20 до 150°C. В призабойной зоне смола скрепляет несцементированную породу (песок) в прочную проницаемую массу, образуя фильтр.

Недостатком применения данной композиции, несмотря на образование прочного, проницаемого фильтра, является наличие в ее составе кислоты и токсичной смолы.

з) Сланцевые смолы

Контарен-2 представляет собой композицию, включающую наполнитель и полимеробразующие компоненты, в качестве которых использованы суммарные сланцевые акрилрезоцины (состав ТС-10) и уротропин. Их взаимодействие при температуре выше 35°C образует полимер, который представляет собой пространственную трехмерную сетку, характеризующуюся значительной плотностью, высокой механической прочностью и коррозионной устойчивостью. Сетка способна разрушаться с заметной скоростью только под действием концентрированных (выше 10%) растворов едких щелочей. Термостойкость сетки приближается к 200°C.

Контарен-2 — вязкая нефилтрующаяся суспензия, получаемая при смешении ТС-10, уротропина, едкого натра, воды и наполнителя ШРС-С. ТС-10 — однородная смесь суммарных сланцевых фенолов, этиленгликоля и

водного раствора едкого натра. Эта жидкость темно-коричневого цвета растворяется в воде до соотношения 1:10, имеет плотность при 20°C 1,16 г/см³, температуру замерзания -30°C.

Уротропин — мелкокристаллический порошок плотностью 1,25 г/см³.

Едкий натр — ингибитор коагуляции и регулятор срока начала загустевания.

Наполнитель ШРС-С — продукт совместного помола растворимого (поваренная соль) и нерастворимого (руда агломерационная и шлак доменный) наполнителей. Нерастворимая часть ШРС-С в составе Контарен-2 служит для создания необходимой прочности отвержденного материала, а растворимая часть — для образования микрощелевых каналов после растворения наполнителя. Концентрация соли в тампонажном растворе значительно превышает его предельную растворимость, что и обуславливает получение камня, наполненного кристаллами соли. Наличие начальной проницаемости у отвержденного материала позволяет быстрее формировать поровое пространство при вымыве соли водой.

Основными недостатками данной технологии являются сложность технологии приготовления раствора, необходимость специального оборудования, занимает много времени. Также, обработанные коллектора обладают невысокой прочностью, в пределах от 2 до 4,5 МПа.

и) Эпоксидные смолы

Известен метод и композиция для стабилизации несцементированных коллекторов. Основу данной композиции составляет эпоксидная смола. Из-за ее высокой природной вязкости необходимо разбавление для повышения проникающей способности композиции в призабойную зону пласта. В качестве растворителя обычно применяют метанол. Вязкость такой композиции значительно снижается. В качестве отвердителя используют различные соединения класса аминов. Количество добавляемого отвердителя

регулируется в зависимости от условий применения композиции, в частности, характеристик призабойной зоны.

Состав композиции:

- эпоксидная смола – 50%
- метанол – 50%
- аминный отвердитель – в зависимости от условий в скважине

Технология проведения операций по креплению пескопроявляющего коллектора заключается в закачке приготовленной композиции в ПЗП с последующей выдержкой ее в течение времени, необходимого для завершения реакции отверждения и образования прочного проницаемого фильтра.

Результатом применения технологии является создание фильтра прочностью до 11 МПа, причем его проницаемость составляет 67% от начальной.

К недостаткам данной технологии можно отнести применение токсичных реагентов (метанол, производные аминов), а также потерю проницаемости призабойной зоны после проведения операций с применением данной композиции.

к) Кремнийорганические смолы

Известен способ изоляции притока пластовых вод в скважине и крепления призабойной зоны пласта. В ее состав входят, % масс:

- кремнийсодержащее вещество 60,0-95,0,
- карбамидоформальдегидный концентрат КФК или продукты на его основе 5,0-40,0
- хлорид аммония и нитрит натрия
- газообразователь

В качестве кремнийорганических веществ используют композицию этоксисилоксанов, этоксиорганохлорсилоксанов, олигоорганозтокси-

хлорсилоксанов, однако чаще используют маслорастворимые хлорсодержащие кремнийорганические вещества.

Механизм действия композиции заключается во взаимодействии кремнийорганических соединений с КФК или продуктов на его основе с образованием маслорастворимого кремнийорганического вещества. Затем протекает реакция поликонденсацией с образованием структурного каркаса. В результате реакций присоединения и поликонденсации в полимерных растворах происходит рост вязкости и отверждение смол.

Образованию разветвленности молекул способствует повышенное содержание в КФК три- и тетраметилолмочевины. Вследствие разветвленности структурных образований, которые характеризуются небольшой длиной при относительно высокой молекулярной массе, происходит этап гелеобразования и сшивка гелевых структур в пространственно-развитую полимерную сетку.

В закачиваемых композициях гелеобразование и сшивка гелевых структур проходит при высоких концентрациях компонентов. В результате прохождения глубокой реакции сшивки гелевых структур в дальнейшем происходит сжатие полимерной сетки до образования однородной структуры, твердеющей до камня.

При добавлении в закачиваемые композиции дополнительно газообразователей: хлорида аммония и нитрита натрия образуется твердая пористая структура.

