

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»



Институт Природных ресурсов
Направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА П... НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ХМАО)

УДК 622.276.4-048.32(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗД	Камаев Павел Владимирович		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая Ольга Вячеславовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав.кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова Оксана Сергеевна	к.г. – м.н.		

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

Институт Природных ресурсов
Направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой _____

(подпись), (дата), (ФИО)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗД	Камаеву Павлу Владимировичу

Тема работы:

Усовершенствование методов поддержания пластового давления на П... нефтяном месторождении	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	
Срок сдачи студентом выполненной работы:	

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе:	Пакет технической, технологической и нормативной информации по реализуемым решениям в области поддержания пластового давления, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов:	История возникновения системы поддержания пластового давления, современное представление о системах поддержания пластового давления, технологическая схема системы поддержания пластового давления на П... месторождении, оборудование, используемое для закачки воды в пласт, методы увеличения приемистости нагнетательных скважин, экономический эффект от внедрения каскадной технологии очистки и закачки воды.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.э.н. Пожарницкая Ольга Вячеславовна
«Социальная ответственность»	Ассистент Немцова Ольга Александровна
Название разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранных языках:	
Геолого-физическая характеристика месторождения	
Общие сведения о системе поддержания пластового давления	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	
Заключение	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3Д	Камаев Павел Владимирович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 112 страниц, 25 таблиц, 21 рисунок, 14 источников.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ПОДДЕРЖАНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ, ПРИМЕНЕНИЕ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ, ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ, КАСКАДНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ, ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ, ПРИЕМИСТОСТЬ, ЗАВОДНЕНИЕ.

Объектом исследования данной работы является система поддержания пластового давления на П... нефтяном месторождении и способы ее усовершенствования.

Цель работы – анализ систем поддержания пластового давления, в частности, на П... нефтяном месторождении, а также возможные пути решения проблем низкой приемистости нагнетательных скважин и снижения непроизводственных затрат на систему поддержания пластового давления.

В работе представлены сведения о геолого-физических характеристиках продуктивных пластов, свойства и состав пластовых флюидов П... нефтяного месторождения, основные принципы заводнения. Приведена принципиальная схема системы поддержания пластового давления, а также необходимое оборудование для закачки в пласт воды.

В процессе работы изучалась проблема эффективной выработки запасов месторождений, относящихся к категории трудноизвлекаемых, и увеличения текущей и конечной нефтеотдачи на месторождениях, имеющих сложное геологическое строение.

В результате исследования удалось оценить технологический эффект использования каскадной технологии очистки и закачки сточных вод и сделать вывод об эффективности применения данной технологии. Также был рассмотрен вопрос об эффективности применения химического реагента «Полисил» в нагнетательных скважинах с целью увеличения их приемистости.

Экономическая значимость работы заключается в том, что полученные результаты позволяют рекомендовать перечисленные выше технологии как

один из методов усовершенствования систем поддержания пластового давления на П... месторождении, позволяющих повысить эффективность разработки неоднородных пластов.

Бакалаврская работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word, Microsoft Excel.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

УВ – углеводороды;

ППД – поддержание пластового давления;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ОПЗ – очистка призабойной зоны;

БКНС – блочная кустовая насосная станция;

ВЗ – водозаборная скважина;

ШЗ – шурфовая закачка;

ГНУ – горизонтальная насосная установка;

УПСВ – установка предварительного сброса воды;

УПН – установка подготовки нефти;

ЦПС – центральный пункт сбора нефти;

ВНД – водоводы низкого давления;

ВВД – водоводы высокого давления;

БГ – блок напорной гребенки;

ТВЧ – твердые взвешенные частицы;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ГТМ – геолого-технические мероприятия.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	11
1.1 Литературный обзор систем поддержания пластового давления.....	11
1.2 Принципы заводнения.....	14
1.3 Сущность подбора системы поддержания пластового давления к определенным геологическим условиям.....	20
1.4 Геологическое строение и физико-гидродинамические характеристики продуктивных пластов.....	25
1.5 Свойства и состав пластовых флюидов.....	32
1.5.1 Свойства нефти.....	32
1.5.2 Свойства пластовых вод.....	32
1.6 Текущее состояние разработки месторождения.....	35
2 Техника и технология применения систем поддержания пластового давления.....	40
2.1 Основные принципы системы поддержания пластового давления.....	40
2.2 Описание технологического процесса поддержания пластового давления.....	41
2.3 Состав технологического оборудования для закачки воды.....	44
2.3.1 Блочная кустовая насосная станция.....	44
2.3.2 Шурф.....	47
2.3.3 Горизонтальная насосная установка.....	48
2.3.4 Водозаборная скважина.....	50
2.3.5 Блок напорной гребенки.....	51
2.3.6 Нагнетательная скважина.....	53
2.4 Методы восстановления приемистости нагнетательных скважин.....	57

2.5	Применение химического реагента «Полисил» в нагнетательных скважинах.....	59
2.6	Каскадная технология очистки и закачки воды в пласт.....	66
2.7	Технологический эффект предлагаемых технологий.....	72
3	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	75
3.1	Технико-экономические преимущества глубокой очистки сточных вод по каскадной технологии с использованием аппаратов АОСВ-2.....	76
3.2	База сравнения и методика расчета экономического эффекта.....	77
3.3	Исходные данные и расчет хозрасчетного экономического эффекта.....	82
4	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	89
4.1	Анализ вредных производственных факторов.....	90
4.2	Анализ опасных производственных факторов.....	93
4.3	Охрана окружающей среды.....	97
4.4	Защита в чрезвычайных ситуациях.....	102
4.5	Организационные мероприятия обеспечения безопасности.....	104
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	109
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	111
	Приложение А – Характеристика вытеснения нефти водой.....	113
	Приложение Б – Свойства пластовой и дегазированной нефти.....	114
	Приложение В – Технологическая схема КНС-5 П...месторождения.....	116

ВВЕДЕНИЕ

Многие месторождения Западной Сибири отличаются сложным геологическим строением основных продуктивных горизонтов, низкой проницаемостью пластов-коллекторов, высокой слоистой и площадной неоднородностью, и, как следствие, запасы этих месторождений являются трудноизвлекаемыми. Учет особенностей геологического строения при планировании разработки месторождения, выборе технологий воздействия и режимов эксплуатации продуктивных пластов напрямую влияет на показатели разработки и выработку запасов.

На сегодняшний день неотъемлемой частью технологии добычи нефти является использование методов поддержания пластового давления путем закачки воды или газа в пласт. Эти методы принято называть вторичными, так как их использование, как правило, приурочено к началу второго этапа разработки месторождения, когда естественная энергия пласта почти полностью истощена. Такая технология добычи нефти считается важным технологическим достижением в области интенсификации притока нефти к забою скважины и осуществляется с помощью различных видов заводнения.

Усовершенствование системы поддержания пластового давления является одной из основных задач на пути к достижению максимальной экономической эффективности разработки месторождения, эффективной выработки, как высоко-, так и низкопроницаемых участков пластов и увеличения текущей и конечной нефтеотдачи. На большинстве месторождений используется циклическая закачка воды в нагнетательные скважины, которая не учитывает различные свойства пластов-коллекторов, что значительно снижает приемистость нагнетательных скважин, их межремонтный период и т.д.

Кроме того, на долю систем поддержания пластового давления приходится в среднем 35-40 % от общего энергопотребления в течение всего цикла добычи нефти, что, очевидно, является весьма энергоемким процессом и

требует определенных решений в области сокращения затрат на электроэнергию для закачки воды.

В рамках данной работы с целью повышения эффективности системы поддержания пластового давления рекомендуется использование каскадной технологии очистки и закачки воды на месторождениях, характеризующихся сложным геологическим строением, а также применение химического реагента «Полисил» в нагнетательных скважинах.

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ систем поддержания пластового давления, в частности, на П... нефтяном месторождении, а также поиск возможных путей решения проблем низкой приемистости нагнетательных скважин и снижения непроизводительных затрат на систему поддержания пластового давления.

Для реализации поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- провести литературный обзор основных принципов заводнения и определить сущность подбора систем поддержания пластового давления к определенным геологическим условиям;
- провести расчет эффективности использования каскадной технологии и применения «Полисила» в нагнетательных скважинах;
- на основе полученных данных сделать общий вывод об эффективности применения данных технологий на П... нефтяном месторождении.

1 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Литературный обзор систем поддержания пластового давления

Изучение свойств пласта, а именно – его энергетических характеристик, является одним из важнейших этапов начала разработки залежей углеводородов (УВ). От совокупности этих данных с физико-химическими свойствами самих УВ будет зависеть способ извлечения нефти на поверхность. Любая нефтяная или газовая залежь обладает потенциальной энергией, которая в процессе разработки переходит в кинетическую и расходуется на вытеснение нефти и газа из пласта.

Энергия пласта обусловлена действием силы тяжести, а характеристикой, отражающей ее величину, принято считать пластовое давление. В частности, огромные массы верхележащих пластов давят на породы коллектора и на содержащиеся в нем жидкости. Чем большее сжатие испытывает нефтяной пласт, тем значительнее накопившаяся в нем энергия упругих сил, которая впоследствии заставляет нефть выдавливаться из пласта в добывающую скважину. При вскрытии продуктивного пласта в скважине образуется зона пониженного давления, куда и устремляется жидкость. В результате извлечения нефти пластовое давление падает, что позволяет расширяться как самой нефти, так и зернам сжатой породы коллектора. Как следствие – поровое пространство, содержащее нефть, сужается, вытесняя нефть в скважину. Этот процесс может продолжаться до тех пор, пока давление в пласте не сравняется с давлением в скважине. Такой режим извлечения нефти из залежи называют упругим.

Впрочем, как правило, на нефть в пласте действует сразу несколько выталкивающих сил. Нередко решающим энергетическим фактором становится напор пластовых (подошвенных) вод. Подстилающая нефтяную залежь вода также находится под действием давления, зависящего от глубины. Как только нефть вытекает из пласта, и пластовое давление понижается, вода начинает

расширяться и устремляется в пласт, способствуя дальнейшему вытеснению нефти. Это упруговодонапорный режим. Если же пластовые воды имеют гидродинамическую связь с поверхностью земли и постоянно подпитываются от внешнего источника, то их давление на нефть может оказаться решающим, значительно превышающим действие сил упругости. В этом случае говорят о водонапорном режиме.

Вносит свой вклад в общее дело и газ, всегда присутствующий в залежи в том или ином виде. Если месторождение содержит газовую шапку, то при падении пластового давления газ, так же как и вода, расширяется, вытесняя нефть (газонапорный режим). При отсутствии газовой шапки движущей силой может стать газ, растворенный в нефти. Здесь важен такой фактор, как давление насыщения, при котором газ растворяется в нефти. Если давление окружающей среды меньше давления насыщения, то газ расширяется и покидает жидкость, оказывая на нее вытесняющее воздействие. Такой режим называется режимом растворенного газа и в чистом виде проявляется при отсутствии связи с подошвенными водами, при близких или равных значениях начального пластового давления и давления насыщения, при повышенном газосодержании пластовой нефти. Недостаток такого режима в том, что дегазация пластовой нефти может приводить к существенному повышению ее вязкости и потере текучести.

Перечисленные выше режимы работы пласта – природные. Здесь перемещение нефти зависит лишь от действия естественных сил. Эксплуатация залежи с помощью природных режимов практикуется только на начальном этапе разработки и носит название первичной добычи. При этом может использоваться один или несколько режимов одновременно. Например, разработка большого месторождения может начинаться с режима растворенного газа, затем добавляется влияние газовой шапки, а при извлечении достаточного количества жидкости имеет смысл снизить давление в зоне, примыкающей к пластовым водам, и в полной мере задействовать водонапорный режим.

Нефтеотдача на природных режимах разработки залежи далеко не всегда обеспечивает экономическую эффективность. Поэтому нередко уже на начальном этапе естественную энергию пласта поддерживают или увеличивают с помощью системы поддержания пластового давления (ППД) – дополнительной закачки в пласт воды или – реже – газа. Нагнетание жидкости в истощенный пласт принято называть вторичным методом добычи [1].

По мнению Арбузова В. Н., целями воздействия на залежь нефти являются не только поддержание пластового давления, но и, что более важно, увеличение конечной нефтеотдачи. В последнем случае методы воздействия могут быть иными, и они часто находят применение на истощенных месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, хотя пластовое давление может оставаться на уровне первоначального или превышать его.

Масштабы применения методов воздействия на залежи нефти очень велики. Около 85 % нефти добывается из пластов, подвергнутых методам воздействия. Среди них доминирующим методом остается ППД закачкой в пласт воды.

Существуют следующие основные методы воздействия на пласт:

- поддержание пластового давления закачкой в пласт воды;
- поддержание давления закачкой газа;
- тепловые методы воздействия;

Существуют так же, хотя в очень ограниченных масштабах и другие специальные методы воздействия. К этим методам можно отнести закачку различных веществ в пласт, углекислого газа, мицеллярных растворов в виде оторочек, смешивающихся с пластовой нефтью и вытесняющим агентом – водой.

Основное назначение многих из этих методов – не поддержание пластового давления, а повышение коэффициента нефтеотдачи в сочетании с попутным эффектом – частичным поддержанием пластового давления [2].

Желтов Ю. П. считает, что в настоящее время заводнение – самый распространенный в мире вид воздействия на пласты разрабатываемых

месторождений. В Российской Федерации свыше 90 % всей нефти добывают из заводняемых месторождений. В США из таких месторождений также получают значительную часть добычи нефти.

Наиболее часто применяемые виды заводнения: внутриконтурное при рядных или блоково-рядных и площадных схемах расположения скважин и законтурное. Используют также очаговое и избирательное заводнение [3].

1.2 Принципы заводнения

Выбор типа заводнения и взаимного расположения нагнетательных и добывающих скважин (сетки скважин) – одна из важнейших задач, от решения которой зависит эффективность разработки всего месторождения и отдельных его участков. Просчеты с выбором сетки скважин приводят к снижению дебитов, низким экономическим показателям разработки и быстрому обводнению залежи. К тому же каждая новая скважина – это существенное увеличение капитальных затрат [1].

Искусственное поддержание пластового давления достигается методами законтурного, приконтурного и внутриконтурного заводнения. Рассмотрим наиболее значимые из этих методов подробнее.

Метод законтурного заводнения (рисунок 1) применяют при разработке сравнительно небольших по размерам залежей. Он заключается в закачке воды в пласт через нагнетательные скважины, размещаемые за внешним контуром нефтеносности на расстоянии 100 м и более. Эксплуатационные скважины располагаются внутри контура нефтеносности параллельно контуру.

В результате заводнения приток воды к пласту увеличивается и давление и нефтяной залежи поддерживается на высоком уровне.

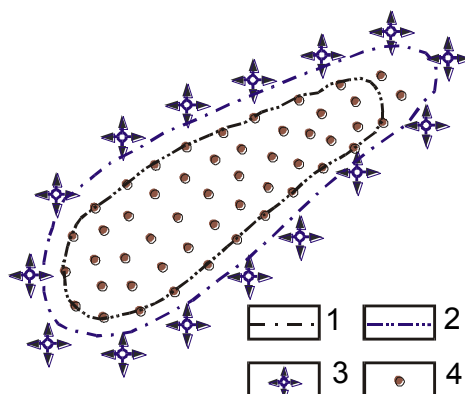


Рисунок 1 – Система разработки нефтяной залежи с законтурным заводнением.

Контурсы нефтеносности: 1 – внешний, 2 – внутренний; Скважины: 3 – нагнетательные, 4 – добывающие

Метод приконтурного заводнения применяют на месторождениях с низкой проницаемостью продуктивных пластов в части, заполненной водой. Поэтому нагнетательные скважины располагают либо вблизи контура нефтеносности, либо непосредственно на нем (рисунок 2).

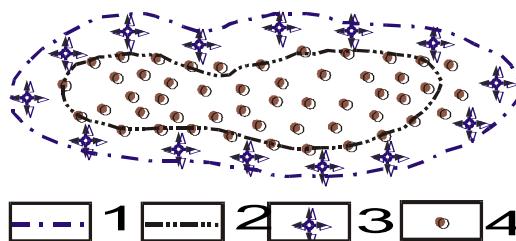


Рисунок 2 – Система разработки нефтяной залежи с приконтурным заводнением. Контурсы нефтеносности: 1 – внешний, 2 – внутренний; Скважины: 3 – нагнетательные, 4 – добывающие

Метод внутриконтурного заводнения применяется для интенсификации разработки нефтяной залежи, занимающей значительную площадь.

Внутриконтурное заводнение представлено целым рядом разновидностей:

- разрезание рядами нагнетательных скважин;
- площадное;
- избирательное;
- очаговое;

- головное;
- барьерное.

Выделяют несколько подвидов разрезания рядами нагнетательных скважин – **разрезание на площади, блоковое и сводовое (центральное)**.

При **блоковом заводнении** нефтяную залежь разрезают рядами нагнетательных скважин на полосы (блоки), в пределах которых размещают ряды добывающих скважин такого же направления. При вытянутой форме залежи ряды скважин располагают обычно перпендикулярно к ее длинной оси (рисунок 3). При «круговой» форме залежей, особенно с обширными площадями нефтеносности, направление рядов скважин выбирают с учетом зональной неоднородности продуктивных пластов – в крест выявленной по данным разведки преобладающей ориентации зон с повышенной мощностью (и, как правило, с повышенной пористостью и проницаемостью) коллекторов. В результате достигается пересечение всех зон, содержащих основную часть запасов нефти, линиями разрезания и, следовательно, обеспечение большего влияния на них закачки воды. При ином направлении блоков, принятом без учета данных о границах зон разной продуктивности, разрезающие ряды в значительной части могут оказаться на участках с пониженной проницаемостью пласта, что обусловит низкую приемистость значительной части нагнетательных скважин и отсутствие в части высокопродуктивных зон воздействия нагнетаемой воды.

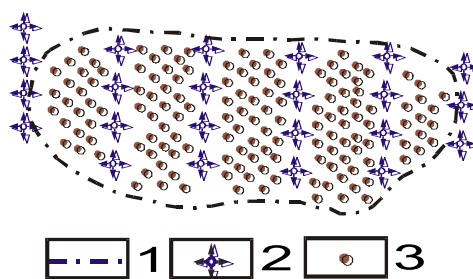


Рисунок 3 – Система разработки нефтяной залежи с блоковым заводнением. 1 – контур нефтеносности; Скважины: 2 – нагнетательные; 3 – добывающие

При разрезании залежи рядами нагнетательных скважин закачка воды в пласты производится через нагнетательные скважины, расположенные в

пределах самой залежи рядами, называемыми разрезающими рядами или линиями разрезания.

Обычно все скважины разрезающего ряда после бурения непродолжительно эксплуатируются на нефть при возможно более высоких дебитах. Это дает возможность очистить призабойную зону пласта и снизить пластовое давление в ряду, т.е. создает условия для успешного освоения скважин под закачку воды. Затем скважины через одну осваивают под нагнетание, продолжая интенсивную добычу нефти из промежуточных скважин ряда. Это способствует перемещению нагнетаемой в пласт воды вдоль разрезающего ряда. После обводнения промежуточных скважин они также переводятся под закачку воды. При такой технологии освоения скважин разрезающего ряда вдоль него в пласте создается полоса воды.

Добывающие скважины при этой разновидности заводнения располагают в рядах, параллельных разрезающим рядам. Отбор нефти из добывающих скважин и продолжающееся нагнетание воды в скважины разрезающего ряда обуславливают расширение полосы воды, созданной вдоль ряда, и перемещение ее границ в направлении к добывающим рядам. Таким путем обеспечиваются вытеснение нефти водой и перемещение ее в пласте к добывающим скважинам.

