

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ современных технологий систем поддержания пластового давления при разработке нефтяных месторождений

УДК 622.276.4-047.44

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Тимиров Дмитрий Николаевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Дукарт Сергей Александрович	к.и.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
P1	Применять <i>базовые</i> естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	Требования ФГОС ВО ОК-1, ОК-3, ОК-8, ОК-9, ОПК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-11
P2	Применять <i>базовые профессиональные знания</i> в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-1, ППК-3, ППК-4, ППК-6
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ;	Требования ФГОС ВО ОК-6, ОК-8, ОПК-2, ППК-4, ППК-6
P4	Проявлять <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь <i>использовать новые знания при обучении сотрудников</i>	Требования ФГОС ВО ОК-1, ОК-3, ОПК-1, ОПК-3, ППК-4, ППК-6
P5	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО ОК-4, ОПК-6, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-11
P6	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i> , обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i>	Требования ФГОС ВО ОК-3, ОК-4, ОК-9, ОПК-5, ППК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-8, ППК-9, ППК-11
P7	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	Требования ФГОС ВО ОК-5, ОК-6, ОК-9, ОПК-4, ППК-3, ППК-4, ППК-7, ППК-10
P8	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i>	Требования ФГОС ВО ОПК-5, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-8, ППК-9
P9	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>	Требования ФГОС ВО ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-8, ОПК-6, ППК-2, ППК-5, ППК-7, ППК-10, ППК-11
P10	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-6, ППК-8, ППК-10

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы <small>(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)</small>

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Тимирову Дмитрию Николаевичу

Тема работы:

Анализ современных технологий систем поддержания пластового давления при разработке нефтяных месторождений	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	89-13/с от 30.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общие сведения о системе поддержания пластового давления 2. Современные технологии в системе поддержания пластового давления 3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 4. Социальная ответственность
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <small>(с указанием разделов)</small>	
Раздел	Консультант

Общие сведения о системе поддержания пластового давления	Старший преподаватель, Гладких Марина Алексеевна
Современные технологии в системе поддержания пластового давления	Старший преподаватель, Гладких Марина Алексеевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Дукарт Сергей Александрович
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Общие сведения о системе поддержания пластового давления	
Современные технологии в системе поддержания пластового давления	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

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

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			31.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Тимиров Дмитрий Николаевич		31.03.2021

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: высшее
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2020 /2021 учебного года
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Общие сведения о системе поддержания пластового давления	25
	Современные технологии в системе поддержания пластового давления	25
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 81 с., 20 рис., 12 табл., 33 источника, 0 прил.

Ключевые слова: поддержание пластового давления, заводнение, внутрискважинная перекачка, энергоэффективность, подготовка воды, центробежный насос.

Объектом исследования является система поддержания пластового давления.

Цель работы – изучение основных особенностей системы поддержания пластового давления, рассмотрение используемого оборудования для закачки воды, а также анализ современных технологических решений, которые позволят улучшить систему ППД.

В процессе исследования проведен анализ действующего оборудования при закачке воды, рассмотрены предложения по повышению эффективности работы системы поддержания пластового давления.

В результате исследования удалось оценить технологический эффект использования технологии внутрискважинной перекачки и сделать вывод об эффективности применения данной технологии. Также был рассмотрен вопрос об эффективности применения модульной системы подготовки воды в нагнетательных скважинах с целью увеличения их приемистости.

Ожидаемый экономический эффект от внедрения технологии ВСП по взятым для расчета скважинам получился положительным, что говорит о рентабельности проекта.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- ППД – поддержание пластового давления;
- ПАВ – поверхностно-активные вещества;
- СВБ – сульфатовосстанавливающие бактерии;
- КИН – коэффициент извлечения нефти;
- БКНС – блочная кустовая насосная станция;
- ГНУ – горизонтальная насосная установка;
- БГ – блок гребенки;
- ЦНС – центробежный насос секционный;
- НПС – насос нефтяной с плоским разъемом корпуса секционный;
- НВ – насос вертикальный;
- НВД – насос вакуумный двухроторный;
- НКТ – насосно-компрессорные трубы;
- КПД – коэффициент полезного действия;
- ВСП – внутрискважинная перекачка;
- СПВ – система подготовки воды;
- ППМ-УР – проволочный проницаемый материал упруго-растянутый;
- КВЧ – количество взвешенных частиц;
- УПСВ – установка предварительного сброса воды;
- КНС – кустовая насосная станция;
- ППП – промышленно-производственный персонал;
- ДП – денежный поток;
- ПДН – поток денежной наличности;
- НПДН – накопленный поток денежной наличности;
- ДПДН – дисконтированный поток денежной наличности;
- ЧТС – чистая текущая стоимость;
- СИЗ – средство индивидуальной защиты;
- КИП – контрольно-измерительные приборы;
- ДНС – дожимная насосная станция.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СИСТЕМЕ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ	11
1.1 Методы воздействия на нефтяные пласты.....	11
1.2 Классификация методов заводнения.....	12
1.2.1 Законтурное заводнение	12
1.2.2 Приконтурное заводнение	14
1.2.3 Внутриконтурное заводнение.....	15
1.2.3.1 Разрезание рядами нагнетательных скважин	15
1.2.3.2 Площадное заводнение	17
1.2.3.3 Избирательное заводнение	19
1.2.3.4 Очаговое заводнение.....	19
1.2.3.5 Барьерное заводнение	20
1.3 Основные требования к закачиваемой воде	20
1.4 Показатели эффективности применения заводнения.....	23
1.5 Системы разработки нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления	24
1.6 Технологическое оборудование для закачки воды.....	26
1.6.1 Блочная кустовая насосная станция.....	26
1.6.2 Шурф.....	31
1.6.3 Горизонтальная насосная установка	34
1.6.4 Водозаборная скважина	35
1.6.5 Блок напорной гребенки	36
1.6.6 Нагнетательные скважины.....	37
2 СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В СИСТЕМЕ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ	40

2.1 Применение плунжерного насосного агрегата с целью повышения энергетической эффективности и надежности в системе поддержания пластового давления	40
2.2 Внутрискважинная перекачка пластовых вод	43
2.3 Оценка эффективности использования внутрискважинной перекачки на месторождении X	48
2.4 Модульная система подготовки воды	49
2.5 Сравнение эффективности различных технологий подготовки воды.....	52
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	55
3.1 Анализ влияния внедрения технологии внутрискважинной перекачки на технико-экономические показатели.....	55
3.2 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия.....	58
3.3 Выводы по главе.....	62
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	65
4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	66
4.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	66
4.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	67
4.2 Производственная безопасность	67
4.2.1 Анализ выявленных вредных факторов производственной среды	68
4.2.2 Анализ выявленных опасных факторов производственной среды	70
4.3 Экологическая безопасность	72
4.3.1 Защита атмосферы.....	72
4.3.2 Защита гидросферы.....	72
4.3.3 Защита литосферы.....	73
4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	73
4.5 Выводы по главе.....	75
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	76
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	78

ВВЕДЕНИЕ

В начальный момент разработки месторождения используется природная энергия залежи. Со временем она истощается, в результате чего падают отборы нефти. Чтобы восстановить эту энергию используют вторичные источники энергии. Другими словами, с целью увеличения темпа отбора нефти из залежи и повышения ее нефтеотдачи проводят нагнетание рабочего агента в пласт для создания напорного режима, который имеет большую конечную нефтеотдачу по сравнению с режимами истощения. Коэффициент извлечения нефти при использовании систем заводнения достигает вплоть до 20-35 %. Масштабы применения этих методов очень велики. Так, около 85 % нефти добывается из пластов, к которым применены методы искусственного заводнения.

В настоящее время все больше запасов нефти становятся трудноизвлекаемыми. К ним можно отнести высоковязкие нефти. К тому же данный процесс затрачивает довольно много энергетических ресурсов, что приводит к большим расходам. Эти трудности вынуждают искать более современные и эффективные методы и технологии для поддержания пластового давления.

Цель работы – изучение основных особенностей системы поддержания пластового давления, рассмотрение используемого оборудования для закачки воды, а также анализ современных технологических решений, которые позволят улучшить систему ППД.

В соответствии с целью были поставлены следующие задачи:

1. Рассмотреть основные типы заводнения и условия их применения.
2. Изучить требования, предъявляемые к закачиваемой воде.
3. Рассмотреть применяемое при закачке агента в пласт оборудование.
4. Провести анализ технологий и оборудования и оценить их полезный эффект при использовании в системе поддержания пластового давления.
5. Сформулировать выводы по проделанной работе.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СИСТЕМЕ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

1.1 Методы воздействия на нефтяные пласты

При разработке нефтяных месторождений наступает ситуация, когда традиционные запасы нефти становятся трудноизвлекаемыми и требуют какого-либо воздействия на пласты с целью повышения нефтеотдачи. Можно выделить три группы методов воздействия на нефтяные пласты.

К первой группе относят методы, с помощью которых повышают проницаемость пласта, а также призабойной зоны. В процессе эксплуатации происходит загрязнение пор коллектора различными частицами, отложениями парафина, солями и т.д. из-за чего приток нефти к скважине снижается. Тогда применяют физико-химические и механические методы. К первым относят закачку в пласт полимеров, ПАВ, кислотную обработку. Кислотная обработка позволяет воздействовать на призабойную зону пласта, очищать ее от механических примесей, тем самым обеспечивая лучший приток нефти к скважине. Одновременно с этим образуются новые каналы, по которым нефть может проникать к забою скважины. Широкое промышленное применение нашло применение ПАВ, полимеров и различных растворителей. Как известно ПАВ снижают поверхностное натяжение на границе воды с нефтью, газом и породой. Добавка ПАВ в воду улучшает смачивающие свойства воды. Как результат мы получаем повышенный коэффициент извлечения нефти. К механическим методам относят гидроразрыв пласта. Это мероприятие осуществляется посредством закачки в пласт специальных растворов под давлением, благодаря которым образуются трещины в пласте, далее с помощью пропанта происходит закрепление трещин, чтобы они не сомкнулись.

Ко второй группе методов относят методы, направленные на повышение нефтеотдачи пластов. К ним можно отнести тепловые методы. Это закачка в пласт теплоносителя, благодаря которому снижается вязкость нефти и обеспечивается повышение ее подвижности к забоям скважин. Еще один вариант

термического воздействия — внутрислоевого горения. Этот метод основан на естественной характеристике нефти как горючего и заключается в том, что после зажигания тем или иным способом нефти у забоя нагнетательной скважины в пласте создается движущийся очаг горения за счет постоянного нагнетания с поверхности воздуха или смеси воздуха с природным газом. В результате фронт горения движется в пласте, разогревая нефть, уменьшая ее вязкость и заставляя интенсивнее двигаться в сторону области с пониженным давлением, то есть к эксплуатационным скважинам. Также в пласт могут закачивать углекислоту для уменьшения вязкости нефти и повышения притока нефти к скважине.

Третья группа методов, которая нас интересует — методы поддержания пластового давления, к которым относят закачку воды и газа в газовую шапку. На данной группе методов остановимся подробнее. [1]

1.2 Классификация методов заводнения

Использование заводнения нефтяных пластов — это основной метод поддержания пластового давления на нефтяных месторождениях. Данный метод, в свою очередь, подразделяется на законтурное, приконтурное и внутриконтурное заводнение.

1.2.1 Законтурное заводнение

Данный вид заводнения заключается в расположении нагнетательных скважин за внешним контуром нефтеносности на расстоянии 100 м и более (рисунок 1).

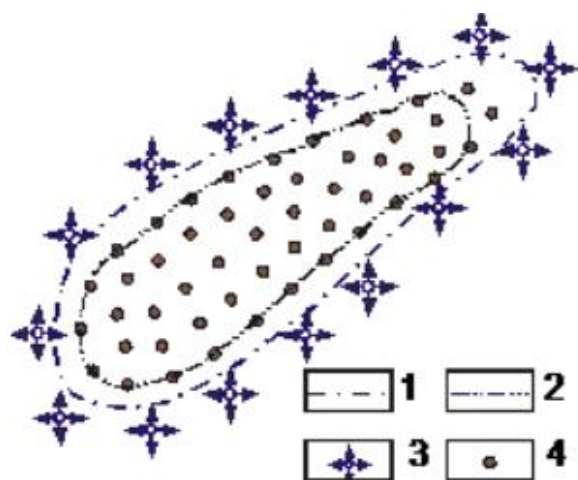


Рисунок 1 – Система разработки нефтяной залежи с законтурным заводнением
 Контуры нефтеносности: 1 — внешний, 2 — внутренний; Скважины: 3 —
 нагнетательные, 4 – добывающие

Заводнение такого типа возникло в результате недостаточного продвижения контурных вод. Смысл данной технологии в том, что объемы природного сырья быстро восполняются за счет нагнетания воды. Расстояние берется в зависимости от следующего:

- предполагаемое расстояние между нагнетательными скважинами;
- показатель разведывания территории добычи нефти;
- отступ внешнего контура нефтеносности от внутреннего.

Данный метод целесообразен в случае, когда выполняются следующие условия:

- залежь имеет небольшой размер (до 4-5 км);
- пласты обладают высокой гидропроводностью.

При выполнении этих условий возможно добиться максимальной эффективности и наиболее полно выработать запасы.

С целью воздействовать на пласт более равномерно, а также, чтобы не образовывались языки обводнения и прорывы воды к эксплуатационным скважинам, нагнетательные скважины рекомендуется располагать на расстоянии 300-800 м от контура нефтеносности.

Ранее данный вид считался достаточно эффективным, однако длительные исследования показали, что этот метод имеет массу отрицательных сторон:

- повышенный расход воды, так как большая ее часть уходит во внешнюю водоносную область, не вытесняя нефть из пласта;
- сложность обустройства объектов ППД, строительство системы водоводов большой протяженности по периметру месторождения;
- длительное использование технологии приводит к затруднительной проницаемости нефтяных пластов;
- замедленное воздействие на залежь из-за удаленности линии нагнетания;
- законтурное заводнение не позволяет воздействовать на отдельные участки пласта.

Из-за вышеперечисленных недостатков данный метод применяется достаточно редко.

1.2.2 Приконтурное заводнение

Этот вид заводнения применяется, когда использование законтурного заводнения невозможно. Оно используется в случае сниженной проницаемости пласта в законтурной зоне, поэтому нагнетательные скважины располагают либо вблизи контура нефтеносности, либо непосредственно на нем (рисунок 2).