Исследования показали, что полисилоксаны и этоксисилоксаны, в присутствии КФК или продуктов на его основе обладают высокой адсорбцией на породе и способны десорбироваться без разрушения. Поэтому после закачки композиции по заявляемому способу компоненты закачиваемой композиции адсорбируются на породе и меняют ее смачиваемость, а именно гидрофобизируют поверхность, как коллекторов, так и поверхность пласта при создании заколонного фильтра в продуктивном пласте в нефтяных, водяных и газовых скважинах, в результате чего

увеличивается качество подземного ремонта скважин. При закачке в пласт закачиваемые композиции дополнительно гидрофобизируют интервал пласта.

Результатом применения данной технологии является образование прочного полимерного экрана с сохранением проницаемости до 60% от первоначальной.

К недостаткам данной технологии следует отнести применение хлорорганических соединений, которые негативно сказываются в дальнейшем на качество нефти, а также значительное снижение проницаемости призабойной зоны пласта.

Таблица 4 - Составы для крепления призабойной зоны пласта на основе смол

№	Состав		Показатели свойств		Примечание
	Компоненты	Содержание, %	Проницаемость, мД	Прочность, МПа	
1	2	3	4	5	6
1	Смола ТС-10	3	368	2,3-7,0	Сложная технология приготовления
	Уротропин	20			
	Минеральные соли	7			
	Вода	60			
2	Алкилрезорциноформальдегидная или фенолрезорциноформальдегидная смола	Ост.	240-884	9,8-21,0	Область применения при температуре 60
	Параформ	74			
	Карбонат аммония	11			
3	Алкилрезорциноформальдегидная смола	15	250-736	10,5-20,5	Требует дополнительной обработки кислотой
	Параформ	74			
	Карбонат аммония	11			
4	Фенолформальдегидная смола -ВР	15	400	12,5	Токсичен
	Песок	40			
	5%-наяНС1	20			
5	Карбамидоформальдегидная смола	40	1400-3070	1,3-2,8	Использование опилок определенной влажности усложняет технологию применения
	Сернокислый алюминий	40,1-57,3			
	Кварцевый песок	0,35-0,5			
	Древесные опилки	37,9-54,0			
	Флотореагент Т-80	1,07-3,19			
	Вода	0,5-3,3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
6	Фенолформальдегидная смола	4	183-293	-	Не обеспечивает сохранение про-ницаемости ПЗП
	Солянокислый анилин	50			
	Вода	47-48			
7	Фенолформальдегидная смола	45-55	183-386	-	Токсичен
	Солянокислый гидроксиламин	0,03-0,5			
	Вода	Ост.			
8	Кубовые остатки ректификации фурфурилового спирта	57-75	2,19-2,86	1,57-2	Токсичен (использование концентрированной соляной кислоты)
	Концентрированная техническая соляная кислота	8-19			
	Ацетон	2-4			
	Водный раствор NH ₃ 25%	2-4			
	Вода	Ост.			
9	Смола-сланцевые алкилрезорцины	15-20	1-100	4-8	Токсичен. Требуется дополнительная технология по вымыванию водорастворимых солей
	Кварцевый песок	10-55			
	NaCl или KCl	14-40			
	Вода	Ост.			
10	Эпоксидная смола	69-72	540	3,0-7,2	Невысокая закрепляющая порода способность
	Бензин	20-24			
	Полиэтилен полиамин	6,5-7,5			
	Кремний органическая жидкость	0,5-1,5			
11	Эпоксидная смола	70	760	112	Невысокая проницаемость
	Бензин	22			
	Полиэтилен полиамин	8			

3. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО МЕТОДА БОРЬБЫ С ВЫНОСОМ ПЕСКА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В данной работе были рассмотрены наиболее популярные способы борьбы с выносом песка на забой скважины. Каждый из рассмотренных способов имеет свои положительные и отрицательные стороны, а также особенности, которые необходимо учитывать при выборе и дальнейшей их эксплуатации.

Так, механические методы борьбы с пескопроявлением обладают весомым преимуществом перед физико-химическими и химическими методами. Это заключается в непротивительности к температуре рабочей среды, а также довольно устойчивы к агрессивной среде, в то время, как для физико-химических и тем более химических методов температура может играть решающую роль. В то же время фильтры обладают рядом недостатков, главными из которых являются следующие:

- Использование фильтров не предотвращает разрушение призабойной зоны пласта, что на поздних сроках эксплуатации скважины может привести к обрушению породы и засыпанию ПЗП песком;
- В скважинах, оборудованных фильтром, затруднено проведение КРС, что влечет за собой значительные материальные и временные затраты на его проведение при необходимости;
- Постепенный износ и снижение пропускной способности фильтра из-за засорения частицами песка, приводит к необходимости извлечения с целью замены или промывки и регенерации, что влечет за собой остановку скважины, подъем НКТ и, как следствие, крупные материальные затраты;

Физико-химические методы обладают, по сравнению с механическими, большей эффективностью, но применение их довольно затруднительно, в связи со сложностью технологии. Например, коксование нефти в ПЗП применимо на ранних стадиях разработки, что не позволяет использовать его повсеместно.

Еще одним условием использования такой технологии является необходимость применения теплового генератора для нагрева воздуха.

При применении RCP-проппантов ограничено необходимостью наличия определенной температуры и давления для скрепления между собой частичек проппанта. Поэтому их использование сильно затруднено на низкотемпературных скважинах. Также возможен вынос незакрепленного проппанта в скважину, что влечет за собой схожие с выносом песка затруднения.