Разрезание нефтяных залежей на блоки нашло самое широкое применение практически во всех нефтедобывающих районах страны. Большинство месторождений Западной Сибири также разрабатываются в основном с применением блокового заводнения, в том числе Самотлорское, Федоровское, Западно-Сургутское, Правдинское и др.

Площадное заводнение также разновидность внутриконтурного заводнения, при котором в условиях общей равномерной сетки скважин нагнетательные и добывающие скважины чередуются в строгой закономерности, установленной проектным документом на разработку.

Системы разработки с площадным заводнением (площадные системы) обладают большей активностью по сравнению с системами,

охарактеризованными ранее. Это обусловлено тем, что в рамках систем с площадным заводнением каждая добывающая скважина с самого начала разработки непосредственно контактирует с нагнетательными, в то время как, например, при внутриконтурном разрезании в начале разработки под непосредственным влиянием нагнетательных скважин находятся лишь скважины внешних (первых) добывающих рядов. Кроме того, при площадном заводнении на одну нагнетательную скважину обычно приходится меньшее количество добывающих скважин, чем при ранее рассмотренных системах.

Применяют несколько вариантов формы сеток и взаимного размещения нагнетательных и добывающих скважин, при которых системы разработки характеризуются различной активностью, т.е. разной величиной отношения количеств добывающих и нагнетательных скважин.

Применяемые при площадном заводнении формы сетки скважин показаны на рисунке 4.

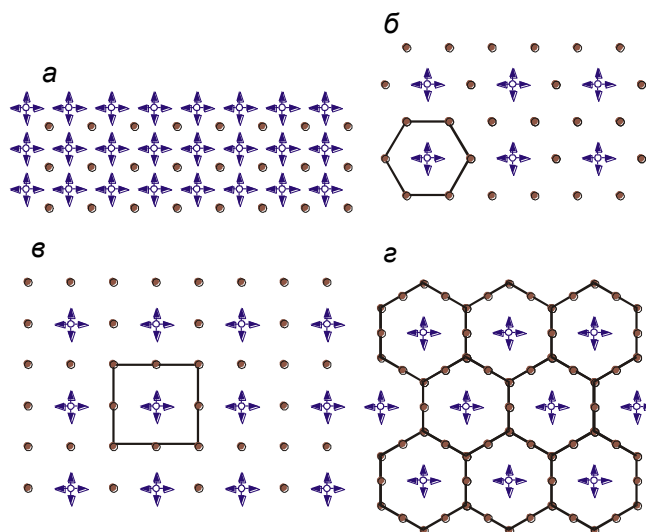


Рисунок 4 – Системы разработки с площадным заводнением. Формы сеток скважин: а – пятиточечная, б – семиточечная обращенная, в – девятиточечная обращенная, г – ячеистая

Системам разработки с площадным заводнением свойственны и некоторые негативные моменты. Они практически не позволяют регулировать скорость продвижения воды к разным добывающим скважинам элемента системы разработки путем перераспределения объемов закачиваемой воды. В

связи с этим возрастает вероятность преждевременного обводнения значительной части добывающих скважин. Этот процесс усугубляется неодновременным вводом новых добывающих скважин в элемент системы после начала закачки воды, продолжительными остановками отдельных скважин для подземного и капитального ремонта, отключением обводненных скважин, существенными различиями в дебитах скважин и др. Вследствие своеобразной конфигурации линий тока при площадном заводнении между скважинами могут формироваться целики (застойные зоны) нефти.

Избирательное заводнение – разновидность внутриконтурного заводнения – предусматривает выбор местоположения нагнетательных скважин после разбурирования эксплуатационного объекта по равномерной сетке с учетом изменчивости его геологического строения. При составлении первого проектного документа на разработку местоположение нагнетательных скважин не определяют. После разбурирования объекта по равномерной сетке и некоторого периода эксплуатации всех скважин на нефть для освоения под закачку воды выбирают скважины, местоположение которых наиболее полно отвечает геологическому строению пластов и обеспечивает эффективное воздействие на весь объем залежи. В конечном счете, нагнетательные скважины оказываются размещенными по площади объекта неравномерно. Избирательное заводнение применяют при резкой зональной неоднородности пластов, выражающейся в неповсеместном залегании коллекторов, в наличии двух или трех разновидностей коллекторов разной продуктивности, распределенных неравномерно по площади и т. д., а также при нарушении объекта серией дизъюнктивных нарушений.

Очаговое заводнение, по сути, является избирательным заводнением, но применяется как дополнение к другим разновидностям заводнения (законтурному, приконтурному, разрезанию на площади, блоки и др.), если они не обеспечивают влияние закачки воды по всей площади объекта. Очаги заводнения (нагнетание воды в отдельные скважины или небольшие группы скважин) обычно создают на участках, не испытывающих или недостаточно

испытывающих влияние заводнения после освоения запроектированного его вида. Под нагнетательные выбирают скважины из числа добывающих, преимущественно из тех, которые основную свою задачу уже выполнили, т. е. расположенные на заводненных (выработанных) участках объекта разработки. При необходимости для создания очагов заводнения бурят специальные дополнительные скважины.

Очаговое заводнение применяют очень широко это одно из главнейших мероприятий по развитию и совершенствованию систем разработки с заводнением [4].

Таким образом, во многих случаях при проектировании системы разработки эксплуатационного объекта, исходя из его геологопромысловой характеристики, для него может быть рекомендовано две, а иногда и три разновидности заводнения. Например, приконтурное заводнение может рассматриваться наряду с осевым разрезанием или поперечным разрезанием объекта на блоки; разрезание на узкие блоки может быть рекомендовано наряду с площадным заводнением и т. д. Из числа возможных вариантов, обоснованных геологически, оптимальный вариант выбирают с помощью гидродинамических и экономических расчетов при учете других элементов системы разработки (плотности сетки добывающих скважин, перепада давления между зонами нагнетания и отбора).

1.3 Сущность подбора системы поддержания пластового давления к определенным геологическим условиям

Любой тип заводнения относят к методам управления процессом добычи. Изменяя различные параметры самого заводнения – скорость закачки воды, ее смачивающие свойства, вязкость и температуру – можно получить наибольшую эффективность вытеснения нефти. Однако расчет этих параметров требует точной информации о процессах, происходящих в пласте [1].

В реальных условиях в составе объекта разработки оказываются неоднородные по геологическому строению, коллекторским свойствам и продуктивной характеристике пласты, что приводит к ухудшению условий выработки части коллектора, имеющей низкую проницаемость, к неравномерному их заводнению, к снижению коэффициента охвата объекта воздействием, отбору больших объемов закачиваемой воды и, в конечном счете, к ухудшению технико-экономических показателей разработки.

Основные методы воздействия на продуктивные пласты, направленные на увеличение текущей и конечной нефтеотдачи, основываются на искусственном заводнении коллекторов и осуществляются путем реализации различных способов заводнения. Поддержание пластового давления совместно-раздельной закачкой воды при дифференцированном давлении используется для интенсификации разработки месторождений в начальных стадиях и как вторичный метод разработки после извлечения значительных запасов нефти. В условиях послойной и зональной неоднородности пластов одним из путей интенсификации добычи нефти является очагово-избирательное заводнение, позволяющее наиболее рационально использовать энергию закачиваемой воды и более полно учитывать характер неоднородности строения объекта разработки. Основная особенность указанной системы состоит в том, что в качестве нагнетательных выбираются скважины с лучшими продуктивными характеристиками и хорошей гидродинамической связью с окружающими скважинами. Они должны располагаться рассредоточенно по площади и быть окружены добывающими скважинами для снижения эффекта интерференции. Широкие промышленные испытания и внедрение избирательного заводнения показали его достаточную эффективность: наряду с интенсификацией добычи нефти оно способствует увеличению нефтеотдачи пластов.

Более совершенной системой является очаговое заводнение, основанное на поддержании пластового давления, которое осуществляется на отдельных участках нефтяного месторождения путем нагнетания воды в скважины,

переведенные из добывающего фонда или дополнительно пробуренные для этой цели. Наряду с другими очевидными преимуществами метода очаговое заводнение позволяет избирательно изменять направление потоков и градиента давления на фронте вытеснения нефти водой и отбора жидкостей с целью вытеснения нефти из менее проницаемых зон пласта.

Большая практика разработки нефтяных месторождений Урало-Поволжья, Западной Сибири и других районов показала, что главная особенность, характерная для всех методов заводнения, заключается в неравномерности распределения воды в коллекторе: обводняются пласты с лучшими фильтрационными характеристиками, при этом невыработанными остаются отдельные менее проницаемые пласты и пропластки. Неравномерность процесса заводнения и неполная выработка запасов объясняются исключительной сложностью геологического строения продуктивных пластов, трудностью регулирования процесса вытеснения нефти водой из залежей, а также отсутствием радикальных методов ограничения отбора воды из скважин, эксплуатирующих частично обводненные пласты.

На основании обобщения результатов теоретических и экспериментальных исследований М.Л. Сургучев делит способы повышения эффективности методов заводнения на две большие группы: одна основывается на применении тепловых, химических и газовых агентов, другая – на совершенствовании технологии и системы заводнения. Рассматривая вопросы совершенствования технологии, отмечает, что при стационарном режиме образуется система постоянных трубок тока, определяющих охват пласта воздействием. Для вовлечения в работу новых систем трубок тока необходимо изменить гидродинамический режим фильтрации. Решить эту задачу можно с помощью методов регулирования разработки заводнением, основными из которых по вышеприведенной классификации являются:

- применение повышенных давлений на линии нагнетания;
- изменение направления фильтрационных потоков;
- циклическое воздействие на пласт;

- режим эксплуатации скважин;
- выделение объектов разработки по коллекторским свойствам;
- выбор сетки скважин и порядок разбуривания.

Увеличения охвата малопроницаемых пластов заводнением при совместной разработке многопластовых залежей можно добиться формированием объектов самостоятельной эксплуатации путем избирательного включения в них пластов с одинаковыми и близкими коллекторскими свойствами по всей толщине продуктивного пласта. В сущности, метод основывается на изменении неоднородности эксплуатационного объекта, состоящего из нескольких изолированных друг от друга пластов, различающихся по подвижности жидкостей, при котором не исключается и отключение из разработки пластов с высокими фильтрационными характеристиками для воды. Применение указанного выше принципа в системе разработки Ромашкинского месторождения позволило значительно увеличить охват малопроницаемых алевролитов заводнением. Однако сходство характеристик пластов, объединяемых в один эксплуатационный объект, не является достаточным условием равномерной выработки запасов нефти из послойно-неоднородных пластов. Указанная особенность метода формирования объекта объясняется сохранением присущего заводнению недостатка – неравномерной фильтрации воды в неоднородном коллекторе.

Проведенный обзор работ показывает, что полный охват пластов заводнением и конечная нефтеотдача резко снижаются при усилении степени геологической неоднородности разрабатываемых объектов. В неоднородных пластах нагнетаемая вода прорывается к добывающим скважинам по высокопроницаемым пропласткам, оставляя невытесненной нефть в малопроницаемых слоях, участках, зонах. Современные методы регулирования заводнением залежей, основанные на гидродинамическом воздействии на пласт, способствуют увеличению охвата воздействием не вовлеченных в разработку участков. Однако они эффективны лишь в определенных физико-геологических условиях, т.е. не обладают универсальностью и не обеспечивают

полный охват пласта заводнением в условиях высокой обводненности добываемой продукции (таблица 1).

Таблица 1 – Условия применения основных методов регулирования разработки заводнением в обводненных пластах

Наименование метода	Принцип действия метода на увеличение охвата заводнением	Условие надежного применения метода при обводненности продукции, %	Недостатки метода
Повышение давления нагнетания	Увеличение градиента давления	До 75-85	Ограниченная возможность установленных мощностей для полного охвата пластов
Изменение направления потоков	Повышение охвата дренированием	До 75-85	Использование метода только на отдельных месторождениях (локальность)
Циклическая закачка и отбор	Изменение градиента пластового давления	70-80	Низкая эффективность в высокообводненных пластах на поздней стадии разработки
Форсирование отбора жидкостей из пласта	Увеличение градиента давления	75-80	Неопределенность условий применения
Выделение пластов в отдельный объект эксплуатации по коллекторским свойствам	Уменьшение влияния неоднородности пласта	Не ограничены	Применение метода только в литологически неоднородных пластах
Уплотнение сетки скважин	Увеличение градиента давления, перенос фронта вытеснения, интенсификация отбора жидкости из пласта и др.	Не более 80-90	Высокая стоимость работ, быстрое продвижение фронта вытеснения, приводящее к сокращению периода эксплуатации скважин

На поздних стадиях разработки залежей влияние этого фактора является преобладающим вследствие образования промытых зон, по которым фильтруется основной объем нефтевытесняющего агента, не оказывая влияния на менее проницаемые нефтенасыщенные пропластки. Этим можно объяснить

стабилизацию значений коэффициента нефтеотдачи при современных методах заводнения на уровне 0,3 – 0,5 от балансовых запасов [5].

Таким образом, одним из главных условий дальнейшего повышения эффективности заводнения залежей является ограничение движения воды по каналам с низким фильтрационным сопротивлением, что позволит более рационально использовать ее энергию для вытеснения нефти.

1.4 Геологическое строение и физико-гидродинамические характеристики продуктивных пластов

Информация изъята со страниц 25-39, так как представляет коммерческую тайну.

2 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

2.1 Основные принципы системы поддержания пластового давления

Система ППД представляет собой комплекс технологического оборудования, необходимый для добычи (пресная, сеноманская вода), подготовки (сеноманская вода), закачки рабочего агента в пласт нефтяного месторождения с целью поддержания пластового давления и достижения максимальных показателей отбора нефти из пласта.

Система ППД должна обеспечивать:

- необходимые объемы закачки воды в пласт и давления ее нагнетания по скважинам, объектам разработки и месторождению в целом в соответствии с проектными документами;
- качество воды, в соответствии с М-01.06.04.03-01 «Методические указания по отбору проб и контролю качества воды, используемой для заводнения нефтяных пластов месторождений ОАО «Газпром нефть» и/или ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству»;
- проведение контроля качества вод системы ППД, замеров приемистости скважин, учета закачки воды как по каждой скважине, так и по группам, пластам и объектам разработки и месторождению в целом;
- герметичность и надежность эксплуатации системы площадочных или технологических водоводов, применение замкнутого цикла водоподготовки и заводнения пластов с использованием сточных вод;
- возможность изменения режимов закачки воды в скважины, проведения очистки призабойной зоны (ОПЗ) нагнетательных скважин с целью повышения приемистости пластов, охвата пластов воздействием заводнения, регулирование процесса вытеснения нефти к забоям добывающих [9].

2.2 Описание технологического процесса поддержания пластового давления

Поддержание пластового давления проводят с целью сохранения давления в продуктивных пластах нефтяных залежей на начальной (запроектированной) величине, для повышения нефтеотдачи пластов, ускорения процесса разработки месторождения. На месторождениях компании «Г... основные методы воздействия на продуктивные пласты, направленные на повышение текущей и конечной нефтеотдачи, базируются на искусственном заводнении коллекторов и осуществляются путем реализации различных способов внутриконтурного заводнения. Наибольшему увеличению охвата пластов воздействием способствуют: избирательное заводнение, позволяющее рационально использовать энергию закачиваемой воды, очаговое и площадное заводнение [5].

Формирование комплекса сооружений по поддержанию пластового давления осуществляется в соответствии с проектом обустройства месторождения, который разрабатывается специализированной проектной организацией.

Для повышения эффективности системы поддержания пластового давления рекомендуется использовать:

- передовые высокоэффективные технологии, такие как каскадная технология очистки сточных вод от нефти и мехпримесей и закачки ее в низкопроницаемые пласты, что позволяет увеличить добычу нефти, сократить число капитальных ремонтов нагнетательных скважин и расход электроэнергии;
- закачку химического реагента «Полисил» разных модификаций по специальной технологии, позволяющей увеличить коэффициент приемистости нагнетательных скважин в 2 и более раза.

Технологическая схема процесса поддержания пластового давления должна обеспечивать полную герметизацию процесса, учет количества

закаченного рабочего агента, требуемое качество подготовленной воды, гибкость и маневренность работы оборудования.

Технологическая схема ППД определяется проектом разработки нефтяного месторождения и в первую очередь количеством и расположением нагнетательных скважин.

Принципиальная схема системы ППД приведена на рисунке 10.

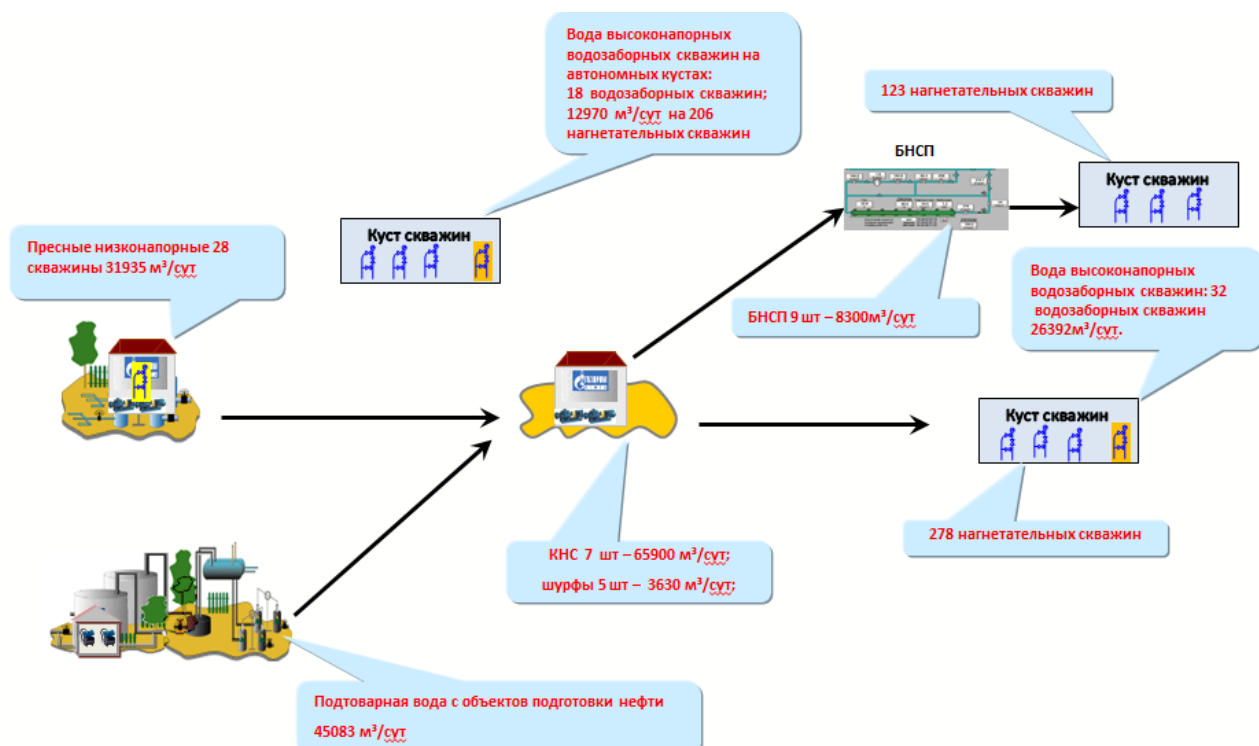


Рисунок 10 – Принципиальная схема системы ППД

В зависимости от источника получения воды, состава технологических комплексов и оборудования можно выделить следующие основные технологические схемы закачки рабочего агента в пласт.

Закачка воды с использованием блочной кустовой насосной станции (БКНС) – источник получения воды (водозаборная скважина, водозабор речной воды, объект подготовки нефти) – БКНС – нагнетательные скважины. Вода от источника получения воды поступает на блочную кустовую насосную станцию. От БКНС по системе водоводов вода подается в скважины системы ППД.