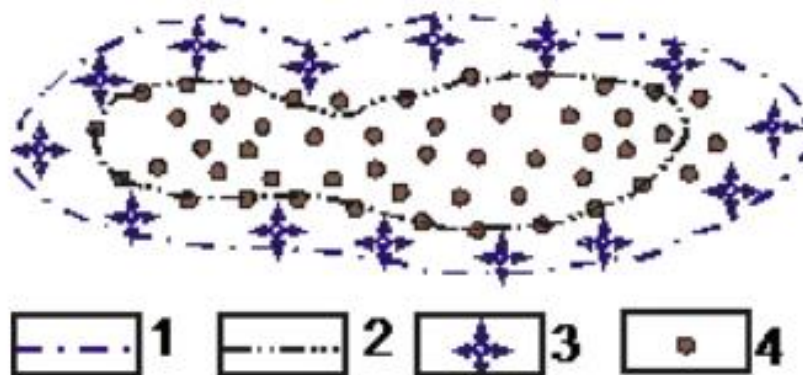


Рисунок 2 – Система разработки нефтяной залежи с приконтурным заводнением

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

Метод приконтурного заводнения, по сравнению с другими, более интенсивными методами не может обеспечить в течение краткого срока достижение максимального уровня добычи, но позволяет за более длительный промежуток времени сохранить достаточно высокий стабильный уровень добычи.

1.2.3 Внутриконтурное заводнение

Внутриконтурное заводнение – разрезание залежи рядами нагнетательных скважин на отдельные площади внутри контура нефтеносности. Эта система воздействия на залежь более интенсивна, тем самым позволяя сократить сроки выработки запасов и быстро нарастить добычу нефти. Внутриконтурное заводнение применяют в случае большой площади нефтяной залежи. К тому же оно может сочетаться с другими видами заводнения. Для залежей со средними и большими размерами законтурное заводнение может дополнять внутриконтурное.

Данный вид заводнения имеет множество разновидностей:

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

Каждый вид обладает своими особенностями.

1.2.3.1 Разрезание рядами нагнетательных скважин

С помощью данного вида заводнения разработку можно начинать с наиболее продуктивных пластов и пластов, имеющих значительные запасы.

Существуют несколько подвидов данного вида заводнения. Это блоковое и сводовое заводнение.

Блоковое заводнение

При блоковом заводнении залежь разрезается на ряды (блоки), в пределах которых размещены ряды добывающих скважин. Число рядов при данном виде должно быть нечетным, так как необходим центральный ряд, к которому будет стягиваться водонефтяной раздел при его перемещении в процессе разработки пласта.

В зависимости от количества рядов различают однорядную, трехрядную и пятирядную систему разработки. При этих системах разработки происходит, соответственно, чередование рядов нагнетательных и добывающих скважин (рисунок 3).

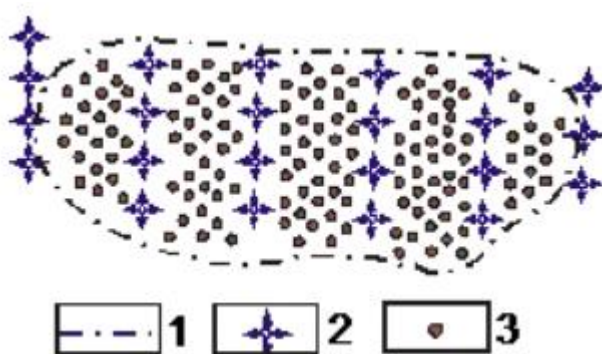


Рисунок 3 – Система разработки нефтяной залежи с блоковым заводнением
1 — контур нефтеносности; Скважины: 2 — нагнетательные; 3 — добывающие

Однорядную систему используют при разработке низкопроницаемых и сильно неоднородных пластов, так как данная система очень интенсивна. Интенсивность системы заводнения – это показатель, равный отношению числа нагнетательных скважин к числу добывающих скважин. При трехрядной и пятирядной системе интенсивность заводнения меньше, так мы имеем на одну нагнетательную скважину три и пять добывающих скважин, соответственно.

Сводное заводнение

При данном заводнении нагнетательные скважины сооружаются в непосредственной близости от свода системы. Данный вид наиболее применим для залежей, имеющих умеренную площадь заводнения. Оно также имеет несколько подвидов (рисунок 4):

- осевое заводнение – нагнетательные системы размещаются вдоль оси технологической структуры;
- кольцевое – ряд нагнетательных скважин располагается таким образом, чтобы нефтяное месторождение делилось на центральную и кольцевую площади;
- центральное – как разновидность кольцевого, предполагает размещение по кольцу 4-6 скважин для подачи воды, а внутри имеется одна или несколько добывающих скважин.

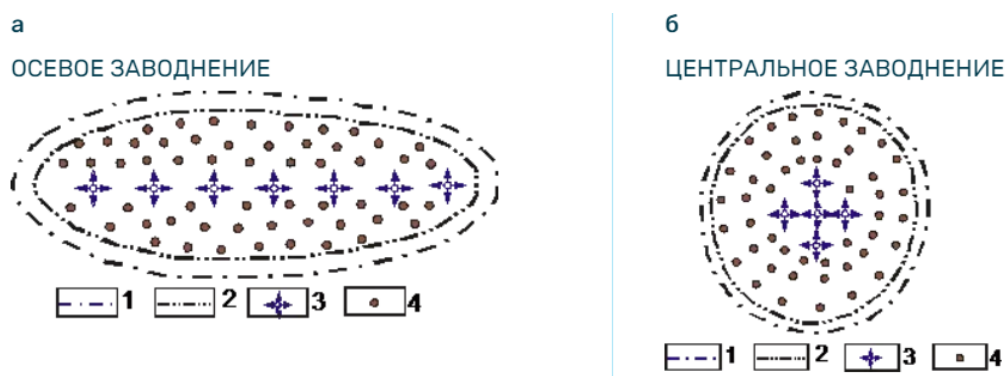


Рисунок 4 – Разновидность системы со сводовым заводнением

Контуры нефтеносности: 1 — внешний; 2 — внутренний;

Скважины: 3 — нагнетательные, 4 — добывающие

1.2.3.2 Площадное заводнение

Разновидность внутриконтурного заводнения, характеризующийся рассредоточенной закачкой воды в залежь по всей площади, при этом нагнетательные и добывающие скважины располагаются согласно проектному документу на разработку.

Данный вид заводнения рекомендуется использовать при малой проницаемости пластов-коллекторов, когда влияние нагнетательных скважин может сказаться только на ближайших эксплуатационных. К тому же мы имеем, как правило, меньшее количество добывающих скважин на одну нагнетательную.

Существует несколько форм взаимного расположения нагнетательных и добывающих скважин, каждая из которых характеризуется своим соотношением интенсивности заводнения.

Система называется обратной, если в центре располагается нагнетательная скважина. В противном же случае, когда в центре располагается добывающая скважина, то такая система называется прямой.

Наиболее широкое применение получила прямая пятиточечная система, при которой соотношение нагнетательных скважин к добывающим равно 1/1. К тому же данная система является симметричной. Это означает, что за элемент можно выбрать обратное размещение скважин с нагнетательной скважиной в центре.

При семиточечной системе элемент данной системы представляет собой шестиугольник с добывающими скважинами в углах и нагнетательной скважиной в центре. При этом интенсивность заводнения составляет 1/2.

Девятиточечная система представляет собой квадрат с добывающими скважинами в углах этого квадрата, а также в середине сторон. В центре находится нагнетательная скважина. Отношение нагнетательных скважин к добывающим равно 1/3. [2]

Системы с площадным заводнением представлены на рисунке 5.

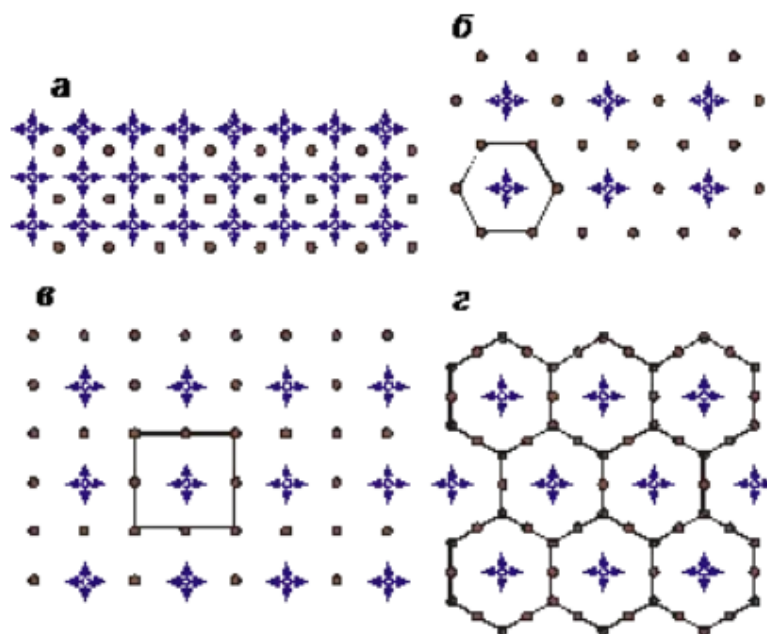


Рисунок 5 – Системы разработки с площадным заводнением

Формы сеток скважин: а — пятиточечная, б — семиточечная обращенная, в — девятиточечная обращенная, г — ячеистая

Из минусов данного вида заводнения хочется отметить отсутствие регулирования объемов закачиваемой воды к определенным добывающим скважинам. Это, в свою очередь, может привести к преждевременному обводнению продукции значительной части добывающих скважин.

1.2.3.3 Избирательное заводнение

Необходимость в данном виде заводнения возникает, когда пласт имеет зональную неоднородность или плохо дренирован. Сначала скважины бурят по равномерной квадратной сетке и скважины не подразделяются на нагнетательные и эксплуатационные. И уже после дальнейших исследований определяют наиболее эффективные нагнетательные скважины. Благодаря этому, при меньшем числе скважин реализуется максимально интенсивная система заводнения и достигается более полный охват пласта заводнением.

1.2.3.4 Очаговое заводнение

По сути является избирательным заводнением и применяется в качестве дополнительного мероприятия к другим видам заводнения, если те виды не обеспечивают наиболее полного вытеснения нефти. Положение нагнетательных и добывающих скважин определяется таким образом, чтобы способствовать более полному охвату воздействием нефтяной залежи. Количество очагов заводнения определяется размерами нефтеносной площади.

1.2.3.5 Барьерное заводнение

Особый вид заводнения, использующийся в том случае, если происходит опережающая разработка нефтяной части нефтегазовой залежи. Нагнетательные скважины располагают таким образом, чтобы отделить газонасыщенную часть залежи от нефтяной. Это препятствует прорыву газа к забою нефтяных скважин. Скважины располагают в пределах внутреннего контура газоносности. Применение барьерного заводнения обеспечивает возможность одновременного отбора нефти и газа из недр без консервации газовой шапки на длительное время. [3]

1.3 Основные требования к закачиваемой воде

Чтобы осуществить закачку в пласт воды, к ней изначально предъявляются определенные требования, так как содержащиеся в ней примеси способны коагулировать поры пласта, тем самым снижается приемистость нагнетательных скважин. Возможно выпадение осадков, например, гипса при закачке воды, содержащей хлоркальциевые соли.

Еще одной причиной снижения приемистости могут быть продукты коррозии труб, которые, попадая в призабойную зону пласта, способны в короткий срок закоагулировать его поры.

Однако и закачка чистой воды может оказать отрицательное воздействие на приемистость скважины. Обуславливается это коагуляцией пласта частицами, которые уже находились там, и естественной деградацией пласта.

В общем случае, согласно ОСТ 39-225-88, к закачиваемой воде предъявляются следующие требования:

- 1) Водородный показатель (рН).

Значение рН должно находиться в пределах от 4,5 до 8,5.

- 2) Фильтрационная характеристика.

При снижении коэффициента приемистости нагнетательных скважин с начала закачки воды на 20% следует проводить работы по восстановлению фильтрационной характеристики призабойной зоны и, при необходимости, улучшать качество закачиваемой воды.

3) Совместимость с пластовой водой и породой.

4) Размер частиц механических примесей и эмульгированной нефти.

– при закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью свыше 0,1 мкм² должно быть 90% частиц не крупнее 5 мкм;

– при закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью до 0,1 мкм² - не крупнее 1 мкм.

5) Содержание нефти и механических примесей.

В зависимости от проницаемости и относительной трещиноватости коллектора допустимое содержание нефти и механических примесей устанавливается по таблице 1.

Таблица 1 – Предельно допустимое содержание механических примесей и нефти в нагнетаемой воде

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм ²	Коэффициент относительной трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в мг/л воде.	
		механических примесей	нефти
до 0,1 вкл.	-	до 3	до 5
свыше 0,1	-	до 5	до 10
до 0,35 вкл	от 6,5 до 2 вкл	до 15	до 15
свыше 0,35	менее 2	до 30	до 30
до 0,6 вкл	от 3,5 до 3,6 вкл	до 40	до 40
свыше 0,6	менее 3,6	до 50	до 50

6) Содержание растворенного кислорода.

Содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,5 мг/л.

7) Набухаемость пластовых глин.

Набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в воде конкретного месторождения.

8) Коррозионная активность.

При коррозионной активности воды свыше 0,1 мм/год необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования.

9) Содержание сероводорода.

В воде, нагнетаемой в продуктивные коллекторы, пластовые воды которых не содержат сероводород или содержат ионы железа, сероводород должен отсутствовать.

10) Наличие сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ).

Не допускается присутствие СВБ в воде, предназначенной для закачки в пласты, нефть, газ и вода которых не содержат сероводород.

11) Содержание ионов трехвалентного железа.

При заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, устанавливать возможность образования сернистого железа, необходимость и мероприятия для удаления ионов трехвалентного железа из воды. [4]

Также свойства качества воды могут отличаться в зависимости от вида коллектора, в который закачивается вода (таблица 2).

Таблица 2 – Нормы качества воды для системы ППД

Вид коллектора	Допустимое содержание, мг/л		
	нефти	мех. примеси	железа
Пористо-трещиноватый, трещиноватый	25	30	2
Слаботрещиноватый	15	10	1
Гранулярный	1	2	0,5

Все чаще нефтяные компании используют не отраслевой стандарт, а устанавливают собственные требования к воде при закачке под конкретные условия месторождения и определенные коллекторские свойства пласта.