Химические же методы обладают огромной вариативностью за счет наибольшего количества способов борьбы с пескопроявлением. Также, при необходимости можно заново закачать выбранную смесь, чтобы обновить и восстановить действие состава на ПЗП. Еще одним немаловажным плюсом этих методов является общее закрепление пород призабойной зоны скважины, что на время уменьшает, а то и вовсе останавливает их разрушение.

Одним из главных недостатков химических методов является использование различных токсичных веществ, что значительно затрудняет работу с ними людей. Еще к недостаткам относится уменьшение проницаемости ПЗП при использовании некоторых смесей. Например при использовании эпоксидных смол конечная проницаемость составляет около 67% от начальной. А применение полиуретановых смол приводит к значительному снижению проницаемости на 36% по воде и на 61% по газу.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Г	Кегелик Андрей Александрович

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

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

1. Стоимость ресурсов удаления песчаной пробки: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	-Цена реализации.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Амортизационные отчисления, страховые взносы, цеховые расходы, основные и накладные расходы, НДС.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности удаления песчаной пробки с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчёт затрат на удаление песчаной пробки на примере скважины Западной Сибири
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Расчёт заработной платы, материальных затрат, амортизационных затрат.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	

Перечень графического материала

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.03.2018
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькинова Маргарита Радиевна	к.г.н., доцент		29.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Кегелик Андрей Александрович		29.03.2018

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В ходе разработки месторождений со слабосцементированными коллекторами проблема выноса песка в эксплуатационные скважины становится более актуальной. Огромные убытки приносит износ оборудования из-за абразивного воздействия выносимого материала, а также, в некоторых случаях, образование песчаной пробки в НКТ.

На месторождениях Западной Сибири также присутствуют месторождения, имеющие такую проблему как пескопроявление. При эксплуатации скважин с данной проблемой, за счет выноса песка в ствол скважины может образоваться песчаная пробка, полностью останавливающая работу скважины.

4.1 Расчёт затрат на мероприятие

Борьба с образованием песчаных пробок - одна из старейших проблем нефтяной промышленности. Пробкообразование в скважинах в основном происходит при эксплуатации нефтяных скважин на месторождениях Азербайджана, Краснодарского края, Туркмении, водозаборных скважин, пробуренных на сеноманский горизонт Западной Сибири, а также при осуществлении теплового воздействия на залежь.

В составе работ предусматривается проведение геофизических исследований, которые проводятся подрядным способом.

Формирование затрат на удаление песчаной пробки рассмотрим на примере скважины № X куст X.

В состав стоимости одного ремонта скважины включены:

1. Материальные затраты;
2. Заработная плата;
3. Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды;
4. Амортизационные отчисления;

Расчёт заработной платы приведен в таблице 5 .

Таблица 5- Расчёт заработной платы

Должность	Разряд	Количество	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Заработная плата без учётов надбавок, руб.
Мастер	6	1	150	48	7200
Машинист	5	2	132	48	12672
Бурильщик	5	2	140	48	13440
Помощник бурильщика	4	4	120	48	23040
Всего					56352
Дополнительная заработная плата			7,3% от ЗП		4114
Итого					60466
Страховые взносы			30%		18139,8

Таблица 6–Расчёт амортизационных отчислений

Наименование спецтехники	Время работы, час	Стоимость техники, руб.	Годовая норма амортизационных отчислений, %	Сумма амортизационных отчислений, руб/год.	Амортизационные отчисления, руб.
Подъемный агрегат АПРС-40	48	9116700	10	911670	4995,45
Урал-вахта	48	3524000	10	352400	1930,96
Итого					6926,41

Расчёт затрат на сырьё и материалы, приведены в таблице 7.

Таблица 7–Расчет затрат на материалы

Материал	Единица измерения	Расход	Стоимость единицы материала, руб.	Сумма, руб.
Труба НКТ	м	1800	125	225000
Фонтанная арматура	шт	1	430000	430000
Насос НВ	шт.	1	45000	45000
Штанга	м	1800	70	126000
Итого				826000

Таким образом, основные расходы на ремонт скважины №X/X приведены в таблице 8

Таблица 8–Основные расходы

Затраты	Сумма, руб.
Материальные затраты	826000
Заработная плата	60466
Страховые взносы	18139,8
Амортизационные отчисления	6926,41
Итого	911532,21

Также перед началом работ следует провести геофизические исследования:

Таблица 9–Расчёт затрат на подрядные работы

Наименование	Сумма, руб.
Геофизические исследования скважины	73257,6

В таблице приведён сметный расчёт на проведение ремонтно-изоляционных работ селективным методом.

Таблица 10–Расчёт сметы

№ п/п	Наименование работ и затрат	Объём		Единичная расценка	Полная сметная стоимость, руб.
		Ед. изм	Количество		
I	Итого основных расходов (ОР)				911532,21
II	Накладные расходы	% от ОР	10		91153,22
	Итого: основные и накладные расходы (ОР+НР)				1002685,43
III	Плановые накопления	% от НР+ОР	10		100268,54
	Подрядные работы				73257,6
	Итого сметная стоимость				1176211,57
	НДС	%	18		211718,08
	Итого с учётом НДС				1387929,65

Годовая добыча нефти в скважине №Х после проведения мероприятия составляет 8 т/сут. При затратах на получение 1 т нефти, равных 405р, и цене реализации нефти 15727 руб./т, операция удаления песчаной пробки окупится через 11,3 сут.