Высоконапорная закачка воды с использованием водозаборной скважины (ВЗ) – ВЗ (источник получения воды) – нагнетательная скважина.

Вода сеноманской скважины без предварительной подготовки посредством высоконапорных погружных насосов подается по системе водоводов в скважины ППД. Количество скважин, подключаемых на одну высоконапорную установку, определяется производительностью насоса и приемистостью скважин.

Шурфовая закачка (ШЗ) – ВЗ, объекты подготовки нефти (источник получения воды) – шурф – нагнетательная скважина. Вода водозаборной скважины (сеноманская, пресная), посредством низконапорных погружных насосов и (или) пластовая вода с объектов подготовки нефти подается в шурф, где установлен высоконапорный насос. Посредством высоконапорной установки, расположенной в шурфе по системе водоводов вода подается в скважины ППД.

Закачка воды с использованием горизонтальных насосных установок (ГНУ) – источник получения воды (водозаборные скважины, водозабор речной воды, объект подготовки нефти) – БКНС – ГНУ – нагнетательная скважина. Вода от источника получения воды поступает на блочную кустовую насосную станцию. От БКНС по системе водоводов вода подается в скважины системы ППД. При недостаточном давлении на устье нагнетательной скважины между БКНС и нагнетательными скважинами дополнительно устанавливается подпорная горизонтальная насосная установка.

На БКНС подача воды осуществляется по водоводам (диаметром 114-820 мм) низкого давления с установки предварительного сброса воды (УПСВ), установки подготовки нефти (УПН) и центрального пункта сбора нефти (ЦПС) (пластовая), из водозаборных скважин (сеноманская), из открытых водоемов (пресная).

От БКНС вода по водоводам высокого давления и нагнетательным линиям скважин (диаметром 89-325 мм) подается в нагнетательные скважины для закачки в пласт с целью поддержания пластового давления.

Рабочее давление в трубопроводах системы ППД:

– водоводы низкого давления (ВНД) – 0-4 МПа;

- водоводы высокого давления (ВВД) – 10-22 МПа [9].

2.3 Состав технологического оборудования для закачки воды

Система оборудования для ППД состоит в общем случае из участков водозабора, магистрали подвода воды (с трубопроводом большого диаметра и насосными станциями первого, второго и, если требуется, третьего водоподъема), очистных сооружений подготовки воды к закачке ее в нефтяной пласт, кустовых насосных станций высокого давления, разводящих трубопроводов с водораспределительными гребёнками, от которых вода идет к нагнетательным скважинам. Рассмотрим технологическое оборудование, используемое на П... нефтяном месторождении:

- БКНС;
- Шурф;
- ГНУ;
- Водозаборная скважина;
- БГ (БНГ, ВРБ);
- Нагнетательная скважина.

2.3.1 Блочная кустовая насосная станция

Блочная кустовая насосная станция (БКНС) предназначена для закачки воды из поверхностных, подземных источников или промысловых очищенных сточных вод в нагнетательные скважины для поддержания давления в разрабатываемом продуктивном горизонте нефтяного месторождения.

В зависимости от необходимой производительности станции могут состоять из одного, двух, трех и более насосных блоков, блока дренажных насосов, блока аппаратурного, блока операторного, блока гребенки. Возможно

выполнение маслосистемы в насосном блоке или отдельным блоком (блок маслохозяйства).

В общем случае в состав БКНС входят:

- Насосные блоки;
- Блок дренажных (вспомогательных) насосов;
- Блок управления;
- Блок низковольтной электроаппаратуры;
- Блок распределительного устройства;
- Блок напорной гребенки (коллекторов);
- Блок операторный;
- Блок маслохозяйства;
- Емкость аварийного слива масла с трансформаторов;
- Емкости дренажные подземные;
- Шламовый амбар (в случае использования сепарации).

Условно БКНС делится на машзал (насосные блоки) и энергозал (блоки энергообеспечения). Блоки насосные выполняют функцию повышения давления технологической воды до уровня, обеспечивающего нагнетание воды в скважины системы ППД (заводнения). Энергоблоки служат для автоматического управления работой насосных агрегатов, контроля параметров и сигнализации состояния технологического оборудования, защиты технологического оборудования при изменении параметров технологического процесса сверх допустимых пределов, автоматического отключения насосного агрегата и включения резервного [9].

На нефтепромыслах применяют следующие агрегаты электронасосные многоступенчатые: ЦНС-180-1900, ЦНС-180-1422, ЦНС-180-1050, а также их модификации. Центробежные насосы типа ЦНС-180 (высоконапорные) предназначены для нагнетания воды в скважину с целью поддержания пластового давления. Насосные блоки размещаются в едином машинном зале.

Насосные агрегаты могут быть плунжерными или центробежными с синхронными и/или асинхронными двигателями.

Центробежные насосные агрегаты типа ЦНС-180 позволяют производить закачку воды в пласт при давлении нагнетания от 9,5 до 19 МПа.

Техническая характеристика основных типоразмеров БКНС приведена в таблице 10 [10].

Таблица 10 – Техническая характеристика основных типоразмеров БКНС

Параметры	Группа БКНС		
Тип базового насоса	ЦНС-180-1050	ЦНС-180-1422	ЦНС-180-1900
Номинальная подача насоса, м ³ /ч	180	180	180
Давление нагнетания, МПа	10	14	19
Допустимое давление на всасывающей линии, МПа	0,5-2,7		
Давление в системе охлаждения, МПа	0,2		
Температура закачиваемой воды, °С	5-45		
Номинальная расходуемая мощность насоса, кВт	675	970	1150
Мощность электропривода, кВт	800	1250	1600
Частота вращения, об/мин	2950-3000		
Напряжение питания электропривода, кВ	6 (10)		
Напряжение в сети вспомогательных устройств, В	380/220		
Ток электродвигателя	Трехфазный, переменный, 50 Гц		
Давление в маслосистеме, МПа	0,3		
Расход масла на один агрегат, л/ч	2,1		
Условный размер труб, мм			
– приемных	150		
– нагнетательных;	100-150		
– приемных блока гребенки;	200-300		
–выходных блока гребенки	100-200		
Габариты насосных блоков			
длина	9804		
ширина	3102		
высота	2992		
Наибольшая масса насосного блока, кг	19800		
Масса блока гребенки, кг	13470		

На рисунке 11 приведена напорная характеристика агрегата ЦНС-180-1900.

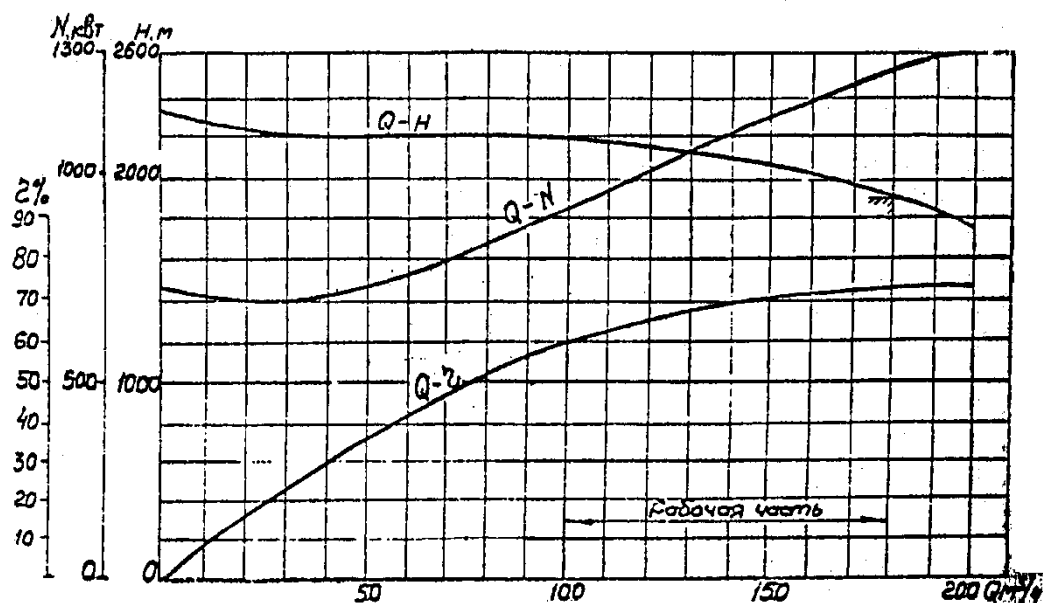


Рисунок 11 – Характеристика агрегата ЦНС-180-1900

Технологическая схема КНС-5 П... нефтяного месторождения приведена на рисунке В.1 (Приложение В).

2.3.2 Шурф

Шурф предназначен для закачки поверхностных или пластовых вод в нагнетательные скважины с использованием электроцентробежного погружного насоса.

Состав установки:

- Шурф;
- Электроцентробежный погружной насос;
- Подводящий водовод;
- Силовой кабель;
- Нагнетательный водовод;
- Станция управления;
- Трансформатор.

Принципиальная схема шурфного насосного агрегата приведена на рисунке 12 [9].

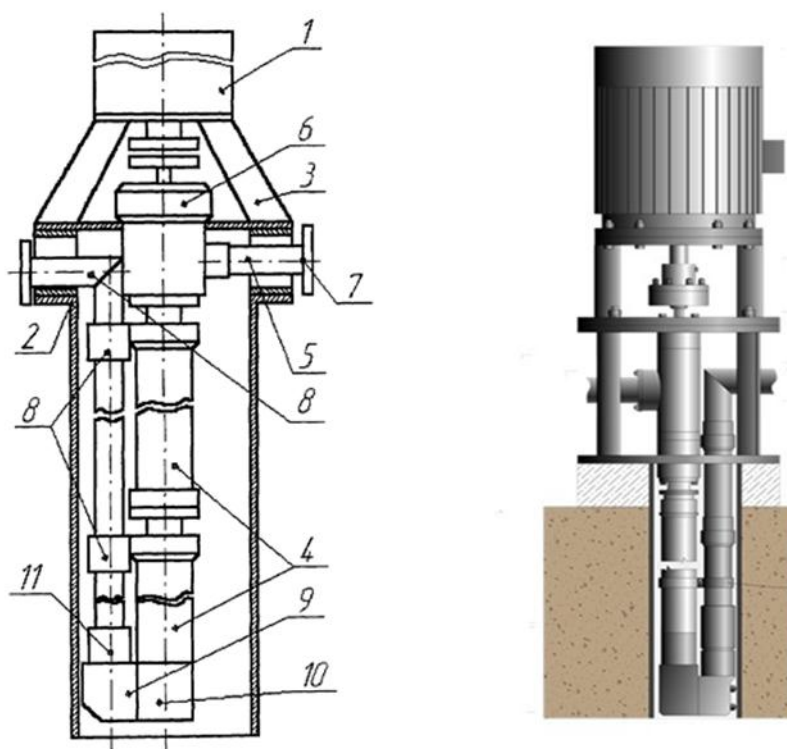


Рисунок 12 – Принципиальная схема шурфного насосного агрегата. 1 – электродвигатель; 2 – устье шурфа; 3 – подмоторная рама; 4 – насос; 5 – рама насоса; 6 – входной модуль; 7 – подводящая магистраль; 8 – напорный трубопровод; 9 – патрубок; 10 – головка нижней секции насоса; 11 – обратный клапан

2.3.3 Горизонтальная насосная установка

Горизонтальная насосная установка предназначена:

- для закачки в пласт воды, используемой в системе ППД (при установке на БКНС);
- для нагнетания жидкости в скважины с целью поддержания пластового давления нефтяных скважин, утилизации попутной воды (при установке на удаленных от основной БКНС кустовых площадках, для

компенсации потерь давления в трубопроводах и поднятия до давления приемистости пласта).

Состав горизонтальной насосной установки:

- Насос;
- Электродвигатель трехфазный асинхронный;
- Узел разгрузки (УР);
- Система охлаждения УР;
- Рама монтажная.

В таблице 11 приведена техническая характеристика горизонтальных насосных установок РЭДА типа ГНУ (HPS-181820).

Таблица 11 – Технические характеристики горизонтальной насосной установки

Наименование	Ед. измерения	Значение
Предприятие изготовитель	Завод «Тюменские насосы Шлюмберже», ООО «Технологическая компания «Шлюмберже»	
Назначение	Внутрипромысловая перекачка жидкости	
Характеристика перекачиваемой жидкости: – максимальная плотность жидкости; – максимальная кинематическая вязкость однофазной жидкости, при которой обеспечивается работа насоса без изменения напора и КПД; – водородный показатель; – максимальная массовая концентрация твердых частиц; – максимальное содержание свободного газа на приеме насоса; – температура перекачиваемой жидкости.	кг/м ³ мм ² /с рН мг/л % °С	1100 1 5,0-8,5 250 до 25 до 93
Подача (рекомендуемый диапазон)	м ³ /сут	795
Подача в точке максимального КПД	м ³ /сут	1187
Напор в точке максимального КПД	м (кгс/см ²)	118
Мощность	кВт	22,52
Количество ступеней	шт	8
КПД	%	70,56
Масса	кг	161,9
Диаметр корпуса	мм	193,8
Частота вращения (приведенная)	об/мин	2917
Направление вращения	Левое (против часовой стрелки)	

Продолжение таблицы 11

1	2	3
Технические характеристики электродвигателя: – номинальная мощность; – напряжение линейное; – номинальный ток; – частота; – частота вращения (синхр); – средний уровень звука; – масса; – диаметр корпуса.	л.с. кВт В А Гц об/мин дБА кг мм	100 75 380/660 180 50 2917 69 605 550
Габаритные размеры установки	мм	4010*995*800
Масса установки в сборе	кг	1800

Принципиальная схема горизонтальной насосной установки приведена на рисунке 13.

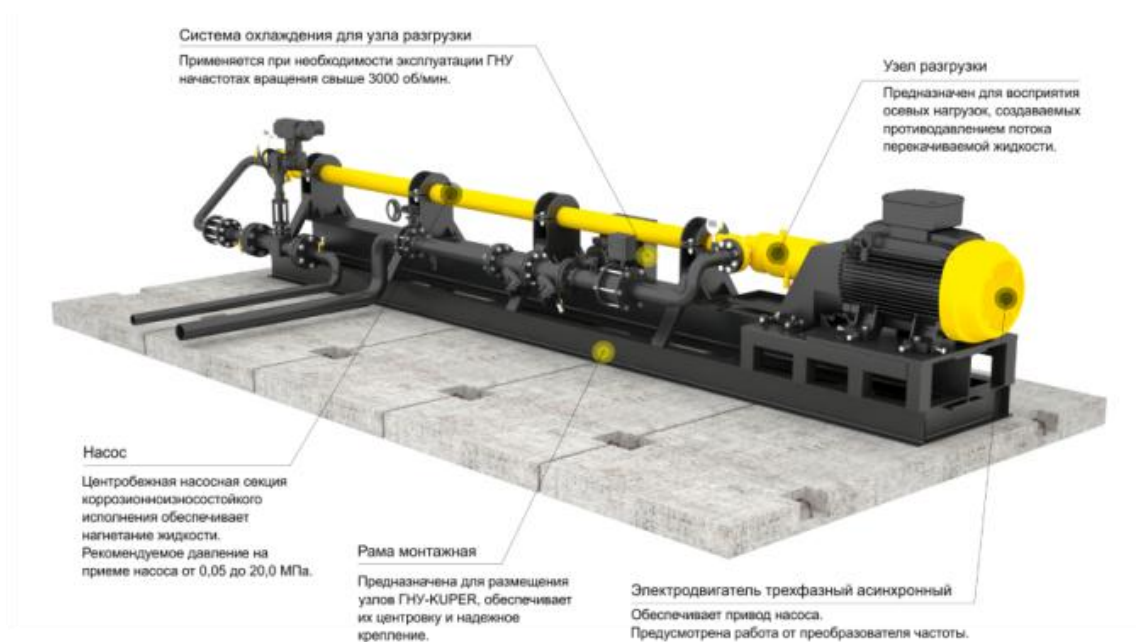


Рисунок 13 – Принципиальная схема ГНУ

2.3.4 Водозаборная скважина

Водозаборная скважина предназначена для добычи воды из водоносного горизонта, используемой в системе ППД и подачи ее на БКНС или в нагнетательные скважины (водовод высокого давления).

Водозаборная скважина состоит из:

- Электроцентробежный погружной насос;
- Оборудования устья скважины;
- Силовой кабель;
- Станция управления;
- Трансформатор.

Принципиальная схема водозаборной скважины приведена на рисунке

14.

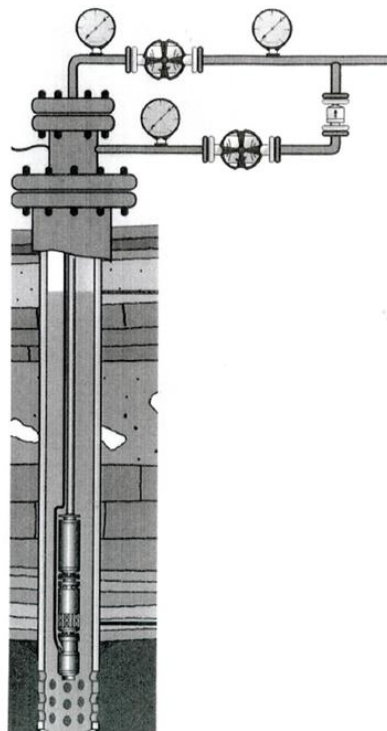


Рисунок 14 – Принципиальная схема водозаборной скважины

2.3.5 Блок напорной гребенки

Блок напорной гребенки (БГ) предназначен для распределения, измерения расхода и давления технологической воды, закачиваемой в нагнетательные скважины системы поддержания пластового давления. В зависимости от количества водоводов блоки напорных гребенок подразделяются на восьми-, пяти-, четырехводоводные.

БГ выполнен в блочном исполнении. Оборудование находится в теплоизолированном помещении. Блок-боксы выполнены на сварном основании с ограждением. Включает в себя:

- Распределительный коллектор;
- Напорные водоводы;
- Систему дренажа с дренажным коллектором;
- Запорно-регулирующую арматуру коллектора, водоводов и дренажа;
- Датчики расхода, давления и сигнализаторы автоматики (на коллекторе и водоводах);
- Систему вентиляции и освещения;
- Обогреватель.

В таблице 12 приведена техническая характеристика кустового БГ:

Таблица 12 – Техническая характеристика кустового БГ

№	Параметр	Значение
1	Рабочая среда	Вода техническая для систем ППД (пресная, пластовая, сеноманская)
2	Температура рабочей среды, °С	+5-65
3	Условный диаметр трубопровода напорного коллектора, мм	100-250
4	Условный диаметр нагнетательного трубопровода, мм	65, 80, 100
5	Температура окружающей среды, °С	От минус 60 до +40
6	Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	У, УХЛ, ХЛ
7	Класс взрывоопасной зоны блока по ПУЭ	В-1а, В-1б
8	Габаритные размеры, мм ширина длина высота	5000-8000 3000-3250 До 3400
9	Масса, кг	Не более 10000

Принципиальная схема блока гребенки со спецификацией оборудования приведена на рисунке 15.