1.4 Показатели эффективности применения заводнения

Нагнетаемая в пласт вода обеспечивает выполнение следующих функций:

- восполнение энергии пласта, в результате чего увеличивается нефтеотдача;
- вытеснение нефти в результате нагнетания воды в пласт.

Чтобы оценить, насколько эффективно применение выбранного метода заводнения используется ряд следующих показателей:

- коэффициент вытеснения нефти водой ($\eta_{\text{выт}}$);
- коэффициент охвата пласта заводнением ($\eta_{\text{охв}}$);
- коэффициент дренирования залежи ($\eta_{\text{др}}$).

Эти три показателя позволяют в полной мере оценить эффективность заводнения и в целом определить нефтеотдачу, как произведение всех этих показателей.

Коэффициент дренирования равен отношению объема залежи, насыщенного нефтью, в котором обеспечивается фильтрация жидкости к общему объему залежи. Данный показатель зависит от расчлененности, монолитности пласта, условий залегания нефти, газа и воды, состояния призабойных зон пластов.

$$\eta_{\text{др}} = \frac{V_{\text{дрен}}}{V_{\text{зал}}} \quad (1)$$

Коэффициент вытеснения определяется как отношение количества нефти, вытесненного при промывке рабочим агентом (водой), к общему количеству нефти, находящемуся в коллекторе. Он зависит от микронеоднородности, проницаемости коллектора, вязкости нефти и других параметров.

$$\eta_{\text{выт}} = \frac{V_{\text{выт}}}{V_0} \quad (2)$$

Для высокопроницаемых коллекторов с малой вязкостью нефти $\eta_{\text{выт}} = 0,8 - 0,9$, для слабопроницаемых $\eta_{\text{выт}} = 0,25 - 0,4$. При смешанном вытеснении нефти водой и газом $\eta_{\text{выт}} = 0,9 - 0,98$.

Коэффициент охвата пласта заводнением равен отношению запасов нефти в заводненном объеме пласта к начальным геологическим запасам нефти, находившихся в пластах, охваченных заводнением. На него влияют такие факторы, как трещиноватость, макронеоднородность, соотношение вязкости вытесняющего и вытесняемого агента. [5]

$$\eta_{\text{охв}} = \frac{V_{\text{зав}}}{V_0} \quad (3)$$

Итоговый КИН будет равен:

$$\text{КИН} = \eta_{\text{охв}} \cdot \eta_{\text{выт}} \cdot \eta_{\text{др}} \quad (4)$$

Для успешного применения того или иного метода извлечения остаточных запасов следует точно знать, за счет какого показателя, в какой мере и за счет какого фактора снизилась эффективность заводнения. [6]

1.5 Системы разработки нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления

Поддержание пластового давления является одним из способов интенсификации процесса разработки за счет приближения повышенного давления от нагнетательных скважин к добывающим.

Чтобы решить вопрос о закачке воды в залежь необходимо сначала:

- определить число и местоположение нагнетательных скважин;
- установить требования к закачиваемой воде;
- определить объем закачиваемой воды.

Для того, чтобы определить местоположение нагнетательных скважин необходимо ознакомиться со строением залежи и ее особенностями. Затем расположить скважины так, чтобы обеспечить равномерное вытеснение нефти водой.

Проект разработки месторождения позволяет определить технологическую схему ППД, которая будет обеспечивать герметизацию процесса, необходимое количество и качество закачиваемого агента.

Можно выделить несколько технологических схем ППД, отличающиеся между собой используемым оборудованием и источниками закачиваемой воды (рисунок 6).

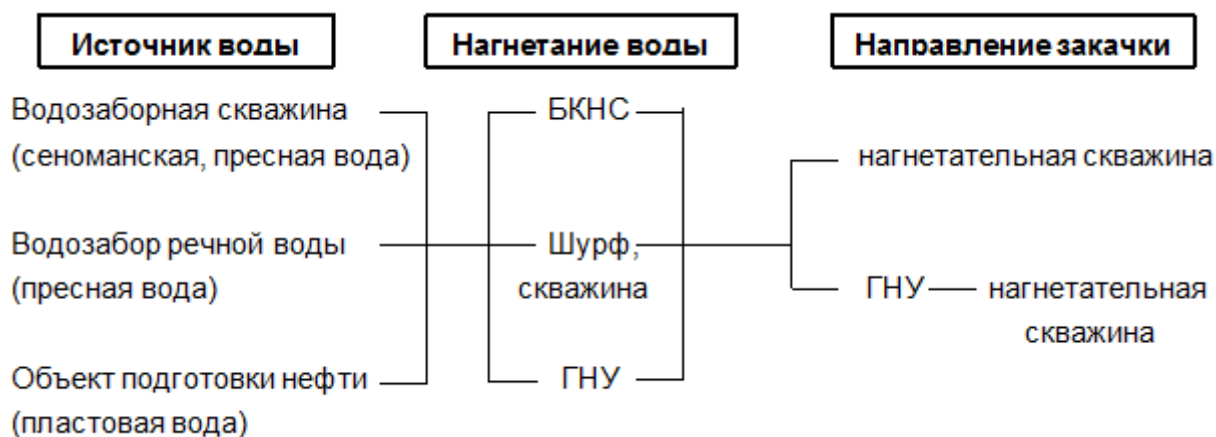


Рисунок 6 – Типовая схема системы ППД

1) Закачка воды с использованием БКНС. Источник воды в данном случае может различаться. Может использоваться как пресная, так и пластовая воды. Далее вода с помощью насосов, находящихся на БКНС, нагнетается в скважины по системе водоводов.

2) Шурфовая закачка. При использовании этой схемы вода из водозаборной скважины или вода после объектов подготовки нефти поступает в шурф, в котором располагается высоконапорный насос. С помощью него вода поступает в скважины ППД.

3) Высоконапорная закачка с использованием водозаборной скважины. В данном случае вода не проходит подготовки и напрямую подается в нагнетательные скважины посредством высоконапорных насосов.

4) Закачка с использованием горизонтальной насосной установки. Горизонтальная насосная установка устанавливается дополнительно при недостаточном давлении, создаваемым БКНС для нагнетания жидкости в скважину.

5) Высоконапорная закачка с использованием погружных насосов перевернутого типа. При использовании данной технологической схемы в нагнетательную скважину устанавливаются насосы перевернутого вида, при помощи которого вода с объектов подготовки нефти нагнетается в пласт. [7]

1.6 Технологическое оборудование для закачки воды

Нагнетание воды в пласт с целью поддержания пластового давления требует использования специального оборудования:

- БКНС;
- Шурф;
- ГНУ;
- Водозаборная скважина;
- Блок гребенки или БГ;
- Нагнетательная скважина.

1.6.1 Блочная кустовая насосная станция

Блочная кустовая насосная станция служит для нагнетания воды из различных источников (поверхностных, подземных, очищенных сточных) в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления нефтяных месторождений.

БКНС представляет собой совокупность насосных блоков. Число насосных блоков может варьироваться в зависимости от требуемой производительности. Сами насосы в основном центробежные с синхронными или асинхронными двигателями.

Параметры центробежных насосов, с которыми производится закачка воды в пласт, следующие:

- номинальная подача от 25 до 630 м³/ч;
- напор от 950 до 2100 м при номинальной подаче.

Блочные кустовые насосные станции выполнены в виде технологических и электротехнических блок-боксов, которые связаны между собой функционально и монтируются на месторождении под единой крышей. В качестве ограждающих конструкций блок-боксов использованы утепленные помещения с трехслойными металлическими панелями с утеплителем.

БКНС условно делят на машинный зал и энергозал. В машинном зале располагаются непосредственно насосные блоки, обеспечивающие нагнетание воды под высоким давлением в пласт. Помимо насосных блоков в машинном зале находятся блок маслохозяйства, служащий для смазки подшипников насоса в случае необходимости, блок коллекторов, предназначенный для подачи воды к насосным агрегатам, а также блок вспомогательных насосов, основной функцией которых является откачка воды из дренажной емкости. Энергозал представляет собой совокупность следующих блоков:

- блок тиристорных возбуждателей, необходимый для согласования трансформаторов и модулей пусковых сопротивлений;
- блок трансформаторов, который необходим для приема и преобразования напряжения, управления низковольтными двигателями;
- блок распределительного устройства, необходимый для распределения электроэнергии по потребителям, управления высоковольтными двигателями;
- блок плавного пуска, с помощью которого снижаются значения пускового тока и устраняются скачки напряжения в сети, что позволяет продлить срок службы оборудования.

В энергозале обеспечивается автоматическое управление насосами, их резервное отключение в случае аварийной ситуации, контроль параметров.

Кроме этого, в состав БКНС также входят:

- блок управления;

- блок операторной;
- станция очистки воды;
- емкость подземная дренажная;
- емкость для отработанного масла;
- межблочные кабельные связи. [8]

Принцип работы

Основу БКНС составляют центробежные насосные агрегаты различной производительности с электродвигателем, в том числе во взрывозащищенном исполнении. Задача насосов – повышение давления технологической воды до уровня, необходимого для нагнетания в пласт.

Технологическая вода поступает сначала в приемный коллектор, проходя через фильтр для очистки от механических примесей. В напорный коллектор вода уже поступает под необходимым давлением. На каждой линии (приемной и напорной) установлена запорная арматура, измерительные приборы, расходомеры.

Блок маслосистемы, включающий насос, воздушный охладитель, фильтр и емкость для хранения масла, предназначен для смазки подшипников насоса при необходимости.

Автоматизация кустовой насосной станции обеспечивает безопасную эксплуатацию оборудования на каждом этапе технологического процесса. Система автоматики контролирует, регулирует и регистрирует показания датчиков и сигнализаторов, а в случае превышения заданных значений включаются защитные механизмы системы. Опционально возможно внедрение системы диспетчеризации для удаленного управления работой станции.

Техническая характеристика основных типоразмеров БКНС приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристика основных типоразмеров БКНС

Параметры	Группа БКНС					
	2	3	4	5	6	7
Тип базового насоса	ЦНС-180-1050	ЦНС-180-1422	ЦНС-180-1900	ЦНС-240-1422	ЦНС-240-1900	ЦНС-500-1900
Номинальная подача насоса, м ³ /ч	180	180	180	240	240	500
Давление нагнетания, МПа	10	14	19	14	19	19
Допустимое давление на всасывающей линии, МПа	0,5-2,7			1,0-3,1		
Давление в системе охлаждения, МПа	0,2					
Температура закачиваемой воды, °С	5-45					
Номинальная расходуемая мощность насоса, кВт	675	970	1150	970	1150	3340
Мощность электропривода, кВт	800	1250	1600	1250	1600	4000
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 нагнетательных приемных блока гребенки выходных блока гребенки	100 100-150 200-300 100-200					
Габариты насосных блоков длина ширина высота	9804 3102 2992					

Насосы, используемые для закачки рабочего агента в пласт:

– ЦНС – насос центробежный, горизонтальный, секционный, однокорпусный, многоступенчатый, с односторонним расположением рабочих колес, с автоматической разгрузкой осевого усилия ротора, гидравлической пятой, с подшипниками скольжения, с приводом от электродвигателя. Условное

обозначение ЦНС 180-1900 (Ц – центробежный, Н – насос, С – секционный; 180 – подача м³/ч, 1900 – напор, м);

– ГНУ 1300-2100 (производителя ООО «КУПЕР»). Условное обозначение Г – горизонтальная, Н – насосная, У – установка, 1300 – производительность - м³/сутки, 2100 – напор, м;

– ГНУ REDA;

– НПС – насос центробежный, горизонтальный, нефтяной, секционный предназначенный для перекачивания воды, нефти. Условное обозначение НПС 200-700 (Н – нефтяной, П – с плоским разъемом корпуса, С – секционный, 200 – подача м³/ч, 700 – напор, м);

– НДР 755 – насосная установка для поддержания пластового давления HAMMELMANN, производительность - 100 м³/час; напор – 21 МПа;

Насосы, используемые для откачки дренажных емкостей:

– 12НА-9х4 – агрегат электронасосный центробежный многоступенчатый артезианского типа, предназначенный из заглубленных мест воды, смеси воды и нефти, нефтепродуктов с твердыми включениями размером не более 0,2 мм. 12 – минимальный допустимый внутренний диаметр обсадной колонны в мм, уменьшенный в 25 раз и округленный до целого числа; Н – нефтяной; А-артезианский; 9 – коэффициент быстроходности насоса, уменьшенный в 10 раз и округленный до целого числа; 4 – количество ступеней насоса. Подача, м³/ч = 80. Напор, м = 43.

– НВ – 50/50 – агрегат электронасосный, предназначен для перекачивания смеси нефтепродуктов с водой различной концентрации плотностью не более 1000 кг/м³, имеющий твердые включения размером до 1 мм. Насос центробежный вертикальный одноступенчатый погружной с центральной подвеской и боковой напорной трубой с опорами с перекачиваемой жидкости. Подача 50 м³/ч, напор 50 м.

– НВД – 50/80 – агрегат полупогружного типа с двумя торцовыми уплотнениями по схеме «тандем» и сухой колонной. Применяется для

перекачивания нефтепродуктов и сильно загрязненных дренажных вод из подземных емкостей. Номинальная подача 50 м³/ч, напор 80 м.

– ЦНС-60/264 – агрегат электронасосный центробежный многоступенчатый секционный, предназначен для перекачивания воды. Номинальная производительность 60 м³/ч, напор 264 м. Насосы, используемые на водозаборе:

– 1Д 630х90 – насос центробежный (1 – порядковый номер модификации насоса; 630 – подача, м³/ч; 90 – напор, м).

Для закачки воды возможно применение блочных насосных станций с роторно-вихревыми насосными агрегатами, предназначенных для повышения давления. Станции поставляются для подач от 100 до 5000 м³/сутки (в исполнении с одним или несколькими рабочими насосами) при давлении на входе 0,3 - 2,0 МПа и давлении подачи до 50,0 МПа. [9]

1.6.2 Шурф

Насосы шурфовые предназначены для закачки воды в нагнетательные скважины с целью поддержания пластового давления при разработке нефтяных месторождений. Производительность от 500 до 3000 м³/сут. Напор от 160 до 3000 м. Имеются варианты с погружным и наружным электродвигателями. Насосы шурфовые являются новой, перспективной разработкой, высокоэффективной, надежной продукцией для нефтяников.