Вывод

Появление песчаных пробок на скважинах ограничивает приток флюида, а значит создает убытки, которые возрастают со временем, поэтому проведение мероприятий по удалению пробок является необходимым при эксплуатации пескопроявляющих скважин.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Г	Кегелику Андрею Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объектом исследования является эксплуатация скважин установками электрического центробежного насоса на месторождениях Западной Сибири.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность Анализ выявленных вредных факторов.	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; 2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 3. Повышенный уровень шума; 4. Повышенный уровень вибрации; 5. Недостаточная освещенность. <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Электрический ток; 2. Пожаровзрывоопасность; 3. Давление в системах работающих механизмов..
2. Экологическая безопасность.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Защита селитебной зоны 2. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); 3. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); 4. Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	<ol style="list-style-type: none"> 1. Перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации объекта; 2. Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; 3. Разработка действий в результате

	возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	«Особенности правового регулирования труда работников нефтегазовой отрасли», (Трудовое право, 2008, №5);

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	30.03.2018
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Немцова Ольга Александровна			30.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Кегелик Андрей Александрович		30.03.2018

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Добываемая жидкость со скважин при помощи установок электроцентробежных насосов подаётся на устье скважины, далее через фонтанную арматуру и выкидные линии проходит через АГЗУ (автоматизированная газозамерная установка), где замеряется количество добываемой нефти, воды и газа. После замера дебита скважины, жидкость по трубопроводу транспортируется на УПН.

5.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования

Таблица 11 – Опасные и вредные факторы при эксплуатации фонда скважин

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Обслуживание и эксплуатация фонда скважин	1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; 2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 3. Повышенный уровень шума; 4. Повышенной уровень вибрации; 4. Недостаточное освещение.	1. Электрическим ток; 2. Пожаровзрывоопасность; 3. Давление в системах работающих механизмов.	1. ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ «Вредные вещества»; 2. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ «Электробезопасность»; ; 3. СНиП 2.09.04.874. ГОСТ 356 – 80 «Давления условные пробные и рабочие»; 4. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013г.

Повышенная загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны

При работе в местах, где возможно образование концентрации вредных газов, паров и пыли в воздухе выше допустимых санитарных норм,

работники обеспечиваются соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания.

Средства индивидуальной защиты органов дыхания подбираются по размерам и хранятся на рабочих местах в шкафах, каждые в своей ячейке. На каждой ячейке и на сумке противогаза должна быть укреплена бирка с указанием фамилии владельца, марки и размера маски. Средства индивидуальной защиты органов дыхания проверяются и заменяются в сроки, указанные в их технических паспортах и заводских инструкциях по эксплуатации.

В газоопасных местах вывешиваются предупредительные надписи: «Газоопасно», «Проезд запрещен» и т.п.

К газоопасным работам допускаются только после проведения инструктажа, получения наряда – допуска, а также утвержденного плана ведения газоопасных работ.

При газоопасных работах необходимо пользоваться газозащитными средствами (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы).

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

В целях предупреждения несчастных случаев, связанных с работой на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях в холодное время года, должны быть, установлены предельные значения температуры, при которых не могут производиться следующие работы на открытом воздухе [13]:

1) лесозаготовительные работы:

без ветра: - 39 °С; при скорости ветра: до 5 м/с: - 38 °С; от 5 до 10 м/с: - 37 °С; свыше 10 м/с: -36 °С;

2) ремонтные и строительные – монтажные работы:

без ветра: - 36 °С; при скорости ветра до 5 м/с: -33 °С; от 5 до 8 м/с: - 31 °С; свыше 8 м/с: - 29 °С;

3) все остальные работы:

без ветра: - 37 °С; при скорости ветра до 5 м/с: - 36 °С; от 5 до 10 м/с: - 35 °С; свыше 10 м/с: - 33 °С. 80

При работах в необогреваемых закрытых помещениях работы прекращаются при температуре - 37 °С и ниже.

При температуре окружающего воздуха - 11 °С и ниже лица, работающие на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях, предоставляются перерывы для обогрева в специально отведенных помещениях.

Повышенный уровень шума

Многие производственные процессы (клепка, штамповка, ковка, зачистка, работа производственного оборудования) сопровождаются значительным уровнем шума, который является причиной отрицательного действия не только на органы слуха, но и на нервную систему человека. Допустимый уровень шума в механических цехах не должен превышать 80дБА [12]. Мероприятием по устранению этих вредных факторов является применение средств индивидуальной защиты для органов слуха, таких как антифоны - заглушки (снижение шума) при технологических процессах, беруши, электронные и активные наушники.

При использовании антифонов-заглушек высокочастотный шум 1200-8000 Гц снижается на 12-15 дБА, при этом звук воспринимается органом слуха мягче, разборчивость речи сохраняется.

Ношение антифонов-заглушек должно быть периодическим: на период 30-40 минут с последующим перерывом в течение того же времени.