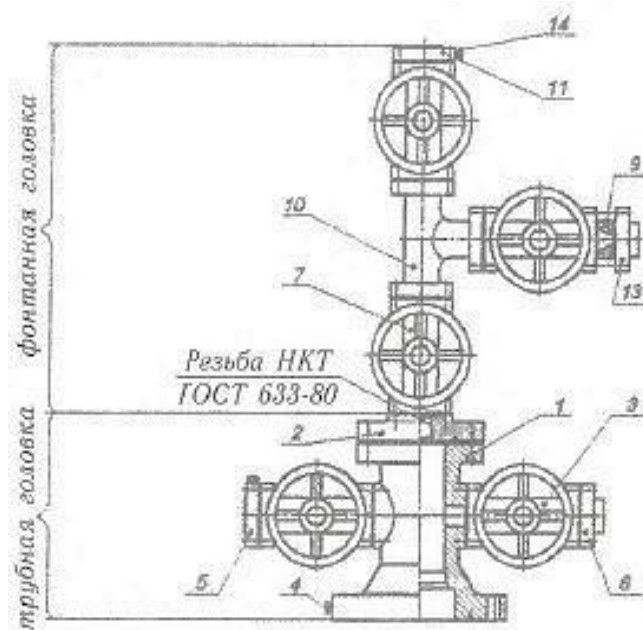


Рисунок 16 – Схема арматуры нагнетательной скважины АНК 65х21

Расшифровка маркировки нагнетательной арматуры:

АНК1 65х21 – АН – арматура нагнетательная; К – с подвешиванием скважинного трубопровода в переводнике к трубной головке; 1 – выполненное по типовой схеме, с ручным управлением; 65 – условный проход ствола и боковых отводов, мм; 21 – рабочее давление в МПа.

Устье нагнетательной скважины оборудуется стандартной арматурой, рассчитанной на максимальное ожидаемое давление при закачке рабочего агента.

Арматура предназначена для герметизации устья нагнетательных скважин в процессе нагнетания в скважину воды, для выполнения ремонтных работ, проведения мероприятий по увеличению приемистости пласта и исследовательских работ, осуществляемых без прекращения закачки.

Для исключения замерзания воды в арматуре скважины и системе нагнетания при остановках необходимо предусматривать полное удаление воды из арматуры и системы подачи рабочего агента и заполнение указанного оборудования незамерзающей жидкостью.

Технические характеристики устьевой арматуры нагнетательных скважин приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Технические характеристики устьевой арматуры нагнетательных скважин

Показатели	Арматура		
	АНУ1 65*21	АНК1 65*35	АНК 65*21
Условный проход ствола и боковых отводов, мм	65	65	65
Давление, МПа Рабочее Пробное	21 42	35 70	21 42
Скважинная среда	Коррозионная (вода техническая, сточная нефтепромысловая и морская с содержанием механических примесей не более 25 мг/л, размером твердых частиц не более 0,1 мм)		
Запорное устройство (прямоточная задвижка)	ЗМС1	ЗМС1	ЗМ
Масса арматуры, кг	743	962	580
Габаритные размеры, мм: длина ширина высота	1600 635 2130	1780 820 2310	1075 680 1195

Подземное оборудование:

- Насосно-компрессорные трубы;
- Пакер.

На рисунке 17 приведена схема подземного оборудования нагнетательной скважины.



Рисунок 17 – Схема подземного оборудования нагнетательной скважины

Нагнетательные скважины оборудуются колонной НКТ, пакерующим устройством, обеспечивающими защиту и изоляцию эксплуатационной колонны от воздействия на нее закачиваемого агента. На рисунке 18 приведена схема нагнетательной скважины.

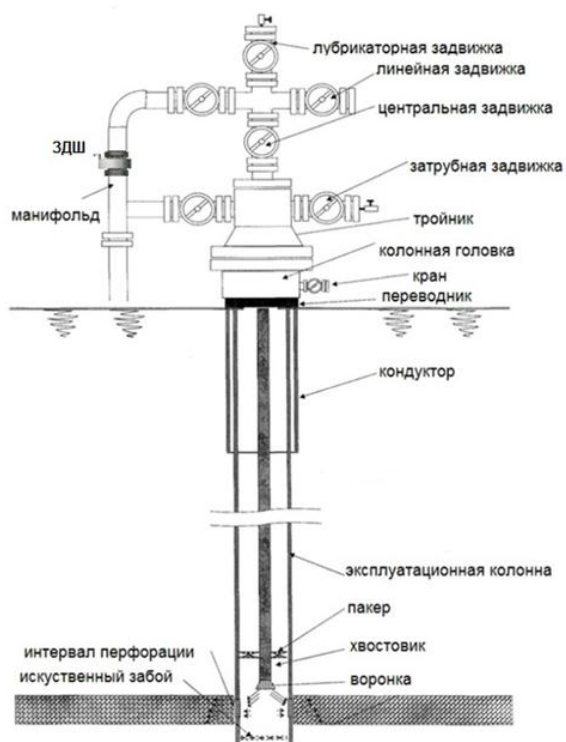


Рисунок 18 – Схема нагнетательной скважины

2.4 Методы восстановления приемистости нагнетательных скважин

Загрязнение рабочего агента, закачиваемого в продуктивные пласты для поддержания пластового давления (ППД), как правило, приводит к постепенному снижению приемистости нагнетательных скважин и в дальнейшем к неизбежным потерям в добыче нефти. При закачке в пласт сточных вод, содержащих различное количество нефтепродуктов и твердых взвешенных частиц (ТВЧ), происходит загрязнение как перфорационных отверстий, так и пористой среды, увеличивается нефтенасыщенность призабойной зоны пласта (ПЗП) нагнетательной скважины, которую необходимо снижать для улучшения фазовых проницаемостей для воды.

Для разработки и повышения эффективности технологий восстановления приемистости нагнетательных скважин требуется оценка периода времени, в течение которого происходила коагуляция ПЗП, влияния на СКИН-фактор содержания ТВЧ и нефтепродуктов, а также степени восстановления приемистости при использовании различных технологий. Кроме того, необходимо изучить динамику снижения приемистости во времени после проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ), а также влияние сокращения объемов закачки воды на добычу нефти из окружающих скважин.

Основными причинами снижения приемистости нагнетательных скважин являются:

- засорение призабойной зоны асфальтосмолистыми веществами и ТВЧ механических примесей;
- отложение твердых осадков солей, образующихся в результате химических процессов при смешении вод различных горизонтов в процессе их добычи и подготовки.

Для оценки технического состояния и работы ПЗП нагнетательной скважины регулярно проводятся ГИС, которые позволяют:

- определить герметичность эксплуатационной колонны, колонны НКТ и посадки пакера;
- установить наличие или отсутствие заколонной циркуляции (ЗКЦ) жидкости в процессе закачки воды;
- построить текущий профиль приемистости ПЗП;
- оценить приемистость, забойное давление, построить КПД на забое скважины после ее остановки, что дает возможность определить фактический «текущий» скин-фактор по скважине [11].

Кроме того, необходимо предусматривать:

- предварительное извлечение загрязнений из призабойной зоны пласта механизированным или свободным изливом;
- после обработки призабойной зоны повторение операций по извлечению шламов, продуктов их утилизаций;
- осуществление гидроразрыва после первых двух операций;
- закачку очень чистой воды на завершающем этапе ОПЗ с помощью передвижного блока очистки или в соответствии с каскадным регламентом и последующим переводом НС на промышленный режим эксплуатации;
- создание новых каналов и трещин путем извлечения шлама и создания новых каналов с помощью гидроразрыва и других аналогичных приемов;
- гидрофилизация пор с помощью ПАВ;
- гидropескоструйную очистку забоя;
- применение растворителей;
- периодические изливы;
- промывки трубопроводов и призабойной зоны;
- переход на закачку более чистой воды;
- очистку воды в каскадном варианте с использованием КДФ метода утилизации шлама путем его закачки в скважины, принимающие воду с повышенным содержанием ТВЧ [12].

Особое значение имеют данные, полученные в ходе построения профиля приемистости, позволяющие определить интервалы перфорации и прослои с наименьшей и наибольшей проницаемостью. В результате неравномерной работы перфорированного интервала пласта образуются промытые каналы и трещины, которые вызывают рост обводненности продукции добывающих скважин. При наличии таких интервалов проводятся работы по выравниванию профиля приемистости путем механического и химического воздействия на ПЗП.

Методы механического воздействия подразумевают кумулятивную реперфорацию ПЗП нагнетательной скважины плотностью 10-15 отв/м, что позволяет не только восстановить гидродинамическую связь пласта со скважиной, но и приобщить ранее не задействованные участки пласта [11].

Химическими методами выравнивания профиля приемистости ПЗП нагнетательных скважин является применение композиций, основными компонентами которых является высокодисперсный материал и углеводородная дисперсная среда, например «Полисил».

2.5 Применение химического реагента «Полисил» в нагнетательных скважинах

Экспериментально установлено, что применение химического реагента «Полисил» в нагнетательных скважинах дополнительно увеличивает их коэффициент приемистости в n раз, конкретно в 2-3 раза.

Где применение реагента «Полисил» особенно необходимо и каковы все последствия этого применения?

В западной Сибири имеются нефтяные месторождения с нефтяными пластами пониженной, низкой и ультранизкой продуктивности, которые обладают повышенной зональной и послойной неоднородностью по проницаемости, пониженной начальной нефтенасыщенностью и соответственно пониженным коэффициентом вытеснения, содержат нефть

пониженной вязкости, близкой к вязкости воды. На таких нефтяных месторождениях подвижность закачиваемой воды бывает близка и ниже подвижности пластовой нефти. При этом для увеличения начального максимального (амплитудного) дебита нефти эксплуатационного объекта требуется увеличение доли нагнетательных скважин в общем числе скважин. Но вместо увеличения доли и числа нагнетательных скважин можно применить химический реагент «Полисил» и увеличить коэффициент приемистости.

Рассматривать эту проблему будем на примере конкретного нефтяного месторождения, у которого: средний коэффициент продуктивности скважины равен $\eta_{\text{ср}}=0,3$ т/(сут·атм), эксплуатационный горизонт (пласт) состоит из трех обособленных нефтяных слоев, зональная неоднородность отдельного слоя по продуктивности (проницаемости) равна $V_{\text{зс}}^2=1,5$, соответственно зональная неоднородность по продуктивности в целом объекта (пласта) равна $V_{\text{з}}^2 = \frac{V_{\text{зс}}^2}{n_c} = \frac{1,5}{3} = 0,5$, вязкость нефти в пластовых условиях равна $\mu_{\text{н}}=1$ сПз, вязкость воды равна $\mu_{\text{а}}=0,5$ сПз, коэффициент вытеснения нефти закачиваемой водой равен $K_2=0,5$, соответственно соотношение подвижностей воды и нефти в пластовых условиях равно:

$$\mu_* = \frac{\mu_{\text{н}}}{\mu_{\text{а}}} \cdot K_2^{1,5} = \frac{1}{0,5} \cdot 0,5^{1,5} = 0,707. \quad (1)$$

Эксплуатационный объект залегает на глубине 2500 м. Первоначальное пластовое давление равно $P_{\text{пл0}}=250$ атм, давление насыщения нефти газом равно $P_{\text{нас}}=100$ атм. Забойное давление нагнетательных скважин равно 500 атм. С учетом потери давления на трение давление на устье нагнетательных скважин несколько больше 250 атм. С учетом давления насыщения забойное давление добывающих скважин равно $P_{\text{заб}}=100$ атм.

Влияние зональной неоднородности слоев на снижение проницаемости для фильтрационного потока отражает следующий понижающий коэффициент:

$$\xi = \frac{1}{1 + 2,3 \cdot 0,2 \cdot V_{\text{зс}}^2} = \frac{1}{1 + 2,3 \cdot 0,2 \cdot 1,5} = 0,592. \quad (2)$$

Средний амплитудный дебит нефти на одну скважину проектной сетки определяется по следующей формуле:

$$q_0^1 = \eta_{cp} \cdot (P_{сн} - P_{сэ}) \cdot \varphi \cdot \xi, \quad (3)$$

где φ – функция относительной производительности скважины

$$\varphi = \frac{1}{\frac{1}{\mu_*} + \frac{1}{m}} \cdot \frac{1}{1+m}; \quad (4)$$

где m – соотношение добывающих и нагнетательных скважин, причем все добывающие скважины расположены на первых орбитах относительно нагнетательных.

Если же на первых орбитах расположена только часть добывающих скважин и соотношение этих добывающих и нагнетательных скважин равно m_1 , т.е. это соотношение меньше общего соотношения $m_1 < m$, то функция относительной производительности скважины имеет следующий вид:

$$\varphi = \frac{1}{\frac{1}{\mu_*} + \frac{1}{m_1}} \cdot \frac{1}{1+m}. \quad (5)$$

Смысл этой формулы следующий: пока работают скважины первой орбиты, скважины второй и последующих орбит практически не влияют на общее фильтрационное сопротивление и на общий дебит жидкости.

По приведенным формулам при принятых исходных данных для различных значений m – соотношения добывающих и нагнетательных скважин определим амплитудный дебит нефти проектной скважины:

$$q_0^1 = 0,3 \cdot (500 - 100) \cdot \varphi \cdot 0,592; \quad (6)$$

$$\varphi = \frac{1}{\frac{1}{0,707} + \frac{1}{m}} \cdot \frac{1}{1+m}; \quad (7)$$

m	1	2	3	4	5
φ	0,207	0,174	0,143	0,120	0,103
q_0^1 , т/сут	14,70	12,36	10,15	8,53	7,32

Но если по нагнетательным скважинам применяется химический реагент «Полисил» и средний коэффициент приемистости увеличивается в $n=2$ раза, то функция относительной производительности скважины и амплитудный дебит нефти проектной скважины будут:

$$\varphi = \frac{1}{\frac{1}{\mu_* \cdot n} + \frac{1}{m}} \cdot \frac{1}{1+m} = \frac{1}{\frac{1}{1,414} + \frac{1}{m}} \cdot \frac{1}{1+m}; \quad (8)$$

m	1	2	3	4	5
φ	0,293	0,276	0,240	0,209	0,184
q_0^1 , т/сут	20,81	19,62	17,06	14,84	13,05

А если средний коэффициент приемистости нагнетательной скважины увеличивается в $n=3$ раза, то функция относительной производительности скважины и амплитудный дебит нефти проектной скважины будут:

$$\varphi = \frac{1}{\frac{1}{2,121} + \frac{1}{m}} \cdot \frac{1}{1+m}; \quad (9)$$

m	1	2	3	4	5
φ	0,340	0,343	0,311	0,277	0,248
q_0^1 , т/сут	24,16	24,37	21,17	19,68	17,63

По представленным результатам видно, что увеличение коэффициента приемистости нагнетательных скважин в $n=2$ раза приводит к увеличению амплитудного дебита нефти и темпа отбора запасов нефти в 1,4-1,8 раза, а увеличение коэффициента приемистости в $n=3$ раза приводит к увеличению дебита и темпа отбора запасов нефти в 1,6-2,4 раза.

По представленным результатам также видна тенденция к увеличению соотношения добывающих и нагнетательных скважин: при увеличении коэффициента приемистости в $n=3$ раза амплитудный дебит нефти достигает максимума при увеличении соотношения с $m=1$ до $m=2$.

Если вместе с применением химического реагента «Полисил» и увеличением коэффициента приемистости нагнетательных скважин в $n=2$ раза уменьшить долю нагнетательных скважин вдвое, т.е. от соотношения добывающих и нагнетательных $m=1$ перейти к соотношению $m=3$, то амплитудный дебит увеличится в $\frac{17,06}{14,70}=1,16$ раза, и уменьшится неравномерность вытеснения нефти с закачиваемой водой. Последнее обстоятельство связано с уменьшением доли стягивающих добывающих скважин с $\frac{2}{1+m} = \frac{2}{1+1} = 1$ до $\frac{2}{1+m} = \frac{2}{1+3} = 0,5$.

Расчет величины V^2 – результирующей неравномерности вытеснения нефти закачиваемой водой в типичную среднюю добывающую скважину на рассматриваемом объекте выполняется по следующей формуле:

$$\begin{aligned} (V^2 + 1) &= (V_1^2 + 1) \cdot (V_2^2 + 1) \cdot (V_3^2 + 1) \cdot \frac{2}{1+m} + (V_1^2 + 1) \cdot \left(1 - \frac{2}{1+m}\right) = \\ &= \frac{\frac{V_{3c}^2 + 1}{\frac{V_{3c}^2}{n_c} + 1}}{\frac{V_{3c}^2}{n_c} + 1} \cdot 1,1 \cdot \frac{\frac{V_3^2 + 1}{\frac{V_3^2}{4} + 1}}{\frac{V_3^2}{4} + 1} \cdot \frac{2}{1+m} + \frac{\frac{V_{3c}^2 + 1}{\frac{V_{3c}^2}{n_c} + 1}}{\frac{V_{3c}^2}{n_c} + 1} \cdot \left(1 - \frac{2}{1+m}\right). \end{aligned} \quad (10)$$

Для конкретных условий рассматриваемого нефтяного месторождения эта формула принимает следующий конкретный вид:

$$\begin{aligned} (V^2 + 1) &= \frac{1,5+1}{\frac{1,5}{3}+1} \cdot 1,1 \cdot \frac{0,5+1}{\frac{0,5}{4}+1} \cdot \frac{2}{1+m} + \frac{1,5+1}{\frac{1,5}{3}+1} \cdot \left(1 - \frac{2}{1+m}\right) = \\ &= 2,444 \cdot \frac{2}{1+m} + 1,667 \cdot \left(1 - \frac{2}{1+m}\right) = 1,667 + 0,778 \cdot \frac{2}{1+m}; \end{aligned} \quad (11)$$

$$V^2 = 0,667 + 0,778 \cdot \frac{2}{1+m}. \quad (12)$$

Кроме этой формулы необходимы: формула K_3 – коэффициента использования подвижных запасов нефти (суммарного отбора нефти в долях подвижных запасов) и формула F – суммарного отбора жидкости в долях подвижных запасов нефти, которые имеют вид:

$$K_3 = K_{3н} + (K_{3к} - K_{3н}) \cdot A. \quad (13)$$

$$F = K_{\text{зн}} + (K_{\text{зк}} - K_{\text{зн}}) \cdot \ln \frac{1}{1-A}, \quad (14)$$

где $K_{\text{зн}} = \frac{1}{1,2 + 4,2 \cdot V^2}$; $K_{\text{зк}} = \frac{1}{0,95 + 0,25 \cdot V^2}$; A – расчетная предельная доля агента (воды) в дебите жидкости добывающей скважины, в данном случае (при $\mu_*=0,707$ и коэффициенте различия физических свойств нефти и вытесняющего агента $\mu_0=1$) это весовая предельная доля агента (воды).

По приведенным формулам для различных значений m были сделаны расчеты величин V^2 , $K_{\text{зн}}$, $K_{\text{зк}}$, $K_{\text{зн}}/K_{\text{зк}}$, K_3 и F при A=0.95 (таблица 14).

Таблица 14 – Расчет для различных значений m

m	V^2	$K_{\text{зн}}$	$K_{\text{зк}}$	$K_{\text{зн}}/K_{\text{зк}}$	При A=0.95	
					K_3	F
1	1,444	0,138	0,763	0,181	0,732	2,010
2	1,185	0,162	0,802	0,202	0,770	2,079
3	1,056	0,177	0,824	0,215	0,792	2,115
4	0,978	0,188	0,837	0,225	0,805	2,132
5	0,923	0,196	0,846	0,232	0,814	2,143

Как видно, при m=3 и n=2 по сравнению с m=1 и n=1 конечная нефтеотдача пластов становится выше в $\frac{0,792}{0,732} = 1,082 \approx 1,08$ раза.

Таким образом, в конкретных условиях рассматриваемого нефтяного месторождения применение химического реагента «Полисил» позволяет перейти от пятиточечной схемы площадного заводнения к обращенной девятиточечной, при этом увеличить амплитудный дебит проектных скважин в 1,16 раза и извлекаемые запасы нефти в 1,08 раза.

Наверное, для иллюстрации эффективности применения химического реагента «Полисил» целесообразно сравнить два варианта разработки эксплуатационного объекта: 1-й вариант – без применения химического реагента, 2-й вариант – с применением. В обоих вариантах 100 проектных скважин. В 1-м варианте годовой амплитудный дебит равен:

$$14,7 \frac{m}{сут} \cdot 100 \cdot 330 \frac{сут}{год} = 485100 \frac{m}{год} = 485,1 \frac{тыс.м}{год} = 0,485 \frac{млн.м}{год}, \quad (15)$$

здесь 330 – число дней работы скважины в году.