Производятся шурфовые агрегаты для закачки воды в пласт, которые не требуют постоянного присутствия обслуживающего персонала, больших капитальных затрат, просты при монтаже и автоматизации. Агрегат в зависимости от требуемого напора состоит из 1-5 секций, а в качестве привода применяются погружные или поверхностные взрывозащищенные электродвигатели.

Схема шурфового насоса представлена на рисунке 7.

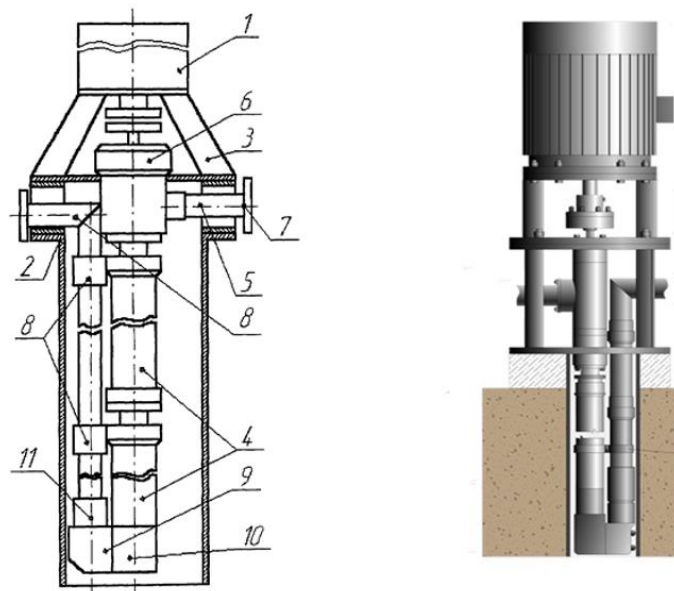


Рисунок 7 – Принципиальная схема шурфового насоса

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

Различают следующие шурфовые агрегаты для ППД:

– С погружным электродвигателем – секционный шурфовый агрегат для системы ППД с погружным (водо- или маслозаполненным) электродвигателем. Насосные агрегаты комплектуются токоподводящим кабелем, силовым трансформатором и станциями управления (типа «Борец», «КУПНА-700»), комплектным распределительным устройством К-59, в зависимости от используемого электродвигателя (рисунок 8);



Рисунок 8 – Шурфовый агрегат с погружным электродвигателем

– С поверхностным электродвигателем – шурфовый центробежный агрегат состоит из 1-5-ти секций (в зависимости от типоразмера) центробежного насоса, размещаемого в шурфе, и поверхностного взрывозащищенного асинхронного вертикального электродвигателя. Пуск, остановка и защита электродвигателя осуществляется комплектным устройством (рисунок 9).



Рисунок 9 – Шурфовый агрегат с поверхностным электродвигателем

1.6.3 Горизонтальная насосная установка

Данная установка предназначена для закачки нефтепромысловых и пресных вод с целью поддержания пластового давления в нефтяные пласты. Она позволяет повысить давление закачки и тем самым увеличить нефтеотдачу нефтеносного пласта.

Так как некоторые кусты могут достаточно далеко находиться от БКНС, возникают потери давления. С потерями давления эксплуатация куста становится невыгодной. В этом случае на помощь и приходит ГНУ, повышающая давление нагнетания воды до нужного значения.

Горизонтальная насосная установка состоит из следующих конструктивных узлов:

- рама;
- насосная секция;
- упорная и приемная камера;
- электродвигатель;
- станция управления;
- радиатор маслоохлаждения.

Схема ГНУ представлена на рисунке 10.

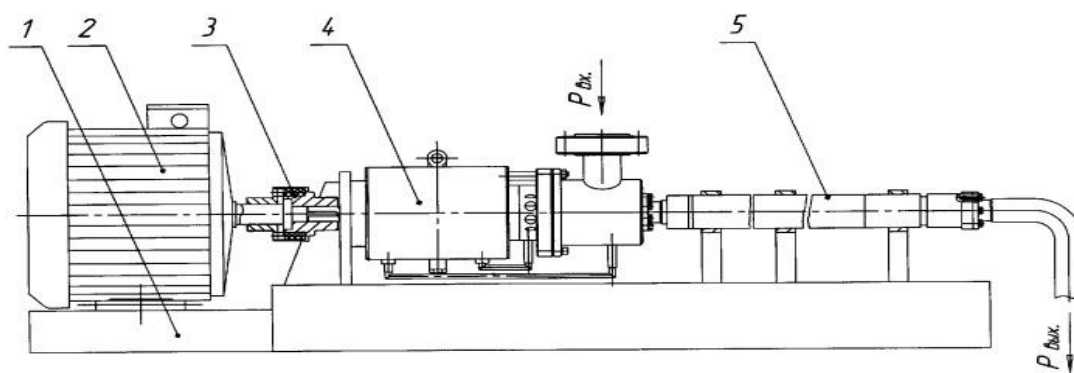


Рисунок 10 – Принципиальная схема горизонтальной насосной установки
1 – рама; 2 – электродвигатель; 3 – соединительная муфта; 4 – упорная камера;
5 – секционный центробежный насос

1.6.4 Водозаборная скважина

Водозаборные скважины предназначены для водообеспечения при осуществлении закачки при поддержании пластового давления.

В состав водозаборной скважины входят:

- погружной насос;
- станция управления;
- фильтр;
- трансформатор;
- оборудование устья скважины.

Типовая схема водозаборной скважины представлена на рисунке 11.

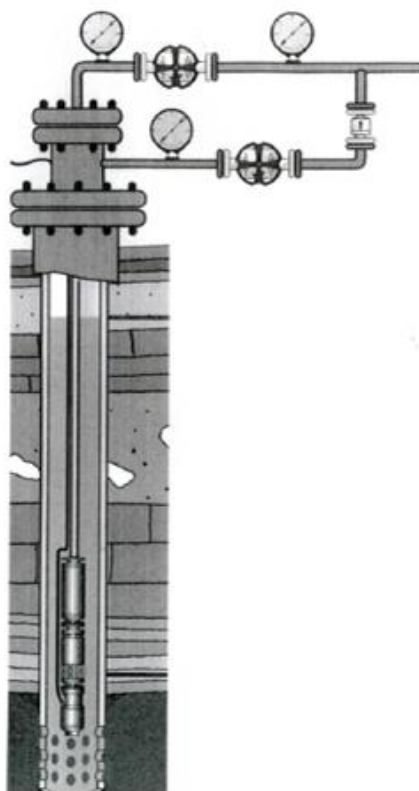


Рисунок 11 – Схема водозаборной скважины

1.6.5 Блок напорной гребенки

Блок напорной гребенки предназначен для учета и распределения поступающей от насоса жидкости по напорным трубопроводам, измерения расхода и давления технологической воды, размещается, как правило, в отдельном блоке.

Блок гребенки включает в себя распределительный коллектор, высоконапорные водоводы, дренажный коллектор, шкаф местной автоматики, расходомер, вентиляцию и отопление, площадку для обслуживания. В зависимости от количества водоводов блоки напорных гребенок подразделяются на восьми-, пяти-, четырехводовые.

Схема блока напорной гребенки представлена на рисунке 12.

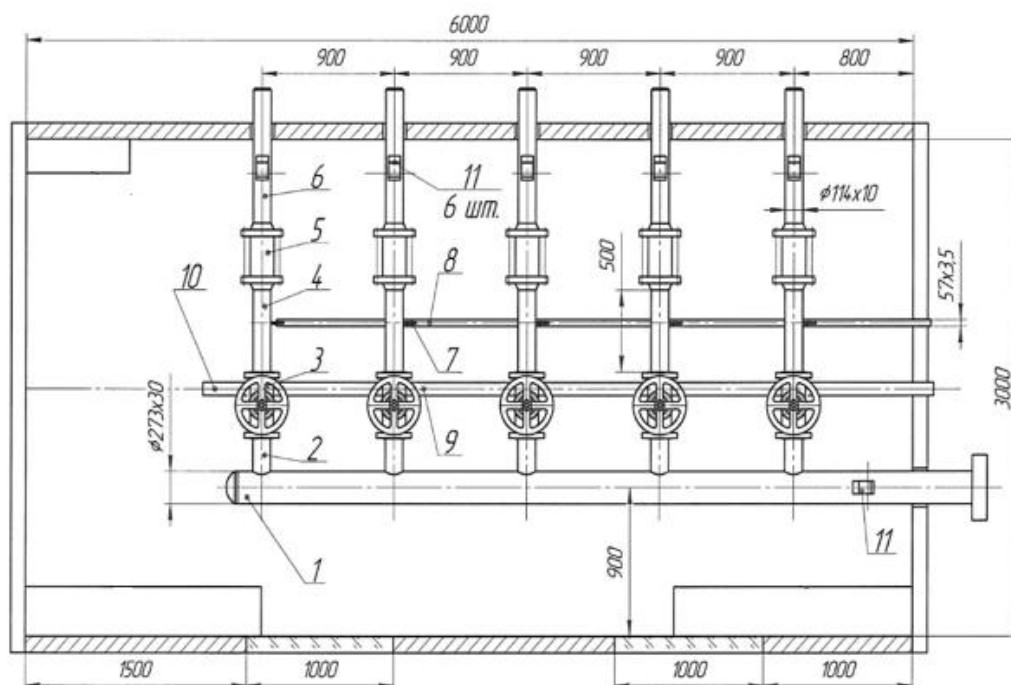


Рисунок 12 – Схема блока гребенки

1 – коллектор; 2 – катушка; 3 – задвижка; 4 – катушка; 5 – счетчик Метран 305ПР; 6 – катушка; 7 – вентиль дренажный; 8 – желоб дренажный; 9 – труба дренажная; 10 – заглушка дренажа съемная; 11 – датчик давления Метран-100

В таблице 4 приведена техническая характеристика кустового БГ.

Таблица 4 – Техническая характеристика блока гребенки

№	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 трубопроводов, мм	65, 80, 100
5	Температура окружающей среды, °С	От -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	5000...8000
	длина	3000...3250
	высота	До 3400
9	Масса, кг не более	10000

1.6.6 Нагнетательные скважины

Нагнетательная скважина — это скважина, предназначенная для закачки в пласт различных агентов, таких как газ, вода и различные теплоносители.

Нагнетательные скважины включают наземное и подземное оборудование.

К наземному оборудованию относят:

- обвязка устья скважины;
- нагнетательная арматура.

Арматура служит для герметизации устья скважины и состоит из трубной головки и елки. Трубная головка необходима для подвески колонны НКТ, технологических и ремонтных операций. Елка же, в свою очередь, нужна для закачки воды и состоит из задвижек, тройника.

Нагнетательная арматура представлена на рисунке 13.

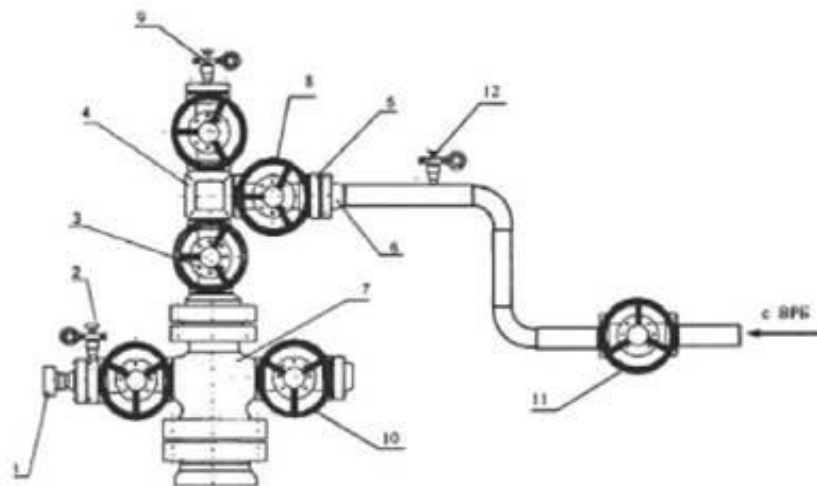


Рисунок 13 – Арматура нагнетательная АНК 1 с обвязкой скважины

1 – быстросборное соединение; 2 – вентиль с манометром; 3 – центральная задвижка; 4 – тройник; 5 – штуцер; 6 – фланец; 7 – трубная обвязка; 8 – трубная задвижка; 9 – вентиль для замера P_u ; 10 – затрубная задвижка; 11 – секущая задвижка; 12 – вентиль для замера рабочего (линейного) давления

Подземное оборудование состоит из насосно-компрессорных труб и пакера. Пакер служит для изоляции эксплуатационной колонны от воздействия закачиваемого агента. На рисунке 14 приведена схема подземного оборудования нагнетательной скважины. [10]



Рисунок 14 – Схема подземного оборудования нагнетательной скважины

Основная характеристика нагнетательной скважины – это приемистость. Она показывает, какой объем рабочего агента мы можем закачать в пласт в единицу времени. Поэтому вода должна быть хорошо очищена, чтобы не допустить коагуляцию пор пласта и снижения приемистости.

2 СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В СИСТЕМЕ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

На сегодняшний день большинство современных технологий и оборудования направлены на снижение энергозатрат и эффективной очистки сточной воды от механических примесей и остатков нефти.

Поддержание пластового давления затрачивает от 26 до 35 % всех энергозатрат на добычу и подготовку нефтепродуктов. Основным источником затрат на электроэнергию обусловлен использованием электроцентробежных насосов. Они затрачивают от 80 до 90 % электроэнергии. На БКНС применяются группы насосов типа ЦНС в различном количестве, в среднем от 4 до 6 установок. Предприятиями ведется постоянный поиск эффективных решений снижения энергозатрат.

2.1 Применение плунжерного насосного агрегата с целью повышения энергетической эффективности и надежности в системе поддержания пластового давления

Одной из альтернатив применения центробежных насосов служат насосы объемного действия плунжерного типа. Принцип работы данного насоса основывается на создании давления за счет изменения объема камеры.

На рисунке 15 можно ознакомиться со строением плунжерного насоса.