Повышенный уровень вибрации

К способам борьбы с вибрацией относятся:

- снижение вибрации в источнике - улучшение конструкции машин, статическая и динамическая балансировка вращающихся частей машин;

- виброгашение - увеличение эффективной массы путем присоединения машины к фундаменту;
- виброизоляция - применение виброизоляторов пружинных, гидравлических, пневматических, резиновых и др.;
- вибродемпфирование - применение материалов с большим внутренним трением;
- применение индивидуальных средств защиты (виброзащитные обувь, перчатки со специальными упруго-демпфирующими элементами, поглощающими вибрацию).

Недостаточная освещенность

Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается.

Во всех производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках - аварийное или эвакуационное освещение.

Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника. Вместо устройства стационарного аварийного и эвакуационного освещения разрешается применение ручных светильников с аккумуляторами.

Выбор вида освещения участков, цехов и вспомогательных помещений опасных производственных объектов должен производиться с учетом максимального использования естественного освещения [15].

Таблица 12 - Нормы освещенности рабочих поверхностей при искусственном освещении основных производственных зданий и площадок в нефтяной промышленности

Наименование объекта	Разряд работ	Освещенность (лк) при общем освещении лампами накаливания
На буровых установках:		

а) рабочая площадка	IX	30
б) роторный стол		100
в) пульт и щит управления без измерительной аппаратуры (рычаги, рукоятки)	VI	75
г) пульт и щит управления с измерительной аппаратурой	IV _B	150
д) дизельное помещение	VI	50
е) компенсаторы буровых насосов	VI	75
ж) люлька верхового рабочего, полати	IX	30
з) механизм захвата и подъема труб АСП и МСП	IX	50
и) редуктор (силовое помещение)	VIII _a	30
к) желобная система	XI	10
л) приемный мост, стеллажи	XI	10
м) глиномешалка, сито, сепаратор	VIII _a	30
н) маршевые лестницы, переходы вдоль желобной системы и т.п.	XI	10
Рабочие места при подземном и капитальном ремонтах скважин:		
а) рабочая площадка	IX	30
б) люлька верхового рабочего		100
в) роторный стол	IX	50
г) приемный мост, стеллаж	XI	10
Насосные станции	VI	50
Компрессорные цеха газоперерабатывающих заводов	IV	75
Места замеров уровня нефти в резервуарных парках	IX	50
Устья нефтяных скважин, станки-качалки (при их обслуживании в темное время суток)	X	30
Места управления задвижками на территории резервуарных парков, групповых установок и т.п.	VIII _a	30
Территории резервуарных парков, групповых установок и т.п.	XIII	2
Нефтеналивные и сливные эстакады:		
на поверхности пола	X	30
на горловине цистерны	IX	50

Электрический ток

Электрооборудование должно иметь исправную взрывозащиту, проходить техническое обслуживание и текущие ремонты согласно графика ППР с записью в «Журнале осмотра взрывозащищенного оборудования», который хранится у мастеров цеха. В журнале указываются виды проведенных работ, с подписями их производивших. Работы, выполняемые на кустовых площадках, должны проводиться искробезопасным инструментом.

Защита от статического электричества на объекте обеспечивается путем присоединения всего электрооборудования к защитному контуру заземления. К сетям заземления присоединены корпуса электродвигателей, аппаратов, каркасы щитов, шкафов, кабельные конструкции.

Средства защиты от поражения электрическим током:

1) Перчатки (Защитные перчатки должны быть широкими и не менее 35 см в длину, чтобы их было удобно надевать поверх шерстяных перчаток, а сами они покрывали кисть и часть руки.)

2) Обувь (Галоши и ботинки предназначаются для защиты от земного и шагового напряжений.)

3) Подставки (Подставки делают из стекла, фарфора или металла, металл нельзя использовать для соединения, минимальный размер — 0,75×0,75 м.)

4) Указатели (Для проверки техники с рабочим напряжением менее 500 Вольт.)

5) Щиты (Щиты для временных ограждений электрических установок делают из промасленного дерева или текстолита.)

Пожаровзрывоопасность

В связи с тем, что при ликвидации возникших осложнений при добыче и перекачке нефти, могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, (нефть, сероводород, природный газ,

меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества) в соответствии со СНиП 2.09.04.87 данное производство отнесено к классу В-1Г и В-1.

Пожаробезопасность кустовых площадок должна обеспечиваться рядом противопожарных мероприятий [14]:

- сооружения размещены на площадке с соблюдением противопожарных расстояний между ними;
- выполнена молниезащита, защита оборудования и трубопроводов от электрической и электромагнитной индукции;
- кустовые площадки обеспечены осветительной аппаратурой во взрывозащищенном исполнении;
- используемое технологическое электрооборудование принято во взрывозащищенном исполнении, соответствует категории и зоне взрывоопасности площадок;
- объем КИПиА позволяет держать под контролем технологический процесс добычи нефти и закачки воды в пласт;
- предусмотрена предаварийная звуковая и световая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы;
- ведется контроль воздушной среды в помещении замерной установки с сигнализацией загазованности и включением аварийной вентиляции при необходимости;
- на кустовых площадках предусмотрен контроль воздушной среды газоанализаторами;
- дыхательные клапаны подземных емкостей оснащены встроенными огнепреградителями;
- конструкция насосных агрегатов подземных емкостей и объем защит обеспечивает нормальную его работу и автоматический останов агрегата при возникновении условий, нарушающих безопасность;

- согласно РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности» опасность действия статического электричества устраняется тем, что специальными мерами создается утечка электрических зарядов, предотвращая накопление энергии заряда выше уровня $0,4A \cdot \text{мин}$;

- все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования заземляются. Заземляющее устройство для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами электрооборудования;

- основные потребители электроэнергии – электродвигатели технологического оборудования и освещение территории кустовых площадок относятся по надежности электроснабжения ко II категории.