Во 2-м варианте разработки годовой амплитудный дебит равен:

$$17,06 \cdot 100 \cdot 330 = 562980 \frac{m}{год} = 562,98 \frac{тыс.м}{год} = 0,563 \frac{млн.м}{год}. \quad (16)$$

По 1-му варианту начальные извлекаемые запасы нефти равны 10 млн.т, по 2-му варианту – 10,8 млн.т. По первому варианту начальные извлекаемые запасы жидкости равны 20,1 млн.т, по 2-му варианту – 21,15 млн.т. Динамика добычи нефти и жидкости в течение первых 10 лет по 1-му и 2-му вариантам представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Динамика добычи нефти и жидкости в течение 10 лет

Годы	1-й вариант			2-й вариант			Прирост дебита нефти, млн.т/год
	Дебит нефти, млн.т/год	Дебит жидкости, млн.т/год	Обводненность, %	Дебит нефти, млн.т/год	Дебит жидкости, млн.т/год	Обводненность, %	
1	0,473	0,479	1,3	0,549	0,556	1,3	0,076
2	0,451	0,468	3,6	0,521	0,541	3,7	0,070
3	0,430	0,457	5,8	0,494	0,528	6,2	0,064
4	0,409	0,446	8,2	0,469	0,513	8,6	0,060
5	0,390	0,435	10,4	0,445	0,499	10,9	0,055
6	0,371	0,425	12,6	0,423	0,486	13,0	0,052
7	0,354	0,415	14,6	0,401	0,474	15,3	0,047
8	0,337	0,405	16,7	0,381	0,461	17,4	0,044
9	0,321	0,395	18,7	0,361	0,449	19,6	0,040
10	0,306	0,386	20,7	0,343	0,437	21,5	0,037
Сумма	3,842	4,311		4,387	4,944		0,545

За 10 лет разработки рассматриваемого эксплуатационного объекта по варианту с применением химического реагента «Полисил» добыча нефти увеличивается в $\frac{4,387}{3,842} = 1,142$ раза, или на 0,545 млн.т = 545 тыс.т. При этом отбор попутной воды увеличивается в $\frac{4,944 - 4,387}{4,311 - 3,842} = \frac{0,557}{0,469} = 1,188$ раза, или на 88 тыс.т [13].

2.6 Каскадная технология очистки и закачки воды в пласт

Продуктивные пласты горизонтов D_1D_0 Ромашкинского месторождения характеризуются высокой макро- и микронеоднородностью, которые не обнаруживаются при исследованиях комплексом стандартного каротажа, но оказывают существенное влияние на процессы вытеснения нефти путем закачки различных типов вод (пластовые, сточные, пресные).

На основе новых петрофизических исследований малопродуктивных пластов, выполненных в ТатНИПИнефти, НТЦ «ЭКОТЕХ», а также компаниями «Серк-Бейкер» и «Тоталь», определены новые явления, не учитываемые прежде.

Пористая среда характеризуется двумя параметрами: размерами и распределением по размерам пор, а также соединяющих их поровых каналов. Для пластов 2 класса 1 и 2 группы 50-60% пор и поровых каналов по ртутной порометрии имеют размеры соответственно 25-75 и 6-12 микрон. Этот фактор налагает новые требования при оценке допустимого содержания твердых взвешенных частиц в закачиваемой воде: необходима регламентация не только общего их содержания, но и размеров.

Кроме того, в составе пористой среды имеются мелкие частицы, которые, отрываясь от зерен пласта, осуществляют миграцию по порам и поровым каналам. Количество и размеры этих частиц определяются как коллекторскими свойствами пласта, так и интенсивностью воздействия на пласт при закачке вытесняющего агента. Причем движение мигрирующих частиц имеет место как при прямой, так и при обратной фильтрации, а их количество достигает до 25-30 тыс. частиц на миллиметр.

Экспериментально установлено, что при любой системе очистки фильтрация закачиваемой воды через пористую среду сопровождается снижением ее проницаемости, причем, если при закачке ультрафильтрованной воды (размер частиц 0,2 микрона) темпы снижения проницаемости составляют порядка 0,15% на один поровый объем, то при закачке неочищенной речной

воды это снижение достигает 2,2%. После прокачки около 130 и 36 поровых объемов, темп падения проницаемости уменьшается, соответственно, до 0,02 и 0,17%.

При обратной фильтрации воды через образцы кернов имеет место восстановление проницаемости в интервале от 0,261 до 0,061 исходного значения (для различных типов пород). Средние величины по 20 образцам при фильтрации ультрафильтрованной воды составили: уменьшение при прямой прокачке 0,576 и восстановление при обратной прокачке 0,745 от исходной величины. В некоторых случаях проницаемость не восстанавливается вообще.

Оценка необходимых объемов нагнетания для заводнения различных типов коллекторов на остаточные запасы нефти при водонефтяном факторе, равном 3 и 5 соответственно, показала, что весь объем вод, подлежащих очистке, может составить 1,55-2,2 млрд. м³, который распределяется по типам коллекторов в соотношениях: 1 группа 1 класс – 56%; 1 группа 2 класс – 21% и 2 группа – 23%. Из различных источников загрязнения продуктивного пласта первым из них является сам пласт, в продукции которого содержится от 16 до 72 мг/л твердых взвешенных частиц (ТВЧ), причем 83-87% из них имеют размеры менее 5 мкм, а более 10 мкм – 5-8%. Затем по пути движения воды от очистных сооружений до устья нагнетательной скважины (НС) количество ТВЧ возрастает еще на 30%. Следовательно, как уже отмечалось, сама система ППД является мощным источником формирования ТВЧ, что требует новых подходов к ее созданию.

Известно, что в пресной воде в основном преобладают частицы 1-5 мкм, а в сточной – 0,2-1 мкм. Это свидетельствует об эффективности промышленных очистных сооружений, извлекающих из воды не только крупные частицы, которые изначально содержались в ней. Количество ТВЧ составляет 10^6 - 10^{11} единиц на один литр.

Установлено, что основная доля коагулирующего вещества содержится в частицах 6-15 мкм (56,9%) и 15-30 мкм (33,8%), которые и должны быть удалены в первую очередь.

Качество воды и содержание ТВЧ определяют основные параметры закачки воды в пласт, в том числе – давление закачки P , расход воды Q , накопленный объем закаченной воды W , время работы скважины t , скорость закачки (фильтрации) V при необходимой площади фильтрации F [3].

Для каждой скважины качество воды должно рассчитываться с полным учетом их коллекторских свойств по методикам НТЦ «ЭКОТЕХ». Для вытеснения нефти водой из слабопроницаемых коллекторов допустимые размеры частиц могут иметь разные значения, в том числе 0,3-1 мкм.

Расчетные значения размеров поровых каналов и частиц, рекомендуемое качество сточной воды для закачки в пласты с низкой, средней и высокой проницаемостью для некоторых пластов НГДУ «Лениногорскнефть» приведены в таблицах 16, 17.

Таблица 16 – Размеры поровых каналов в зависимости от проницаемости пласта

Пласты	Диаметры поровых каналов, мкм
Низкой проницаемостью (0,044-0,14 дарси)	3,3-8,8
Средней проницаемостью (0,14-0,25 дарси)	8,8-11,0
Высокой проницаемостью (0,25 дарси и выше)	11,0-22,5

Таблица 17 – Размер частиц и рекомендуемое качество сточной воды в зависимости от проницаемости пласта

Пласты	Качество сточной воды	Допустимый размер частиц, мкм	ПДК в воде, мг/л	
			ТВЧ	нефти
Низкой проницаемостью (0,044-0,124 дарси)	высшее	2,2	7	25
Средней проницаемостью (0,14-0,25 дарси)	среднее	2,8	15	25
Высокой проницаемостью (0,25 и выше)	базовое	5,6	25	25

Известно, что в пористой среде практически не задерживаются взвешенные частицы примесей, размер которых в 4-5 раз меньше, чем диаметр порового канала.

Объемы сточной воды высшего, среднего и базового качества для закачки в пласты с низкой, средней и высокой проницаемостью, например, по ЛБКНС, КНС-18, КНС-38а и КНС-39 НГДУ «Лениногорскнефть» приведены в таблице 6.

Из таблицы 18 следует, что по четырем КНС для закачки в пласт требуется порядка 1370 тыс.м³/год сточной воды, в т.ч. 425 тыс.м³ – высшего, 355,5 тыс.м³ – среднего и 590,1 тыс.м³ – базового качества.

Таблица 18 – Объемы сточной воды различного качества для закачки в пласты низкой, средней и высокой проницаемости

Качество сточной воды	Расчетная потребность воды разного качества (тыс.м ³ /год) по				
	ЛБКНС	КНС-18	КНС-38а	КНС-39	четырем КНС
Высшее	59,5 (19,1%)	117,7 (29,1%)	146,0 (28,7%)	101,8 (70,8%)	425,0 (31%)
Среднее	135,0 (43,1%)	66,2 (16,4%)	143,8 (28,1%)	10,5 (7,3%)	355,5 (25,9%)
Базовое	118,6 (37,9%)	220,5 (54,5%)	219,5 (43,1%)	31,5 (21,9%)	590,1 (43,1%)

Закачка воды в соответствии с коллекторскими свойствами пластов и пропластков, вскрытых как индивидуальными, так и общим забоем при минимальной кольматации пор фильтрующих пород обеспечивает:

- увеличение текущей добычи нефти;
- извлечение из недр нефти, не поддающейся вытеснению традиционными методами;
- эффективную выработку как высоко, так и слабопроницаемых пластов;
- кратное сокращение числа и длительности ремонтных работ по восстановлению приемистости нагнетательных скважин;
- осуществление ремонтных работ в экологически чистом варианте;

- высокоэффективную, экологически чистую утилизацию нефтешламов, извлекаемых из очищаемой воды при минимальных затратах;
- дифференцирование по объему, качеству и сокращение на этой основе общих затрат на очистку закачиваемых вод;

Решению о качестве, количестве и технологии закачки воды предшествуют детальный геологический и петрофизический анализ пластов, интерференции нагнетательных и добывающих скважин, выбор приемлемой технологии заканчивания скважин бурением, вскрытия пластов и вызова притока.

Для обеспечения наиболее эффективного управления нагнетательными скважинами предлагается специальный регламент по их эксплуатации с учетом специфики месторождения.

Набор оборудования, применяемого при этом, определяется (рисунок 19) коллекторскими свойствами скважин, их количеством и размещением по площади.

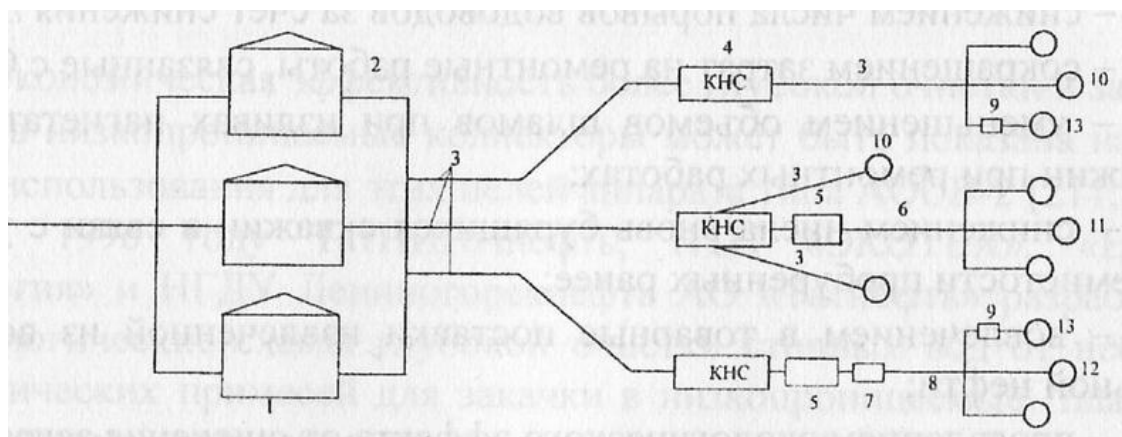
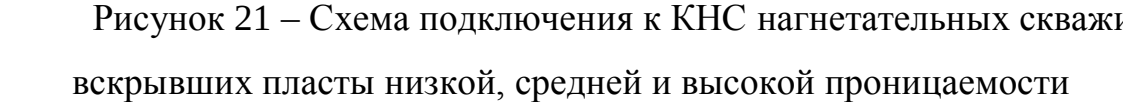
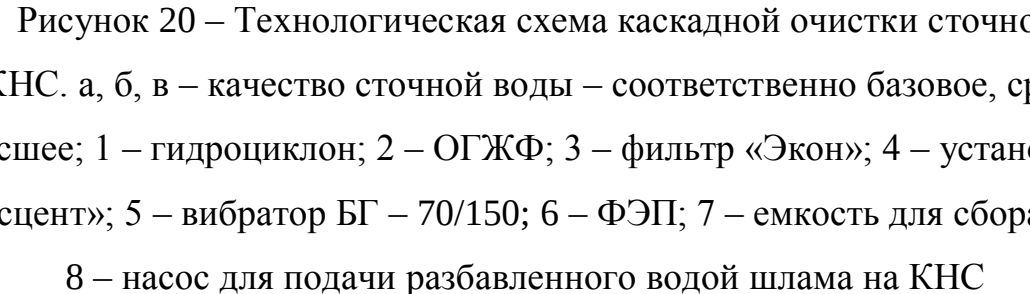


Рисунок 3 – Принципиальная схема каскадной технологии очистки закачиваемых вод. 1 – головные очистные сооружения 1 группы качества воды; 2 – гребенка; 3 – водоводы первой группы качества; 4 – КНС – кустовые насосные станции; 5 – узел доочистки воды второй ступени; 6 – водовод воды второй ступени очистки; 7 – узел доочистки воды третьей ступени; 8 – водовод воды третьей ступени очистки; 9 – узел очистки воды четвертой ступени; 10-13 – нагнетательные скважины, принявшие воду первой, второй, третьей и четвертой ступеней очистки

ка КНС-5
насосная
станция
ка КНС-18

1 водовод

Q=2232м³/сут. Q=110м³/сут. Q=125м³/сут. Q=63м³/сут.



каскадная технология очистки закачиваемых вод предусматривает выполнение этих операций в несколько ступеней осуществляемых

действующих очистных сооружениях до базового уровня с последующей дифференцированной доочисткой на КНС и отдельных скважинах. В ряде случаев предусматривается путевой отбор воды нужного качества в режиме «пиявки» с закачкой наиболее грязной воды в скважины с соответствующими коллекторскими свойствами. Проблема утилизации нефтешлама в этом случае не возникает.

2.7 Технологический эффект предлагаемых технологий

Эффективность применения каскадной технологии очистки воды в основном связана с:

- вовлечением в разработку пластов низкой проницаемости и увеличением извлекаемых запасов нефти в объеме закачки воды повышенного качества;
- снижением объемов очистки воды по высшему качеству;
- сокращением затрат на электроэнергию для закачки воды за счет снижения темпов роста давления закачки при сохранении приемистости скважин;
- увеличением межремонтных периодов скважин, связанных с ОПЗ, и связанной с этим дополнительной добычей нефти;
- снижением числа порывов водоводов за счет снижения ΔP ;
- сокращением затрат на ремонтные работы, связанные с ОПЗ;
- уменьшением объемов шламов при разливах нагнетательных скважин при ремонтных работах;
- снижением числа вновь бурящихся скважин в связи с утратой приемистости пробуренных ранее;
- вовлечением в товарные поставки извлеченной из воды капельной нефти;

- проявлением экологического эффекта от снижения загрязнений окружающей среды при порывах трубопроводов с нефтесодержащими водами;
- исключением проблемы утилизации нефтесодержащих ТВЧ, характерной для других методов очистки и закачки пластовых вод;
- переводом части трубопроводов из высоконапорных в категорию низконапорных;
- снижением доли неэффективных затрат, связанных с бесполезной закачкой воды низкого качества в пласты, куда она поступать не могла в связи с кольматацией пор ТВЧ [12].

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗД	Камаеву Павлу Владимировичу

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет годового экономического эффекта от использования каскадной технологии очистки сточных вод от нефти и мехпримесей и закачки в низкопроницаемые пласты с учетом амортизационных отчислений, затрат на электроэнергию и капитальный ремонт.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Средние сложившиеся цены реализации нефти за тонну, средняя тарифная ставка стоимости 1 кВт·ч электроэнергии для промышленных предприятий.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на имущество, 2%; Ставка налога на прибыль, 20%; Налог на добавленную стоимость, 18%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Экономическое обоснование внедрения каскадной технологии очистки и закачки воды.
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет годового хозрасчетного экономического эффекта от внедрения каскадной технологии очистки и закачки воды

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая О.В.	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗД	Камаев П.В.		

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

На Ромашкинском месторождении повсеместно применяется циклическая закачка воды в нагнетательные скважины. Однако при этом не учитываются коллекторские свойства пласта, т.е. закачивается вода одинакового качества как в высокопроницаемые, так и в низкопроницаемые участки пласта. Отмеченное снижает приемистость скважин, межремонтный период (МРП), увеличивает объемы отходов при ремонтах и, как следствие, ухудшает экологическое состояние окружающей среды.

Количество вытесненной нефти во многом определяется возможностью закачиваемой воды проникать в поры породы. Чем чище закачиваемая вода, тем эффективнее вытесняется нефть, охватывая при этом поры малых размеров. Основными показателями, характеризующими качество воды для системы ППД, являются содержание в ней нефтепродуктов, твердых взвешенных частиц (ТВЧ), их размеры (диаметры).

При использовании каскадной технологии важным, с точки зрения эффективности, является соответствие объемов воды различного качества потребностям скважин, вскрывших пласты различной проницаемости. Такой идеальный баланс можно обеспечить в случае, когда очистные сооружения размещены на соответствующей скважине.

Технологический эффект использования каскадной технологии очистки сточных вод достигается в результате:

- увеличения добычи нефти, вытесненной водой улучшенного качества;
- сокращения потерь добытой нефти с закачиваемой водой вследствие улучшения ее качества;
- сокращения числа капитальных ремонтов нагнетательных скважин по восстановлению их приемистости за счет увеличения МРП скважин.

Кроме того, уменьшаются расход электроэнергии и затрачиваемая мощность, объем шлама при разливах нагнетательных скважин во время ремонтных работ. Эффективность применения каскадной технологии очистки воды также связана с экологическим эффектом, обусловленным снижением загрязнения окружающей среды при порывах трубопроводов с нефтесодержащими водами; исключением проблемы утилизации нефтесодержащих вод с ТВЧ, характерной для других методов очистки и закачки пластовых вод.

3.1 Техничко-экономические преимущества глубокой очистки сточных вод по каскадной технологии с использованием аппаратов АОСВ-2

Экономическая эффективность более глубокой очистки и закачки воды в низкопроницаемые коллекторы может быть показана на примере использования для этих целей аппарата АОСВ-2. В 1996 году ТатНИПИнефть, НТЦ «ЭКОТЕХ», «Ермак-Экология» и НГДУ Лениногорскнефть АО «Татнефть» разработали технологические схемы глубокой очистки сточных вод от нефти и механических примесей для закачки в низкопроницаемые пласты с применением аппарата очистки сточных вод (АОСВ). В результате испытаний аппаратов для очистки пластовых вод этого типа на Куакбашской УПВСН в 1997 г. установлено, что содержание эмульгированной нефти и механических примесей в воде, прошедшей предварительную обработку динамическим отстоем, при обработке в АОСВ устойчиво снижается в 3 раза (в диапазоне концентрации загрязнений от 30 до 400 мг/л), что существенно повышает качество закачиваемой в пласт воды и способствует:

- сокращению потерь добытой нефти с закачиваемой в пласт сточной водой;
- увеличению периода работы нагнетательных скважин между капитальными ремонтами, связанными с восстановлением их приемистости;

- увеличению текущей добычи нефти;
- извлечению из недр нефти из пор малых размеров;
- эффективной выработке как высоко – так и слабопроницаемых пластов;
- кратному сокращению числа и длительности ремонтных работ по восстановлению приемистости нагнетательных скважин;
- осуществлению ремонтных работ в экологически чистом варианте;
- экономии электроэнергии, затрачиваемой на ППД и т.д.;
- восстановлению приемистости пласта изливом.