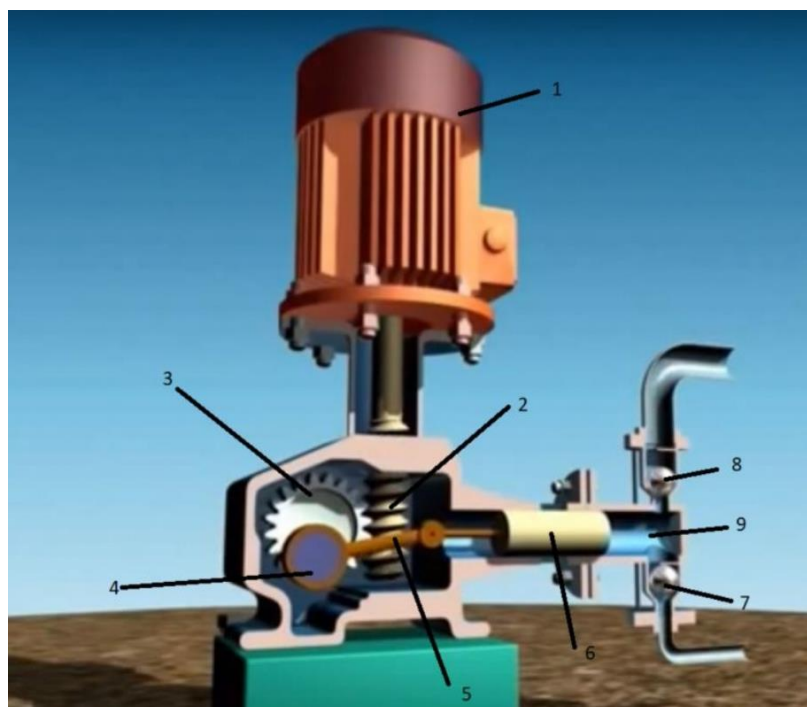


Рисунок 15 – Устройство плунжерного насоса:

1 - электродвигатель, 2 – червяк, 3 – червячное колесо, 4 – эксцентрик,
5 – шатун, 6 – плунжер, 7 – всасывающий клапан, 8 – нагнетающий клапан, 9 –
цилиндр

Данный насос работает следующим образом. Электродвигатель крутит червяк. Червяк, в свою очередь, зацеплен с червячным колесом, к которому присоединен эксцентрик. На эксцентрик надет шатун. Шатун толкает плунжер. Если плунжер идет влево, то происходит открытие всасывающего клапана и вода попадает в цилиндр. При обратном движении плунжера уже происходит закрытие всасывающего клапана и открытие нагнетательного клапана, что вызывает дальнейшее движение жидкости.

С помощью эксцентрика мы можем регулировать производительность насоса. Если мы поместим эксцентрик к центру червячного колеса, то ход плунжера и, соответственно, производительность насоса станут равны 0. При максимальном отдалении эксцентрика от центра получим максимальную производительность.

Этот вид насосов имеет ряд неоспоримых преимуществ:

- низкий расход электроэнергии;

- высокий КПД;
- возможность регулирования объема закачки при неизменных напорных характеристиках.

Более высокий КПД плунжерных насосов (до 90%) по сравнению с электроцентробежными обусловлен значительно меньшими потерями на трение жидкости.

Для сравнения расходов электроэнергии воспользуемся следующей формулой:

$$\mathcal{E}_H = 0,00272 \frac{H}{\eta_d \cdot \eta_n}, \quad (5)$$

где H – действительный напор, м;

η_d – КПД электродвигателя;

η_n – КПД насоса.

Удельный расход электроэнергии плунжерного насоса составляет около 4,5 кВт·ч/м³, при этом расход центробежных насосов колеблется от 8 до 12 кВт·ч/м³.

Однако не обошлось и без недостатков. Возможен выход из строя насоса вследствие возникновения микротрещин на основании плунжера и слом клапанов из-за вибраций и гидроудара. Для снижения данного эффекта можно использовать при соединении насоса рукавов высокого давления. [11]

Характеристики данного типа насоса представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики эксплуатации насосов различных заводов изготовителей

Тип насоса	Наработка, ч	Q, м ³ /сут	Напор, м	Расчетный КПД, %	УРЭ, кВт·ч/м ³
Верико	17618	33	1050	84,8	3,16
	17135	34	893	85,0	2,92
	5417	38	910	82,0	2,91
	12740	31	1328	83,3	3,50
В среднем		34	1045	83,8	3,12

Продолжение таблицы 5

СИН - 46	6031	18,3	1240	82,8	3,21
СИН - 50	246	41,3	1350	80,1	3,9
	533	42,6	1100	86,0	2,9
В среднем		41,95	1225	83,1	3,4

2.2 Внутрискважинная перекачка пластовых вод

При эксплуатации нагнетательного фонда недропользователь сталкивается с такими задачами как:

- организация системы ППД на отдельных залежах и одиночных скважинах;
- в зависимости от удаленности основных узлов промысла могут потребоваться высокие затраты на строительство протяженных нагнетательных трубопроводов и дальнейшее их обслуживание;
- бурение водозаборных скважин и их обвязка.

Для обеспечения требуемых объемов и давления закачки требуется строительство дополнительных модулей кустовых насосных станций. По мере износа трубопровода низкого и высокого давления требуется их капитальный ремонт при частых отказах. Увеличиваются затраты в целом на систему ППД, а главное появляется риск загрязнения окружающей среды.

Для организации добычи жидкости с нижнего пласта и закачки ее в верхний пласт в последнее время применяется компоновка для внутрискважинной перекачки жидкости.

Чтобы использовать данную технологию необходимо соблюдение нескольких условий:

- расстояние между объектами должно быть более 3 метров, чтобы исключить заколонные перетоки;

- эксплуатационная колонна должна быть герметична, так как в обратном случае вода будет уходить в участки неразрабатываемые и это приведет к пустой трате электроэнергии;

- диаметр эксплуатационной колонны должен быть более 146 мм, так как конструкция ВСП достаточно сложна и соответственно ей необходимо достаточно пространства в скважине;

- воды должны быть совместимы, чтобы не привести к образованию солей и закупориванию пласта.

Установка для внутрискважинной перекачки состоит из пакера, разделяющий пласты. В свою очередь, пакер соединен с помощью хвостовика с кожухом электродвигателя насоса с входным устройством. Насос соединен с колонной НКТ через обратный клапан. Верхним концом НКТ соединена с устьевой арматурой, на которой установлен манометр. [12]

Принципиальная схема установка внутрискважинной перекачки «снизу-вверх» представлена на рисунке 16.

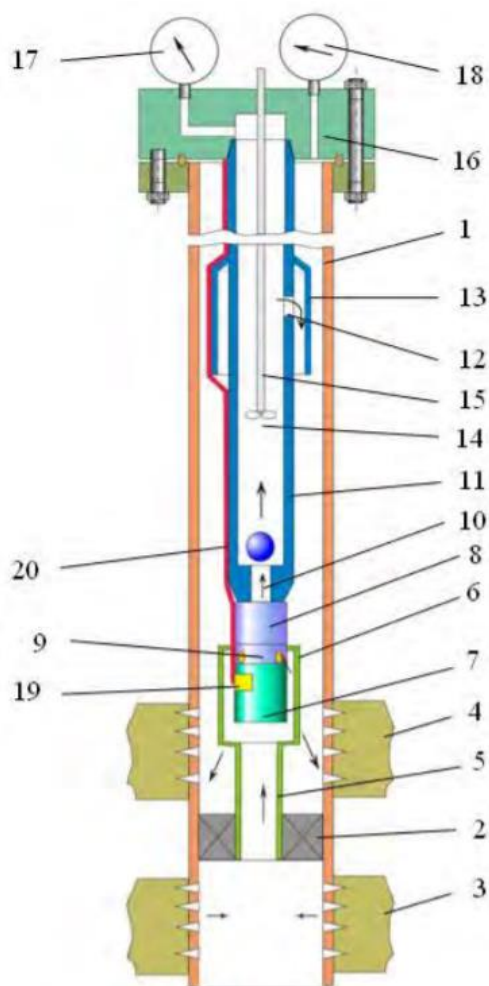


Рисунок 16 – Схема установки ВСП по схеме «снизу-вверх»

1 – эксплуатационная колонна; 2 – пакер; 3 – водоносный пласт; 4 – продуктивный пласт; 5 – хвостовик; 6 – кожух электродвигателя; 7 – электродвигатель; 8 – электропогружной насос; 9 – входной узел; 10 – обратный клапан; 11 – НКТ; 12 – отверстие; 13 – калиброванное отверстие; 14 – расходомер; 15 – каротажный кабель; 16 – устьевая арматура; 17,18 – манометр; 19 – датчик измерения давления; 20 – кабель

Принцип установки следующий. Вода из нижнего водоносного горизонта через хвостовик поступает во входное устройство насоса. Затем насос нагнетает жидкость через обратный клапан в НКТ с отверстием, напротив которого установлен отклонитель потока жидкости. Потом через межтрубное пространство вода попадает в верхний продуктивный пласт. Чтобы контролировать объем закачиваемой воды, между насосом и отклонителем устанавливают расходомер.

Также возможна перекачка по схеме «сверху-вниз». В данном случае мы будем иметь перевернутую схему закачки, и вода будет подаваться сверху колонны.

Принципиальная схема внутрискважинной перекачки «сверху-вниз» представлена на рисунке 17.

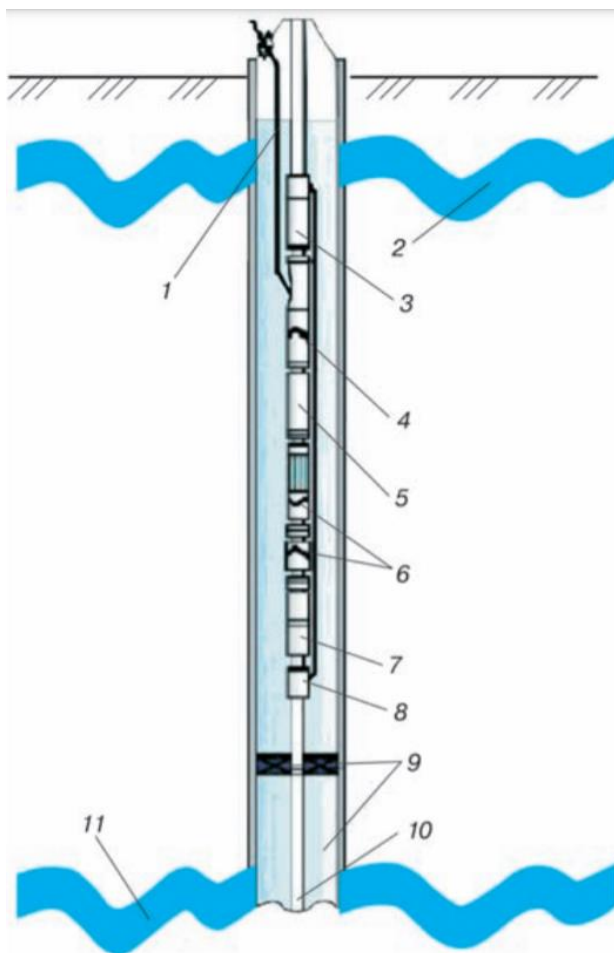


Рисунок 17 – Схема установки ВСП по схеме «сверху-вниз»

1 – питающий кабель; 2 – питающий пласт; 3 – компенсатор; 4 – погружной электродвигатель; 5 – протектор; 6 – насос; 7 – обратный клапан; 8 – расходомер; 9 – пакер; 10 – НКТ; 11 – пласт для закачки

Таким образом, по сравнению с обычной системой ППД внутрискважинная перекачка имеет несомненные преимущества, такие как:

1) Так как закачиваться в данном случае будет пластовая вода по сравнению с закачкой пресной воды при использовании обычной системы, то коэффициент извлечения будет выше на 3-9 %. Это вызвано тем, что

минерализованные воды не вызывают снижение проницаемости глинистых коллекторов, потому что глины меньше разбухают, чем в пресной воде.

2) Присутствует коррозионная стойкость, так как система замкнута и не имеет контакта с кислородом, поэтому это продлит эксплуатацию оборудования и снизит затраты на методы борьбы с коррозией.

3) Температура перекачиваемой минерализованной воды равна температуре пласта. Это говорит о том, что она не будет снижать температуру пласта, поэтому вязкость нефти не будет увеличиваться, а, следовательно, конечная нефтеотдача будет выше.

4) Отсутствуют затраты на подготовку воды и ее транспортировку.

5) Возможен быстрый перевод скважин из добывающего фонда в нагнетательный.

6) Исключаются затраты на наземные насосные агрегаты.

7) Снижаются капитальные затраты, а также энергозатраты.

8) Экологическая обстановка на объектах становится лучше.

Однако имеются и недостатки, к которым можно отнести сложность конструкции, а также отсутствие возможности промыть ЦНС. [13]

Краткое сравнение внутрискважинной перекачки с традиционной системой ППД представлено в таблице 6.

Таблица 6 – Сравнение стандартной схемы ППД и ВСП

Параметры	Кустовые насосные станции	Внутрискважинная перекачка
Система обвязки	Высоко- и низконапорные водоводы	-
Источник воды	Подтоварная вода, пресная вода, вода водоносных горизонтов	Вода водоносных горизонтов
Преимущества	Возможность применения подтоварной воды	Низкие капитальные затраты и затраты на строительство
Недостатки	Большие затраты на строительство, эксплуатацию, необходимо наличие обслуживающего персонала	Нельзя использовать подтоварную воду, небольшие дебиты водоносных горизонтов

2.3 Оценка эффективности использования внутрискважинной перекачки на месторождении X

На месторождении X скважина №1 до определенного момента работала как добывающая, однако впоследствии была переведена под закачку. Данное изменение позволило остановить падение дебитов окружающих скважин и даже появился прирост. Дополнительная добыча составила 4,5 тыс. т при том, что в пласт было закачено порядка 17,3 тыс. м³ воды.

Однако анализ данного участка выявил необходимость дальнейшего совершенствования системы ППД. Так как имелась проблема с нестабильной закачкой воды, было решено внедрить на данной скважине технологию внутрискважинной перекачки.

Был задействован штанговый глубинный насос, который производил закачку жидкости по схеме «снизу-вверх». После внедрения данной технологии в пласт было закачено 35,7 тыс. м³ пластовой воды. Это позволило получить дополнительную добычу по окружающим добывающим скважинам порядка 10 тыс. т. [14]

В таблице 7 представлено сравнение добычи до и после внедрения технологии ВСП.