Для взрывоопасных помещений, площадок наружных помещений проведена классификация по категориям взрывопожарной опасности, определены границы взрывоопасных зон (таблица 14).

Основные причины пожаров на производстве:

- Не соблюдение техники безопасности;
- Неосторожное обращение с огнем;
- Неудовлетворительное состояние электротехнических устройств и нарушение правил их монтажа и эксплуатации;
- Нарушения режимов технологических процессов;
- Неисправность отопительных приборов и нарушение правил их эксплуатации.

Для устранения очагов возгорания территория где проводятся работы, должны быть оснащены первичными средствами пожаротушения, например пожарный щит в состав которого входят следующие компоненты:

1. Ломы (для вскрытия дверей, окон и других конструкция)

2. Багры пожарные, крюки с деревянной рукояткой(для разборки и растаскивания горящих конструкций)
3. Вилы, лопаты(штыковые и совковые)
4. Емкости для воды и ящики для песка(для хранения средств тушения)
5. Ведра и ручные насосы (для транспортировки воды)
6. Кошма, асбестовое полотно (для накрытия очага возгорания)

В каждом здании должен устанавливаться оповещатель пожарный работающий в комплексе с системой сигнализации. Это одно из технических средств пожарной сигнализации. Оно предназначается для оповещения людей о возникновении очага возгорания. В качестве сигнала может применяться свет, звук, речевое сообщение.

Таблица 13 – Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных сооружений

Наименование помещений, наружных установок и оборудования	Категория взрыво-пожарной и пожарной опасности по НПБ 105-03	Классификация взрывоопасных зон по ПУЭ			По НПБ 08-624-03	Границы взрывоопасной зоны
		Класс зоны	Категория и группа взрывоопасны х смесей			
Технологический блок, замерная установка	А	В-1а	ПА-Т1 ПА-Т3	1 1	Зона В-1г – до 0,5 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от проемов за наружными ограждающими конструкциями помещения Зона 1 (ПБ) закрытое помещение в котором установлено закрытое технологическое оборудование, содержащее нефть Зона 1 (ПБ) 3м по горизонтали и вертикали вокруг отверстий блока	
Блок автоматики замерной установки	Д	-	-	-	-	
Блок напорной гребенки	Д	-	-	-	-	

Емкость подземная дренажная	Ан	В-1г	ПА-Т3	1	Зона В-1г (ПУЭ) до 5 м по горизонтали и вертикали от дыхательного клапана Зона 1 (ПБ) 3м по горизонтали и вертикали и до земли от дыхательного клапана. Зона 2 (ПБ) 2м по горизонтали и вертикали от зоны 1
				2	
Устье нефтедобывающей скважины	Ан	В-1г	ПА-Т1 ПА-Т3	0	Зона В-1г до 3 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от скважины Зона 0 (ПБ) 1,5м радиусом вокруг скважины Зона 1 (ПБ) 1,5м радиусом от зоны 0
				1	
Устье нагнетательной скважины	Д	-	-	-	При «отработке» на нефть - см. п. 4 таблицы
Устье водозаборных скважин	Ан	В-1г	ПА-Т1	0	Зона В-1г до 3 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от скважины Зона 0 (ПБ) 1,5м радиусом вокруг скважины Зона 1 (ПБ) 1,5м радиусом от зоны 0
				1	

Таблица 14 – Классификация технологических блоков по взрывоопасности

Имя блока	Номера позиций аппаратуры, оборудования, составляющие технологического блока	Относительный энергетический потенциал технологического блока	Категория взрывоопасности	Классы зон по уровню опасности возможных разрушений, травмирования персонала*
Блок ЗУ	ЗУ	9,977	III	Зона 1 R=3,23 Зона 2 R=4,76 Зона 3 R=8,15 Зона 4 R=23,78 Зона 5 R=47,56
Блок Е	Е	6,588	III	Зона 1 R=1,41 Зона 2 R=2,07 Зона 3 R=3,56 Зона 4 R=10,37 Зона 5 R=20,74
Блок н-д	н19	9,325	III	Зона 1 R=2,82 Зона 2 R=4,15 Зона 3 R=7,12 Зона 4 R=20,77 Зона 5 R=41,54

Блок в-д	ВВ4	8,197	III	Зона 1 R=2,18 Зона 2 R=3,21 Зона 3 R=5,50 Зона 4 R=16,06 Зона 5 R=32,10
-------------	-----	-------	-----	---

**Примечание:*

Зона 1 – сильное разрушение всех сооружений;

Зона 2 – среднее разрушение всех сооружений;

Зона 3 – среднее повреждение всех сооружений;

Зона 4 – легкое повреждение всех сооружений;

Зона 5 – частичное разрушение остекления.

Общие требования пожарной безопасности на объектах нефтедобычи

1. Работники допускаются к работе на объекте только после прохождения обучения мерам пожарной безопасности. Обучение работников мерам пожарной безопасности осуществляется путём проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно – технического минимума;

2. Вся территория производственных объектов должна постоянно содержаться в чистоте и порядке. Мусор и другие отходы должны убираться, места разлива горючих жидкостей должны засыпаться сухим песком;

3. Запрещается курение на территории вахтового посёлка, в общежитиях, столовой, бане, на территории и в помещениях взрывопожароопасных объектов. Курить только в отведенных местах для курения;

4. Въезд на территорию объектов нефтедобычи техники допускается только по разрешению инженерно-технического работника, ответственного за этот объект. При этом автотранспорт, тракторы и другие агрегаты должны быть оборудованы глушителями с искрогасителями;

5. Запрещается применять для освещения факелы, свечи, керосиновые фонари и другие источники открытого огня;

6. Отогрев замерзшей аппаратуры, арматур, трубопроводов, задвижек разрешается горячей водой или паром;

7. Нагревательные приборы, не оснащенные автоматикой, оставлять без присмотра запрещено;

8. Автоцистерны, находящиеся под наливом и сливом горючих жидкостей, должны быть присоединены к заземляющему устройству. Проводник необходимо присоединять к корпусу автоцистерны при помощи болтов для обеспечения надежного контакта;

9. По окончании работы ответственные за пожарную безопасность осматривают помещения, территорию. Закрывают на замок помещения, которые работают не в круглосуточном режиме

Давление в системах работающих механизмов

К обслуживанию сосудов, работающих под давлением, допускаются лица достигшие 18 лет, обученные в учебных заведениях, аттестованные комиссией с участием инспектора Ростехнадзора и имеющие удостоверения на право обслуживания сосудов с указанием наименования, рабочих параметров рабочей среды сосудов, к обслуживанию которых они допущены.

Персонал, обслуживающий сосуды, должен быть ознакомлен под роспись с руководством по эксплуатации сосудов предприятий изготовителей, так же со схемами включения сосудов с указанием источника давления, параметров, рабочей среды арматуры, контрольно - измерительных приборов, средств автоматического управления, предохранительных и блокирующих устройств.

Персонал обязан периодически в течение смены:

- осматривать закрепленные за ними сосуды, обращать внимание на состояние сварных заклепочных соединений, запорной и запорно – регулируемой арматуры, кранов слива конденсата;

- осматривать контрольно-измерительные приборы, предохранительные устройства и указания уровня жидкости, убедиться в их исправности;

- убеждаться в отсутствии пропуска воздуха в соединениях элементов сосуда и трубопроводов;

- следить за давлением в сосуде, заметив опасность, угрожающую работникам, необходимо принять меры по ее незамедлительному устранению.

Порядок проверки исправности обслуживаемых сосудов и относящихся к ним оборудованию в рабочем состоянии:

- оператор обязан проводить проверку предохранительных клапанов путем принудительного открытия;

- оператор обязан проводить проверку манометров посадкой стрелки на нуль с помощью трехходового крана;

- оператор обязан проводить проверку в течение смены исправность сосудов путем внешнего осмотра, исправность запорной арматуры, манометров и предохранительных клапанов;

- обо всех этих операциях аппаратчик должен делать запись в сменном журнале.

5.2 Экологическая безопасность

- Основными типами антропогенных воздействий на природу, изменение природы под их влиянием, являются:

- нефтяное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;

- загрязнение атмосферы при сгорании газа в факелах и потери через негерметичное оборудование в районе компрессорной станции, при авариях на газонефтепроводах;

- загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами;
- развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне строительства и эксплуатации объектов (изменение поверхностного стока, заболачивание, подтопление, развитие оврагов, оползней, эрозии, активизация криогенных процессов на участках распространения многолетне - мерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод);
- значительное изъятие земель и изменение баланса земельного фонда за счет сельскохозяйственных и лесохозяйственных предприятий.

5.2.1 Анализ воздействия объекта на окружающую среду

Для предотвращения последствий загрязнения окружающей среды недропользователю рекомендуются следующие мероприятия:

- закрытая система сбора и транспорта нефти. Автоматическое отключение насосов, перекачивающих нефть, при падении давления в трубопроводе и установка запорной арматуры для отключения участка трубопровода в случае его порыва;
- в случае аварийной ситуации локализация разливов осуществляется следующим образом; при средних аварийных разливах - путем установления барьеров из земли с устройством защитных экранов, предотвращающих интенсивную пропитку барьера нефтью; локализация больших объемов разлитой нефти производится с помощью отрывных траншей;
- площадки размещения технологического оборудования выполнены из сборных бетонных плит и ограждены бордюром камнем и имеют дождеприемные колодцы, через которые загрязненные дождевые стоки и разлившаяся при аварии жидкость стекает в закрытую сеть производственно-дождевой канализации в очистные сооружения при УПСВ с последующей утилизацией в систему ППД;

- по периметру площадки куста предусмотрено обвалование, необходимо устройство приустьевых площадок для сбора возможных утечек с сальников фонтанной арматуры и загрязненного поверхностного стока, со сбросом в дренажно-канализационную емкость, с дальнейшей закачкой в систему нефтесбора;

- на каждой скважине разрабатывается организационный план ликвидации аварий, который позволит правильно организовать работу во время аварии и уменьшит возможное отрицательное воздействие на компоненты окружающей среды.

При возникновении аварийных ситуаций запланированы ликвидационные мероприятия, реализуемые в следующей последовательности:

1. ликвидировать источник разлива нефти; оценить объем происшедшего разлива и оптимальный способ его ликвидации;

2. локализовать нефтяной разлив и предотвратить его дальнейшее распространение;

3. собрать и вывезти собранную с почвы, болотной и водной поверхности нефть на комплексный пункт сбора продукции скважин или ближайший пункт утилизации.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.3.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследования

Основными источниками ЧС на территории нефтяного месторождения являются:

аварии в результате ГНВП на кустовой площадке добывающих скважин;

аварии в результате разгерметизации РВС для нефти на территории ДНС;

аварии в результате разгерметизации (порыв/прокол) нефтесборных трубопроводов, выкидных линий и магистрального нефтепровода.

Для исключения разгерметизации оборудования, предупреждения аварийных выбросов и разливов опасных веществ, обеспечения максимальных условий безопасности производства и обслуживающего персонала, снижения вредности производства в проекте предусмотрены следующие технические решения:

- емкостная аппаратура с нефтепродуктами оснащена дыхательными и предохранительными клапанами с огнепреградителями, арматурой с ручным и дистанционным приводом и сигнализаторами предельного верхнего уровня;
- технологическое оборудование оснащено необходимым предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения давления;
- предусмотрены дренажные емкости, для опорожнения технологических аппаратов и трубопроводов;
- технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключающих возможность образования взрывоопасной смеси;
- полная герметизация технологического процесса подачи и перекачки нефтепродуктов;
- монтаж и испытание трубопроводов предусмотрены в соответствии с требованиями РД 39-132-94, СП 34-116-97 и ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;
- на наружную поверхность подземных трубопроводов наносится защитное покрытие усиленного типа.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие [14].

Для работников, выезжающих в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности:

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и 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.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены и проанализированы различные современные методы борьбы с пескопроявлением на месторождениях Западной Сибири.

Выбор оптимальной технологии предотвращения выноса песка позволяет существенно снизить затраты на ремонт скважин, а также, при использовании некоторых из методов, вовсе предотвратить разрушение призабойной зоны пласта, облегчая дальнейшую разработку месторождения.

Также были рассчитаны средние финансовые затраты на проведение операции по удалению песчаной пробки, которые составили 1387929,65 рублей.

Рассмотрены меры производственной безопасности при эксплуатации скважин установками электрического центробежного насоса, и в рамках этого вопроса проанализированы вредные и опасные производственные факторы и рекомендованы мероприятия по их устранению.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дьячков В. Н. Исследование и разработка методов предупреждения выноса песка при строительстве и освоении водозаборных скважин :На примере месторождений Сургутского района: дис. ... канд. техн. наук: 05.15.10. - Тюмень, 2000. - 150 с.
2. Нескин В. А. Разработка и исследование композиций на основе кремнийорганического полимера для ликвидации выноса песка в газовых скважинах :дис. ... канд. техн. наук: 02.00.11. - М., 2016. - 129 с.
3. Мирзаджанзаде А.Х., Пирвердян А.М. , Чубанов О.В. и др. Методическое руководство по эксплуатации скважин при интенсивном пескопроявлении и откачке неньютоновских жидкостей. - Уфа : 1977.182 с.
4. Ашрафьян М.О. Технология разобщения пластов в осложненных условиях. - М.: Недра , 1989.- 228 с.
5. Булатов А.И. , Макаренко П.П. , Будников В.Ф. и др. Теория и практика заканчивания скважин : в 5 т. - М.: Недра ,1998, т.3.- 410 с.
6. Исследование и разработка технологий строительства и ремонта газовых скважин : на примере Северо-Ставропольского подземного хранилища газа : диссертация ... кандидата технических наук : 25.00.15 / Басов Сергей Александрович; [Место защиты: Науч. центр нелинейной волновой механики и технологии РАН]. - Москва, 2009. - 205 с.: ил.
7. ПРОТИВОПЕСОЧНЫЕ СКВАЖИННЫЕ ФИЛЬТРЫ ТИПА ФСМ/ФСМП // Буровой портал Drillings.ru URL: <http://www.drillings.ru/fsm> (дата обращения: 25.03.2017).
8. Кудрявцев И.А..Совершенствование технологии добычи нефти в условиях интенсивного выноса мехпримесей : На примере Самотлорского месторождения : дис. ... кандидата технических наук : 25.00.17. - Тюмень, 2004. - 121 с

9. Аксенова Н.А. Исследование и разработка техники, технологии заканчивания скважин с неустойчивыми коллекторами : дис. ... кандидата технических наук : 25.00.15. - Тюмень, 2004. - 177 с. :
10. Эфендиев, И. Ю. Методы борьбы с пескопроявлением / И. Ю. Эфендиев, А. Р. Везиров, И. И. Маслов, О. Г. Бутко, Б. А. Скуин // Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. — 1985. — № 4. — С. 19–21.
11. Гимаев Т.Ф. Устройство промывочное скользящее (УПС). Инженерная практика, 2017, №8
12. Проектная документация: «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», ПД.ОБ. – 2014 – 08 – 12 ГОЧС, 2014г.;
13. Проектная документация: «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности», ПД.ОБ. – 2014 – 08 – 09ПБ, 2014г.;
14. Петров А.Я. «Особенности правового регулирования труда работников нефтегазовой отрасли», (Трудовое право, 2008, №5);
15. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013г. №103
16. ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ «Вредные вещества».
17. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ «Электробезопасность»