3.2 База сравнения и методика расчета экономического эффекта

За базу сравнения приняты фактические показатели очистки сточных вод на очистных сооружениях на Куакбашской УПВСН.

Годовой экономический эффект определяется по «Методике исследования условий образования примесей и оценке их влияния на эффективность утилизации нефтепромысловых сточных вод в системе ППД». РД-39-3-1023-24.

Годовой экономический эффект ($\mathcal{E}$) от внедрения очистки сточных вод на очистных сооружениях рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_1 + \mathcal{E}_2 + \mathcal{E}_3 + \mathcal{E}_4 + \mathcal{E}_5 + \mathcal{E}_6 + \mathcal{E}_7, \quad (17)$$

где $\mathcal{E}_1$ – экономический эффект от сокращения потерь добытой нефти с закачиваемой водой в результате улучшения ее качества, тыс.руб. (для АО Татнефть):

$$\mathcal{E}_1 = (C_{\text{внутр}} - \mathcal{Z}_{\text{уп}}) \cdot (H_1 - H_2) \cdot Q_{\text{в}} \cdot 10^{-6}, \quad (18)$$

где: $C_{\text{внутр}}$ – внутренняя цена реализации нефти (без НДС и акциза), руб/т.; $\mathcal{Z}_{\text{уп}}$ – условно-переменная часть себестоимости добычи нефти, руб/т.; H_1 и H_2 – соответственно концентрация нефти в очищенных сточных водах до и

после внедрения, мг/л; Q_v – годовой объем очистки сточной воды после внедрения, м³/г.

$\mathcal{E}_1'$ – экономический эффект от сокращения потерь добытой нефти с закачиваемой водой в результате улучшения ее качества, руб. (для России):

$$\mathcal{E}_1' = C_{\text{смеш}} \cdot (H_1 - H_2) \cdot Q_v \cdot 10^{-6}, \quad (19)$$

где: $C_{\text{смеш}}$ – смешанная цена реализации нефти с НДС и акцизом, руб./т.; H_1 и H_2 – соответственно концентрация нефти в очищенных сточных водах до и после внедрения, мг/л; Q_v – годовой объем очистки сточной воды после внедрения, м³/г.

$\mathcal{E}_2$ – экономический эффект от сокращения числа ремонтов нагнетательных скважин в результате закачки в них сточной воды более высокого качества, руб.:

$$\mathcal{E}_2 = C_p \cdot (R_1 - R_2) \cdot n, \quad (20)$$

где: C_p – стоимость капитального ремонта нагнетательной скважины, связанного с восстановлением ее приемистости, руб.; R_1 и R_2 – соответственно количество ремонтов скважины до и после внедрения; n – количество нагнетательных скважин, подключенных к объекту очистки сточных вод.

$\mathcal{E}_3$ – экономический эффект за счет дополнительной добычи нефти, полученной при вытеснении водой улучшенного качества, руб.:

$$\mathcal{E}_3 = \mathcal{E}_3' + \mathcal{E}_3'' + \mathcal{E}_3''', \quad (21)$$

$$\mathcal{E}_3' = (C_{\text{внутр}} - \mathcal{Z}_{\text{ун}}) \cdot Q_n', \quad (22)$$

где: Q_n – дополнительный объем нефти, вытесненной водой улучшенного качества, т.

$$Q_n = Q_v \cdot [K_1 \cdot K_2 \cdot (1 + K_3 \cdot K_4)], \text{ т.е.} \quad (23)$$

$$912500 \cdot [0,3 \cdot 0,2 \cdot (1 + 0,2 \cdot 0,5)] = 912500 \cdot 0,066 = 60225 \text{ т, где} \quad (24)$$

K_1 – коэффициент, характеризующий уровень правильности принимаемых решений геологическими службами, техническое состояние

скважин, особенности геологического строения участков. Для законтурного заводнения принимается равным 0,3;

K_2 – коэффициент, характеризующий вытеснение жидкости водой. При обводненности продукции скважин 80% для законтурного заводнения принимается равным 0,2;

K_3 – коэффициент, учитывающий уровень нефтеотдачи при вытеснении нефти более чистой водой. Для законтурного заводнения принимается равным 0,5;

Q_n' – дополнительный объем нефти, вытесненной водой улучшенного качества для реализации по внутренней цене,

$$Q_n' = Q_n \cdot 0,68 = 60225 \cdot 0,68 = 40953 \text{ т.}; \quad (25)$$

$C_{\text{внутр}}$ – внутренняя цена реализации нефти (без НДС и акциза), руб/т.;

$З_{\text{уп}}$ – условно-переменная часть себестоимости добычи нефти, руб/т.

$$\mathcal{E}_3'' = C_{\text{смеш}} \cdot Q_n'', \quad (26)$$

где: Q_n'' – дополнительный объем нефти, вытесненной водой улучшенного качества для реализации по смешанной цене

$$Q_n'' = Q_n \cdot 0,02 = 60225 \cdot 0,02 = 1204 \text{ т.}; \quad (27)$$

$C_{\text{смеш}}$ – смешанная цена реализации нефти (без НДС и акциза), руб/т.

$$\mathcal{E}_3''' = C_{\text{эксп}} \cdot Q_n''', \quad (28)$$

где: Q_n''' – дополнительный объем нефти, вытесненной водой улучшенного качества для реализации по экспортной цене

$$Q_n''' = Q_n \cdot 0,30 = 60225 \cdot 0,30 = 18068 \text{ т.}; \quad (29)$$

$C_{\text{эксп}}$ – экспортная цена реализации нефти (без НДС и акциза), руб/т.

$\mathcal{E}_4$ – экономический эффект от сокращения затрат на электроэнергию для преодоления сопротивления пласта при закачке воды улучшенного качества в плановых объемах, руб.:

$$\mathcal{E}_4 = C_3 \cdot K \cdot Q_e \cdot \mathcal{E}_{\text{л.уд}} + C_n \cdot N \cdot Q_e / 365, \quad (30)$$

где: C_3 – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии по двойному тарифу, руб/кВт·ч; C_n – стоимость 1 кВт установленной мощности, руб/кВт·мес.; K – коэффициент, учитывающий сопротивление пласта, закольматированного по отношению к чистому пласту, равный 3,86; $\mathcal{E}_{\text{луд}}$ – удельный расход электроэнергии на закачку 1 м³ воды в год по АО «Татнефть», равный 6,7 кВт·ч/м³; N – мощность, необходимая для закачки 1 м³ воды в сутки по АО «Татнефть», равная 0,0184 кВт; Q_v – годовой объем очистки сточной воды после внедрения, м³/год.

$\mathcal{E}_5$ – экономический эффект от сокращения объемов шламов при разливах нагнетательных скважин при ремонтных работах и их утилизации, руб.:

$$\mathcal{E}_5 = \mathcal{E}_5' + \mathcal{E}_5'' + \mathcal{E}_5''' , \quad (31)$$

где: $\mathcal{E}_5'$ – экономический эффект от сокращения платежей в Экологический фонд РТ, руб.:

$$\mathcal{E}_5' = H_n \cdot (Q_{1\text{шл}} - Q_{2\text{шл}}) \cdot K_y \cdot K_n \cdot T \cdot 1,9 \cdot 62 , \quad (32)$$

где: H_n – норматив платы за размещение отходов, равный 4 руб/т; $Q_{1\text{шл}}$ – объем отходов до внедрения, т; $Q_{2\text{шл}}$ – объем отходов после внедрения, т; K_y – коэффициент удаленности места складирования отходов, равный 3; K_n – коэффициент площади под складирование отходов, равный 1,1; T – время с момента обнаружения до ликвидации свалки, равное 6,5 мес.; 1,9 – коэффициент, установленный Экологическим фондом; 62 – повышающий коэффициент.

$\mathcal{E}_5''$ – экономический эффект от сокращения затрат на транспортирование шлама до НШУ-1 ЗАО ТатОЙЛГАЗ, руб.:

$$\mathcal{E}_5'' = C_m \cdot T_p \cdot (Q_{1\text{шл}} - Q_{2\text{шл}}) / V_6 , \quad (33)$$

где: C_m – стоимость одного машино-часа, руб.; T_p – продолжительность одного рейса, час; $Q_{1\text{шл}}$ – объем отходов до внедрения, т; $Q_{2\text{шл}}$ – объем отходов после внедрения, т; V_6 – вместимость емкости транспортного средства, т.

$\mathcal{E}_5'''$ – экономический эффект от сокращения затрат на переработку шлама на НШУ-1 ЗАО ТатОЙЛГАЗ, руб.:

$$\mathcal{E}_5''' = C_{\text{пер}} \cdot (Q_{1\text{шл}} - Q_{2\text{шл}}) \cdot K, \quad (4)$$

где: $C_{\text{пер}}$ – стоимость переработки 1 т шлама, руб/т; $Q_{1\text{шл}}$ – объем отходов до внедрения, т; $Q_{2\text{шл}}$ – объем отходов после внедрения, т; K – коэффициент разбавления нефти водой, равный 3,3.

$\mathcal{E}_6$ – экономический эффект от сокращения числа порывов на низконапорных водоводах, руб.:

$$\mathcal{E}_6 = C_{\text{пор}} \cdot K_{\text{пор}} \cdot n, \quad (35)$$

где: $C_{\text{пор}}$ – стоимость ремонтных работ при одном порыве, руб.; $K_{\text{пор}}$ – коэффициент порывистости на низконапорных водоводах по сравнению с высоконапорными, равный 0,4; n – число порывов на водоводах НГДУ за год, шт.

$\mathcal{E}_7$ – экономический эффект от увеличения межремонтного периода нагнетательной скважины, руб.:

$$\mathcal{E}_7 = (C_n - 3_{\text{yn}}) \cdot q_v \cdot [K_1 \cdot K_2 (1 + K_3 \cdot K_4)] \cdot (R_1 - R_2), \quad (36)$$

где: C_n – внутренняя цена реализации нефти (без НДС и акцизы), руб/т; q_v – суточный объем очистки сточной воды, тыс.м³/сут, равный $Q_v/365$; R_1 – число ремонтов нагнетательных скважины до внедрения; R_2 – число ремонтов нагнетательных скважин после внедрения. Примечание: коэффициенты K_1 , K_2 , K_3 , K_4 определяются геологическими службами и могут иметь другие значения.

$$R_1 = \frac{T}{\text{МРП}_1 + t_p}, \quad (37)$$

$$\text{МРП}_2 = \text{МРП}_1 + \text{МРП} \quad (38)$$

$$R_2 = \frac{T}{\text{МРП}_2 + t_p} \quad (39)$$

где: T – количество суток в году, t_p – продолжительность ремонта скважины, связанного с восстановлением ее приемистости, сут; МРП_1 и МРП_2 – соответственно межремонтный период работы нагнетательной скважины до и после внедрения каскадной очистки сточных вод на очистных сооружениях,

сут; МРП – увеличение МРП работы нагнетательной скважины после внедрения за счет улучшения качества закачиваемой сточной воды, сут.

В соответствии с РД 39-3-1023-84 снижение концентрации нефти и механических примесей в закачиваемой сточной воде на 1 мг/л приводит к улучшению МРП работы нагнетательной скважины соответственно на 1,157 и 2,317 сут.

$$\text{Следовательно, } \text{МРП} = 1,157 \cdot (H_1 - H_2) + 2,317 \cdot (M_1 - M_2),$$

где: H_1 и H_2 , M_1 и M_2 – концентрации нефти и механический примесей в очищенных сточных водах до и после внедрения, мг/л.

Межремонтный период нагнетательной скважины составит

$$\text{МРП} = 1,157 \cdot (110 - 40) + 2,317 \cdot (55 - 19) = 164 \text{ сут}, \quad (40)$$

$$\text{МРП}_2 = 400 + 164 = 564 \quad (41)$$

$$R_2 = \frac{365}{564 + 21} = 0,624. \quad (42)$$

3.3 Исходные данные и расчет хозрасчетного экономического эффекта

Исходные данные и расчет хозрасчетного экономического эффекта представлены в таблицах 19, 20.

В расчете были использованы реально действующие на 31 декабря 2016 года средние цены реализации нефти за тонну, а также средняя тарифная ставка стоимости 1 кВт·ч электроэнергии для промышленных предприятий.

Таблица 19 – Исходные данные

№№ п/п	Показатели	Единицы	До внедрения	После внедрения
1	2	3	4	5
1.	Объем очистки сточной воды на 1 очистных сооружениях	м ³ /г	912500	912500
	Содержание в очищенной сточной воде:	мг/л		

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5
2.	нефти		110	40
3.	мехпримесей		55	19
4.	Количество нагнетательных скважин, подключенных к объекту очистки сточных вод	шт.	57	57
5.	Стоимость ремонта нагнетательной скважины, связанная с восстановлением приемистости	руб.	152000	152000
6.	Средняя продолжительность ремонта нагнетательной скважины	сут.	21	21
7.	МРП скважин	сут.	400	564
8.	Увеличение МРП	сут.		164
9.	Число ремонтов скважины	шт.	0,867	0,624
10.	Внутренняя цена реализации нефти (без НДС и акциза)	руб./т	12760	12760
	Смешанная цена реализации нефти (без НДС и акциза)	руб./т	14251	14251
1	2	3	4	5
	Экспортная цена реализации нефти (без НДС и акциза)	руб./т	20687	20687
11.	Условно-переменная часть себестоимости нефти	руб./т	594	594
12.	Стоимость 1 кВт·часа электроэнергии по двойному тарифу	руб/кВт·ч	0,16	
13.	Стоимость 1 кВт установленной мощности	руб/кВт·мес	80	
14.	Стоимость 1 машино-часа бензовоза	руб.	170,4	
15.	Продолжительность 1 рейса	час.	4	
16.	Вместимость емкости транспортного средства	тонн	7,5	
17.	Стоимость переработки 1 т шлама	руб.	123	
18.	Число порывов на водоводах	шт.	12	
19.	Стоимость ремонтных работ при 1 порыве	руб.	2146	
20.	Объем отходов	тонн	72	66

Продолжение таблицы 19

21.	Дополнительный объем нефти, вытесненный водой улучшенного качества	т./г		60225
22.	Капитальные вложения (АОСВ-2), 1 шт.	тыс.руб.		9568
23.	Амортизационные отчисления (АОСВ-2), 7,5%	тыс.руб.		718
24.	Затраты НИОКР	тыс.руб		2052
25.	Объем внедрения	апп.		29

Таблица 20 – Расчет гарантированного хозрасчетного экономического эффекта

№№ п/п	Показатели	Единицы измерения	После внедрения
1	2	3	4
1.	Объем внедрения	апп.	29
2.	Годовой объем очистки сточных вод на одних очистных сооружениях	м ³ /год	912500
3.	Доп. кап. вложения (АОСВ-2) – 1 шт.	тыс.руб.	9568
4.	Затраты на внедрение мероприятия – амортиз. отчисления, 7,5% – затраты на электроэнергию (0,488 руб.*150 кВт*24*360*0,82) – затраты на кап. ремонт – удельные затраты на НИОКР (2052 : 29)	тыс.руб. тыс.руб. тыс.руб. тыс.руб. тыс.руб.	1452 718 519 144 71
5.	Экономический эффект от внедрения АОСВ для очистки сточной воды на очистных сооружениях, в т.ч. за счет:	тыс.руб.	
	– сокращения потерь добытой нефти с закачиваемыми в пласт сточными водами (Ξ_1)/(Ξ_1')	тыс.руб.	777/910
	– сокращения числа ремонтов нагнетательных скважин в результате закачки в них сточной воды более высокого качества (Ξ_2)	тыс.руб.	2105
	– дополнительной добычи нефти, полученной при вытеснении водой улучшенного качества (Ξ_3)	тыс.руб.	889165
	– сокращения затрат на электроэнергию для преодоления сопротивления пласта при закачке		

	воды улучшенного качества ($\mathcal{E}_4$)	тыс.руб.	3820
	– сокращения объемов шламов при изливах нагнетательных скважин при ремонтных работах и их утилизации ($\mathcal{E}_5$)	тыс.руб.	2379
	– сокращения числа порывов на низконапорных водоводах ($\mathcal{E}_6$)	тыс.руб.	10
	– увеличения межремонтного периода нагнетательной скважины ($\mathcal{E}_7$)	тыс.руб.	488
6.	Годовой экономический эффект (прирост балансовой прибыли) (для АО Татнефть) ($\mathcal{E}_1+\mathcal{E}_2+\mathcal{E}_3+\mathcal{E}_4+\mathcal{E}_5+\mathcal{E}_6+\mathcal{E}_7$) - п.4	тыс.руб.	897292
7.	Налог на имущество, 2%	тыс.руб.	191
8.	Налогооблагаемая прибыль (п.6 - п.7)	тыс.руб.	897101
9.	Налог на прибыль, 35%	тыс.руб.	313985
10.	Прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия (хозрасчетный экономический эффект) на один аппарат на объем внедрения	тыс.руб. тыс.руб.	583116 16910364
11.	Годовой народно-хозяйственный эффект (для России) ($\mathcal{E}_1'+\mathcal{E}_2+\mathcal{E}_3+\mathcal{E}_4+\mathcal{E}_5+\mathcal{E}_6+\mathcal{E}_7$) - п.4 на один аппарат на объем внедрения	тыс.руб. тыс.руб.	897425 26025325

$$\mathcal{E}_1 = (12760 - 594) \cdot (110 - 40) \cdot 912500 \cdot 10^{-6} = 777 \text{ тыс.руб.} \quad (43)$$

$$\mathcal{E}_1' = 14251 \cdot (110 - 40) \cdot 912500 \cdot 10^{-6} = 910 \text{ тыс.руб.} \quad (44)$$

$$\mathcal{E}_2 = 152 \cdot (0,867 - 0,624) \cdot 57 = 2105 \text{ тыс.руб.} \quad (45)$$

$$\mathcal{E}_3' = (12760 - 594) \cdot 40953 = 498234 \text{ тыс.руб.} \quad (46)$$

$$\mathcal{E}_3'' = 14251 \cdot 1204 = 17158 \text{ тыс.руб.} \quad (47)$$

$$\mathcal{E}_3''' = 20687 \cdot 18068 = 373773 \text{ тыс.руб.} \quad (48)$$

$$\mathcal{O}_3 = \mathcal{O}_3' + \mathcal{O}_3'' + \mathcal{O}_3''' = 498234 + 17158 + 373773 = 889165 \text{ тыс.руб.} \quad (49)$$

$$\mathcal{O}_4 = 0,16 \cdot 3,86 \cdot 912500 \cdot 6,7 + 80 \cdot 12 \cdot 2500 \cdot 0,0184 = 3820 \text{ тыс.руб.} \quad (50)$$

$$\mathcal{O}_5' = 1108,75 \cdot (72 - 66) \cdot 1,9 \cdot 2 \cdot 94 = 2376 \text{ тыс.руб.} \quad (51)$$

$$\mathcal{O}_5'' = 170,4 \cdot 4 \cdot (72 - 66) / 7,5 = 1 \text{ тыс.руб.} \quad (52)$$

$$\mathcal{O}_5''' = 123 \cdot (72 - 66) \cdot 3,3 = 2 \text{ тыс.руб.} \quad (53)$$

$$\mathcal{O}_5 = \mathcal{O}_5' + \mathcal{O}_5'' + \mathcal{O}_5''' = 2376 + 1 + 2 = 2379 \text{ тыс.руб.} \quad (54)$$

$$\mathcal{O}_6 = 2146 \cdot 0,4 \cdot 12 = 10 \text{ тыс.руб.} \quad (55)$$

$$\mathcal{O}_7 = (12760 - 594) \cdot 2500 \cdot 0,066 \cdot (0,867 - 0,624) = 488 \text{ тыс.руб.} \quad (56)$$

Как следует из таблицы 20, при внедрении технологических схем глубокой очистки сточных вод от нефти и мехпримесей для закачки в низкопроницаемые пласты хозяйственный экономический эффект на один аппарат АОСВ-2 в первый год внедрения составит 583116 тыс.руб. и на весь объем внедрения – 16910364 тыс.руб.