Таблица 7 – Сравнительная характеристика до и после внедрения технологии ВСП на месторождении X

Параметры	Закачено пластовой воды, тыс. м ³	Дополнительная добыча по участку, тыс. т	Прирост добычи, %
До внедрения ВСП	17,3	4,5	-
После внедрения ВСП	35,7	10	122

В итоге можно сказать, что данная технология проявляет наибольшую эффективность при использовании на небольших удаленных месторождениях и при недостаточном объеме попутно добываемой воды для ППД. Она позволяет

на таких месторождениях повысить нефтеотдачу, а также сократить расходы электроэнергии.

2.4 Модульная система подготовки воды

Так как вода, используемая при закачке в пласт, имеет большое число механических примесей, остаточной нефти, происходит снижение эффективности системы ППД вследствие снижения приемистости нагнетательных скважин, а также износ скважинного, а также наземного оборудования.

Одно из перспективных направлений в области подготовки воды для системы ППД являются модульные системы очистки. Они могут включать вплоть до трех ступеней очистки исходя из рабочих условий.

Рассмотрим модульную систему подготовки воды СПВ (рисунок 18). Данная система была создана в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина специалистами кафедры машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности.

СПВ имеет три ступени подготовки воды:

1) Первая ступень представляет собой сепаратор гидроциклонного типа для удаления механических примесей. С помощью данной ступени происходит очистка от примесей, имеющих размер до 50 мкм.

2) Вторая ступень – это разработка компании ООО «РЕАМ-РТИ». Представляет собой блок из фильтроэлементов из проволочного материала. Данная ступень обеспечивает дальнейшую очистку от механических примесей до 2 мкм.

3) И наконец третья ступень, на которой происходит очистка от остаточной нефти с помощью сорбера. В качестве сорбента здесь используется терморасщепленный графит. Преимуществами данного сорбента являются:

- высокий коэффициент адсорбции (50-90 кг нефти на 1 кг сорбента);
- термостойкость;

- высокая скорость сорбирования;
- возможность изготовления на месте потребления.

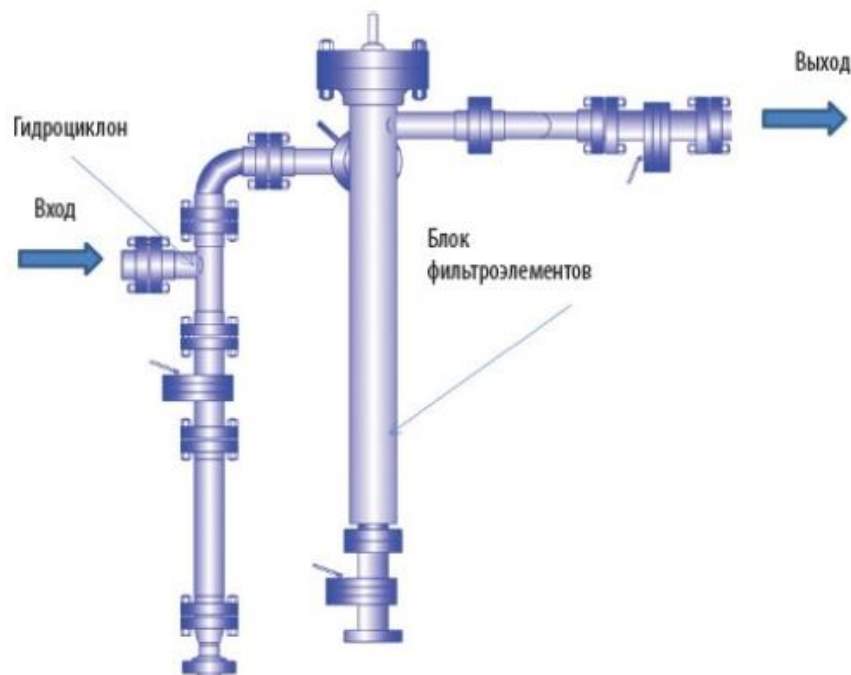


Рисунок 18 – Модульная система подготовки воды СПВ

Установка СПВ уже прошла опытно-промышленные испытания на нескольких объектах нефтедобывающих предприятий. Данная система показала хорошие результаты. Так, количество твердых взвешенных частиц снизилось в 2,9 раза, а остаточной нефти в 2,1 раз. [15]

Основная очистка от примесей обеспечивается фильтрующей структурой (рисунок 19), получившей аббревиатуру ППМ-УР (проволочный проницаемый материал упруго-растянутый). После прекращения расхода через данный фильтр происходит его самоочищение. Было выяснено, что после 10 циклов обратной промывки данных фильтров происходит 100 % регенерация пропускной способности.



Рисунок 19 – Внешний вид блока фильтроэлемента с структурой ППМ-УР

При проведении очистки подтоварной воды, содержащей в себе подтоварную нефть, получили следующие результаты:

- снижение КВЧ с 57,3 до 19,5 мг/л;
- снижение остаточной нефти с 107,4 до 59 мг/л;
- снижение размера частиц с 4 до 2,5 мкм.

При этом получили, что у более 40 % частиц размер составляет менее 1,39 мкм.

Также данная установка проходила испытания на Восточно-Мессояхском месторождении АО «Мессояхнефтегаз». Использовалась двухступенчатая установка со структурой ППМ-УР во второй ступени. В итоге опытно-промышленных испытаний получили:

- средний расход, равный 530 м³/сут;
- среднее количество механических примесей до очистки составило 33,29 мг/л;
- среднее количество механических примесей после очистки составило 18,67 мг/л;

Результаты опытно-промышленных испытаний признаны успешными, так как получили снижение количества механических примесей на 43,9 % и размер частиц уже не превышал 2,5 мкм (рисунок 20). [16]

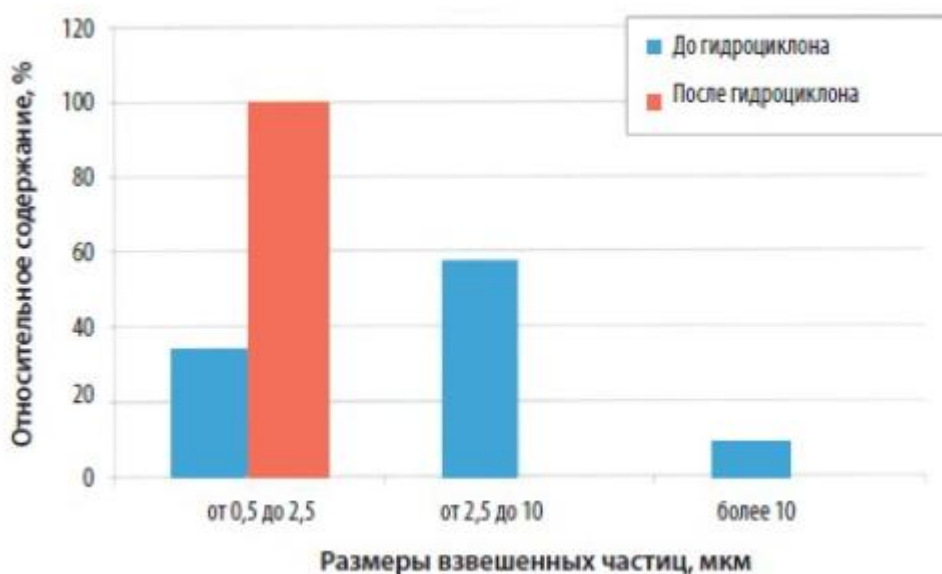


Рисунок 20 – Гистограмма распределения взвешенных частиц по размеру до и после системы СПВ

2.5 Сравнение эффективности различных технологий подготовки

ВОДЫ

Рассмотрим, как качественно отчищает воду та или иная технология от механических примесей и остаточной нефти. Результаты сравнения представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Основные параметры сточных вод до и после очистки и подготовки

Оборудование	Остаточное содержание, мг/л			
	На входе		На выходе	
	нефти	мех. примесей	нефти	мех. примесей
Резервуары-отстойники с гидрофобным жидкостным фильтром	До 3000	До 500	30-50	30-50
Резервуары-флотаторы	До 300	До 300	30-40	30-40
Установки СПВ	96,3	54,5	45,8	19,9

Из таблицы видим, что установка СПВ обеспечивает более глубокую очистку от механических примесей по сравнению с различными резервуарами. К тому же данная установка универсальна и компактна. Она может быть установлена на УПСВ, непосредственно на устье нагнетательной скважины или на выходе из КНС.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Тимирову Дмитрию Николаевичу

Школа		Отделение школы (НОЦ)	ИШПР
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Для разработки проекта необходимы следующие виды ресурсов: - материально-технические ресурсы (материалы и оборудование); - финансовые ресурсы для оплаты труда исполнителям проекта и оплаты материалов и оборудования; - человеческие ресурсы (руководитель, эксперт, исполнители проекта).
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, норма расходов на закупку оборудования, нормы расходов инструментов и др.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка налога на прибыль – 20 %; Отчисления в социальные фонды – 30 %; Налог на добавленную стоимость – 20 %.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Бюджет формируется исходя из эксплуатационных затрат на технологию ВСП
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет экономической эффективности от принятия технологического решения

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Тимиров Дмитрий Николаевич		

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

3.1 Анализ влияния внедрения технологии внутрискважинной перекачки на технико-экономические показатели

Рассчитаем чистую прибыль от проведенного мероприятия. Знание значения чистой прибыли позволяет руководителям предприятий оценить эффективность деятельности за отчетный период. Чистая прибыль оказывает большое влияние на будущее развитие предприятия, на ее конкурентоспособность, инвестиционную привлекательность, платежеспособность и финансовую надежность.

Исходные данные для анализа влияния мероприятия на технико-экономические показатели приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Исходные данные

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Значения
1	Продолжительность технологического эффекта	лет	3
2	Стоимость внедрения технологии ВСП	тыс. руб.	1332,7
3	Среднесуточный прирост дебита одной скважины в начале эксплуатации после внедрения технологии ВСП	т/сут	11,3
4	Кол-во скважин, на которых произошло внедрение технологии ВСП	ед	25,0
5	Среднегодовой коэффициент падения добычи	ед	0,7
6	Средний коэффициент эксплуатации скважин	ед	0,97
7	Себестоимость добычи нефти	руб/т	2346,4
9	Доля условно переменных затрат в себестоимости нефти	%	54,0
10	Ставка дисконта	%	12,0
11	Цена одной тонны нефти	руб	36990,63
12	Среднесписочная численность ППП	чел	4194,7
13	Среднегодовая стоимость основных производственных фондов	млн. руб.	6436,9
14	Годовая добыча нефти	тыс. т	9755,6

Внедрение технологии ВСП приведёт к увеличению добычи нефти, которое можно определить по формуле:

$$\Delta Q (q) = \Delta q \cdot T \cdot K_3 \cdot N, \quad (6)$$

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

$T = 365$ – время работы скважины в течение года, сут.;

N – количество скважин, на которых произошло внедрение технологии ВСП, ед.;

K_3 – коэффициент эксплуатации скважин, ед.

$$\Delta Q (q) = 11,3 \cdot 365 \cdot 0,97 \cdot 25 = 100019,125 \text{ тонн.}$$

Увеличение добычи нефти приведёт к росту производительности труда, которая определяется по следующей формуле:

$$\Delta ПТ = \frac{\Delta Q \cdot Ц_n}{Ч_{ППП}}, \quad (7)$$

где $\Delta ПТ$ – повышение производительности труда, руб./чел.;

ΔQ – прирост добычи, т;

$Ц_n$ – цена одной тонны нефти, руб. 17.04.2021 – дата, на которую рассчитана цена на нефть.

$Ч_{ППП}$ – среднесписочная численность ППП, чел.

Для дальнейшего расчета переведем цену (66,7 долларов за баррель) в рубль за тонну. [17] Для этого необходимо знать курс рубля по отношению к доллару. Курс доллара к рублю на 17.04.2021 составляет 75,645 руб. [18]

1 баррель нефти США = 0,1364 тонн.

$$66,7 \text{ долларов/баррель} = 66,7/0,1364 = 489,003 \text{ долларов/т} = 489,003 \cdot 75,645 = 36990,63 \text{ руб/т.}$$

$$\Delta ПТ = \frac{100019,125 \cdot 36990,63}{4194,7} = 882010,66 \text{ руб/чел.}$$

Увеличение добычи нефти также приведёт к увеличению фондоотдачи:

$$\Delta Ф_{отд} = \frac{\Delta Q \cdot Ц_n}{Ф_{опф}}, \quad (8)$$

где $\Delta Ф_{отд}$ – прирост фондоотдачи;

$Ф_{опф}$ – среднегодовая стоимость основных производственных фондов, руб.

$$\Delta\Phi_{\text{отд}} = \frac{100019,125 \cdot 36990,63}{6436,9 \cdot 10^6} = 0,57.$$

Снижение себестоимости добычи нефти происходит за счёт изменения условно-постоянных затрат на единицу продукции и определится по формуле:

$$\Delta C = Z_{\text{пост}} \cdot \left(\frac{1}{Q} - \frac{1}{Q + \Delta Q} \right), \quad (9)$$

где ΔC – снижение себестоимости добычи нефти, руб./т;

$Z_{\text{пост}}$ – условно постоянные затраты на добычу нефти, руб.;

$$Z_{\text{пост}} = Q \cdot C \cdot \frac{100 - D_{\text{у/пер}}}{100}, \quad (10)$$

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

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

Q – добыча нефти до мероприятия, тыс. т.

$$Z_{\text{пост}} = 9755,6 \cdot 10^3 \cdot 2346,4 \cdot \frac{100\% - 54\%}{100\%} = 10529648326 \text{ руб.}$$

$$\Delta C = 10529648326 \cdot \left(\frac{1}{6436,9 \cdot 10^3} - \frac{1}{6436,9 \cdot 10^3 + 100019} \right) = 10,95 \text{ руб./т.}$$

Увеличение объёма добычи нефти ведёт к увеличению абсолютной величины прибыли от реализации:

$$\Delta\Pi_{\text{рп}} = \Delta Q_{\text{р}} \cdot (C_{\text{н}} - (C - \Delta C)), \quad (11)$$

где $\Delta\Pi_{\text{рп}}$ – дополнительная прибыль от реализации нефти, руб.;

$\Delta Q_{\text{р}}$ – дополнительно реализованная нефть, т;

C – себестоимость добычи нефти до проведения мероприятия, руб./т;

ΔC – снижение себестоимости нефти, руб./т.

$$\Delta\Pi_{\text{рп}} = 100019,125 \cdot (36990,63 - (2346,4 - 10,95)) = 3466180829 \text{ руб.}$$

Так как увеличивается прибыль от реализации продукции, то соответственно увеличивается и чистая прибыль предприятия:

$$\Delta\Pi_{\text{ч}} = \Delta\Pi_{\text{рп}} - N_{\text{пр}}, \quad (12)$$

где $N_{\text{пр}}$ – величина налога на прибыль, руб.