Народно-хозяйственный эффект (для России) от внедрения технологических схем глубокой очистки сточных вод от нефти и мехпримесей для закачки в низкопроницаемые пласты на один аппарат АОСВ-2 составит 897425 тыс.руб. и на весь объем внедрения – 26025325 тыс.руб.

Полученные результаты позволяют рекомендовать каскадную технологию очистки воды как один из основных резервов стабилизации добычи нефти, позволяющих повысить эффективность разработки неоднородных нефтяных пластов.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3Д	Камаеву Павлу Владимировичу

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования данной работы является система поддержания пластового давления на П... нефтяном месторождении, физико-химические свойства воды, процесс нагнетания воды в пласт.
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность	1.1 Анализ вредных факторов 1.1.1 Утечка токсичных и вредных веществ; 1.1.2 Повышенный уровень шума; 1.1.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны; 1.1.4 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе. 1.2 Анализ опасных факторов 1.2.1 Электрическая безопасность; 1.2.2 Пожарная безопасность; 1.2.3 Движущиеся части насосных агрегатов; 1.2.4 Наличие сосудов и трубопроводов, работающих под давлением.
2. Охрана окружающей среды	2.1 Анализ возможного влияния объекта исследования и производственного процесса на окружающую среду 2.1.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу; 2.1.2 Анализ воздействия объекта на гидросферу; 2.1.3 Анализ воздействия объекта на литосферу. 2.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.
3. Защита в чрезвычайных ситуациях	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Характерные особенности правового регулирования труда в нефтегазовой отрасли.
---	--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова О.А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗД	Камаев П.В.		

4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность предприятия – это уровень добровольного отклика на социальные потребности работников, лежащие вне определяемых законом или регулируемыми органами требований, это действия, предпринимаемые во благо общества добровольно.

Объектом исследования данной работы являются непосредственно подземные воды, широко используемые для заводнения нефтяных пластов П... месторождения, и ее физико-химические свойства. Воды отличаются малой коррозионной способностью из-за отсутствия в них сероводорода и кислорода.

Вредным производственным фактором (ВПФ) называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению трудоспособности.

К вредным производственным факторам относятся:

- неблагоприятные метеорологические условия;
- запыленность и загазованность воздушной среды;
- воздействие шума, инфра- и ультразвука, вибрации;
- наличие электромагнитных полей, лазерных и ионизирующих

излучений и др.

Все опасные и вредные производственные факторы в соответствии с ГОСТ 12.0.003-74 подразделяются на физические, химические, биологические и психофизиологические.

К опасным производственным факторам следует отнести, например: возможность падения с высоты самого работающего, либо различных деталей и предметов; электрический ток определенной силы; раскаленные тела; оборудование, работающее под давлением выше атмосферного и т.д.

В данном разделе ВКР будет уделено особое внимание охране окружающей среды, а также созданию оптимальных норм мероприятий для обеспечения благоприятных и безопасных условий труда. Охрана окружающей среды, здоровья и безопасности – один из главных приоритетов деятельности

компании «Г...». Деятельность по охране окружающей среды, здоровья и безопасности является составной частью эффективного руководства производством. Деятельность компании по освоению П... месторождения основывается на оптимальном сочетании экономических механизмов, административных мер и методов самоконтроля за рациональным использованием сырьевых источников энергии.

При разработке раздела учитывались действующие нормативно-технические документы, обеспечивающие безопасность и экологичность проекта.

4.1 Анализ вредных производственных факторов

Утечка токсичных и вредных веществ

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

Предельно допустимые концентрации вещества согласно ГОСТ 12.1.005-88: азота диоксид – 2 мг/м^3 , бензол – 10 мг/м^3 , углерода оксид – 20 мг/м^3 .

Коллективные средства защиты - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне: создание специальных ограждений вблизи опасных зон, вывеска предупредительных знаков, допуск к опасным объектам только определенным группам лиц. Средства индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы.

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Шумы исследуются при наличии на рабочем месте источников шума, создаваемыми следующими объектами: установка подготовки нефти (УПН), дожимные насосные станции (ДНС), центральные насосные станции (ЦНС),

буровые установки, специальные машины (передвижная паровая установка). Допустимые уровни шума для производственных объектов приведены в таблице. Затем оценивается превышение норм уровней шума, например, при работе ЦНС, установки статического и динамического зондирования, насосов при откачке воды и закачке рабочего агента в пласт и т.д. При необходимости разрабатываются коллективные или индивидуальные меры по их снижению (таблица 21).

Таблица 21 – Предельно допустимые уровни звукового давления

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Выполнение всех видов работ на постоянных рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Оценка освещенности рабочей зоны необходима для обеспечения нормативных условий работы в помещениях и открытых площадках и проводится в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Реальная освещенность на рабочем месте может быть взята из паспорта производственного помещения, материалов аттестации рабочих мест по условиям труда, измерена при помощи люксметра, или определена путем расчета, изложенного в методических указаниях. Фактические и требуемые параметры систем естественного и искусственного освещения вносятся в таблицу. При необходимости разрабатываются инженерные мероприятия по реконструкции системы освещения. В таблице 22 представлены требования к освещенности.

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

П... нефтяное месторождение находится в центральной части Западно-Сибирской равнины. В административном отношении месторождение

Таблица 22 – Требования к освещенности

Разряд зрительной работы	Характеристика	Подразряд	Освещенность (комбинированная система), лк	Освещенность (общая система), лк
I	Наивысшей точности	а	5000	1250
		б	4000	750
		в	2500	400
		г	1500	
II	Очень высокой точности	а	4000	750
		б	3000	500
		в	2000	300
		г	1000	
III	Высокой точности	а	2000	500
		б	1000	300
		в	750	300
		г	400	200
IV	Средней точности	а	750	300
		б	500	200
		в	400	200
		г		200
V	Малой точности	а		300
		б		200
		в	400	200
		г		200
VI	Грубая			200
VII	Общее наблюдение за ходом производственного процесса	а		200
		б		75
		в		50
		г		20

расположено в Ханты-Мансийском автономном округе Тюменской области. Климат района резко континентальный с продолжительной зимой и коротким теплым летом. Зимний период отличается большой продолжительностью и низкими температурами. Средние значения температур воздуха в январе составляют -19...-20 °С, возможны значительные понижения до -30...-35 °С.

Абсолютный минимум температуры воздуха -55°C . Лето короткое, но теплое иногда жаркое. Средние температуры воздуха июля составляют $+17...+18^{\circ}\text{C}$, максимальные показания составляют $+30...+35^{\circ}\text{C}$, абсолютный температурный максимум $+37^{\circ}\text{C}$. Средний показатель периода с положительными температурами составляет 85-115 дней.

При проведении работ на открытых площадках П... нефтяного месторождения указываются:

- период времени года выполняемых работ,
- метеорологические параметры воздуха территории района (минимальные и максимальные температуры, скорость движения, относительная влажность, давление).

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

4.2 Анализ опасных производственных факторов

Электробезопасность

В этом разделе отражаются требования безопасности, предъявляемые к электротехническим установкам, являющимися источниками опасных факторов. Выдвигаются требования к работникам, занятым на обслуживании электрооборудования.

Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т. е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. При этом повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека, является опасным фактором. В зависимости от условий производственной среды и нормативным документам, рассматриваются следующие вопросы: требования к электрооборудованию, анализ соответствия реального положения на производстве перечисленным

требованиям, выбор и обоснование категории помещения по степени опасности поражения электрическим током, мероприятия по устранению обнаруженных несоответствий, обоснование мероприятий и средств защиты работающих от поражения электрическим током.

Основные коллективные способы и средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль; установка оградительных устройств; предупредительная сигнализация и блокировки; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов; применение малых напряжений; защитное заземление; зануление; защитное отключение. При необходимости производится расчет защитного заземления, зануления, выбор устройств автоматического отключения.

Индивидуальные основные изолирующие электрозащитные средства способны длительно выдерживать рабочее напряжение электроустановок, поэтому ими разрешается касаться токоведущих частей под напряжением. В установках до 1000 В – это диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками, указатели напряжения.

Индивидуальные дополнительные электрозащитные средства обладают недостаточной электрической прочностью и не могут самостоятельно защитить человека от поражения током. Их назначение – усилить защитное действие основных изолирующих средств, с которыми они должны применяться. В установках до 1000 В – диэлектрические боты, диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки. В работе необходимо провести обоснование выбора индивидуальных основных и дополнительных изолирующих электрозащитных средств данного рабочего места.

Пожаровзрывобезопасность

Одними из наиболее вероятных и разрушительных видов ЧС являются пожар или взрыв на рабочем месте. Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров и взрывов.

При написании раздела для зданий и сооружений определяется категория помещений по пожароопасности по НПБ 105-03 и класс зон взрывопожароопасности по СП 12.13130.2009 (таблица 23).

Таблица 23 – Категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности

Категория помещения	Характеристика веществ и материалов, находящихся (обращающихся) в помещении
А повышенная взрывопожаро- опасность	Горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 °С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа, и (или) вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом, в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа
Б взрывопожаро- опасность	Горючие пыли или волокна, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более 28 °С, горючие жидкости в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные пылевоздушные или паровоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа
В1-В4 пожароопасность	Горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых они находятся (обращаются), не относятся к категории А или Б
Г умеренная пожароопасность	Негорючие вещества и материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и пламени, и (или) горючие газы, жидкости и твердые вещества, которые сжигаются или утилизируются в качестве топлива
Д пониженная пожароопасность	Негорючие вещества и материалы в холодном состоянии

К техническим мерам – современные автоматические средства сигнализации, методы и устройства ограничения распространения огня, автоматические стационарные системы тушения пожаров, первичные средства пожаротушения. Тип, количество и размещение средств тушения пожаров определяют по нормам, приведенным в СП 5.13130.2009.

Механические опасности

Любой объект, который может причинить человеку травму в результате контакта самого объекта (или его частей) с человеком, несет в себе механическую опасность, например: станки-качалки штанговых глубинных насосов, буровые установки, машины и оборудования для капитального ремонта скважин (КРС). Опасная зона – это пространство, в котором возможно действие на работающего опасного или вредного производственного фактора.

Механические опасности на предприятиях представляют собой движущиеся механизмы и машины, незащищенные подвижные элементы производственного оборудования; заготовки, материалы, разрушающиеся конструкции, острые кромки, стружка, заусенцы и шероховатости на поверхности заготовок, инструментов и оборудования, а также падение предметов с высоты.

Давление

Превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Высокий уровень давления в технологическом и оборудовании и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам в том числе не совместимые с жизнью. Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру, а также соблюдение техники безопасности при работе с объектами, находящимися под большим давлением, например: блог водораспределительной гребенки (БВГ).

4.3 Охрана окружающей среды

Основными типами антропогенных воздействий на природу, являются:

- нефтяное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;
- загрязнение атмосферы от испарений нефтепродуктов при их нагреве для проведения исследований.
- сжигание попутного нефтяного газа в факелах и потери через негерметичное оборудование в районе компрессорной станции, при авариях на газо- и нефтепроводах;
- загрязнение природной среды промышленными, бытовыми и лабораторными отходами;

И как следствие от вышеотмеченных воздействий на природу:

- сокращение ареалов редких видов растений, площадей, занятых ягодниками, лекарственными растениями и другими ценными видами флоры;
- нарушение лесов и нерациональный расход древесины при обустройстве передвижных поселков, временных дорог, промплощадок и др.;
- сокращение рыбных запасов вследствие загрязнения поверхностных вод, нарушения гидрологического режима при строительстве и эксплуатации месторождений;
- Общими мерами по охране окружающей среды являются:
- сокращение потерь нефти и газа; повышение герметичности и надежности нефтепромыслового оборудования;
- высокая степень утилизации нефтяного газа;
- высокая степень утилизации отходов лабораторных исследований;
- оптимизация процессов сжигания топлива при одновременном снижении образования токсичных продуктов сгорания.

Охрана атмосферного воздуха от загрязнения

Одним из основных источников выбросов загрязняющих веществ являются факельное хозяйство, предназначенное для сжигания газа при работе оборудования.

Большой ущерб природным комплексам наносится в случае аварийных ситуаций.

Основными причинами аварий являются:

- некачественное строительство;
- механические повреждения;
- коррозия трубопроводов;
- изменение проектных решений в процессе строительства.

Основные мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений:

- полная герметизация оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа;
- контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования от коррозии;
- утилизация попутного газа;
- применение оборудования заводского изготовления;
- разработанный план действий при аварийной ситуации;
- ликвидация аварий должна осуществляться аварийной службой.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества (таблица 24).

Таблица 24 – Вредные вещества

№	Наименование загрязняющих веществ	ПДК м.р. в воздухе населенных мест, мг/м ³	Класс опасности	Параметры выбросов	
				г/сек	т/год
1	Двуокись азота	0.085	2	0.078	1.230
2	Окись углерода	5.000	4	0.220	4.88
3	Углеводороды	50(ОБУВ)	4	9.140	298.8
4	Сажа	0.15	3	0	2
5	Метанол	1	3	0.041	1.290

На аварийных факельных установках необходимо обеспечить полное и бездымное сгорание газов. Предусмотреть очистку сбрасываемого газа на факел от капельной нефти, оборудовать факела устройствами для дистанционного розжига горелок.

Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти и вод с высокой минерализацией, а также утилизация отходов лабораторных исследований. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

Пути попадания токсичных загрязнений в природные воды:

- поступление токсичных веществ из шламовых амбаров в грунтовые воды;
- загрязнение грунтовых вод в результате отсутствия гидроизоляции технологических площадок;
- попадание загрязнений в грунтовые воды при аварийных разливах нефти, сточных вод и других отходов в результате порывов трубопроводов;

– поступление нефти и минерализованных вод в подземные воды в результате перетоков по затрубному пространству при некачественном цементировании скважины и ее негерметичности.

Мероприятия по рациональному использованию и охране водных ресурсов:

1. Запрещается сброс сточных вод и отходов лабораторных исследований в водные объекты;
2. Установление и поддержание водо-охранных зон;
3. Вынесение объектов из экологически уязвимых зон;
4. Герметизированная система сбора и транспорта продукции скважин;
5. Рассредоточение объема закачки воды по пласту;
6. Использование труб из синтетических материалов, соответствующих климатическим условиям района;
7. Контроль качества сварных швов;
8. Переходы трубопроводов через водные преграды должны осуществляться подземно;
9. Отсыпка кустовых площадок с учетом поверхностной системы стока;
10. Сбор разлившихся нефтепродуктов в аварийную емкость с последующей перекачкой на УПН.
11. Осуществлять биологическую очистку хозяйственно-бытовых стоков;
12. При ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор.

Охрана и рациональное использование земель

Загрязнение почв нефтью приводит к значительному экологическому и экономическому ущербу: понижается продуктивность лесных ресурсов, ухудшается санитарное состояние окружающей среды.

При выборе площадок и трасс под строительство объектов основным критерием является минимальное использование лесов I и II групп, пойменной части рек и озер, а также обход кедровников, путей миграции животных и птиц. Принимается прокладка линейных сооружений (автодорог, трубопроводов, линий электропередач) в одном коридоре, что обеспечивает снижение площади занимаемых земель на 30-40%.

Согласно требованиям лесного хозяйства организации, выполняющие строительные работы обязаны:

- обеспечить минимальное повреждение почв, травянистой и моховой растительности;
- произвести очистку лесосек и ликвидировать порубочные остатки;
- не допускать повреждения корневых систем и стволов опушечных деревьев;
- не оставлять пни выше $\frac{1}{3}$ диаметра среза, а при рубке деревьев больше 30 см – выше 10 см, считая высоту шейки корня.
- По окончании буровых работ на кустах скважин проводятся ликвидация и рекультивация шламовых амбаров следующим образом:
 - осветление, нейтрализация жидкой фазы с последующей откачкой в нефтесборный коллектор;
 - засыпка шламового амбара привозным грунтом;
 - планировка рекультивируемой поверхности слоем торфо-песчаной смеси толщиной 15 см и почвосемян многолетних трав.

Рекультивация нарушенных земель по трассам линейных трубопроводов носит природоохранное направление и выполняется в два этапа:

1. Технический этап рекультивации состоит из сбора пролитой нефти, срезки почвенно-растительного слоя толщиной 0,2-0,4 м и перемещения его во временные отвалы до начала строительных работ. Биологический этап рекультивации включает дискование почвы боронами в один след,

поверхностное внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав механическим способом.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химических реагентов обеспечивается:

- контролем давления в общем коллекторе и замерном сепараторе с сигнализацией предельных значений на ЗУ;
- в случае аварии на УПН автоматическим переключением потока нефти в аварийные емкости;
- аварийным отключением насосных агрегатов на УПН и узлах дозирования ингибиторов;
- закреплением трубопроводов на проектных отметках грузами и анкерами, препятствующими всплытию и порыву;
- прокладкой трубопроводов в кожухах через автомобильные дороги;
- контролем качества сварных швов трубопроводов методом радиографирования и магнитографирования и гидравлическое испытание на прочность и герметичность.

4.4 Защита в чрезвычайных ситуациях

В основе аварий могут лежать как технические причины, так и человеческий фактор, они могут быть объективными и субъективными, а также быть следствием экологических и стихийных факторов. Необходимо разработать перечень мероприятий по повышению устойчивости проектируемого объекта (повышение прочности конструкций, резервирование запасов сырья, систем электро-газо-водоснабжения и т.д.). Главную опасность для экологии представляют аварии, в результате которых происходит нефтяной разлив (таблица 25)

Таблица 25 – Классификация чрезвычайных ситуаций, обусловленных разливами нефти и нефтепродуктов, в зависимости от объемов и площади разлива

Масштаб чрезвычайной ситуации	Объемы разлитой нефти, тонн	Границы распространения чрезвычайной ситуации
Локального значения	100 тонн разлившиеся нефти / нефтепродуктов	Площадь разлива охватывает территорию объекта
Местного значения	500 тонн разлившихся нефти и нефтепродуктов	Площадь разлива охватывает территорию населенного пункта, в котором расположен объект
Территориального значения	1000 тонн разлившихся нефти и нефтепродуктов	Площадь разлива охватывает территории субъекта Российской Федерации
Регионального значения	5000 тонн разлившихся нефти и нефтепродуктов	Площадь разлива охватывает территории двух субъектов Российской Федерации
Федерального значения	более 5000 тонн разлившихся нефти и нефтепродуктов	Площадь разлива охватывает территории более двух субъектов Российской Федерации

Существует несколько методов ликвидации разлива нефти: механический, термический и физико-химический.

Механический метод ликвидации

Одним из главных методов ликвидации разлива ННП является механический сбор нефти. Наибольшая эффективность его достигается в первые часы после разлива. Это связано с тем, что толщина слоя нефти остается достаточно большой. При малой толщине нефтяного слоя, большой площади его распространения и постоянном движении поверхностного слоя под воздействием ветра и течения механический сбор достаточно затруднен.

Термический метод ликвидации

Основан на выжигании слоя нефти, применяется при достаточной толщине слоя и непосредственно после загрязнения, до образования эмульсий с водой. Этот метод применяется в сочетании с другими методами ликвидации разлива.

Физико-химический метод ликвидации

Физико-химический метод с использованием диспергентов и сорбентов эффективен в тех случаях, когда механический сбор ННП невозможен, например, при малой толщине пленки или когда разлившиеся ННП представляют реальную угрозу наиболее экологически уязвимым районам.

При первых признаках ЧС следует сообщить начальству о произошедшем, остановить все производственные работы, вывести людей из опасной зоны, если есть пострадавшие, то оказать первую помощь. Если произойдет порыв – сбросить давление с участка с порывом, закрыть задвижки на скважине, устранить дефект, вызвать ремонтную бригаду. При пожаре отключить электроэнергию от технологического блока, воспользоваться имеющимися средствами пожаротушения для ликвидации пожара, вызвать пожарную бригаду.

Самое важное заключается в разработке технических и организационных мероприятий, снижающие риск возникновения ЧС, а также подготовки персонала к действиям в этих условиях. Затем разрабатываются мероприятия по повышению устойчивости и подготовке объекта к восстановлению после ЧС.

4.5 Организационные мероприятия обеспечения безопасности

Для обеспечения безопасности необходимо учесть следующие факторы:

- Усиленный контроль за датчиками, приборами и оборудованием,
- Правильное расположение и компоновка рабочего места,
- Технологические перерывы,
- Проветривание помещения,

- Предусмотреть комнаты психологической разгрузки.
- Проведение повторных инструктажей по технике безопасности.

Для обеспечения должной безопасности необходима организация проведения инструктажей перед приемом на работу, а также перед началом работ.

Непосредственное обучение сотрудников на рабочих площадках даст положительные результаты.

Стратегическая цель ОАО «Г...» в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды – занимать лидирующие позиции среди нефтегазовых компаний мира в сфере обеспечения промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды, подтверждая это фактическими результатами и передовыми методами работы.

Цели ОАО «Г...» в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды:

- последовательное снижение показателей производственного травматизма, профессиональных заболеваний, аварийности и негативного воздействия на окружающую среду;
- обеспечение организации безопасного производства и охраны окружающей среды на основе внедрения единой интегрированной системы управления ПБ, ОТ и ОС мирового уровня, включающей ключевые процессы идентификации опасностей, оценки и управления профессиональными рисками;
- последовательное внедрение лучших мировых практик в области техники, технологии и управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды на всех производственных предприятиях ОАО «Г...».

Для достижения заявленных целей ОАО «Г...» требует и ожидает нижеследующего от всех руководителей и работников компании:

- создания условий, включая методы мотивации и вовлечения в деятельность по обеспечению промышленной безопасности, охраны труда и

окружающей среды, при которых каждый работник ОАО «Г...» осознает и принимает ответственность за собственную безопасность и безопасность окружающих, имея право на остановку и/или отказ от выполнения операции, угрожающей жизни и здоровью его самого и окружающих;

- внедрения, поддержки и постоянного совершенствования эффективной системы управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды в ОАО «Г...» в соответствии с требованиями международных и национальных стандартов;

- последовательной реализации полного комплекса превентивных мер по снижению вероятности происшествий до обоснованного, практически достижимого уровня, исходя из понимания того, что любая планируемая или осуществляемая производственно-хозяйственная деятельность связана с потенциальной опасностью;

- непрерывного улучшения условий труда, уровня промышленной и экологической безопасности, а также мониторинга данных улучшений;

- обеспечения соответствия требованиям действующего законодательства, используя при этом все имеющиеся экономически целесообразные возможности снижения риска сверх требований законодательства;

- постоянных усилий, направленных на повышение уровня знаний, компетентности и осведомленности работников по вопросам промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды посредством различных форм обучения и наставничества;

- обеспечения необходимых ресурсов для реализации настоящей политики;

- внедрения соответствующих методов управления в отношении контрагентов и деловых партнеров ОАО «Г...» для обеспечения соблюдения ими требований настоящей политики при осуществлении их деятельности на предприятиях и объектах ОАО «Г...»;

– обеспечения открытости и доступности показателей в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды путем адекватного обмена информацией и диалога со всеми заинтересованными сторонами;

– своевременной актуализации и доведения настоящей политики до всех работников ОАО «Г...» и дочерних/зависимых обществ, а также заинтересованных третьих лиц.

Руководители всех уровней, от генерального директора до мастера, обеспечивают выполнение требований настоящей политики при методической поддержке специалистов в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды.

Основные стандарты в области ПЭБ, ОТ и ГЗ:

1. Политика ОАО «Г...» в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды (приказ № 137-П от 15.10.08г.);

2. Стандарт Организации СК-16.01.05 «Система управления промышленной и экологической безопасностью, охраной труда и гражданской защитой. Общие положения и структуры» (приказ № 214-П от 22.06.09 г.);

3. Стандарт Организации СК-16.02.01 «Порядок идентификации, оценки и минимизации рисков в области промышленной и экологической безопасности, охраны труда и гражданской защиты» и документов, обеспечивающих его реализацию (приказ № 215-П от 31.12.2008 г.);

4. Стандарт Организации СК-16.01.10 «Происшествия. Оперативное сообщение, расследование, учет и периодическая отчетность» (версия 2.0) и документов, обеспечивающих его реализацию (приказ № 252-П от 31.07.2009г.);

5. Стандарт Компании СК-16.01.03 «Порядок обеспечения безопасности вождения автомобильного транспорта Компании» (приказ ОАО «Г...» № 95-П от 18.08.2008 г.);

6. Стандарт Организации СК-16.03.04 «Порядок обучения по охране труда и инструктажа по безопасности работников» и документов, обеспечивающих его реализацию (приказ № 465-П от 18.12.2009 г.);

7. Стандарт Компании СК-16.01.02 «Порядок обеспечения работников средствами индивидуальной защиты» и документов, обеспечивающих его реализацию (приказ № 138-П от 20.10.2008 г.);

8. Стандарт Организации СК-16.02.02 «Порядок управления и организации взаимодействия с подрядчиками по вопросам промышленной и экологической безопасности, охраны труда и гражданской защиты (ПЭБ, ОТ и ГЗ)» и документов, обеспечивающих его реализацию (приказ № 262-П от 25.06.2010 г.);

9. Стандарт Организации СК-16.02.16 «Порядок проведения аудита системы управления промышленной и экологической безопасности, охраны труда и гражданской защиты. Разработка и реализации корректирующих и превентивных мероприятий» (приказ № 84-П от 17.03.2010 г.);

10. Стандарт Организации СК-16.02.13 «Интегрированный производственный контроль соблюдения требований нормативных правовых актов и корпоративных стандартов в области производственной безопасности» (приказ № 105-П от 25.03.2010 г.);

11. Стандарт Общества СК-16.02.09 «Порядок обеспечения экологической безопасности при осуществлении производственной деятельности Общества» (версия 2.0) и документов, обеспечивающих его реализацию (приказ № 367-П от 09.09.2010 г.);

12. Стандарт Компании СК-16.02.06 «Порядок обеспечения и управления пожарной безопасностью в Компании и ДЗО» (версия 2.0) (приказ № 108-П от 25.03.2011 г.);

13. Стандарт Организации СК-16.05.00 «Программа по охране здоровья работников Организации. Общие положения и структура» (приказ № 83-П от 16.03.2010 г.).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей работе предложен вариант усовершенствования системы поддержания пластового давления на П... нефтяном месторождении с помощью внедрения каскадной технологии очистки сточных вод, а также применения химического реагента «Полисил» для увеличения приемистости нагнетательных скважин.

Экономический эффект применения каскадной технологии очистки и закачки воды подтверждается следующими показателями:

- увеличение межремонтных периодов скважин, и, как следствие, снижение количества нагнетательных скважин, требующих капитального ремонта из-за ухудшения их приемистости;
- увеличение объемов добываемой нефти за счет вытеснения ее более качественной водой, содержание твердых взвешенных частиц в которой не превышает требуемых показателей;
- уменьшение потерь объемов добытой нефти при закачивании воды в пласт в результате недостаточной ее очистки.

Кроме того, немаловажным показателем эффективности применяемой технологии является уменьшение затрачиваемой электроэнергии и расхода мощности, что, несомненно, способствует снижению доли электроэнергии от общего энергопотребления, приходящейся на систему поддержания пластового давления.

Что касается применения химического вещества «Полисил» в нагнетательных скважинах, то его эффективность оправдана на месторождениях нефти с трудноизвлекаемыми запасами, имеющих сложное геологическое строение продуктивных горизонтов и пониженную вязкость нефти, где применяются различные виды внутриконтурного заводнения. Данная технология позволяет увеличить коэффициент приемистости скважин в 3 и более раза, что, в свою очередь, способствует сокращению числа скважин

нагнетательного фонда, а также значительному увеличению текущей нефтеотдачи пластов и общего дебита нефти приблизительно в 1,5 раза.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Алексеев А., Зорина С. Нефть. Просто о сложном (выпуск 2) ОАО «Газпром нефть» // Сибирская нефть. – 2015. – № 126. – С. 28;
2. Арбузов В. Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. Часть 1: учебное пособие / В.Н. Арбузов; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 200 с.;
3. Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений: Учеб. пособие для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1998. – 365 с.: ил.;
4. Игrevский Л. В. Основы нефтегазового дела //М, РГУНиГ им. Губкина. – 2007;
5. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективностиразработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 285 с.: илл.;
6. Афанасьев И. С. и др. Геологическое строение и некоторые вопросы разработки П... месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 8. – С. 58-61;
7. Технологическая схема разработки ЮЛТ П... месторождения, ОАО «Г...», 2009. – 264 с;
8. Авторский надзор за текущим состоянием разработки и реализацией проектных решений на П... месторождении, разрабатываемого ООО «Сибнефть-Хантос». Договор № 5/96-05 от 01.07.2005 г. (Графические приложения), 2006. – 256 с;
9. Павлов Г. А., Горбатилов В. А. О проблемах энергосбережения и энергоэффективности в системах поддержания пластового давления //Нефтяное хозяйство. – 2011. – №. 7. – С. 118-119;
10. Грайфер В. И. и др. Влияние нагнетательных скважин, обработанных материалом «Полисил», на добычные возможности Повховского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 1998. – №. 11. – С. 21-22;

11. Мингулов Ш. Г., Якупов Р.Ф. Восстановление приемистости нагнетательных скважин на Туймазинской группе месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2013;
12. Тронов В.П. Очистка вод различных типов для использования в системе ППД / В.П. Тронов, А.В. Тронов; Академия наук республики Татарстан. – Казань: ФЭН, 2001. – 558 с.;
13. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 562 с.: ил.;
14. Захарова Е.Ф., Пашанина О.Д., Тронов В.П. Совершенствование системы поддержания пластового давления на Березовском месторождении // Электронный научный журнал «Нефтегазовое хозяйство» 09/2003, с. 68-70.

Приложение А

(справочное)

ХАРАКТЕРИСТИКА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ РАБОЧИМ АГЕНТОМ

Таблица А.1 – Характеристика вытеснения нефти рабочим агентом (водой)

Наименование	Проницаемость, мкм ²	Содержание связ. воды, доли ед.	Коэф. нач. нефтенасыщенности, доли ед.	Вытесняющий рабочий агент	Коэф. ост. нефтенасыщенности, доли ед.	Коэф. вытеснени, доли ед.	Значения относительных проницаемостей, доли ед.	
							для рабочего агента при коэф. ост. нефтенасыщенности	для нефти при коэф. нач. водонасыщенности
Пласт АС ₁₀ (совместно с СЛТ)								
Кол-во определений	92	92	92	вода	92	92	16	16
Среднее значение	18,4	0,389	0,611		0,273	0,548	0,103	0,356
Интервал времени	0,5-90	0,17-0,707	0,293-0,828		0,08-0,517	0,186-0,748	0,005-0,290	0,018-0,844
Пласт АС ₁₂ (совместно с СЛТ)								
Кол-во определений	174	174	174	вода	174	174	9	9
Среднее значение	7,8	0,439	0,561		0,238	0,563	0,04	0,289
Интервал времени	1 -59	0,199-0,663	0,337-0,801		0,157-0,367	0,253-0,734	0,014-0,113	0,041-0,969

Приложение Б

(справочное)

СВОЙСТВА ПЛАСТОВОЙ И ДЕГАЗИРОВАННОЙ НЕФТИ

Таблица Б.1 – Свойства пластовой нефти П... месторождения

Наименование параметра	АС ₁₀		АС ₁₂	
	Диапазон значений	Принятые значения	Диапазон значений	Принятые значения
Пластовое давление, МПа	25,4-26,6	25,7	26,0-27,6	26,8
Пластовая температура, °С	87-94	90	87-101	92
Давление насыщения, МПа	7,26-10,03	8,26	6,4-8,8	7,84
Газосодержание, м ³ /т	41,7-66,3	55,4	50,4-67,7	57,9
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании и в рабочих условиях, м ³ /т Р ₁ =0,7 МПа; t ₁ =20°С Р ₂ =0,4 МПа; t ₂ =20°С Р ₃ =0,1 МПа; t ₃ =20°С	35,2-57,7	46,3	42,2-57,7	49,3
Плотность в условиях пласта, кг/м ³	814,0-846,7	834	803,1-837,6	818
Вязкость в условиях пласта, мПа·с	1,31-2,60	1,77	1,1-1,94	1,38
Коэффициент объемной упругости, 1/МПа·10 ⁻⁴	9,3-11,3	10,4	9,7-11,0	10,6
Плотность нефтяного газа, кг/м ³ , при 20°С: – при однократном (стандартном) разгазировании – при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	1,040-1,192	1,141	1,082-1,293	1,194
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³ , при 20°С: – при однократном (стандартном) разгазировании – при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	876,8-884,5 870,8-881,6	879 874	862,3-882,9 852,4-868,1	870 860

Приложение Б (справочное)

Таблица Б.2 – Физико-химическая характеристика дегазированной нефти

Наименование параметра	АС ₁₀			АС ₁₂		
	Кол-во исследованных скважин	Диапазон значений	Среднее значение	Кол-во исследованных скважин	Диапазон значений	Среднее значение
Плотность при 20°C, кг/м ³	6	877,1-884,6	881,0	3	861,7-889,2	872,0
Вязкость, мПа·с						
при 20°C	6	14,8-25,2	20,5	3	10,33-25,80	15,6
при 50°C	6	6,12-8,72	7,8	3	4,42-8,94	6,0
Молярная масса, г/моль	-	-	-	-	-	-
Температура застывания, °C	6	(-5)-0	-2,3	3	(-6)-4	-2,0
Массовое содержание, %						
серы	6	1,25-1,72	1,52	3	0,78-1,61	1,15
смола силикагелевых	6	10,52-15,15	12,78	3	8,70-12,90	10,37
асфальтенов	6	2,44-3,65	2,95	3	1,20-4,20	2,17
Парафинов	6	2,20-3,80	3,02	3	2,50-3,00	2,67
воды	-	-	-	-	-	-
Температуры плавления парафина, °C	-	-	55,5	-	-	59,1
Температура начала кипения, °C	-	-	56,0	-	-	55,9
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %						
до 100°C	6	2,7-5,6	3,9	3	1,5-5,9	3,9
до 150°C	6	11,2-13,6	12,2	3	6,2-14,7	11,5
до 200°C	6	18,3-21,9	20,2	3	14,1-23,2	19,9
до 250°C	6	-	28,5	3	23,2-31,9	28,9
до 300°C	6	36,5-41,5	39,8	3	-	40,8
Шифр техн. класс. (по ГОСТ)	2.3.2.1 ГОСТ Р 51858-2002			2.3.2.1 ГОСТ Р 51858-2002		

Приложение В

(справочное)

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА КНС-5 П... НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

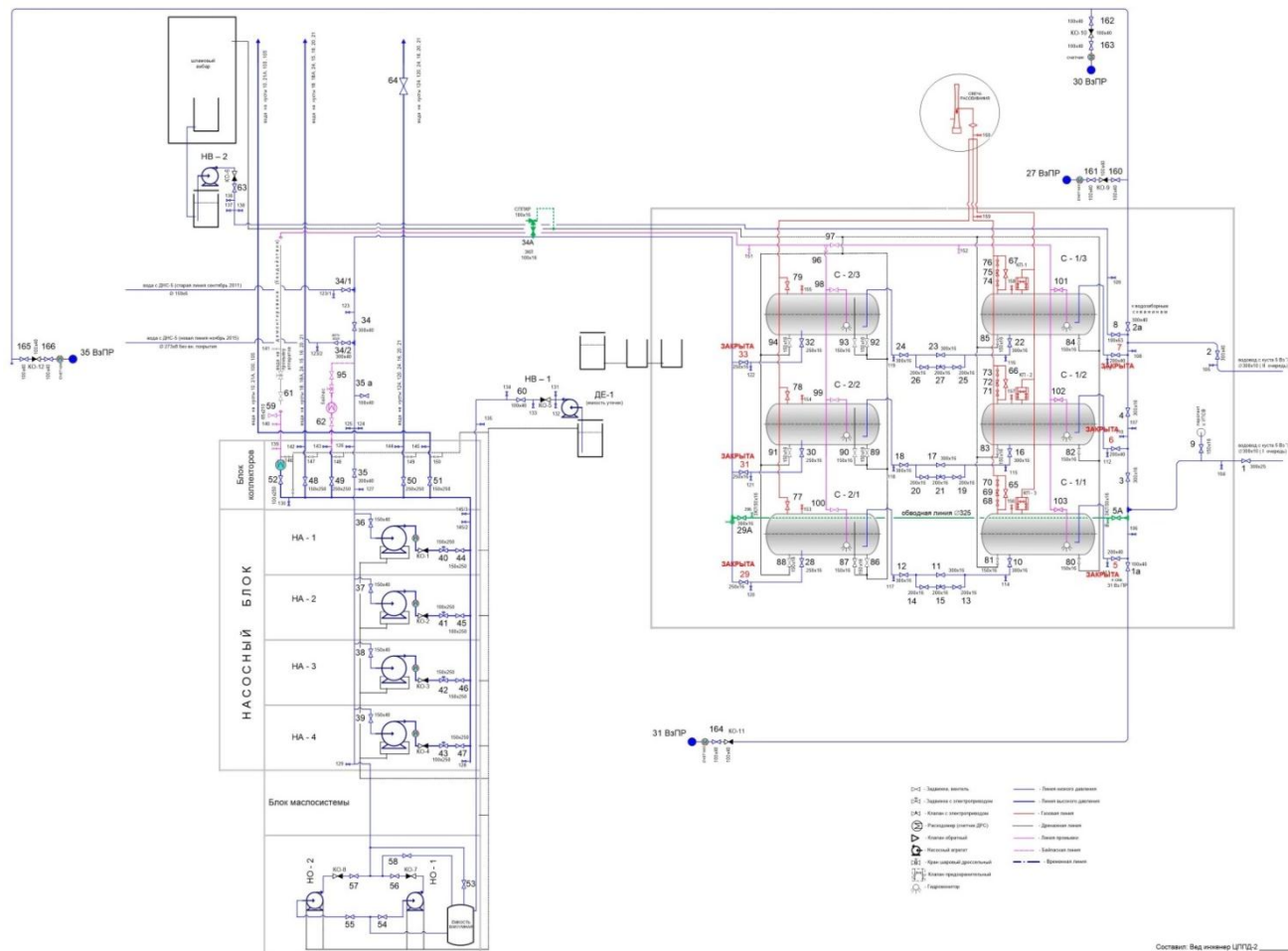


Рисунок В.1 – Технологическая схема КНС-5 П... нефтяного месторождения