В нормативном документе на 2018 год налог на прибыль организации компании составляет 20 процентов.

Такая ставка по налогу на прибыль по бюджетам применяется до 2021 года (п. 1 ст. 284 НК). [19]

$$H_{\text{пр}} = 3466180829 \cdot 0,2 = 693236165,8 \text{ руб.};$$

$$\Delta\Pi_{\text{ч}} = 3466180829 - 693236165,8 = 2772944663 \text{ руб.}$$

Таким образом, дополнительная чистая прибыль предприятия за счёт снижения постоянных затрат без учёта затрат на мероприятие на 1 тонну нефти составила 2772945 тыс. руб.

3.2 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия

Произведем расчет чистой текущей стоимости. Чистая текущая стоимость показывает чистые доходы или чистые убытки инвестора от помещения денег в проект по сравнению с хранением денег в банке. Если чистая текущая стоимость положительна, то можно считать, что инвестиция приумножит богатство предприятия и инвестицию в данное мероприятие следует осуществлять. При отрицательном значении чистой текущей стоимости, то значит доходы от предложенной инвестиции недостаточно высоки, чтобы компенсировать риск, присущий данному проекту и инвестиционное предложение должно быть отклонено.

Данное мероприятие связано с дополнительной добычей нефти.

Объём дополнительно добытой нефти – 100019,125 тонн/год.

Капитальные затраты на проведение инновационного мероприятия отсутствуют.

Поскольку прирост добычи нефти в следующие годы после внедрения технологии ВСП падает, то дополнительная добыча нефти составит:

$$\Delta Q (q) = \Delta q \cdot T \cdot K_3 \cdot N, \quad (13)$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут. Расчет прироста дебита во второй и третий год осуществляется с учетом среднегодового коэффициента падения добычи нефти.

$$\Delta Q_2 = \Delta Q_1 - (\Delta Q_1 \cdot K_{\Pi}), \quad (14)$$

$$\Delta Q_3 = \Delta Q_2 - (\Delta Q_2 \cdot K_{\Pi}), \quad (15)$$

$$\Delta Q_2 = 100019,125 - (100019,125 \cdot 0,7) = 30005,74 \text{ тонн/год};$$

$$\Delta Q_3 = 30005,74 - (30005,74 \cdot 0,7) = 9001,72 \text{ тонн/год}.$$

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

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \cdot C_{\text{н}}, \quad (16)$$

где ΔQ_t – объем дополнительной добычи нефти в t -м году, тонн;

$C_{\text{н}}$ – цена 1 тонны нефти, руб.

$$\Delta B_1 = 100019,125 \cdot 36990,63 = 3699770129 \text{ руб.};$$

$$\Delta B_2 = 30005,74 \cdot 36990,63 = 1109931039 \text{ руб.};$$

$$\Delta B_3 = 9001,72 \cdot 36990,63 = 332979312 \text{ руб.}$$

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

$$\Delta Z_t = \Delta Z_{\text{доп } t} + Z_{\text{мер}}, \quad (17)$$

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

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

$$\Delta Z_{\text{доп } t} = \Delta Q_t \cdot C \cdot \frac{D_{\text{у/пер}}}{100}, \quad (18)$$

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

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

$$\Delta Z_{\text{доп } t} = \Delta Q_t \cdot C \cdot \frac{D_{\text{у/пер}}}{100}$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 1} = 100019,125 \cdot 2346,4 \cdot \frac{54}{100} = 126729832 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 2} = 30005,74 \cdot 2346,4 \cdot \frac{54}{100} = 38018950 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 3} = 9001,72 \cdot 2346,4 \cdot \frac{54}{100} = 11405685 \text{ руб.}$$

Затраты на проведение мероприятия определим по формуле:

$$Z_{\text{мер}} = C_{\text{им}} \cdot N_{\text{скв}}, \quad (19)$$

где $C_{\text{им}}$ – стоимость внедрения технологии ВСП на одну скважину, руб.;

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

$$Z_{\text{мер}} = 1332,7 \cdot 10^3 \cdot 25 = 33317500 \text{ руб.}$$

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

$$\Delta Z_1 = \Delta Z_{\text{доп } 1} + Z_{\text{мер}} = 126729832 + 33317500 = 160047332 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_2 = \Delta Z_{\text{доп } 2} = 38018950 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_3 = \Delta Z_{\text{доп } 3} = 11405685 \text{ руб.}$$

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

$$\Delta \Pi_{\text{н/обл } t} = \Delta B_t - \Delta Z_t, \quad (20)$$

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

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

$$\Delta \Pi_{\text{н/обл } 1} = 3699770129 - 160047332 = 3539722797 \text{ руб.};$$

$$\Delta \Pi_{\text{н/обл } 2} = 1109931039 - 38018950 = 1071912089 \text{ руб.};$$

$$\Delta \Pi_{\text{н/обл } 3} = 332979312 - 11405685 = 321573627 \text{ руб.}$$

Определяем величину налога на прибыль за t -й год:

$$\Delta H_{\text{пр } t} = \Delta \Pi_{\text{н/обл } t} \cdot \frac{N_{\text{пр}}}{100}, \quad (21)$$

где $N_{\text{пр}}$ – ставка налога на прибыль, % (взять ставку за 2018 год).

$$\Delta H_{\text{пр } 1} = 3539722797 \cdot \frac{20}{100} = 707944559 \text{ руб.};$$

$$\Delta H_{\text{пр } 2} = 1071912089 \cdot \frac{20}{100} = 214382418 \text{ руб.};$$

$$\Delta H_{\text{пр } 3} = 321573627 \cdot \frac{20}{100} = 64314725 \text{ руб.}$$

Прирост годовых денежных потоков ($\Delta \text{ДП}_t$) рассчитывается по формуле:

$$\Delta \text{ДП}_t = \Delta B_t - \Delta Z_t - \Delta H_t = \Delta \Pi_{\text{н/обл } t} - H_t, \quad (22)$$

$$\Delta ДП_1 = 3539722797 - 707944559 = 2831778237 \text{ руб.};$$

$$\Delta ДП_2 = 1071912089 - 214382418 = 857529671 \text{ руб.};$$

$$\Delta ДП_3 = 321573627 - 64314725 = 257258901 \text{ руб.}$$

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

$$ПДН_t = \Delta ДП_t - КВ_t, \quad (23)$$

$$ПДН_1 = \Delta ДП_1 = 2831778237 \text{ руб.};$$

$$ПДН_2 = \Delta ДП_2 = 857529671 \text{ руб.};$$

$$ПДН_3 = \Delta ДП_3 = 257258901 \text{ руб.}$$

Накопленный поток денежной наличности определим по формуле:

$$НПДН_t = \sum ПДН_t, \quad (24)$$

$$НПДН_1 = \Delta ДП_1 = 2831778237 \text{ руб.};$$

$$НПДН_2 = \Delta ДП_1 + \Delta ДП_2 = 2831778237 + 857529671 = 3689307908 \text{ руб.};$$

$$НПДН_3 = \Delta ДП_1 + \Delta ДП_2 + \Delta ДП_3 = 2831778237 + 857529671 + 257258902 = 3946566810 \text{ руб.}$$

Дисконтированный поток денежной наличности – по формуле:

$$ДПДН_t = \frac{\Delta ДП_t}{(1+i)^t}, \quad (25)$$

где i – ставка дисконта, доли единицы.

$$ДПДН_1 = \frac{2831778237}{(1+0,12)^1} = 2528373426 \text{ руб.};$$

$$ДПДН_2 = \frac{857529671}{(1+0,12)^2} = 683617404 \text{ руб.};$$

$$ДПДН_3 = \frac{257258901}{(1+0,12)^3} = 183111804 \text{ руб.}$$

Чистая текущая стоимость – по формуле:

$$ЧТС_t = \sum ДПДН_t, \quad (26)$$

$$ЧТС_1 = ДПДН_1 = 2528373426 \text{ руб.};$$

$ЧТС_2 = ДПДН_1 + ДПДН_2 = 2528373426 + 683617404 =$
 3211990830 руб.;

$ЧТС_3 = ДПДН_1 + ДПДН_2 + ДПДН_3 = 2528373426 + 683617404 +$
 183111804 = 3395102634 руб.;

Результаты расчётов показателей экономической эффективности внедрения инновационного мероприятия представлены в виде таблицы 10.

Таблица 10 – Показатели экономической эффективности проведенного мероприятия

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год
Прирост добычи нефти, тыс. тонн	100	30	9
Прирост выручки от реализации, тыс. руб.	3699770	1109931	332979
Текущие затраты, тыс. руб.	160047	38019	11406
Прирост прибыли, тыс. руб.	3539723	1071912	321574
Прирост суммы налоговых выплат, тыс. руб.	707945	214382	64315
Поток денежной наличности, тыс. руб.	2831778	857530	257259
Накопленный поток денежной наличности, тыс. руб.	2831778	3689308	3946567
Дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	2528373	683617	183112
Чистая текущая стоимость, тыс. руб.	2528373	3211991	3395103

3.3 Выводы по главе

В ходе проделанной работы были рассчитаны приросты дебитов, дисконтированного потока денежной наличности и чистой текущей стоимости. Наглядно видно, что дебит значительно возрастает, также прослеживается хорошая динамика роста экономических показателей, из чего можно сделать вывод, что данное мероприятие является эффективным как в технологическом, так и в экономическом плане.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Тимирову Дмитрию Николаевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Анализ современных технологий систем поддержания пластового давления при разработке нефтяных месторождений	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: система поддержания пластового давления. Область применения: нефтяные месторождения.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	1. Приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 N 101 (ред. от 12.01.2015) "Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности". 2. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (редакция от 09.03.2021). 3. ГОСТ 12.2.033-78. ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: 1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2. Повышенный уровень шума; 3. Повышенный уровень вибрации. Опасные факторы: 1. Движущиеся машины и механизмы; 2. Превышение допустимого давления; 3. Электробезопасность.
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: выброс газа. Гидросфера: механические примеси и разливы нефти. Литосфера: нефтепродукты, хлориды кальция и магния.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: паводки, ураганы, лесные пожары, сильные морозы, взрывы, нефтеводопроявления. Наиболее вероятная ЧС: нефтеводопроявления.

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Тимиров Дмитрий Николаевич		

4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Любая производственная деятельность сопряжена с воздействием на работающих вредных и опасных производственных факторов.

Отсюда обеспечение безопасных условий труда – одна из основополагающих целей, к которой должно стремиться руководство предприятия.

Целью данной главы является разработка правил для безопасного обеспечения работ, исследуемых в бакалаврской работе.

Местом работы машиниста по закачке рабочего агента в пласт, является блочная кустовая насосная станция. Выявлены следующие вредные производственные факторы:

- отклонение показателей микроклимата;
- повышенный уровень шума и вибрации.

Опасными факторами при работе являются высокое давление, поражение электрическим током и механическое травмирование.

Социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

Сущность работ заключается в выполнении следующих технологических операций: осуществление работ по заданному режиму закачки жидкости, контроль за системами работы агрегата, обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования, используемого при закачке жидкости. Работы выполняются круглогодично.

4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

4.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Нефтяная отрасль – особая деятельность, которая требует своих специальных правил организации и обеспечения безопасности работников. Для этих целей был утвержден приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 N 101 (ред. от 12.01.2015) "Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности". Согласно данному документу, предъявляются требования к обустройству нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, к промышленным трубопроводам, подготовке работников и многому другому. [20]

Поддержание пластового давления обеспечивается людьми, которые работают вахтовым методом. Согласно Трудовому кодексу Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (редакция от 09.03.2021), в котором расписываются основные положения при возникновении правовых и организационных вопросов между работником и работодателем, работа вахтовым методом – это особая форма осуществления трудового процесса, когда он происходит вне постоянного проживания работника.

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

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

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.). [21]

4.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Необходимо отметить такой документ как ГОСТ 12.2.033-78 «ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования», который описывает основные эргономические требования к рабочим местам при физической работе различных степеней тяжести. Конструкция, взаимное расположение элементов рабочего места должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям, а также характеру работы. Рабочее место должно быть организовано в соответствии с требованиями стандартов, технических условий и (или) методических указаний по безопасности труда. [22]

4.2 Производственная безопасность

Для определения и оценки потенциальных вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при осуществлении операций по поддержанию пластового давления используем ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» и представим результат в таблице 11. [23]

Таблица 11 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Отклонение показаний микроклимата на открытом воздухе	-	+	+	ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
Повышенный уровень шума	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
Повышенный уровень вибрации	-	-	+	ГОСТ 31319-2006 Вибрация. Измерение общей вибрации и оценка ее воздействия на человека
Движущиеся машины и механизмы	-	+	+	ГОСТ 12.2.061-81. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам
Превышение допустимого давления	-	-	+	ГОСТ 12.2.085-2002 Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности
Электробезопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.038-82. ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов

4.2.1 Анализ выявленных вредных факторов производственной среды

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Особенностью условий операторов по закачке агента в пласт является работа на открытом воздухе, а также перемещение по территории и между объектами, поэтому они так или иначе связаны с метеорологическими

условиями. В свою очередь, неблагоприятные метеорологические условия могут стать причиной несчастных случаев на производстве.

Низкая температура может вызвать снижение подвижности конечностей, так как происходит интенсивная теплоотдача организма.

При высокой температуре снижается реакция рабочего и внимание, к тому же вследствие высокой температуры может наступить тепловой удар.

Еще одним аспектом метеорологических условий, который способен повлиять на безопасность человека, является влажность. Так, согласно ГОСТ 12.1.005-88, нормой считается, когда при температуре 18 °С влажность варьируется в пределах 40-60 %. Отклонение в большую или меньшую сторону негативно сказывается на организме человека. Сухой воздух приводит к появлению ощущения сухости слизистых оболочек и кожи вследствие повышенного испарения, в случае повышенной влажности имеем, наоборот, затрудненное испарение. [24]

Чтобы сгладить все эти негативные последствия, по правилам безопасности должны быть использованы средства индивидуальной защиты от негативных метеорологических факторов: обогрев рабочих помещений, использование спецодежды и др.

Повышенный уровень шума

Основными источниками шума в нашей ситуации служат насосные установки и спецтехника. Повышенный уровень шума может привести к снижению внимания. Предельный уровень шума согласно ГОСТ 12.1.003-2014 не должен превышать 80 дБа. [25]

Так как превышение допустимого уровня шума может привести к таким негативным последствиям, как нервное истощение и психическая угнетенность работника, необходимо использовать различные средства и методы защиты от шума. Общая классификация средств и методов защиты от шума приведена в ГОСТ 12.1.029-80 [26]:

– использование средств, снижающих шум. К акустическим средствам защиты относятся звукоизоляция, звукопоглощение, виброизоляция,

вибродемпфирование. Применяются звукоизолирующие экраны, кожухи, кабины, облицовки, прокладки, опоры, конструктивные разрывы, демпферы;

– средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники, противοшумные вкладыши (беруши);

– соблюдение режима труда и отдыха.

Повышенный уровень вибрации

Не исключено и на рабочем месте воздействие вибрации вследствие различных спускоподъемных операций, работы спецтехники, а также при регулировании закачиваемой воды запорной арматурой. Это способствует к снижению производительности труда, а также может привести к травмам. Подробнее можно ознакомиться с воздействием вибрации в ГОСТ 31319-2006. [27]

Одним из способов снижения данного негативного воздействия может служить виброизоляция с помощью специальных упругих элементов, поглощающих вибрацию.

Для человека рекомендуется использование обуви с резиновой подошвой, а для защиты рук использование виброгасящих перчаток.

4.2.2 Анализ выявленных опасных факторов производственной среды

Движущиеся машины и механизмы

Так как закачка в пласт жидкости происходит с помощью насосного оборудования, которое в свою очередь состоит из множества вращающихся деталей, которые могут потенциально навредить человеку и поэтому все вращающиеся детали должны находиться в защитных кожухах.

Также все оборудование должно оснащаться дистанционным управлением и автоматическим отключением, срабатывающим при изменении параметров, измеренными комплектом КИП. Если автоматика неисправна, то эксплуатацию насосного оборудования проводить запрещается. [28]

Превышение допустимого давления

Из-за отказа различных предохранительных клапанов возникает риск превышения максимально допустимого давления, которое может привести к разрушению оборудования и нанести травмы работникам. Чтобы предотвратить это используют предохранительную аппаратуру и средства измерения КИП.

Требования к предохранительным клапанам и трубопроводам описаны в ГОСТ 12.2.085-2002. [29]

Электробезопасность

Работа насосного оборудования осуществляется с помощью электрической энергии. Поэтому возникает риск получения человеком травм, вызванных электрическим током. Проходя через организм человека, электрический ток вызывает термическое (ожоги), электролитическое (разложение крови), биологическое (раздражение тканей, нарушение кровообращения и дыхания) и механическое действие (судороги, разрывы кожи, сосудов, переломы костей). Согласно ГОСТ 12.1.038-82 для переменного тока частотой 50 Гц допустимое значение напряжения прикосновения составляет 2 В, а силы тока – 0,3 мА, для тока частотой 400 Гц, соответственно – 2 В и 0,4 мА, для постоянного тока – 8 В и 1 мА. [30]

Чтобы избежать нежелательных последствий, на оборудовании, которое может быть под напряжением, должно быть предусмотрено заземление. Силовой кабель, соединяющий оборудование с источником питания должен иметь уплотнение и укладываться на стойках-опорах.

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

4.3 Экологическая безопасность

4.3.1 Защита атмосферы

К выбросам в атмосферу вредных загрязняющих веществ предъявляются требования СанПиН 2.1.6.1032-01 «Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест». [31]

Основными выбросами в атмосферу может служить выброс газа при разгерметизации трубопроводов, их коррозии и различных авариях.

Чтобы обеспечить охрану атмосферы от загрязняющих воздействий необходимо провести следующие мероприятия:

- контроль за герметизацией систем сбора и подготовки закачиваемой воды;
- сброс газа с помощью предохранительных клапанов;
- постоянный контроль за воздушной средой на объекте для определения опасной концентрации газов.

4.3.2 Защита гидросферы

Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами мы можем найти в ГОСТ 17.1.3.05-82. [32]

Загрязнение водоемов может привести к сокращению чистых водных ресурсов и нанести ущерб обитателям водоемов. В процессе поддержания пластового давления часто используют сточные воды, которые очищаются от примесей и остатков нефти. Все это может попасть в различные водоемы и загрязнить их. Необходимо проводить следующие мероприятия по охране гидросферы:

- контроль за герметичностью трубопроводов и фланцевых соединений;
- строительство шламовых амбаров;

- осуществление сбора эмульсий при освоении и капитальном ремонте скважин в коллектор или закрытую ёмкость;
- сброс промывочных стоков с площадок ДНС, и других объектов в коллектор или в специальные ёмкости.

4.3.3 Защита литосферы

Загрязнение почв нефтью может привести к снижению продуктивности лесных ресурсов и ухудшению санитарного состояния окружающей среды.

Основными компонентами, загрязняющими почвы и грунты, в нефтедобывающей промышленности являются нефтепродукты, хлориды натрия и кальция. Потенциальными источниками загрязнения почв являются промышленные амбары, трубопроводы, ДНС, КНС и другие нефтепромысловые сооружения.

Мероприятия по охране земель:

- все материалы и оборудование должны располагаться в пределах отведённой и обвалованной площадки;
- должна планомерно проводиться биологическая рекультивация нарушенных земель посевом;
- хранение горюче-смазочных материалов, метанола, диэтиленгликоля должно производиться в емкостях, установленных на бетонированных площадках с надежной гидроизоляцией и обваловкой.

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Могут возникнуть следующие чрезвычайные ситуации:

- природного характера: паводки, лесные пожары, ураганы, метели и сильные морозы;
- техногенного характера: пожары, взрывы, нефтеводопроявления.

Так как в нефтяной отрасли наиболее вероятно возникновение ЧС техногенного характера, то в этом случае можно изучить поражающие факторы согласно ГОСТ Р 22.0.07-95 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров». [33]

В ходе выполнения работ на нефтяном месторождении наиболее вероятная чрезвычайная ситуация – это открытое фонтанирование из скважины. В результате чего на поверхность выбрасывается большое количество нефти и пластовой воды. В таблице 12 представлена классификация чрезвычайных ситуаций в зависимости от объемов и площади разлива нефтепродуктов.

Таблица 12 – 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 разлившихся 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 территорию 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

При разливе нефти необходимо предпринять меры к локализации аварии. Существует несколько способов ликвидации разлива нефти:

- Механический способ, заключающийся в сборе нефти. Данный способ актуален в первые часы после разлива, так как слой нефти еще достаточно большой.
- Термический способ. Его сущность заключается в сжигании нефти до момента образования эмульсий с водой.
- Физико-химический способ. В основе данного метода ликвидации разливов нефти лежит использование химических реагентов (например, сорбентов). Используется при малой толщине нефтяной пленки.

Для снижения возникновения чрезвычайных ситуаций необходимо разработать технические и организационные мероприятия, а также подготовить персонал к действиям в таких условиях.

4.5 Выводы по главе

Социальная ответственность направлена прежде всего на защиту персонала, а также окружающей среды от вредных воздействий, которые могут возникнуть в процессе работы.

Чтобы защитить персонал выполняются следующие меры:

- работники должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты;
- для сотрудников проводится обучение технике безопасности и действиям в чрезвычайных ситуациях;
- оборудование должно подвергаться регулярной проверке и своевременному ремонту.

Для обеспечения охраны окружающей среды должны использоваться следующие средства: ловушки нефти, устройства для сбора нефти, оборудование для тушения пожара и пр.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе была рассмотрена система поддержания пластового давления, виды заводнения и условия их применения. Оборудование, используемое при закачке воды в пласт, а также современные технологии и оборудование, направленные на улучшение существующей системы ППД.

На современном этапе на многих месторождениях России используются системы заводнения, так как это относительно недорогой и эффективный метод повышения нефтеотдачи.

Чтобы еще повысить эффективность систему ППД как средство повышения нефтеотдачи необходима ее дальнейшая модификация. Немаловажным показателем эффективности применяемой технологии является уменьшение электропотребления, приходящегося на систему поддержания пластового давления. В этом может помочь замена центробежных насосов на плунжерные. Результаты показали, что удельный расход электроэнергии плунжерного насоса составляет около $4,5 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^3$, при этом расход центробежных насосов колеблется от 8 до $12 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^3$. К тому же плунжерные насосы имеют более высокий КПД и возможность регулирования объема закачки при неизменных напорных характеристиках.

Также одним из перспективных направлений повышение эффективности системы ППД является внутрискважинная перекачка жидкости, которая имеет несомненные преимущества перед обычной системой:

- исключаются расходы, связанные с подготовкой воды;
- повышается межремонтный период насосного оборудования;
- снижаются капитальные затраты;
- уменьшаются энергозатраты вследствие сокращения пути транспортирования воды;
- улучшается экологическая обстановка на промысле.

Была рассмотрена современная модульная установка СПВ для очистки закачиваемой воды, так как подготовка воды важный этап при использовании

системы ППД. В случае плохо подготовленной воды мы будем иметь кольматацию порового пространства и снижение приемистости скважины. Модульная система показала себя как очень эффективное средство по очистке закачиваемой воды от остаточной нефти и механических примесей при небольших размерах установки.

В работе также были проделаны экономические расчеты использования технологии внутрискважинной перекачки и сформулированы соответствующие выводы о том, что имеется рост экономических показателей, из чего становится ясно, что данное мероприятие является эффективным не только в технологическом, но и в экономическом плане.

Рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ на кустовой площадке, и в рамках этого вопроса проанализированы вредные и опасные производственные факторы и рекомендованы мероприятия по их устранению.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Алексеев А., Зорина С. Нефть. Просто о сложном (выпуск 2) ОАО «Газпром нефть» // Сибирская нефть. – 2015. – № 126. – С. 28.
2. Коротенко В.А., Кряквин А.Б., Грачёв С.И. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи. – Тюменский индустриальный университет (бывший Тюменский государственный нефтегазовый университет), 2014. – 104 с.
3. Искусственные методы воздействия на нефтяные пласты и призабойную зону / [Электронный ресурс] – Режим доступа: studizba.com. Дата обращения: 8.04.2021 г.
4. Отраслевой стандарт ОСТ 39-225-88 "Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству" (утв. приказом Министерства нефтяной промышленности от 28 марта 1988 г. N 147).
5. Ермолина А.В., Соловьева А.В. Характеристика факторов, влияющих на нефтеотдачу пласта // Геология, география и глобальная энергия. – 2017. – №4 (67). – С. 43-48.
6. Показатели эффективности извлечения нефти из пластов при их заводнении / [Электронный ресурс] – Режим доступа: oilloot.ru. Дата обращения: 8.04.2021 г.
7. основополагающий стандарт "Поддержание пластового давления" от 2014 г.
8. Блочные насосные станции кустовые (БНСК) / [Электронный ресурс] – Режим доступа: lektsii.org. Дата обращения: 15.04.2021 г.
9. Земенкова Ю.Д. Энергомеханическое оборудование перекачивающих станций нефтепродуктопроводов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. – 404 с.
10. Уразаков К.Р., Дашевский А.В., Здольник С.Е. и др. Справочник по добыче нефти – СПб.: Недра, 2006 (Уфа). – 447 с.

11. Фарухшин А.И. Применение плунжерного насосного агрегата с целью повышения энергетической эффективности и надежности в системе ППД // Булатовские чтения. – 2019. – С. 54-55.

12. Булатов А.В. Внутрискважинная перекачка жидкости // Приоритеты стратегии научно-технологического развития России и обеспечение воспроизводства инновационного потенциала высшей школы. – 2019. – С. 33-37.

13. Ардалин А.А., Головачева Е.Г. Внутрискважинная перекачка пластовых вод с целью ППД в ОАО "САМАРАНЕФТЕГАЗ" // Научно-технический вестник ОАО "НК "РОСНЕФТЬ". – 2010. – №4. – С. 8-11.

14. Хуснутдинова Р.М., Андреев В.Е., Хузин Р.Р., Салихов Д.А., Дубинский Г.С. Применение технологии внутрискважинной перекачки в условиях сложнопостроенных мелких карбонатных залежей нефти // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – №4 (102). – С. 26-34.

15. Пятов И.С., Воробьева Л.В., Булат А.В. Блоки фильтрующие со структурой ППМ и ППМ-УР. Эффективное, проверенное решение для систем ППД // Бурение и нефть. - 2019. - №4.

16. Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Деговцов А.В., Булат А.В., Пекин С.С. и др. Разработка сепарационной установки и технологии подготовки воды для системы поддержания пластового давления // Территория нефтегаз. - 2015. - №3. - С. 106-112.

17. ProFinance / [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.profinance.ru>. Дата обращения: 17.04.2021.

18. ProFinance SERVICE ONLINE TRADING / [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://www.profinance.ru/currency_usd.asp. Дата обращения: 17.04.2021.

19. Налоговый кодекс РФ Статья 284. Налоговые ставки / [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.sberometer.ru/brent-oil.php>. Дата обращения: 17.04.2021.

20. Приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 N 101 (ред. от 12.01.2015) "Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".

21. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (редакция от 09.03.2021).

22. ГОСТ 12.2.033-78. Система стандартов по безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

23. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

24. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов по безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

25. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.

26. ГОСТ 12.1.029-80. Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума.

27. ГОСТ 31319-2006. Вибрация. Измерение общей вибрации и оценка ее воздействия на человека.

28. ГОСТ 12.2.061-81. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам.

29. ГОСТ 12.2.085-2002. Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности.

30. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.

31. СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест.

32. ГОСТ 17.1.3.05-82. Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами.

33. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров.