

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИФедеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»



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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ В СИСТЕМЕ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ**

УДК 622.276.054:339.562

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З. – 2Б23	Лучинин Василий Олегович		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой _____
 (Подпись), (дата), (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б23	Лучинину Василию Олеговичу

Тема работы:

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ В СИСТЕМЕ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	
Срок сдачи студентом выполненной работы:	

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе:	Пакет технической, технологической и нормативной информации по системам поддержания пластового давления, тексты и графические материалы отчетов, фондовая и научная литература
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов:	Введение Общие сведения о системе поддержания пластового давления Основные цели и задачи системы поддержания пластового давления Основные требования к закачиваемой воде Сравнительная эффективность систем заводнения Классификация метода заводнения Технологическая схема поддержания пластового давления Объемные насосы, как альтернатива центробежным насосам, применяемым в системе поддержания пластового давления Внедрение в технологическую схему поддержания пластового давления горизонтальной насосной станции

	Нестандартные (циклическое) задание Финансовый менеджмент Социальная ответственность Заключение
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.х.н. Глызина Татьяна Святославовна
«Социальная ответственность»	Доцент, к.т.н. Гуляев Милий Всеволодович
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель:

Должность	Ф.И.О.	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 2Б23	Лучинин Василий Олегович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 83 страницы, 17 рисунков, 18 таблиц, 4 формулы, 29 источников.

Ключевые слова: пластовое давление, система поддержания пластового давления, заводнение, центробежный насос, нагнетательная скважина, БКНС.

Объектом исследования является система поддержания пластового давления.

Цель работы - рассмотрение методов системы поддержания пластового давления. Классификация методов систем заводнения, рассмотрение современных технологий и оборудования в системе ППД.

В процессе исследования выполнен сравнительный анализ эффективности регулярных систем заводнения и влияния показателя интенсивности на коэффициент нефтеизвлечения.

Область применения: ключевым преимуществом таких технологий и оборудования является их мобильность и возможность многоразового использования на различных объектах, что особенно актуально для применения на удаленных объектах.

Экономическая эффективность представлена в части «Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность».

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

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- БКНС – блочная кустовая насосная станция;
- ВРБ – водораспределительный блок;
- ВНФ – водонефтяной фактор;
- ГНУ – горизонтальная насосная установка;
- ГС – горизонтальная скважина;
- ДНС – дожимная насосная станция;
- ЗЦВ – замкнутый цикл вентиляции электродвигателя;
- КИП – контрольно-измерительная система;
- КИН – коэффициент извлечения нефти;
- КПД – коэффициент полезного действия;
- КВЧ – количество взвешенных частиц;
- КТП – комплектная трансформаторная подстанция;
- КРС – капитальный ремонт скважины;
- НКТ – насосно-компрессорная труба;
- НА – насосный агрегат;
- ОНП – остаточные нефтепродукты;
- ОПЗ – обработка призабойной зоны;
- ПЗП – призабойная зона пласта;
- ППД– поддержание пластового давления;
- ПЛА– план ликвидации аварий;
- ППР – планово-предупредительный ремонт;
- ПРС – подземный ремонт скважин;
- РУ – распределительное устройство;
- РЦВ – разомкнуты цикл вентиляции электродвигателя;
- СИЗ – средство индивидуальной защиты;

СДЯВ – сильнодействующие ядовитые вещества;

УПСВ – установка предварительного сброса воды;

ЦНС – центробежный насос секционный;

ЦППН – цех по поддержанию пластового давления;

ЦПС – центральный пункт сбора;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СИСТЕМЕ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ.....	10
1.1 История возникновения и применения системы поддержания пластового давления.....	10
1.2 Основные цели и задачи системы поддержания пластового давления.....	12
1.3 Основные требования к закачиваемой воде.....	13
1.4 Сравнительная эффективность систем заводнения.....	17
1.4.1 Классификация метода заводнения.....	17
1.4.2 Сравнительная эффективность регулярных систем заводнения.....	26
1.4.3 Влияние показателя интенсивности систем заводнения на коэффициент нефтеизвлечения.....	30
2 ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СИСТЕМ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	36
2.1 Технологическая схема поддержания пластового давления.....	36
2.1.1 Система трубопроводов системы поддержания пластового давления.....	37
2.1.2 Насосные станции и установки для закачки воды.....	39
2.1.3 Описание конструкции и принцип действия кустовой насосной станции.....	41
2.2 Объемные насосы, как альтернатива центробежным насосам, применяемых в системе поддержания пластового давления.....	46
2.3 Внедрение в технологическую схему поддержания пластового давления горизонтальной насосной установки.....	51
2.4 Нестандартное (циклическое) заводнение.....	54
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	61
3.1 Расчет времени на проведение мероприятий по установке насосной установки объемного типа СИН 71.....	61
3.2 Расчет количества необходимой техники и оборудования.....	62
3.3 Затраты на амортизационные отчисления.....	62
3.4 Затраты на материалы.....	63
3.5 Расчет заработной платы бригады.....	63

3.6 ЗАТРАТЫ НА СТРАХОВЫЕ ВЗНОСЫ.....	64
3.7 ЗАТРАТЫ НА ПРОВЕДЕНИЕ МЕРОПРИЯТИЯ.....	65
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	68
4.1 ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.....	68
4.1.2 АНАЛИЗ ВЫЯВЛЕННЫХ ОПАСНЫХ ФАКТОРОВ.....	71
4.2 ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.....	74
4.3 БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ.....	75
4.4 ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ.....	76
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	79
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	81

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная компания, разрабатывающая месторождение, прежде должна ставить перед собой задачи по проектированию разработке и внедрению системы поддержания пластового давления. Особенно большое внимание надо уделять очередности запуска добывающих и нагнетательных скважин, внедрению системы ППД на начальных стадиях разработки месторождения. В целом по России из общего фонда скважин, на которых добыча нефти ведется механизированным способом, основной объем нефти добывается с помощью электроцентробежных насосов.

В любой нефтяной компании основные задачи это - количество добытой нефти и минимальные затраты на ее добычу, но необходимо не забывать о таком понятии, как коэффициент извлечения нефти. Одним из наиболее эффективных методов повышения КИН является своевременное внедрение системы ППД. Чтобы добиться максимально-положительного результата по поддержанию проектного уровня закачки необходимо, при эксплуатации нагнетательных скважин периодически проводить мероприятия по выравниванию профиля притока, проводить ППР подземного оборудования, уделить особое внимание к системе подготовки воды для закачки в пласт. В процессе эксплуатации вести мониторинг и анализ эффективности внедренной системы ППД.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СИСТЕМЕ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

1.1 История возникновения и применения системы поддержания пластового давления

Система поддержание пластового давления - процесс естественного или искусственного сохранения давления в продуктивных пластах нефтяных залежей на начальной или запроектированной величине с целью достижения высоких темпов добычи нефти и увеличения степени её извлечения. Система ППД при разработке нефтяной залежи могут осуществлять за счёт естественного активного водонапорного или упруго-водонапорного режима, искусственного водонапорного режима, создаваемого в результате нагнетания воды в пласты-коллекторы при законтурном или приконтурном, а также при внутриконтурном заводнении. В зависимости от геологических условий и экономических показателей разработки выбирают тот или иной способ ППД или их комбинацию [1].

На протяжении многих десятилетий развития нефтяной промышленности разработка месторождений осуществлялась путем бурения только добывающих скважин и извлечения нефти из них за счет использования ресурсов всех естественных видов пластовой энергии. По истощении пластовой энергии и снижении забойных давлений в добывающих скважинах иногда до нуля месторождения забрасывались при извлечении не более 25 – 30 % от первоначальных запасов нефти в пласте.

Хотя вода – спутник нефти с момента ее образования, появление воды в добывающих скважинах рассматривалось как аварийное состояние и скважины останавливались. И только в конце 20-х – начале 30-х годов было замечено, что из скважин, в которых появлялась вода, извлекалось нефти больше и добыча была стабильней, чем в безводных скважинах. В 1932 г. комиссия под руководством акад. И. М. Губкина установила возможность и эффективность вытеснения нефти из пластов контурными пластовыми водами. Естественный водонапорный режим разработки нефтяных залежей был признан наиболее эффективным.

С 30-х годов начала развиваться теория нефтяного пласта, водонапорного режима разработки и интерференции скважин. Однако идея восполнения пластовой

энергии, расходуемой на вытеснение нефти и нагнетанием воды в пласты через скважины с поверхности, у нас в стране впервые была выдвинута и осуществлена лишь в послевоенные годы под руководством академика А. П. Крылова.

Искусственное заводнение получило широкое распространение. На месторождениях, разрабатываемых с заводнением залежей, в настоящее время добывается около 90 % от общего уровня добычи нефти, в пласты закачивается более 2 млрд. м³ в год. Популярность искусственного заводнения нефтяных залежей обусловлена его следующими преимуществами:

- доступностью и бесплатностью воды;
- относительной простотой нагнетания воды;
- относительно высокой эффективностью вытеснения нефти водой.

Первоначально применение заводнения связывалось в основном с закачкой воды в нагнетательные скважины, расположенные в законтурной части месторождения (законтурное заводнение). Принципы законтурного заводнения - многоэтапность разработки, перенос нагнетания, отключение малообводненных скважин и другие – не получили распространения.

Развитием законтурного заводнения явилось создание системы внутриконтурного заводнения. В этом случае месторождение рядами нагнетательных скважин «разрезается» на отдельные полосы, блоки или площади самостоятельной разработки и нефть вытесняется нагнетаемой водой. Впервые внутриконтурная система разработки была запроектирована в 1955 г. на Ромашкинском месторождении.

В начале 60-х годов институтом «Гипровостокнефть» были обоснованы блоковые системы внутриконтурного заводнения. При этих системах требуется разрезать нефтяное месторождение на блоки оптимальных размеров, которые исключают консервацию запасов нефти во внутренних зонах.

В случае приконтурного заводнения нагнетательные скважины располагаются внутри залежей в непосредственной близости от внешнего контура нефтеносности. Применяется для разработки небольших залежей (шириной не более 4-5 км) с известным положением контуров нефтеносности при относительно выдержанных пластах, высокой проницаемости и малой вязкости нефти.

При осевом разрезании скважины нагнетательного ряда размещаются вдоль длинной оси структуры. Осевое разрезание применяется при ширине залежей более 4-5 км и обычно сочетается с законтурным заводнением.

Площадочное заводнение особенно эффективно применять при разработке малопроницаемых и сильно прерывистых пластов.

Очагово-избирательная система заводнения предназначена для разработки месторождений с высокой неоднородностью и прерывистостью продуктивных пластов. По этой системе работают нефтяные залежи нижнего карбона на Ромашкинском месторождении.

В сильно неоднородных пластах нагнетаемая вода прорывается к добывающим скважинам по высокопроницаемым слоям и зонам, оставляя не вытесненной нефть в малопроницаемых слоях, участках зонах и др. Это приводит к тому, что участки нефтяных залежей за фронтом заводнения представляют собой бессистемное чередование заводненных высокопроницаемых и нефтенасыщенных менее проницаемых слоев и зон [2].

1.2 Основные цели и задачи системы поддержания пластового давления

В процессе эксплуатации нефтяного месторождения пластовое давление, которое обуславливает приток нефти к скважине, может настолько снизиться, что дальнейшая эксплуатация скважины при данном дебите становится неэкономичной. В этом случае пластовое давление может быть восстановлено до требуемого уровня путем закачки с поверхности через нагнетательные скважины в пласт рабочего агента (вода, воздух, газ).

Поддержание пластового давления закачкой воды, кроме повышения нефтеотдачи обеспечивает интенсификацию процесса разработки. Это обуславливается приближением зоны повышенного давления, создаваемого за счет закачки воды в водо-нагнетательные скважины, к добывающим скважинам.

Цель ППД:

- обеспечение закачки рабочего агента в пласт;
- обеспечение подготовки сеноманской воды до определенных условиями закачки показателей;
- управление эффективностью процесса поддержания пластового давления;

- повышение качества и оперативности принятия решений при управлении процессом;

- оптимизация и контроль затрат на процесс поддержания пластового давления;

- увеличение темпов отбора нефти из залежи и получить повышенные коэффициенты нефтеотдачи, характерные для напорных режимов.

Задачи ППД:

- определить метод поддержания пластового давления;

- выбрать рабочий агент для закачки в пласт;

- обеспечить качество закачиваемого агента;

- обеспечить эффективность процесса поддержания пластового давления.

Определить оптимальные методы ППД, так как сооружение станций ППД со всем подсобным хозяйством связано с затратой больших капиталовложений и является весьма трудоемкой работой [3].

1.3 Основные требования к закачиваемой воде

При заводнении с целью поддержания пластового давления основное значение системы водоснабжения к изысканию и добыче необходимого количества качественной воды, распределению и закачки ее в пласт через систему нагнетательных скважин. Выбор системы водоснабжения во многом зависит от стадии разработки месторождения. В последнее время все чаще заводнение начинают осуществлять с самого начала разработки месторождения. Учитывая, что в первоначальный период разработки месторождения нефть добывается безводной, в это время требуется большое количество пресной воды. В проектах обустройства месторождений должно учитываться, что в последующее время добыча нефти будет сопровождаться ростом обводненности продукции скважин, поэтому система водоснабжения должна быть запроектирована и построена с учетом 100% утилизации в системе ППД всех промысловых сточных вод с промысловых установок подготовки нефти. На последней стадии разработки, чтобы извлечь одну тонну нефти, приходится извлекать двенадцать и более м³ пластовой воды. Это усложняет и удорожает систему водоснабжения, так как с увеличением объемов

добычи пластовых вод увеличиваются затраты на подготовку и очистку этой воды от механических примесей, пленочной нефти, а также увеличиваются работы на борьбу с коррозией технологического оборудования, водоводов, запорной арматуры. В то же время в сточных водах после установок по обезвоживанию и обессоливанию нефти содержатся поверхностно-активные вещества, которые обладают хорошим отмывающим и нефтевытесняющими способностями, что приводит к увеличению конечного извлечения [3].

Как показывает опыт разработки отечественных и зарубежных месторождений заводнение является довольно эффективным методом воздействия для поддержания пластового давления, но при строгом соблюдении необходимых требований к технологии его осуществления.

При установлении необходимой степени подготовки вод, используемых для системы ППД, основное значение имеют геолого-физические свойства нефтяного пласта (пористость, проницаемость), состав пород, диапазон изменения основных свойств коллекторов, слагающих пласт, качественный состав и количество в горной породе глин, физико-химические свойства пластовой и нагнетаемой воды.

Основным требованием, предъявляемым к закачиваемым в пласт водам, наряду с высокими нефтевытесняющими свойствами является обеспечение высокой степени фильтрации. Характер снижения приемистости нагнетательных скважин даже в пределах одного месторождения весьма разнообразен и зависит от качества применяемых вод.

Ухудшение коллекторских свойств зоны, примыкающей к скважине, происходит в результате:

- сужения поровых каналов и полной закупорки части из них за счет проникновения твердых частиц дисперсной фазы (промывочной жидкости или загрязненной закачиваемой воды);

- набухания глинистых минералов пласта при контакте с закачиваемой водой;

- образования нерастворимых осадков при взаимодействии закачиваемых вод с пластовыми;

- образования стойких водонефтяных эмульсий, уменьшающих подвижность пластовой жидкости в зоне контакта;

- отрицательного влияния капиллярных и поверхностных явлений.

В настоящее время при подготовке воды для системы ППД при эксплуатации месторождений количество взвешенных частиц (КВЧ) и содержание остаточных нефтепродуктов (ОНП), являющихся важными нормируемыми параметрами, должны быть приведены в соответствие с требованиями действующего отраслевого стандарта ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству» (таблица 1).

Таблица 1 – Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой воде в зависимости от проницаемости продуктивного коллектора

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм ²	Коэффициент относительной трещиноватости* коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механические примесей	нефти
до 0,1 вкл. свыше 0,1	- -	до 3 до 5	до 5 до 10
до 0,35 вкл. свыше 0,35	от 6,5 до 2 вкл. менее 2	до 15 до 30	до 15 до 30
до 0,6 вкл. свыше 0,6	от 35 до 3,6 вкл. менее 3,6	до 40 до 50	до 40 до 50
* - коэффициент относительной трещиноватости определяется в соответствии с РДС 39-01-041-81 «Методика прогнозного определения норм качества сточных вод для внутриконтурного заводнения новых нефтяных месторождений платформенного типа. Содержание механических примесей и нефти в сточной воде»			

При единой системе организации ППД нагнетаемая вода должна по качеству соответствовать нормативам для самых низкопроницаемых пластов. Таким образом, согласно ОСТ 39-225-88 используемая для системы ППД вода должна соответствовать нижеперечисленным требованиям.

Допустимое содержание твердых взвешенных частиц в нагнетаемых водах не должно превышать 3 мг/л, а остаточных нефтепродуктов – 5 мг/л. Наличие механических примесей является одним из основных факторов, вызывающих снижение проницаемости призабойной зоны пласта при использовании как пресных, так и пластовых вод.

Механические примеси присутствуют в воде как «изначально» (песок, частицы слагающих породу минералов, глин, гидроокиси железа, малорастворимых солей, агрегаты асфальтенов, кристаллики парафинов) так и образуются в

результате различных химических реакций, протекающих при контакте закачиваемых вод с пластовой водой, нефтью и породой, химическими реагентами.

При использовании для заводнения продуктивных пластов подтоварной воды ощутимое снижение приемистости скважины (вплоть до полного прекращения закачки) вызывает присутствие остаточного количества нефтепродуктов. Это чаще всего нефть со значительным содержанием асфальтосмолпарафиновых отложений, диспергированных в водной фазе. Показано, что глобулы остаточной нефти имеют диаметр от 0,1 до 10,0 мкм. Остаточная нефть, проникая в более крупные капиллярные каналы ПЗП, постепенно коалесцируя и накапливаясь, может снизить приемистость скважины до полного прекращения закачки.

Закачиваемые воды должны быть совместимы с пластовыми. Наличие механических примесей иногда связано с нарушением стабильности вод. Это может быть следствием необратимых химических реакций, сопровождающихся выпадением твердых солей из пересыщенных растворов. Происходит это обычно при смешении вод разного состава, химически несовместимых друг с другом. Для предотвращения образования и осаждения солей, не следует допускать смешения вод различного состава.

Ограничение или исключение возможности смешения вод различного состава является технологическим приемом предотвращения солеотложения и в нефтепромысловом оборудовании.

Набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в воде конкретного месторождения. Возможность использования различных вод для заводнения нефтяных месторождений в значительной степени определяется взаимодействием этих вод с породой коллектора.

В качестве вытесняющего агента для разработки продуктивных пластов нефтяных месторождений предпочтительно выглядят собственно пластовые, сеноманские и подтоварные воды.

Таким образом, учитывая средненабухающий тип цемента, можно сказать, что использование подтоварной воды для системы ППД не будет иметь значительного

отрицательного влияния. Применение же пресной речной воды может привести к увеличению набухания цемента продуктивных коллекторов.

Высокая дисперсность и значительная удельная поверхность глинистых частиц усиливают обменные реакции, что может вызвать дезагрегацию и отрыв глинистых минералов от обломочных зерен с последующим вовлечением их в приток, что также может привести к частичному закупориванию фильтрующих каналов.

1.4 Сравнительная эффективность систем заводнения

1.4.1 Классификация метода заводнения

Заводнение нефтяных пластов является основой современной технологии разработки нефтяных месторождений. Для месторождений с разнообразными физико-геологическими условиями создан широкий комплекс систем воздействия на пласты методом заводнения. Разновидности: всех широко используемых в настоящее время методов заводнения нефтяных объектов приведены в работе М.М. Ивановой [4] в виде схемы (рисунок 1).

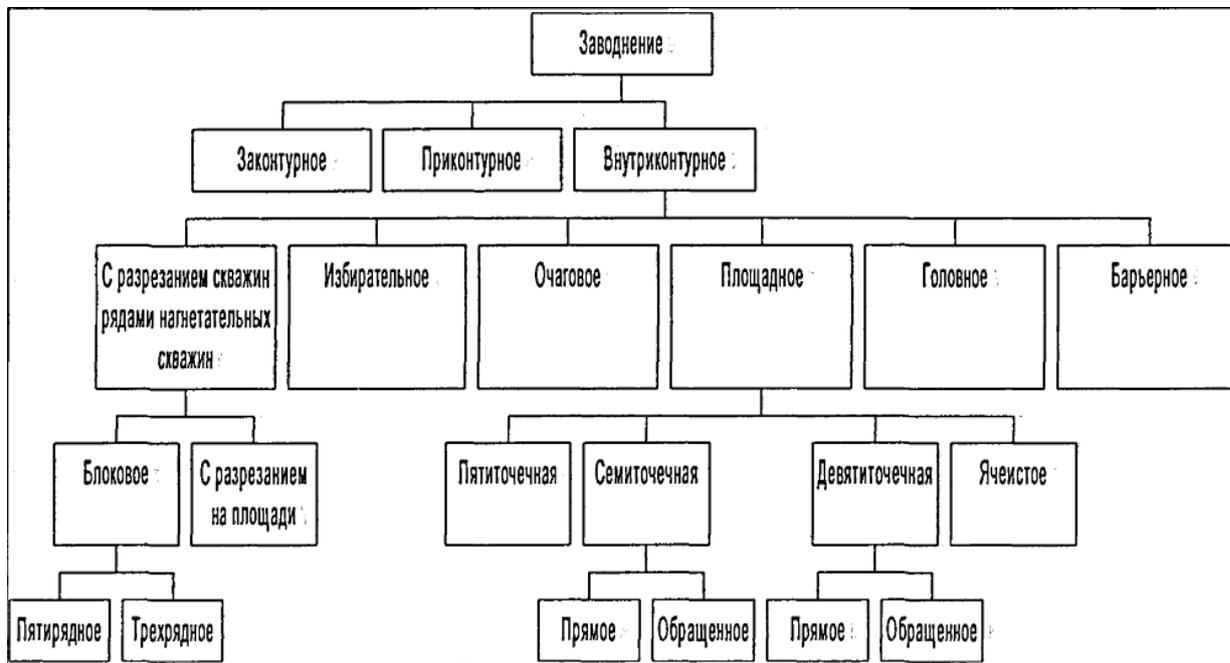


Рисунок 1 – Разновидности метода заводнения

В представленной схеме зафиксированы все основные и широко используемые ныне на практике системы заводнения. Однако такая схема не

раскрывает перспективы развития метода заводнения, так как большинство из представленных в ней систем и видов заводнения являются тупиковыми.

Из рисунка 1 видно, что из первоначально внедренных в практику систем заводнения (законтурное, приконтурное, внутриконтурное) дальнейшее, наибольшее развитие получила система внутриконтурного заводнения (рядное, площадное, избирательное и т.д.). В свою очередь, рядная система заводнения, согласно представленной в работе [5] схеме, подразделяется на блоковое и с разрезанием на площади. Площадное - на пятиточечную, семиточечную, девятиточечную, ячеистую. Законтурное, приконтурное системы и избирательное, очаговое, головное, барьерное виды заводнения разновидностей не имеют. Аналогично на следующем уровне разновидности выделены лишь для блоковой (пяти - и трехрядное) системы заводнения.

В схеме за основу разделения метода заводнения на системы (законтурное, приконтурное, внутриконтурное) принято отличие их друг от друга размещением нагнетательных скважин относительно начального контура нефтеносности. Такое выделение основных систем отражает, в основном, развитие метода заводнения в историческом плане. Однако кроме них известны и другие методы, которые следовало бы отнести к числу систем заводнения. Так, межконтурное, закачка в "водоносные окна", кольцевое, осевое и др. разновидности метода, заводнения в схеме не учтены. Казалось бы, согласно принятой в [5] логике, их надо отнести к основным (исходным) системам метода заводнения, т. к. они так же отличаются друг от друга размещением нагнетательных скважин относительно контура нефтеносности. Так же противоречит подмеченному принципу включение барьерного заводнения к внутриконтурным, так как нагнетательные скважины, размещены в газоносной области, т.е. за контуром нефтеносности.

Из всего выше приведенного следует, что при выделении систем заводнения: признак (размещение нагнетательных скважин относительно контура нефтеносности) не является наиболее общим и однозначным критерием.

Внутриконтурная система заводнения по принципу размещения скважин относительно друг друга, согласно схеме из [5], делится на шесть видов. При этом, только две основные виды системы внутриконтурного заводнения (площадное,

разрезание рядами нагнетательных скважин) подразделяются далее на новые разновидности, отличающиеся друг от друга, по-видимому, прежде всего показателем интенсивности. Однако, вид заводнения разрезающими рядами нагнетательных скважин является так же площадным, потому что элементы этой системы заводнения равномерно размещаются по площади. Из-за симметричности элементов их можно видоизменять и трансформировать из рядных в площадные и наоборот. Остальные четыре разновидности на этом уровне сами могли бы быть отнесены к исходным системам заводнения наряду законтурным, приконтурным, внутриконтурным.

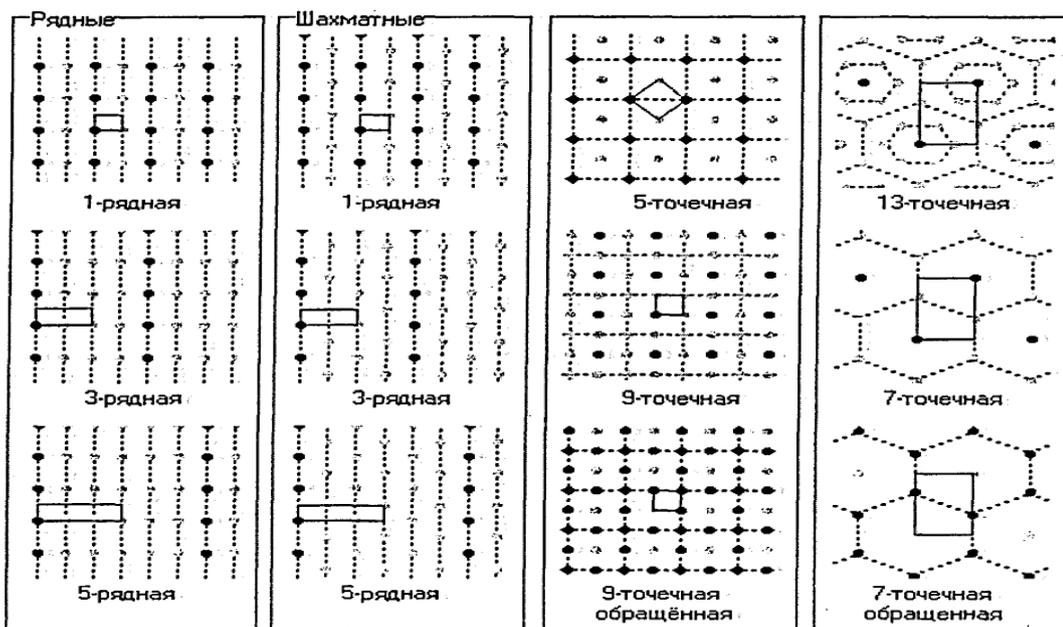
Таким образом, можно считать, что наиболее принципиальным в приведенной на рисунке 1 схеме, является разбиение, группирование метода заводнения на уровни. Но, как видим, такое разбиение не является однозначным на уровне и принятые для группирования, не являются логически однозначными. Кроме того, представленная на рисунке 1 классификация систем заводнения не является достаточно полной.

Анализ схем расстановки скважин при известных системах заводнения позволяет выделить две группы метода заводнения, которые имеют существенное отличие друг от друга. Это - наличие или отсутствие элемента симметрии при расстановке добывающих и нагнетательных скважин. При симметричности элемента системы заводнения, их можно распространить равномерно по всей площади залежи и они определяются как регулярные, при отсутствии элементов симметрии и неравномерном характере размещения нагнетательных скважин - как нерегулярные системы заводнения [5].

На рисунке 2 приведены типичные схемы расстановки скважин регулярных систем заводнения.

Регулярные системы заводнения отличаются друг от друга по форме элемента симметрии ячейки и характеру размещения скважин по площади залежи. По одной группе - элементы симметрии ячейки имеют правильную форму, элементы системы равномерно вписаны в круг и нагнетательные скважины равномерно рассредоточены по площади залежи. По равномерному характеру размещения

нагнетательных скважин в элементе системы заводнения и по площади залежи этот вид регулярной системы можно назвать равномерно - рассредоточенной.



- - нагнетательная скважина
- * - добывающая скважина
- - минимальный элемент симметрии

Рисунок 2 - Типичные схемы расстановки скважин регулярных систем заводнения

На рисунке 3 приведена схема классификации метода заводнения.

При этом местоположение скважин предопределяется плотностью сетки и интенсивностью принятой системы заводнения.

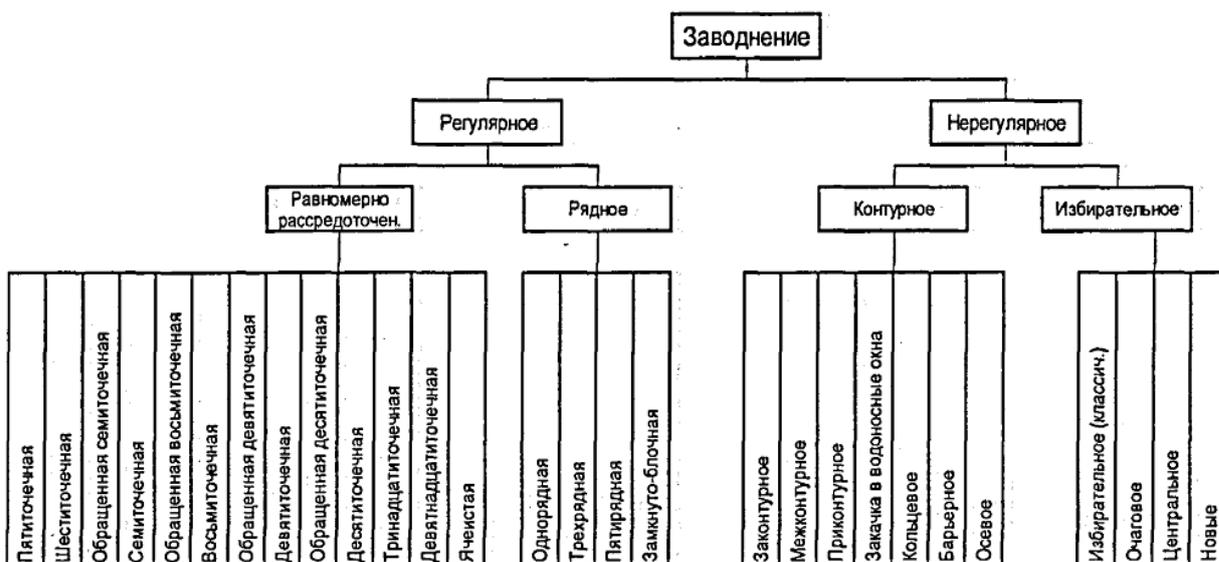


Рисунок 3 - Схема классификации метода заводнения

Разработка залежей нефти в условиях этой системы заводнения приводит к значительной рассредоточенности остаточных запасов. При этом отсутствуют сплошной контур нефтеносности и фронт вытеснения, а зоны с высокой остаточной нефтенасыщенностью вперемешку размещены по площади. Геологическая неоднородность залежей привносит хаотичность в распределение остаточных запасов нефти по залежи. Следовательно, применение рассматриваемого вида систем заводнения возможно в сильно прерывистых, низкопродуктивных, линзовидных, слабо зонально - послойно неоднородных пластах [5]. Реализация системы возможна на достаточно изученных месторождениях или в случае, когда в этом регионе имеется опыт разработки таких месторождений. Схемы взаимного размещения скважин могут быть реализованы и при деформировании ячейки системы заводнения с учетом зональной анизотропии коллекторских свойств пласта.

По другой группе элементы, симметрии ячеек регулярной системы имеют прямоугольную форму. При размещении на залежи образуют ряды добывающих и нагнетательных скважин. Залежь рядами; нагнетательных скважин делится на блоки самостоятельной разработки с размещением между нагнетательными рядами одной, трех, пяти и более рядов добывающих скважин того же направления. В пределах блока располагают обычно нечетное количество рядов добывающих скважин, при этом внутренний ряд обычно играет роль "стягивающего". Остаточные запасы в основном будут сосредоточены в зоне стягивающего ряда. По характеру размещения ячейки системы заводнения по площади эту разновидность регулярной системы можно назвать рядной. Ширина блоков определяется оптимальной плотностью и расчетной интенсивностью системы заводнения. Ряды скважин располагают обычно перпендикулярно длинной оси залежи, преобладающей ориентации зон повышенной толщины (следовательно, пористости и проницаемости) и зон замещения коллекторов и контура нефтеносности. Вытянутые в определенных направлениях элементы рядных систем заводнения целесообразны для практического применения в случае ясно выраженной анизотропии коллекторских свойств нефтяных пластов. Рядные системы могут проектироваться и реализовываться, когда, детальные сведения геолого-физических особенностей пластов еще отсутствуют. Недостаточный учет геологической неоднородности при

реализации рядных систем может быть в значительной степени восполнен в дальнейшем путем развития и совершенствования всей системы.

Каждый вид заводнения включает в себя множество разновидностей, которые отличаются друг от друга интенсивностью. Существуют два; простейших типа размещения скважин при регулярной системе заводнения в виде пятиточечной и семиточечной элементарной ячейки, добывающие скважины которых расположены по контуру окружности или эллипса. Все остальные более сложные разновидности заводнения можно получить на основе этих двух элементарных ячеек, обрамляя, их добывающими скважинами, расположенными по контуру второго, третьего круга или эллипса. Например, девятиточечную систему заводнения получают путем обрамления пятиточечной системы другой пятиточечной; тренадцатиточечную - обрамляя семиточечную систему другой семиточечной.

Под интенсивностью разновидностей заводнения обычно понимают отношение; числа нагнетательных к добывающим скважинам. Физический смысл меры оценки интенсивности систем заводнения представляет собой отношение начальных дебитов ячейки разновидностей заводнения к дебиту пятиточечной при одинаковых других условиях. Обычно, при составлении проектных документов оперируют величиной, обратной интенсивности системы заводнения (m — количество добывающих скважин на одну нагнетательную). Показатели интенсивности для разновидностей регулярной системы приведены в таблице 2.

Чем меньше соотношение добывающих и нагнетательных скважин (m) и больше число сторон подхода вытесняющего агента к добывающей скважине при одинаковых других условиях, тем интенсивнее система заводнения.

Таблица 2 - Разновидности регулярных (симметричных) методов заводнения и их характеристики

№ п/п	Схема размещения скважин	Размещение скважин по треугольной (∇) и квадратной (\square) сетке	Интенсивность систем заводнения (соотношение добывающих и нагнетательных скважин)	Число сторон подхода вытесняющего агента к добывающим скважинам
1	Однорядная	\square	1	4
2	Пятиточечная	∇	1	4

№ п/п	Схема размещения скважин	Размещение скважин по треугольной (▽) и квадратной (□) сетке	Интенсивность систем заводнения (соотношение добывающих и нагнетательных скважин)	Число сторон подхода вытесняющего агента к добывающим скважинам
3	Шеститочечная	▽	1,5	3,5
4	Обращенная семиточечная	▽	2	3
5	Прямая семиточечная	▽	0,5	6
6	Восьмиточечная	□	2,5	2,8
7	Трехрядная	▽ и □	3	2,6
8	Обращенная девятиточечная	□	3	2,6
9	Прямая девятиточечная	□	0,33	8
10	Обращенная десятиточечная	▽	3,5	2,57
11	Прямая десятиточечная	▽	0,285	9
12	Пятирядная	▽ и □	5	2
13	Замкнуто-блочная	▽ и □	5	2
14	Обращенная тринадцатиточечная	▽ и □	7-8	1,65
15	Обращенная девятнадцатиточечная	▽	11	1,63
16	Ячеистая	-	-	-

Число сторон подхода фронта вытесняющего агента к добывающей скважине среднего элемента систем заводнения залежи, можно определить из меры интенсивности по зависимости для обращенных систем $m_1 = \frac{n_0 - 1}{m}$; для прямых $m_1 = n_0 - 1 = \frac{1}{m}$, где n_0 - общее количество добывающих скважин элемента системы заводнения.

Названия разновидностей регулярной системы заводнения, приведенной в таблице, соответствуют терминологии, принятой во всем мире. Там, системы заводнения с отношением числа добывающих и нагнетательных скважин меньше единицы ($\tau = 1:2$; $1:3$ и т.д.) принято называть семиточечной, девятиточечной и т.д., а с отношением числа добывающих и нагнетательных больше единицы ($\tau = 2:1$; $3:1$ и т.д.) - обращенной семиточечной, обращенной девятиточечной. В определенных условиях (вязкость нефти меньше вязкости воды), когда обращенные системы не обеспечивают поддержание пластового давления, могут применяться системы заводнения, у которых нагнетательных скважин больше, чем добывающих. Практическую ценность имеют, в основном, системы заводнения с соотношением

добывающих и нагнетательных скважин, равным или больше единицы. В связи с этим при описании обращенных систем название "обращенная" обычно не используется, хотя имеется в виду.

Существует большая группа систем заводнения, которые имеют качественное отличие от регулярных систем. По ним элементы симметрии не выделяются. Нагнетательные скважины размещаются по площади объекта неравномерно или закачка осуществляется, в скважины практически одного ряда:

Из-за отсутствия элемента симметрии и неравномерного характера размещения нагнетательных скважин по площади эти системы можно назвать нерегулярными. Отличающим их признаком, по которому можно производить деление на два вида систем заводнения (избирательное и контурное), являются принципы (критерии) выбора местоположения нагнетательных скважин.

Первый вид систем заводнения предусматривает выбор местоположения нагнетательных скважин после разбуривания эксплуатационного объекта по равномерной сетке с учетом изменчивости его геологического строения, т.е. по принципу избирательности. В конечном счете, нагнетательные скважины оказываются размещенными по площади объекта неравномерно. В эту группу входят следующие разновидности - классическое избирательное, очаговое, центральное и практически все новые системы заводнения.

Избирательное заводнение - местоположение нагнетательных скважин определяется после разбуривания объекта по равномерной сетке по критерию максимума связанности между скважинами и продуктивности. Избирательное заводнение применяют при резкой зональной неоднородности пластов, выражающейся в не повсеместном распространении коллекторов, в наличии участков пласта с различной продуктивностью и т.д.

Очаговое заводнение, по сути, является элементом избирательной системы заводнения, но применяется как дополнение к другим видам заводнения, если они не обеспечивают влияние закачки воды по всей площади объекта. Под нагнетательные выбирают скважины из числа добывающих, преимущественно из тех, которые основную свою задачу уже выполнили. При необходимости для создания очагов заводнения бурят специальные дополнительные скважины.

Очаговое заводнение является одним из основных методов совершенствования систем разработки с заводнением.

Центральное заводнение, по сути очаговое заводнение применяется для усиления воздействия на центральную часть залежи, как дополнение к законтурной (приконтурной) системе заводнения.

Другой вид системы заводнения - контурная. Предусматривает нагнетание воды в скважины одного (линейного или кольцевого) ряда и в единичные скважины. Размещают ряды нагнетательных скважин с учетом конфигурации; внешнего, внутреннего контуров нефтеносности, газоносности, распространения литологических и тектонических экранов. В эту группу системы заводнения входят следующие разновидности - законтурное, межконтурное, закачка в "водоносные окна", приконтурное, головное, барьерное, кольцевое, осевое.

Законтурные, межконтурные, приконтурные нагнетательные скважины размещают с учетом конфигурации внешнего и внутреннего контуров нефтеносности. Как отмечали А.П.Крылов [6], М.Маскет [7] и др., наиболее целесообразно параллельное расположение рядов нагнетательных и добывающих скважин вдоль контуров нефтеносности.

Кольцевое заводнение - нагнетательный ряд скважин располагают параллельно внутреннему контуру нефтеносности, отделяя чисто нефтяную часть пласта от водонефтяной.

Барьерное заводнение - нагнетательные скважины размещают с учетом конфигурации внешнего и внутреннего контуров газоносности, т.е. параллельно контурам газоносности.

Головное заводнение - нагнетательные скважины располагают с учетом (параллельно) распространения литологических и тектонических экранов в сводовой части залежи.

Осевое заводнение - нагнетательный ряд скважин располагают вдоль длинной; оси в своде залежи. Применяется при наличии экранирующего слоя в подошве залежи или на контуре.

На месторождениях в начальной стадии применялись менее интенсивные системы заводнения, которые в последующем усиливались освоением очагов заводнения или бурением дополнительных нагнетательных скважин.

В новых проектных документах наблюдается тенденция развития систем заводнения в направлении разрезания залежей на замкнутые блоки.

Дальнейшая интенсификация первоначальных, систем; заводнения объяснялась тем, что первоначальные системы заводнения весьма приближенно учитывали: геологическое строение и не отвечали новым представлениям о них. Поэтому интенсификация проводилась под лозунгом совершенствования (исправления) сложившейся системы заводнения. Анализ результатов интенсификации систем заводнения показывает их высокую эффективность.

Несмотря на то, что имеется значительный опыт применения той или иной системы заводнения, при составлении проектных документов на разработку нефтяных месторождений, каждый раз возникает вопрос: какую систему (рассредоточенную, рядную и т.д.) необходимо применять и как обосновать эффективность той или иной системы. Обычно исследователи проводят сравнительный анализ известных систем заводнения по каким либо показателям.

1.4.2 Сравнительная эффективность регулярных систем заводнения

Сравнительному анализу эффективности регулярных систем заводнения при помощи численного моделирования посвящено много работ [8], [9], [10]. При этом сопоставляются технико-экономические показатели разработки равномерно - рассредоточенных и рядных систем и их разновидностей. При обобщении и систематизации этих работ обнаруживается, что:

- сопоставляются системы заводнения с различной интенсивностью, например пяти-, семиточечная с трехрядной, а девятиточечная с пятирядной;

- для обоснования эффективности систем заводнения применяются различные критерии, иногда взаимоисключающие. Основными из них являются выбор систем заводнения по максимуму дебита скважин и по максимуму нефтеизвлечения.

Сопоставляя начальные дебиты (темпы отбора) и экономические показатели, многие авторы приходят к выводу, что наиболее эффективными являются

интенсивные равномерно - рассредоточенные системы заводнения, по сравнению с менее интенсивными многорядными системами.

Сравнительный анализ эффективности, вытеснения нефти водой рядных и рассредоточенных систем заводнения мы провели с использованием математической модели [11] процесса заводнения, основанного на численном решении уравнений двухфазной фильтрации несмешивающихся жидкостей. Для описания краевой задачи использованы уравнения двумерного течения в системе скважин. Ввиду больших характерных размеров области течения в этой задаче пренебрегли капиллярными силами. Система уравнения процесса записана в следующем виде:

$$\operatorname{div}(\bar{V}H) = 0 \quad (1.1)$$

$$\operatorname{div}(F(s)\bar{V}H) = -mH \frac{\partial s}{\partial t}$$

где, $\bar{V} = -K \left(\frac{K_n(s)}{\mu_n} - \frac{K_R(s)}{\mu_\alpha} \right) \operatorname{grad}P$; $F(s) = \frac{\hat{E} \cdot \hat{E}_1(s)}{\mu_1} / \hat{E}_d'(s)$; $H = H(x, y)$ - переменная толщина пласта; P - давление. Обозначив $K(s) = KH \left(\frac{K_H(s)}{\mu_n} + \frac{K_n(s)}{\mu_\alpha} \right)$, с учетом работы скважин (1.1) переписан

$$\operatorname{div}(R \cdot \operatorname{grad}P) = \sum_x \alpha \chi \quad (1.2)$$

Для численного интегрирования системы уравнений (1.1) и (1.2) использован метод конечных разностей.

Расчеты технологических показателей нами были проведены для трехрядной и девятиточечной систем заводнения, соответственно, с соотношением добывающих и нагнетательных скважин $\tau=2.7$ и 3 и при одинаковых других условиях: толщина пласта - 10 м, вязкость нефти - 16 мПа/с, проницаемость - $0,611$ мкм, пористость - 20% , забойные давления добывающих и нагнетательных скважин - 12.5 МПа и 22 МПа [12]. Сопоставлялись такие технологические показатели, как достигаемая ими степень нефтеизвлечения, темпы отбора запасов (максимальные дебиты), ВНФ, сроки разработки. Площадь на одну скважину во всех вариантах была принята одинаковой. За конец разработки была принята обводненность продукции, равная 95% . Результаты расчетов приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Технологические показатели систем заводнения

Варианты	Форма элемента системы	Вязкость нефти (E) МПа · с	Коэффициент нефтеизвлечения за безводный период д.ед	Срок разработки (Т), годы	Коэффициент нефтеизвлечения (Кин) д.ед	Водонефтяной фактор (ВНФ)	Начальный дебет скважин (QH), т/сут.
Трехрядная система заводнения, m=2.71							
1	Треуг	16	0.44	42	0.625	3.092	69
Девятиточечная система заводнения, m=3							
2	Квадр.	16	0.46	38	0.621	3.272	74

Технологические показатели систем заводнения с одинаковой интенсивностью отличаются друг от друга незначительно и обеспечивают приблизительно равную степень нефтеизвлечения и ВНФ. По темпам отбора более предпочтительны рассредоточенные системы, а по конечному коэффициенту нефтеизвлечения, отборам жидкости - рядные системы заводнения. Следовательно, при одинаковой интенсивности систем и при равных других условиях коэффициенты нефтеизвлечения, ВНФ, дебиты скважин могут служить критериями эффективности при выборе вида систем заводнения и проводимых мероприятий по изменению систем заводнения залежей для: различных геолого-физических условий.

В процессе анализа эффективности мероприятий следует варьировать следующими параметрами:

- местоположением нагнетательных скважин в зонально неоднородном пласте;
- временем освоения дополнительных скважин под нагнетание воды;
- формой ячейки системы заводнения и их размещением относительно главных осей тензора проницаемости.

Выбор вида заводнения; в значительной мере зависит от коэффициента зональной анизотропии коллекторских свойств пласта и типа проектных скважин. Например, при; учете зональной анизотропии; коллекторских свойств пласта, коэффициент; нефтеизвлечения больше при рядной системе по сравнению с пятиточечной. А наибольший технологический и экономический эффект при рассредоточенной системе заводнения достигается при полной; или частичной замене вертикальных скважин системы их горизонтальными типами. Многорядные

уменьшаются. При одинаковом поровом объеме прокачанной жидкости наибольший коэффициент нефтеизвлечения во всем интервале вязкости нефти соответствует пятирядной системе заводнения. С увеличением вязкости нефти конечные коэффициенты нефтеизвлечения уменьшаются.

Аналогичные результаты получены для разновидностей рядных систем заводнения в условиях однородных и неоднородных коллекторов при различных вязкостях нефти (таблица 4), а также при моделировании процессов вытеснения на модели трехмерной трехфазной фильтрации в системе вертикальных и горизонтальных скважин.

Таблица 4 - Результаты расчетов технологических показателей для рядных систем заводнения.

Варианты	Форма элемента системы:	Вязкость нефти, мПа/с	Кoeff. Нефтеизвлечения за безводный период, д.ед.	Срок разработки: сутки.	Кoeff. Нефтеизвлечения, д.ед	Водонефтяной фактор (ВНФ)	Начальный дебит скважин, т/сут
Однорядная система заводнения $\psi=1$							
1.1 одн.	квадрат	4	0.391	4021	0.716	2.033	238
1.2 неод.	квадрат	4	0.390	3897	0.715	2.016	227
1.3 одн.	квадрат	16	0.323	8660	0.611	2.909	73
1.4 одн.	треугол	16	0.491	7620	0.627	2.530	73
1.5 одн.	вытянут	16	0.391	7730	0.639	2.450	69
Трехрядная система заводнения $\psi=2.71$							
2.1 одн.	треугол	4	0.30	1620	0.739	2.248	160
2.2 неод.	треугол	4	0.30	7700	0.737	2.248	146
2.3 одн.	треугол	16	0.30	12510	0.641	2.777	33
2.4 одн.	квадрат	16	0.20	13750	0.636	2.809	33
2.5 одн.	вытянут	16	0.27	14550	0.646	2.253	26
2.6 одн.	треугол	50	0.20	29700	0.597	6.339	23
Пятирядная система заводнения $\psi=5$							
3.1 одн.	треугол	4	0.29	15150	0.749	2.3	58
3.2 неод.	треугол	4	0.30	14400	0.747	1.982	40
3.3неод	треугол	16	0.26	26010	0.648	2.874	17
3.4 одн	треугол	16	0.20	19390	0.65	2.849	25
3.5неод	вытянут	4	0.27	16925	0.757	1.685	53
3.6 одн	треугол	25	0.17	29700	0.656	5.451	32

1.4.3 Влияние показателя интенсивности систем заводнения на коэффициент нефтеизвлечения

В предыдущем параграфе, в; результате вычислительных экспериментов на элементах: систем заводнения: установлено, что с увеличением соотношения добывающих и нагнетательных скважин коэффициент нефтеизвлечения увеличивается (рисунок 5). Это связано с тем, что в моделях двухфазной фильтрации, где пренебрегают предельным градиентом и капиллярными силами, коэффициент нефтеизвлечения, как известно, не зависит от плотности сетки скважин, а зависит только от коэффициентов заводнения и вытеснения. На это обстоятельство указывается и в работе С.Н.Закирова [13]. При этом коэффициент вытеснения величина; постоянная и не зависит от интенсивности систем заводнения. Следовательно, для изучения влияния показателя интенсивности систем заводнения на коэффициент заводнения можно использовать результаты расчетов вытеснения нефти водой на моделях двумерной двухфазной фильтрации. Для этих целей нами использована программа блочно-осредненной; модели двухфазной фильтрации, составленный Низаевым Р.Х. [15]. В отличие от предыдущих исследований, здесь гидродинамические расчеты проведены в системе скважин, для чего выбраны четыре схемы приведенные на рисунке 6.

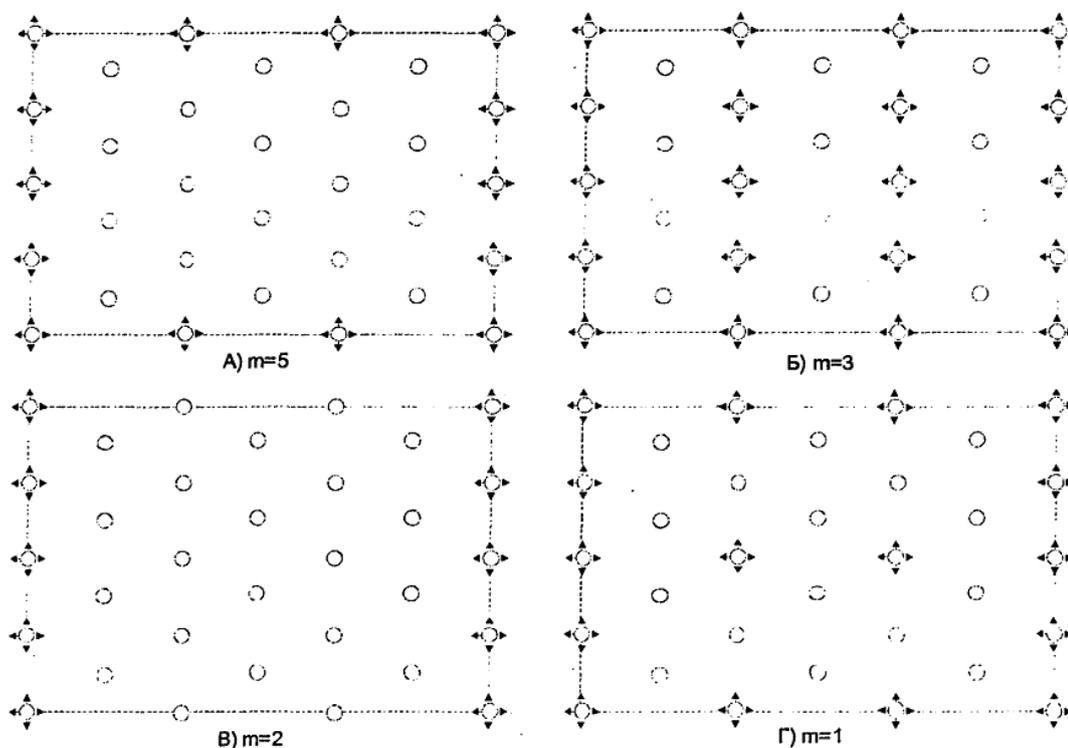


Рисунок 6 - Схема трансформации систем заводнения

Эти схемы позволяют переходить из одной системы к другим системам заводнения путем освоения добывающих скважин под нагнетание воды. При этом количество скважин и плотность сетки во всех вариантах принята постоянной. Изменяется только соотношение добывающих и нагнетательных скважин.

Результаты анализа приведены в таблице 5 для различных значений вязкостей нефти.

Таблица 5 - Результаты расчетов коэффициента нефтеизвлечения для регулярных систем заводнения.

Интенсивность систем заводнения		Коэффициент нефтеизвлечения, $K_{ин}$, д.ед.			$\frac{1}{K_{ин}}$		
m	$\frac{1}{1+m}$	$\mu_n = 4$ МПа·с	$\mu_n = 8$ МПа·с	$\mu_n = 16$ МПа·с	$\mu_n = 4$ МПа·с	$\mu_n = 8$ МПа·с	$\mu_n = 16$ МПа·с
1	0,5	0,54	0,513	0,482	1,852	1,949	2,075
2	0,333	0,571	0,54	0,512	1,751	1,852	1,953
3	0,25	0,586	0,555	0,532	1,706	1,802	1,88
4	0.166	0.603	0.571	0.553	1,658	1,751	1,808

Из таблицы видно, что с увеличением соотношения добывающих и нагнетательных скважин коэффициент нефтеизвлечения увеличивается, а с увеличением, вязкости нефти уменьшается, т.е. подтверждаются предыдущие выводы.

Полученные данные представлены в координатах $1/K_{ин} = f(a/(1+m))$. На рисунке 7 приведен график этой зависимости, из которого видно, что все точки ложатся на прямую линию.

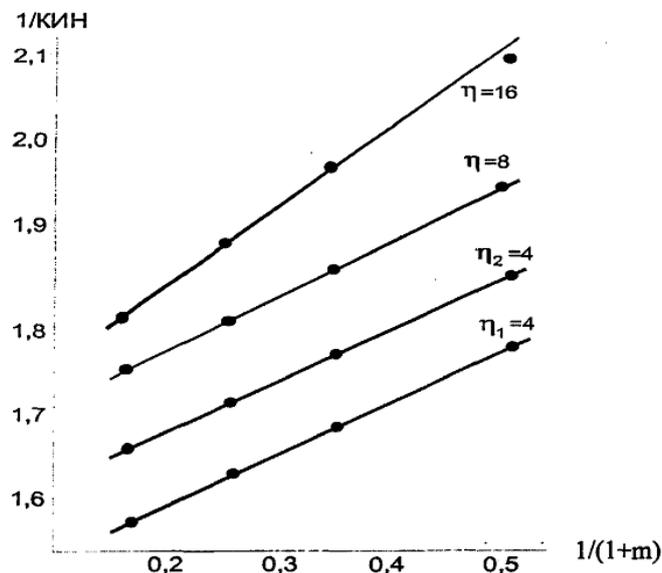


Рисунок 7 - Зависимость коэффициента нефтеизвлечения от интенсивности системы заводнения

В результате корреляционного анализа получена зависимость вида:

$$\frac{1}{K_{ин}} = \epsilon + \frac{c}{1+m},$$

после некоторого преобразования зависимость имеет вид:

$$K_{ин} = \frac{1+m}{c + \epsilon(1+m)}, \quad (1.3)$$

где c, ϵ - параметры, зависящие от расчетной доли агента в дебите жидкости.

В методике ТатНИПИнефть для расчета коэффициента охвата заводнением используется модель зонально и послойно неоднородного по эффективной проницаемости пласта [16].

После преобразования зависимости коэффициента охвата заводнением в координатах $K_s \rightarrow f(1+m)$ она примет аналогичный с формулой (1.3) вид. При этом коэффициенты (c, ϵ) являются переменными величинами, изменяются в зависимости от обводненности продукции скважин и определяются зависимостями вида:

$$c = \beta'_1 + \beta'_2 \cdot V_1^2; \quad \epsilon = \beta'_2 \cdot a; \quad a = 2(V_1^2 + 1) \cdot \left(1 + 0,1 \cdot \frac{2\mu_x}{1 + \mu_x} \right) \cdot \frac{V_3^2 + 1}{\frac{V_3^2}{4} + 1}, \quad (1.4)$$

где V_3^2, V_1^2 - коэффициенты зональной и послойной неоднородности; μ_x - соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях; m - число добывающих скважин на одну нагнетательную β'_1, β'_2 - коэффициенты, зависящие от расчетной доли агента (А), приведены в работе [14].

Идентичность зависимостей коэффициента нефтеизвлечения от показателя интенсивности системы заводнения, полученная по результатам исследования на модели двухмерной двухфазной фильтрации и по методике ТатНИПИнефть, позволяет использовать расчетные соотношения методики, учитывающей в дифференцированном виде большинство геолого-физических факторов реального месторождения, при обосновании рациональной системы заводнения.

Характер зависимости нефтеизвлечения от соотношения добывающих и нагнетательных скважин изменяется, если при исследовании используется модель вытеснения нефти водой с учетом предельных градиентов сдвига [17], [18]. [19].

На основании проведенных вычислительных экспериментов в рамках вышеописанных моделей можно отметить, что при изменении интенсивности системы заводнения два коэффициента нефтеизвлечения из трех действуют в противоположных направлениях и максимум коэффициента нефтеизвлечения достигается при определенном соотношении добывающих и нагнетательных скважин (m). Следовательно, условие достижения максимума нефтеизвлечения является одним из критериев при определении оптимального соотношения добывающих и нагнетательных скважин. Критерий максимум нефтеизвлечения, более полно отвечает требованиям оптимальности систем разработки. В литературе отсутствует методика по определению оптимальной интенсивности систем заводнения, обеспечивающий максимум нефтеизвлечения. Следовательно, задача установления зависимости нефтеизвлечения от интенсивности системы заводнения и плотности сетки скважин, учитывающих в дифференцированном виде большинство геолого-физических факторов реального месторождения, является актуальной. Однако из-за отсутствия достаточно адекватных гидродинамических моделей пластов использование в качестве критерия максимум нефтеизвлечения приведет к выбору менее интенсивных систем заводнения, а в случае дебитов скважин - более интенсивных. Следовательно, при выборе систем: заводнения по результатам; гидродинамического моделирования; применение степени нефтеизвлечения и дебитов скважин за критерий эффективности приводит к неоднозначности, необходимости искать компромиссное решение.

Как известно, в повседневной практике о состоянии разработки нефтяного месторождения судят по динамике пластового давления на залежи. Поддержание пластового давления: на рациональном уровне так же служит важным показателем эффективности систем заводнения. Специальные исследования, проведенные профессором Н.Н. Непримеровым в 70-е годы; на Южно-Ромашкинской, а затем и на опытном участке мицеллярного заводнения Азнакаевской площади, показали, что целесообразно эксплуатировать месторождение при давлениях, близких к начальному пластовому. Эти выводы подтверждаются многочисленными промысловыми наблюдениями и лабораторными исследованиями. Из опыта разработки известно, что чрезмерное снижение пластовых давлений приводит к снижению коэффициентов продуктивности, дебитов скважин и нефтеизвлечения.

2 ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СИСТЕМ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ

2.1 Технологическая схема поддержания пластового давления

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

Система ППД должна обеспечивать:

- необходимые объемы закачки воды в пласт и давления ее нагнетания по скважинам, объектам разработки и месторождению в целом в соответствии с проектными документами;

- подготовку закачиваемой воды до кондиций (по составу, физико-химическим свойствам, содержанию механических примесей, кислорода, микроорганизмов), удовлетворяющих требованиям проектных документов;

- проведение контроля качества вод системы ППД, замеров приемистости скважин, учета закачки воды как по каждой скважине, так и по группам, пластам и объектам разработки и месторождению в целом;

- герметичность и надежность эксплуатации системы промышленных водоводов, применение замкнутого цикла водоподготовки и заводнения пластов с использованием сточных вод;

- возможность изменения режимов закачки воды в скважины, проведения ОПЗ нагнетательных скважин с целью повышения приемистости пластов, охвата пластов воздействием заводнения, регулирование процесса вытеснения нефти к забоям добывающих скважин.

Система ППД включает в себя следующие технологические узлы (рисунок 8).

- систему нагнетательных скважин;
- систему трубопроводов и распределительных блоков (ВРБ);
- станции по закачке агента (БКНС), а также оборудование для подготовки агента для закачки в пласт.

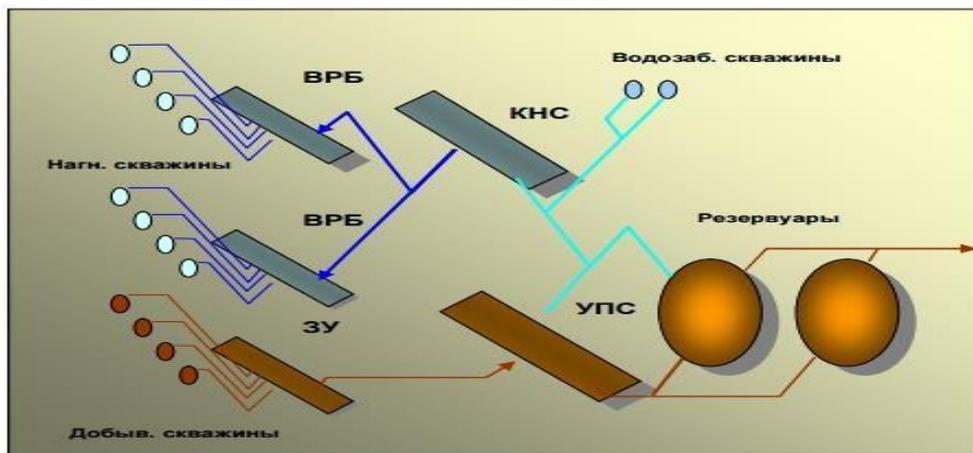


Рисунок 8 - Принципиальная схема системы ППД

2.1.1 Система трубопроводов системы поддержания пластового давления

К трубопроводам системы поддержания пластового давления относятся:

- нагнетательные линии (трубопровод от ВРБ до устья скважины);
- водоводы низкого давления (давление до 2 МПа);
- водоводы высокого давления (в водоводах высокого давления нагнетание воды осуществляется насосными агрегатами);
- резервуарный парк;
- внутривозрастные водоводы (водоводы площадочных объектов).

Транспортируемой продукцией трубопроводов является агрессивная смесь вод, содержащая: механические примеси, серу, кальцит и другие вредные вещества.

Технологии сбора и транспорта продукции.

Подача воды на блочные кустовые насосные станции (БКНС) осуществляется из нескольких источников:

- по водоводам низкого давления подается пластовая вода (УПСВ и ЦППН (ЦПС));
- по водоводам низкого давления подается вода из водозаборных скважин;
- из открытых водоемов по водоводам низкого давления подается пресная вода.

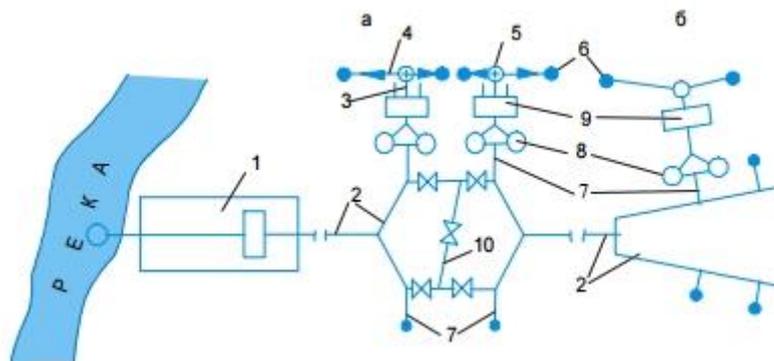


Рисунок 9 - Кольцевая (а) и лучевая (б) водораспределительные системы
 1 - водоочистная станция; 2 - магистральный водовод; 3 - водовод высокого давления; 4 - нагнетательная линия; 5 - колодец; 6 - нагнетательные скважины; 7 - подводящие водоводы; 8 - подземные резервуары чистой воды; 9 - кустовая насосная станция; 10 – перемычка

Из БКНС рабочий агент (вода) через водораспределительные блоки (ВРБ) по водоводам высокого давления и нагнетательным линиям скважин подается для закачки в пласт с целью поддержания пластового давления [20].

Основные технологические параметры.

Конструкция промысловых трубопроводов (диаметр, толщина стенки), способ их прокладки, материал для их изготовления определяются проектной организацией и обеспечивают:

- безопасную и надежную эксплуатацию;
- промысловый сбор и транспорт вод системы ППД в нагнетательные скважины;
- производство монтажных и ремонтных работ;
- возможность надзора за техническим состоянием водоводов;
- защиту от коррозии, молний и статического электричества;
- предотвращение образования гидратных и других пробок.

Таблица 6 - Рабочее давление в трубопроводах системы ППД

№	Назначение трубопровода	Рабочее давление, МПа
1	Выкидные линии водозаборных скважин	до 2
2	Водоводы низкого давления	до 2
3	Водоводы высокого давления, нагнетательные линии скважин	10...22
4	Внутриплощадочные трубопроводы	Согласно регламента ДНС, БКНС, ЦППН

2.1.2 Насосные станции и установки для закачки воды

Существующие конструкции нагнетательных скважин предусматривают закачку воды через насосно-компрессорные трубы, спускаемые с пакером и якорем (рисунок 10).

Оборудование нагнетательных скважин включает:

- наземное оборудование - нагнетательная арматура, обвязка устья скважины.
- подземное оборудование - насосно-компрессорные трубы, пакер.

Вода от блока гребенок (высоконапорного водовода) подаётся через нагнетательную линию скважины и тройник устьевой арматуры в НКТ и по ним поступает в пласт. Расход закачиваемой в нагнетательную скважину технологической жидкости регулируется штуцером. Выбор параметров НКТ осуществляют исходя из условий механической прочности и допустимых потерь напора при закачке. Для контроля процесса нагнетания воды арматура скважины оборудуется вентилями с манометрами.

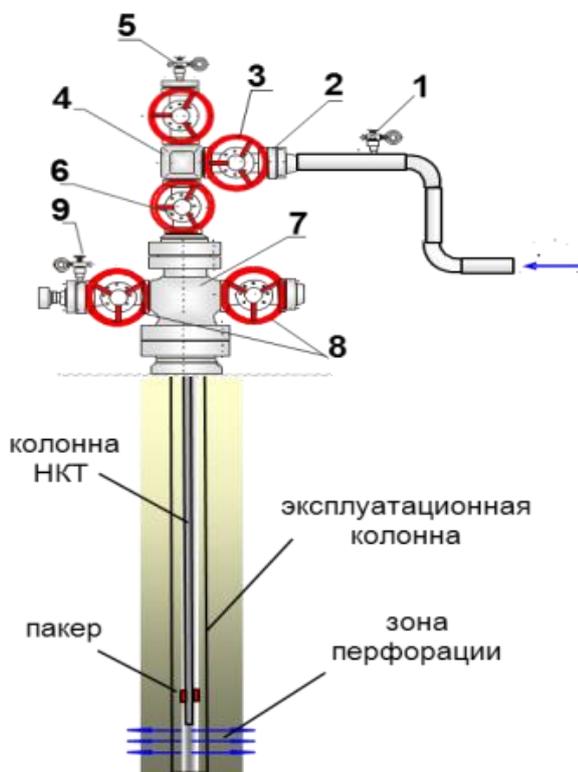


Рисунок 10 – Оборудование нагнетательных скважин

1 – вентиль с манометром для замера буферного давления; 2 – штуцер для регулирования закачки; 3 – буферная задвижка; 4 – тройник; 5 – вентиль с

манометром для замера устьевого давления; 6 – центральная задвижка; 7 – крестовина; 8 – затрубные задвижки; 9 – вентиль с манометром для замера затрубного давления

К конструкции нагнетательных скважин предъявляются следующие требования:

- оборудование устья нагнетательной скважины должно соответствовать проекту, при разработке которого должны быть учтены состав, физико-химические свойства нагнетаемого агента и максимальные ожидаемые давления нагнетания;

- нагнетательные скважины должны оборудоваться колонной НКТ и, при необходимости пакерующим устройством, обеспечивающими защиту и изоляцию эксплуатационной колонны от воздействия на нее закачиваемого агента;

- забой должен иметь достаточный по толщине фильтр, обеспечивающий закачку запланированного объема воды, зумпф, глубиной не менее 20 м для накопления механических взвесей.

Целесообразно применение вставных (сменных) фильтров, которые могут периодически подниматься из скважин и очищаться. Фильтры могут устанавливаться на устье нагнетательной скважины. Для исключения замерзания воды в арматуре скважины и системе нагнетания при остановках необходимо предусматривать полное удаление воды из арматуры и заполнение указанного оборудования незамерзающей жидкостью.

В процессе эксплуатации скважин при помощи забойных и поверхностных приборов должен проводиться постоянный контроль за приемистостью, давлением нагнетания и охватом пластов заводнением по толщине. Пластовое давление, фильтрационные параметры пласта и коэффициенты приемистости скважин определяются путем исследования скважин методами падения забойного давления и установившихся пробных закачек.

Для дополнительной очистки с целью уменьшения засорения призабойной зоны и снижения приемистости на устье скважины могут быть установлены дополнительные системы очистки. Схема оборудования для устьевой очистки воды представлена на рисунке 11.

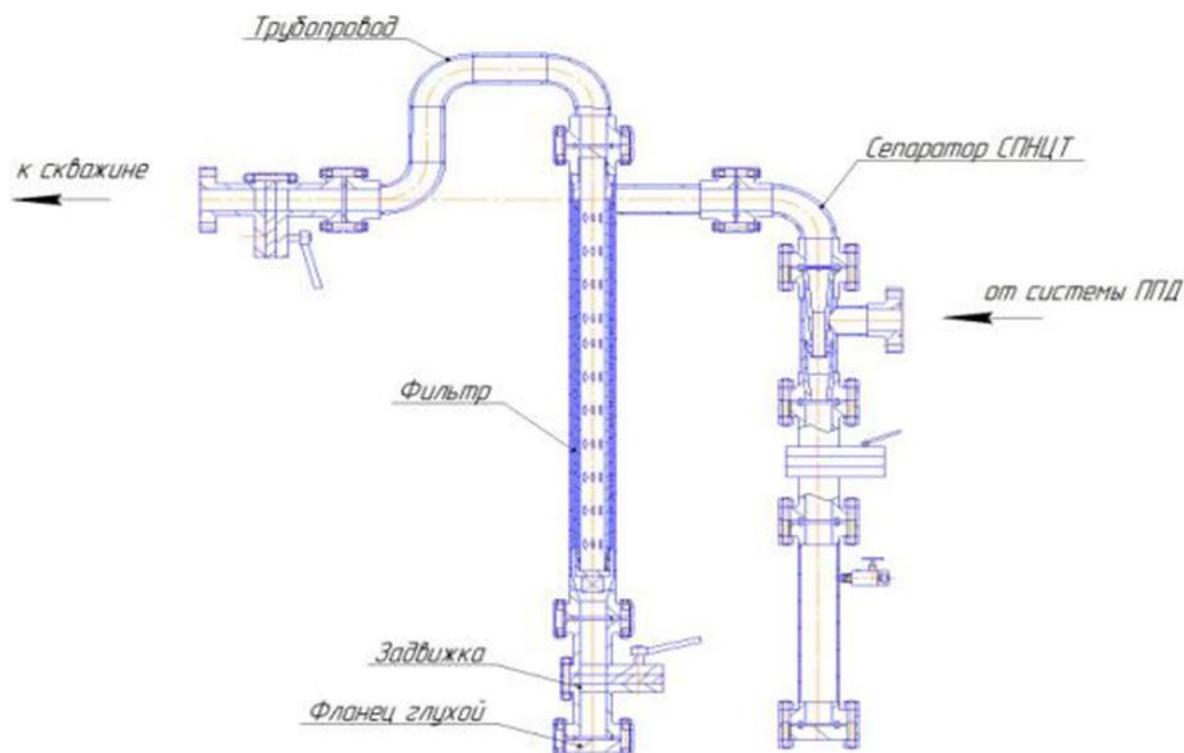


Рисунок 11 - Схема оборудования для устьевого очищения воды

Оценка эффективности мероприятий по регулированию закачки воды производится с помощью глубинных расходомеров, метода радиоактивных изотопов или высокочувствительных термометров. Периодичность и объем исследовательских работ в нагнетательных скважинах устанавливаются предприятием с учетом требований проектного документа на разработку [20].

2.1.3 Описание конструкции и принцип действия кустовой насосной станции

С очистных сооружений вода подается на территорию промысла к кустовым насосным станциям. Кустовые насосные станции поднимают давление воды до давления нагнетания в пласт и направляют ее к водораспределительным гребенкам и далее к нагнетательным скважинам.

Блочная кустовая насосная станция (БКНС) предназначена для нагнетания рабочего агента в продуктивные нефтяные пласты с целью поддержания необходимого пластового давления.

В качестве насосных станций для закачки воды в нефтяные пласты с целью поддержания пластового давления применяют блочные кустовые насосные станции (БКНС) на базе центробежных насосных агрегатов типа ЦНС.

Насосные станции, осуществляющие непосредственно закачку воды в пласт, в зависимости от конструктивного исполнения подразделены на кустовые (КНС), технологическое оборудование которых монтируют в капитальных сооружениях, и блочные кустовые (БКНС), оборудование которых монтируют в специальных блок-боксах на заводах изготовителях.

Отдельные сооружения БКНС представляют собой металлические или железобетонные основания, на которых смонтирован комплекс технологического оборудования, укрываемый ограждающими конструкциями типа блок-боксов.

Технологическая схема и характеристика блочной кустовой насосной станции (БКНС).

Технологическая схема БКНС (рисунок 12) рассчитана на одновременную и раздельную закачку пресной воды от поверхностных или подземных источников и очищенных технических вод, поступающих из установок очистки сточных вод.

Пресная вода и очищенные нефтепромысловые сточные воды по двум водоводам, объединенным в единый всасывающий коллектор, поступают на площадку БКНС. На водоводах устанавливают диафрагмы для замера расхода и электроприводные задвижки [20].

Из всасывающего коллектора вода с помощью насосов направляется в распределительный напорный коллектор и через высоконапорные водоводы – к нагнетательным скважинам. Вода для подпора сальников и охлаждения масла в маслоохладителе подается из трубопровода пресной воды через редукционный клапан. При работе БКНС только на очищенных нефтепромысловых водах для этих целей используют пресную воду индивидуального источника водоснабжения. Использованная вода из системы разгрузки сальников и маслоохладителя поступает в резервуар сточных вод.

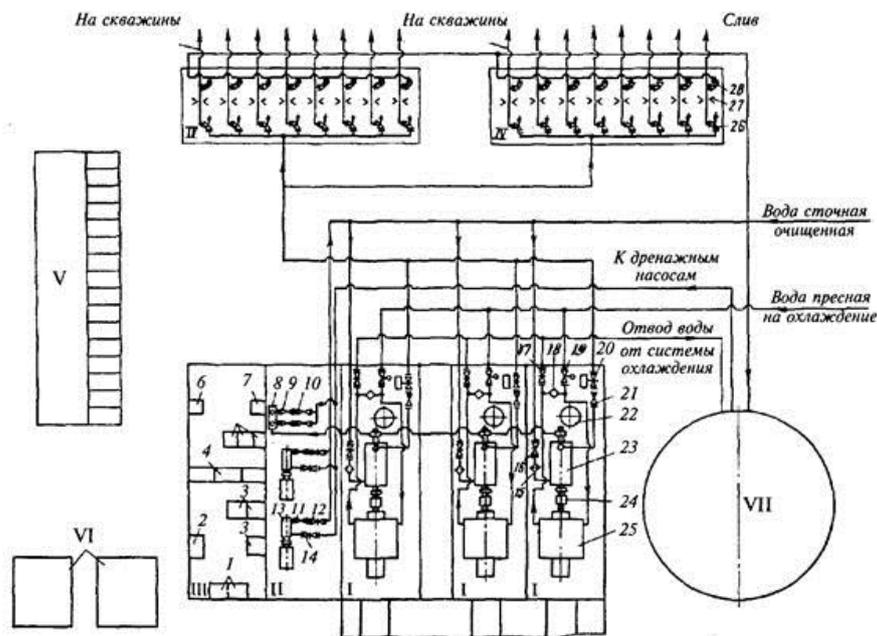


Рисунок 12 - Типовая технологическая схема блочной кустовой насосной станции

На типовой технологической схеме БКНС (рисунок 12) цифрами обозначено: I — насосные блоки; II — блок дренажных насосов; III — блок низковольтной аппаратуры и управления; IV — блока напорных гребенок, V — распределительное устройство РУ-6 (10) кВ; VI — трансформаторная комплектная подстанция КТПН 66-160/6КК; VII — резервуар сточных вод;

1, 2 и 7 — шкафы соответственно трансформаторные, ввода кабеля и управления дренажными насосами; 3 — станция управления; 4 — распределительное устройство низковольтное; 5 и 6 — щиты приборный и общестанционный; 8, 13, 13 — насосы 1СЦВ, ЦНСК и ЦНС; 9, 11, 21 — клапаны соответственно обратный, обратный подъемный и обратный; 10, 19, 26 и 28 — вентили соответственно запорный, электромагнитный, регулирующий угловой и запорный угловой; 12, 14, 16, 17 и 20 — задвижки ЗКЛ и электроприводная; 15 — фильтр; 18 — маслоохладитель; 22 — бак масляный; 24 — муфта зубчатая; 25 — электродвигатель; 27 — диафрагма

Тип БКНС для каждого данного случая выбирают с учетом:

- требуемой подачи и давления нагнетания;
- схемы энергоснабжения;
- климатических условий.

По расчетным подаче и давлению нагнетания определяют тип и число основных насосов, а по климатическим условиям – вид охлаждения двигателя.

Основные технические данные и характеристики БКНС приведены в таблице 7.

Таблица 7 - Технические характеристики центробежного насосного агрегата

Показатели	Центробежный насосный агрегат		
	ЦНС180-1050	ЦНС180-1422	ЦНС180-1900
Подача, м ³ /ч	0,05	0,05	0,05
Напор, м	1050	1422	1900
Допускаемое давление на входе, МПа	0,6...3,1	0,6...3,1	0,6...3,1
КПД, %	73	73	73
Частота вращения (синхронная), мин ⁻¹	3000	3000	3000
Потребляемая мощность на номинальном режиме, кВт	710	960	1280
Насос: число секций	8	11	15
диаметр рабочих колес	308	308	308
Габаритные размеры, мм			
длина	2262	2640	3022
ширина	1396	1510	1430
высота	1230	1510	1505
Масса, кг	3500	4000	4860
Электродвигатель: мощность, кВт	800	1200	1600
напряжение, В	6000	6000	6000

В зависимости от типа установленных насосов выпускают БКНС, рассчитанные на давление нагнетания 9,3 МПа, 14 МПа, 18 МПа. При этом суммарная номинальная подача БКНС определяется как типом, так и числом установленных насосов.

Кроме того, в зависимости от принятой схемы охлаждения электродвигателей основных насосов выпускают БКНС двух модификаций:

- РЦВ – разомкнутый цикл вентиляции двигателя, при котором двигатель охлаждается воздухом, засасываемым в помещение через жалюзи.

- ЗЦВ – замкнутый цикл вентиляции, при котором электродвигатели основных насосов охлаждаются водой.

БКНС включает следующие основные сооружения:

Блок коллектора. Предназначен для распределения и подачи воды к нагнетательным скважинам и на приём насосных агрегатов. Выполнен на отводящих линиях с установленными обратными клапанами и задвижками на каждой отводящей линии. Для ремонта и обслуживания трубопроводной арматуры предусмотрены площадки и кронштейны для подвески ручной переносной тали. Для слива, перекачиваемой жидкости перед ревизией или ремонтом в нижних точках трубопроводов предусмотрены патрубки с вентилями.

Блок насосов. Является основным технологическим элементом станции, в котором осуществляется установка необходимых рабочих параметров обеспечивающих нагнетание рабочего агента в скважины системы ППД.

Масловставка. Рабочая схема - масло из масляных баков рабочими насосами подаётся в нагнетательные трубопроводы через фильтры и теплообменник, с воздушным охлаждением, в систему смазки насоса. Возврат масла в масляные баки происходит по сливным трубопроводам. Для охлаждения масла в картерах электродвигателя предусмотрен маслоохладитель с расходом воды (масла) на два подшипника. Уровень масла в ваннах подшипников контролируется по маслоуказателям.

Блок дозирования реагентов. Предназначен для защиты водоводов от коррозии, подача ингибитора коррозии осуществляется в приемный коллектор насосов БКНС от дозировочных насосов.

Блок управления. Предназначен для контроля и управления технологическим режимом станции. В блоке установлены щиты и шкафы с приборами, системы автоматики с электроаппаратурой.

Блок КТП. Содержит в себе электрическое оборудование, необходимое для обеспечения работоспособности БКНС. Доступ не электротехническому персоналу в этот блок категорически запрещен. Предназначен для преобразования напряжения, распределения электроэнергии по потребителям, управления низковольтными двигателями. В блоках размещена комплектная трансформаторная подстанция с низковольтным комплектным устройством.

Блок РУ. Содержит в себе шкафы с силовым электрооборудованием и защитами. Предназначен для распределения электроэнергии по потребителям,

выполнения операций по включению и выключению силового электрооборудования (электродвигатели), защиты от аварийных ситуаций.

Блок плавного пуска. Содержит в себе электрическое оборудование для снижения пусковых токов электродвигателей основных насосных агрегатов.

Свеча рассеивания. Является конструктивным элементом БКНС, и предназначена для сброса, выделившегося из сеноманской воды - газа в атмосферу.

Дренажная система. Предназначена для сбора жидкости утечек сальников, возможных утечек внутри насосного блока и сбора жидкости после промывки технологии БКНС. Дренажная емкость для отработанного масла. Конструктивно, дренажная система представляет собой сеть трубопроводов, объединенных в дренажные емкости.

Насосный блок включает в себя в качестве основных элементов центробежные многоступенчатые секционные насосы типа ЦНС. Насосный блок включает электропривод насоса (синхронного типа серии СТД со статическим возбуждением или асинхронного типа серии АРМ), масляную установку для насосного агрегата, осевой вентилятор с электроприводом, пост местного управления с кнопкой аварийного останова, стенд приборов, запорно-регулирующую арматуру насосного агрегата, технологические трубопроводы.

Перспективным направлением является применение гидропроводных модульных насосов с регулируемостью подачи [20].

2.2 Объемные насосы, как альтернатива центробежным насосам, применяемых в системе поддержания пластового давления

Насосные установки объемного типа для систем ППД производства ООО «Завод «Синергия» по техническим характеристикам являются аналогами насосов ЦНС, но отличаются более высоким КПД, более низким расходом электроэнергии и меньшими затратами на эксплуатацию. В предлагаемой Вашему вниманию работе рассмотрены особенности конструкции и приведены экономические параметры эксплуатации данных установок.

Плунжерные насосы производства ООО «Завод «Синергия» по техническим характеристикам аналогичны насосам ЦНС (таблица 8). Так, насос СИН71

представляет собой аналог насоса ЦНС 180-1440 производительностью 0-186 м³/ч, мощностью электродвигателя 1000 кВт и давлением напора до 15,5 МПа [21].

Таблица 8 - Технические характеристики насосных установок для ППД объемного типа по сравнению с аналогами – насосами ЦНС

Технические характеристики насосных установок для ППД объемного типа по сравнению с аналогами – насосами ЦНС							
Марка насоса	СИН46	СИН63		СИН61		СИН71	
	Аналог ЦНС25-1400	Аналог ЦНС40-1400	Аналог ЦНС63-1400	Аналог ЦНС63-1400	Аналог ЦНС80-1800	Аналог ЦНС180-1440	Аналог ЦНС240-1440
Производительность, м ³ /ч	0-222	0-43,5	0-65	0-64	0-96	0-186	0-216
Мощность электродвигателя, кВт	132	250	315	400	630	1000	1200
Давление, МПа	до 17	до 16,5	до 14	до 18	до 18	до 15,5	до 15,5
Мощность электродвигателя ЦНС	250	500	630	800	1000	1250	1600

Таблица 9 - Технические характеристики насосных установок

Производительность, м ³ /сут	3000	3000
Мощность электродвигателя, кВт	630	1000
Марка насоса (d плунжера, мм)	СИН61 (125)	СИН71 (125)
Марка редуктора	СИН52	СИН72
Передаточное отношение редуктора	6	6
Диаметр приема, мм	200	200
Диаметр напора, мм	75	75
Давление максимальное, МПа	15	23,5
Габаритные размеры (max.), мм	6000x2450x1500	6000x2450x1500
Масса, кг	9000	11000
Энергоэффективность, при P=10 МПа	3,3	3,3
Энергоэффективность, при P=12 МПа	3,95	3,95

В 2015 году ПАО «Татнефть» по программе импортозамещения приобрело пилотную установку на базе насоса СИН46 мощностью 132 кВт с расходом 500 м³/сут. Затем компания приобрела и внедрила насосные установки на базе насоса СИН63 мощностью 250кВт и с расходом 1000 м³/сут взамен насосов ЦНС63-1400. Разница КПД этих насосов (81 и 44% соответственно) позволила снизить удельное энергопотребление почти вдвое (таблица 10).

Таблица 10 - Сравнение характеристик насосов СИН63 и ЦНС63-1400

Сравнение характеристик насосов СИН63 и ЦНС63-1400							
Насос	Р, МПа	Q, м ³ /ч	КПД установки, %	УРЭ, кВт-ч/м ³	Приводная мощность, кВт	Затраты на 1 год, руб.	Экономия электроэнергии, руб
СИН63	12	41,8	81	4,1	172	4500000	3800000
ЦНС63-1400	12	41,8	44	7,63	316	8300000	-

Насосная установка для систем ППД укомплектована электродвигателем, который по желанию заказчика может быть, как низковольтным, так и высоковольтным, упругой муфтой, расположенной под защитным кожухом, планетарным редуктором, трехплунжерным насосом, гасителем пульсации в напорной линии и предохранительным клапаном (рисунок 13 и рисунок 14). Все перечисленные элементы смонтированы на раме. Для охлаждения масла установлен радиатор.

Насос оснащен принудительной системой смазки. От шестеренчатого насоса, расположенного на редукторе, масло через фильтры подается под давлением в механическую часть насоса.

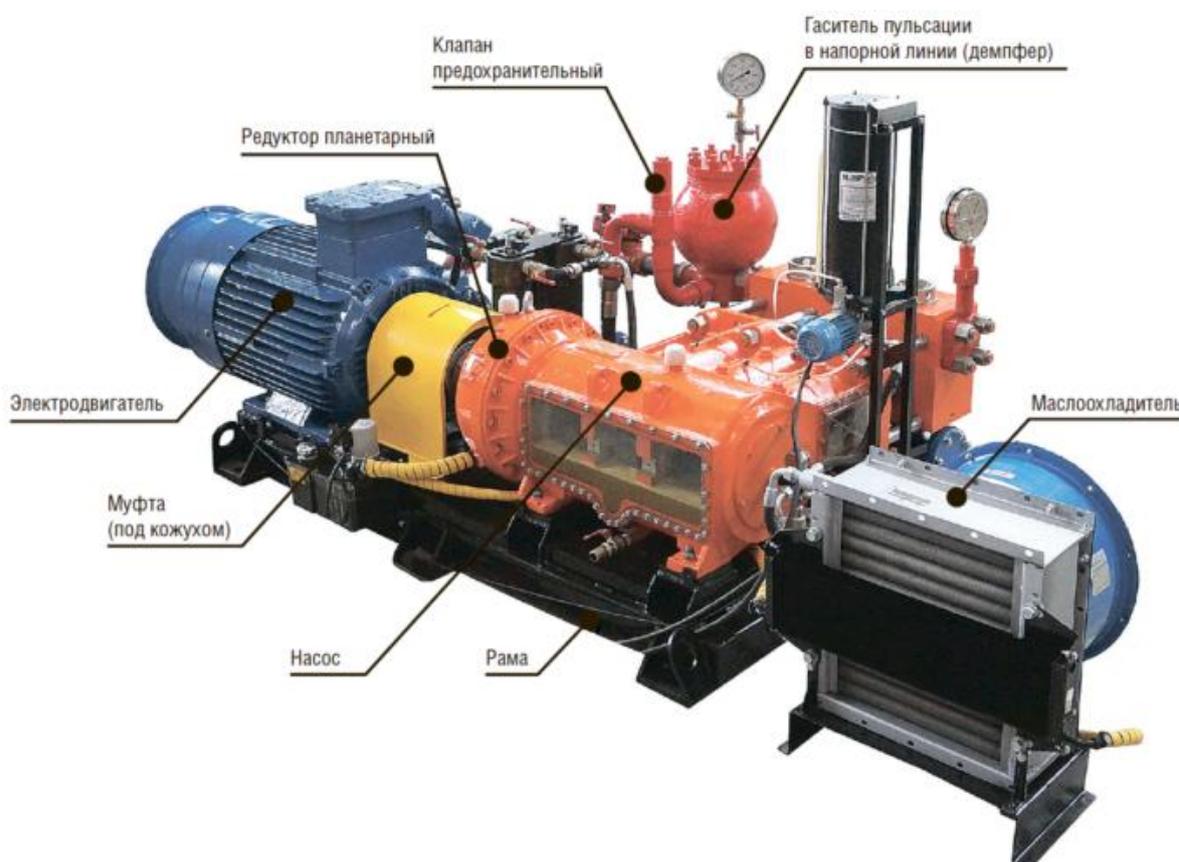


Рисунок 13 - Насосная установка для системы ППД



Рисунок 14 - Планетарный редуктор

Данные насосные установки обладают следующими преимуществами:

- высокий КПД (90%) без применения частотного преобразователя;
- низкий расход удельной электроэнергии в сравнении с ЦНС, что позволяет снизить срок окупаемости установок;
- ресурс до капремонта – 30 тыс. моточасов;
- срок службы насоса составляет 8 лет;
- двухлетняя гарантия на насос;
- ресурс керамических плунжеров – не менее 18,5 тыс. моточасов;
- плавная регулировка подачи перекачиваемой жидкости без снижения КПД и напора;
- простота обслуживания и эксплуатации установки, возможность обслуживания одним человеком;
- возможность дистанционного запуска.

Для увеличения продолжительности непрерывной работы насосов и стойкости элементов гидравлических частей используются следующие технические решения. Во-первых, узлы кривошипно-шатунного механизма насоса состоят из подшипников скольжения. Во-вторых, плунжеры изготовлены из керамики, стойкой к износу и коррозии, и срок их службы составляет не менее 17,5 тыс. моточасов.

По состоянию на сентябрь 2016 года керамические плунжеры уже прослужили 2 года и 2 месяца и продолжают работать.

Клапаны и седла гидроузла насосов изготовлены из коррозионно-стойких материалов с высокой прочностью и высоким сопротивлением к разрушению. По состоянию на сентябрь 2016 года наработка по клапанам и седлам превышает 8 тыс. моточасов.

Клапанные коробки производятся из коррозионно-стойкой стали, также стойкой к гидравлическим ударам (рисунок 15).

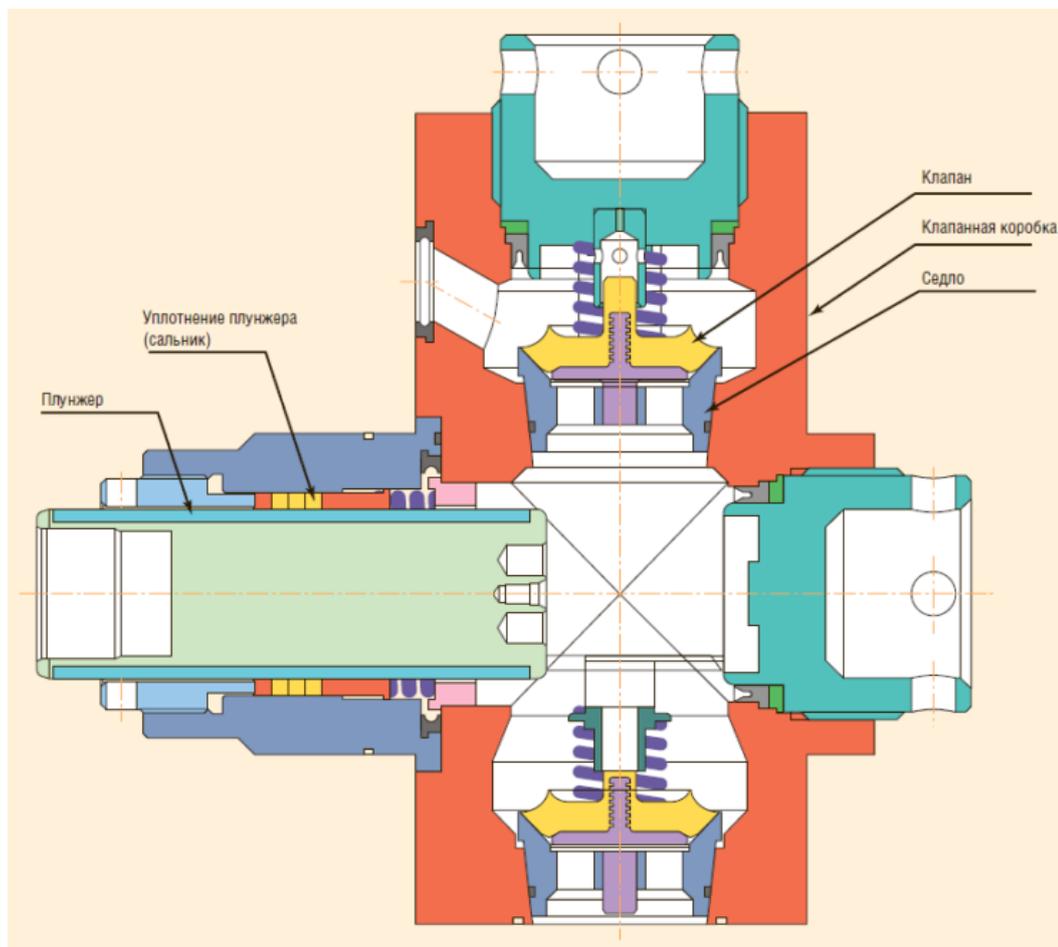


Рисунок 15 – Гидравлическая часть плунжерных насоса

Преимуществом плунжерных насосов является надежная конструкция, возможность изменения подачи насоса при неизменном давлении на выходе, энергоэффективность благодаря высокому значению КПД. Снижение подачи возможно благодаря изменению частоты вращения. С помощью перепускных клапанов, подъема всасывающих клапанов и других приспособлений возможно обеспечить экономичный по расходу и электроэнергии, а также цене режим холостого хода. Так, мощность привода на холостом ходу составляет всего лишь 5-

10% от номинальной рабочей мощности. Это является важным аспектом при выборе типа насоса [22].

К недостаткам использования плунжерных насосов относится: необходимость обеспечения высокого качества воды, большие динамические силы, требования к созданию мощных фундаментов. Применение трехплунжерных насосных установок позволяет снизить потребление энергии за счет высокого КПД насосной установки. Удельный расход электроэнергии варьируется в пределах 2,8-3,1 кВт*ч/м³.

С учетом того, что цена плунжерного насоса не выше ЦНС, а затраты на эксплуатацию в течение 30 тыс. моточасов у плунжерного насоса меньше, чем у ЦНС, применение плунжерных насосов в системах ППД представляется более выгодным (таблица 11).

Таблица 11 - Основные сравнительные характеристики плунжерного насоса и ЦНС

Основные сравнительные характеристики плунжерного насоса и ЦНС		
Показатели	Плунжерные насосы	ЦНС
КПД, %	90	50-70
Ресурс до кап.ремонта, тыс.ч	30	12
Интервал обслуживания, ч	4000	
Стоимость насоса	Одинаковая	
Затраты на эксплуатацию в течение 30 тыс.ч, руб	860000	1820000

2.3 Внедрение в технологическую схему поддержания пластового давления горизонтальной насосной установки

Способы поддержания пластового давления выбирают исходя из экономических показателей разработки и геологических условий. Для больших площадей нефтяных залежей более эффективным и экономичным методом поддержания пластового давления является способ внутриконтурного заводнения. Для повышения вытесняющих свойств в нефтяной залежи, при поддержании пластового давления, пускают воду или водогазовую смесь без добавок или с ними. Для расчета процесса нагнетания используют схему расположения нагнетательных скважин, приёмистость нагнетательных скважин, их число и давление, а также общий объем закачки. Схема расположения нагнетательных скважин, выбирается таким образом, чтобы возникла оптимальная связь между зонами нагнетания и отбора, а также равномерное вытеснение нефти водой.

Некоторые кусты располагаются далеко от станций повышения давления. Учитывая все потери давления у нагнетательных скважин эксплуатация куста является экономически не невыгодной. Для того, чтобы повысить давление до необходимого значения перед кустом устанавливают горизонтальные насосные установки [23]

Горизонтальная насосная установка в мобильном исполнении (рисунок 16) предназначена для:

- нагнетания воды в скважину с целью поддержания пластового давления;
- управления технологическими процессами.

Возможно использование в качестве сетевого насоса для перекачки жидкости.



Рисунок 16 – Внешний вид горизонтальной насосной установки

Таблица 12 – Техническая характеристика горизонтальной насосной установки

Наименование	Обозначение
Количество механических примесей (не более), мг/л	200
Максимальный размер механических примесей, мкм	200
Содержание сероводорода (не более), мг/л	0
Тип уплотнения вала ротора	торцевое
Диапазон производительности, м ³ /сут	1200
Максимальное давление нагнетания, Мпа (кгс/см ²)	16,3 (163)...23,0 (230)
Диапазон давлений на входе в станцию, Мпа (кгс/см ²)	7,0 (70)...16,0 (160)

ГНУ состоит из горизонтального электроцентробежного насоса, на металлической раме, смонтированный с асинхронным взрывозащищенным электродвигателем, муфтой, приемной камерой, разгрузочным упорным узлом.

Горизонтальная насосная установка располагается внутри низкорамного прицепа (рисунок 17)

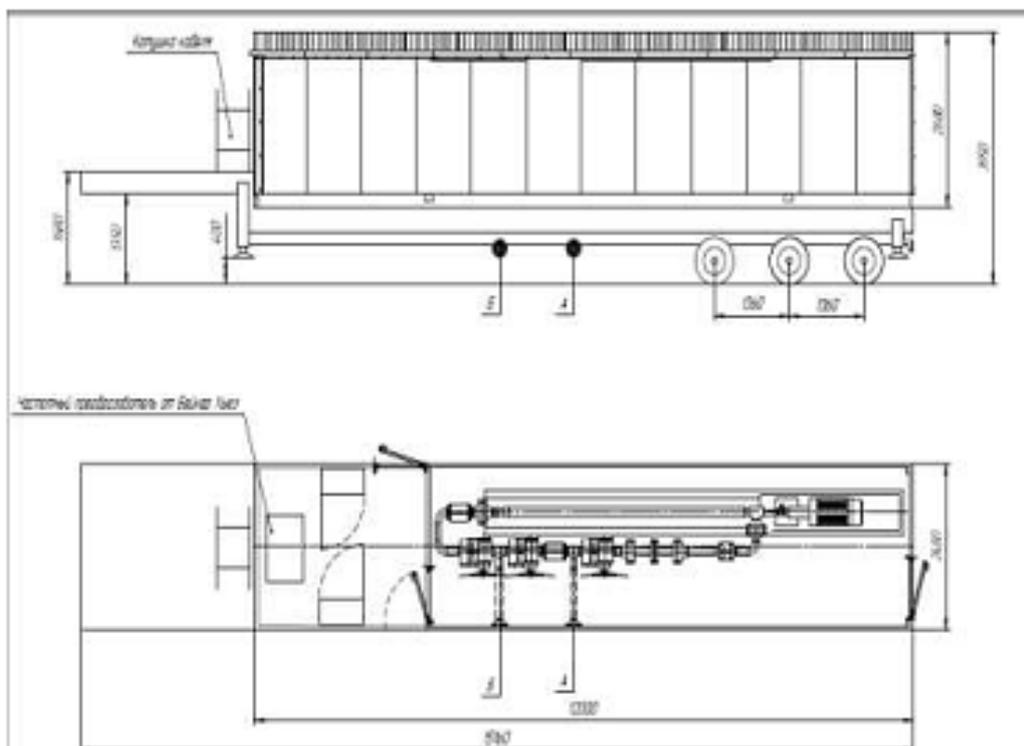


Рисунок 17 – Общий вид автомобильного низкорамного прицепа для установки горизонтальной насосной установки

Рабочие параметры до установки ГНУ на куст:

$W_{\text{прием.}} = 520 \text{ м}^3/\text{сут}$; $P_{\text{уст.}} = 120 \text{ атм}$;

Рабочие параметры после установки ГНУ на куст:

$W_{\text{прием.}} = 1000-1200 \text{ м}^3/\text{сут.}$; $P_{\text{уст.}} = 190 \text{ атм}$;

Прирост добычи жидкости: $150 \text{ м}^3/\text{сут}$;

Прирост добычи нефти: $30 \text{ м}^3/\text{сут}$;

По представленным параметрам подобрана следующая ГНУ 725 Серия НС 10000 28 ступ. 7,6 метров;

Расход $1200 \text{ м}^3/\text{сут}$ ($50 \text{ м}^3/\text{час}$) на 52,2 Гц;

Развиваемое давление 70 атм (max/ 94 атм);

КПД насоса 72,48 %;

Давление на приеме: 120 атм (от 70 до 160 атм).

В составе установки отсутствуют: кривошипно-коленные механизмы, мультипликаторы, редукторы, случаи несвоевременного технического обслуживания сводится к минимуму.

Дросселирование потока на блоке гребенок и, соответственно, потери при дросселировании исключаются как факт. Режим работы изменяются частотным

регулируемым, соответственно, расход энергии зависит от текущего режима работы горизонтальной установки. Преимуществами является высокая фактическая наработка; длительные периоды между ППР; нет объема регламентных работ (смазка, центровка); малые сроки монтажа/демонтажа оборудования; достаточно высокий КПД и его длительная сохраняемость во время эксплуатации; к плюсам добавляется отсутствие необходимости проведения ПРС, КРС и отсутствие потерь в кабельных линиях. Ограничивает применение данного решения возможное отсутствие сервисной базы на месторождениях эксплуатирующей организации. При эксплуатации оборудования отсутствуют утечки закачиваемой жидкости во внешнюю среду.

Для увеличения производительности возможна установка нескольких агрегатов параллельно.

2.4 Нестандартное (циклическое) заводнение

Анализ многолетнего опыта разработки нефтяных месторождений в различных геологических условиях и на разных режимах заводнения позволили выявить влияние периодической остановки и последующего возобновления закачки воды на повышение продуктивности скважин и их обводненность.

Исследования нестационарного заводнения были проведены М.Л. Сургучевым, анализируя состояние разработки нефтяных залежей с терригенными коллекторами Бобриковского горизонта на месторождениях Яблоневый овраг Новостепановского участка Калиновского месторождения Самарской области. Заводнение на этих месторождениях носило нестационарный характер по природно-климатическим условиям.

Нестационарное заводнение на этих месторождениях положительно влияло на снижение обводненности скважин и увеличение нефтеизвлечения. Изучением нестационарного заводнения занимались М.Л. Сургучев, В.Г. Огаджанянц, А.А. Боксерман, А.Т. Горбунов и другие.

Было установлено, что физический смысл нестационарного (циклического) заводнения определяется «увеличением упругого запаса пластовой системы путем периодического повышения и снижения давления нагнетания воды», что создает внутри пласта нестационарные перепады давления и перетоки жидкости между

слоями разной проницаемости. Это способствует перераспределению жидкости в пласте за счет капиллярных сил. Установлено, что наибольший эффект от применения нестационарного заводнения наблюдается в неоднородных продуктивных коллекторах. Периодическое изменение по величине и направлению перепадов давления в пропластках различной проницаемости приводит к проникновению закачиваемой воды в участки продуктивного пласта, неохваченные обычной закачкой, т.е. застойные нефтяные зоны.

Образовавшиеся градиенты гидродинамических давлений между неоднородными по проницаемости слоями способствуют интенсификации перетоков жидкости из одних слоев в другие. Одновременно с этим происходит и изменение направления потоков воды. Все это способствует расширению границ вытеснения по толщине и простиранию продуктивных пластов. Таким образом, вовлекаются в разработку запаса нефти из низкопроницаемых нефте насыщенных слоев, зон и блоков. Установлено, что чем выше сжимаемость пластовой системы, тем больше по величине должны быть градиенты давления и, соответственно, интенсивнее перетоки жидкости между неоднородными по проницаемости слоями нефтенасыщенных пород. На гидродинамические перетоки существенное влияние оказывают капиллярные силы. Оба эти процесса взаимосвязаны и дополняют друг друга. Отсюда делается вывод о том, что эффективность нестационарного (циклического) заводнения определяется двумя неразрывно связанными процессами – гидродинамическими внедрениями закачиваемой воды в низкопроницаемые коллекторы под действием перераспределения давления из-за неоднородности среды и капиллярной пропитки (замещением) нефти водой в низкопроницаемых зонах пласта, вызываемой высокой неоднородностью среды. Эффективность нестационарного заводнения с изменением направления фильтрационных потоков жидкости в пласте зависит не только от степени неоднородности, продуктивности пласта, режима воздействия и других технологических факторов, но и от реологических свойств пластовых флюидов. На месторождениях с повышенной и высокой вязкостью нефти в пластовых условиях из-за, так называемого, явления вязкости неустойчивости происходят опережающие, преждевременные прорывы воды к забоям добывающих скважин. При этом остаются (создаются) большие

невыработанные нефтенасыщенные зоны. Применение циклического заводнения в этих условиях дает большой эффект.

По режимам закачки воды циклическое (нестандартное) заводнение подразделяется на активное и пассивное. К активному воздействию относится попеременное прекращение закачки воды в отдельные группы скважин и целые ряды при рядной системе разработки месторождений, а так же прекращение закачки воды на более длительное (до года) время.

К числу пассивных вариантов нестационарного воздействия на продуктивные пласты относятся: временная остановка некоторых нагнетательных скважин, уменьшение объемов закачки, остановка высокообводненных скважин и другое. Периоды времени и уровня снижения объемов закачки так же, как и для активной категории воздействия, могут изменяться в широких пределах. Одним из прогрессивных методов нестационарного заводнения в настоящее время является метод, основанный на временном отключении в чередующейся последовательности добывающих (во время закачки воды) и нагнетательных скважин (во время добывающих скважин). При этом варианте нестационарного заводнения максимально используется возможность накопления запаса упругой энергии пласта во время закачки воды. В этом случае приток жидкости происходит не только по установившимся направлениям гидродинамическим связей в пласте, но и за счет притока нефти из ранее не дренируемых зон пласта. Это позволяет подключать в разработку низкопроницаемые участки пласта.

Преимущество этого метода состоит в том, что во время работы добывающих скважин закачка воды в пласт полностью отсутствует, что исключает передачу давления на объект разработки даже через зоны слияния отдельных пластов и пропластков.

Обязательным условием нестандартного заводнения является систематический контроль за пластовым давлением по разрабатываемой площади или месторождения в целом, контроль за перераспределением давления в пласте с периодическим построением карт изобар, замер забойных давлений и полный цикл гидродинамических исследований по «опорным» добывающим скважинам.

Опытно-промышленные работы по нестандартному (циклическому) заводнению, реализованные в различных геолого-физических условиях залежей, разрабатываемых в условиях обычного заводнения, показали его эффективность на всех месторождениях.

Работы по циклическому заводнению проводились и проводятся для оценки его экономической эффективности в большом диапазоне геолого-физических условий в разных регионах России. Начиная с 1965 года, опытно-промышленная циклическая закачка воды осуществлялась на 43 опытных участках 26 месторождений страны.

Продуктивные пласты, на которых осуществлялось циклическое заводнение, в основном представлены терригенными коллекторами. Средняя проницаемость изменяется от 0,02 мкм² до 0,728 мкм². В основном опыте работы проводились месторождения с маловязкой нефтью.

Разработка нефтяных месторождений с применением заводнения сопровождается с самого начала разработки прогрессирующим обводнением добывающих скважин и извлечением вместе с нефтью больших объемов закачиваемой воды. Большинство нефтяных месторождений обводняются закачиваемой водой неравномерно, в связи с высокой зональной и послойной неоднородностью нефтяных пластов. Вода в первую очередь прорывается по наиболее проницаемым слоям к добывающим скважинам, оставляя «целики» нефти по площади и разрезу залежей, обводняя добывающие скважины. Огромные объемы извлекаемой воды затрудняют процесс добычи и подготовки нефти. Большая часть закачиваемой воды по избранным каналам, как по сообщающимся сосудам, не совершая полезной работы по вытеснению нефти, поступает из нагнетательной скважины в добывающую; после извлечения ее на поверхность и проведения трудоемких и энергоемких работ по ее подготовке снова закачивается в пласт и так далее.

В среднем по России в нефтяной отрасли водонефтяной фактор (количество воды в м³, закачиваемой на извлечение одной тонны нефти) составляет 5,4, а по многим месторождениям Татарстана, Бакортостана, Самарской области и других, находящимся на поздней стадии разработки, он достигает 12. Процесс разработки

залежей со сложным геологическим строением с применением заводнения, как правило, протекает весьма неэффективно.

При обычном заводнении нагнетаемая вода прорывается к добывающим скважинам по высокопроницаемым слоям и зонам, оставляя участки с невыветсненной нефтью. Коэффициент охвата пластов вытеснением при этом невысокий (от 30 до 50%). Дополнительный охват продуктивного пласта заводнением не вовлеченных в разработку нефтенасыщенных зон и участков позволяет увеличивать темпы нефтедобычи и коэффициенты нефтеизвлечения. Эта задача может быть решена за счет применения метода циклического (нестандартного) заводнения с применением направления фильтрационных потоков. На современной стадии метод предусматривает переменное изменение режима нагнетания воды в пласт по группам нагнетаемых скважин с целью создания в нем нестандартных перепадов давления, способствующих включению в работу прослоев, зон и участков коллекторов с пониженной проницаемостью, ранее не охваченных заводнением. Между участками с различной проницаемостью, как по площади, так и по разрезу, создаются дополнительные градиенты давления переменного направления, которые обуславливают перетоки жидкости между блоком и системами трещин, создаются условия для нарушения равновесия капиллярных сил. Эти процессы обеспечивают дополнительное вытеснение нефти из низкопроницаемых нефтенасыщенных прослоев и элементов, то есть увеличивают коэффициент охвата и нефтеизвлечения.

В период нагнетания воды (повышения пластового давления) она входит в поры блоков породы. При последующем отборе жидкости (снижение пластового давления) вода, вошедшая в блоки, частично удерживается там за счет капиллярных сил, и нефть вытесняется из них в систему трещин за счет упругих сил. С целью интенсификации этого процесса совместно с ним применяют метод изменения фильтрационных потоков. Количество закачиваемой воды периодически распределяется таким образом, чтобы при цикле создавалось новое направление фильтрации залежи в залежи. При этом происходит перераспределение давления с изменением линий тока от нагнетательных скважин к эксплуатационным и вовлекаются в разработку слабо дренировавшиеся нефтенасыщенные зоны. В

результате уменьшается или стабилизируется обводненность добываемой жидкости и увеличиваются коэффициенты охвата и нефтеизвлечения.

Применение метода возможно на всех месторождениях, где применяются обычные заводнения, нефтенасыщенные пласты которых характеризуются неоднородным геологическим строением. Метод применим как на ранней, так и на поздней стадии разработки [3].

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3 – 2Б23	Лучинину Василию Олеговичу

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

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Рабочая документация, расчет финансовых потерь в сравнении с проектными показателями
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки, стоимости замены насосного агрегата согласно государственных единых сметных норм
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Тариф страховых взносов - 30,5 %.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
Оценка ресурсной, социальной (экологический эффект), финансовой эффективности ИР	Расчет экономической эффективности замены насосного агрегата
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 2Б23	Лучинин Василий Олегович		

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью расчетов является анализ эффективности внедрения насосной установки объемного типа СИН 71. В связи с этим, проводится экономический расчет стоимости проведения данной операции.

Расчет эксплуатационных затрат на основе стоимости оборудования, с учетом НДС.

3.1 Расчет времени на проведение мероприятий по установке насосной установки объемного типа СИН 71

Ресурс работы и пониженный интервал между безостановочной работы насосов ЦНС, дает основание использовать современное оборудование и технологии в системе поддержания пластового давления в целях уменьшения энергосбережения и увеличение энергоэффективности.

При эксплуатации центробежных насосных агрегатов понижается межремонтный период и наработка на отказ.

При смене центробежного насосного агрегата ЦНС на плунжерный насос СИН 71 мы увеличиваем межремонтный период, КПД, уменьшаем вес насосной установки за счет ее компактности. За счет этого мы получаем экономию денежных средств, так, как увеличивается интервал между проведение технического обслуживания насоса.

Определим нормы времени для насоса СИН 71 по ее установке. Время на проведение мероприятия включает себя следующие этапы: подготовительные работы, на втором этапе производится установка и монтаж. На финальном этапе проводятся испытания.

Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е34» [24] время на выполнение мероприятия представлено в таблице 13.

Таблица 13 – Время на выполнение мероприятия

Операция	Общее время, ч
Подготовительные работы	24
Установка и монтаж насоса	48
Испытания насоса	72
Итого:	144

Общее время на мероприятие по СИН 71 будет равно 144 ч.

3.2 Расчет количества необходимой техники и оборудования

В процессе данных мероприятий потребуются следующее оборудование: установка насосного агрегата.

Основные узлы СИН 71:

- насосная установка для систем поддержания пластового давления укомплектована электродвигателем, расположенной под защитным кожухом, планетарным редуктором, трехплунжерным насосом, гасителем пульсации в напорной линии и предохранительным клапаном.

Все перечисленные элементы смонтированы на раме. Для охлаждения масла установлен радиатор.

3.3 Затраты на амортизационные отчисления

Затраты определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию активной части. Нормы амортизации выбираем согласно «классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы» Список изменяющих документов (в ред. Постановления Правительства РФ от 07.07.2016 N 640, Код ОКОФ: 330.26.51.66; 330.26.510).

Таблица 14 – Расчет амортизационных отчислений при установке СИН 71

Наименование оборудования	Стоимость оборудования, руб.	Срок эксплуатации (средний), лет	Норма амортизационных отчислений (Н _А) за 1 год		Норма амортизационных отчислений за 1 месяц
			%	руб./год	руб./месяц
Насосная установка СИН 71	1026045	8	12,5	128256	10688
ИТОГО за 1 час:	-	-	-	128256	10688

Расчет показывает, что затраты на амортизационные отчисления при установке СИН 71 составляют 64,78 руб.

3.4 Затраты на материалы

Стоимость материалов на проведение мероприятия по установке насосной установки подрядной организацией А, приведена в таблице 15.

Таблица 15 – Стоимость материалов на установку СИН 71

Наименование материалов		Компания X		
		Количество	Цена, рублей с НДС	Сумма, рублей
1	Труба стальная 89*6,0 мм, м	8	838	6704
2	Труба стальная 219*6,0 мм, м	12	2497	29964
3	Отвод 90 ⁰ 89*6,0 мм, шт.	4	430	1720
4	Отвод 90 ⁰ 219*6,0 мм, шт	3	2290	6870
5	Кабель силовой, м	120	150	18000
Итого				63258

Из расчетов статьи о расходах на материалы следует, что минимальные затраты на материалы при выполнении работ организацией X составят 63258 руб.

3.5 Расчет заработной платы бригады

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ,

услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;

- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Таблица 16 – Расчет заработной платы

Профессия	Разряд	Количество Орг.Х	Тарифная ставка, руб./час организация Х	Время на проведение мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Северный и районный коэф. 50%+60%	Заработная плата с учетом надбавок, руб.	Общая ЗП, руб.
					Организация Х	Организация Х	Организация Х	Организация Х
Слесарь	5	2	180	72	12960	18144	31104	62208
Электрогаз осварщик	5	1	190	72	13680	19152	32832	32832
Электрик	3	1	160	72	11520	16128	27648	27648
Слесарь КИП	4	1	170	72	12240	17136	29376	29376
Мастер	7	1	310	72	22320	31248	53568	53568
Итого								205624

По данным расчетов по заработной плате можно сделать вывод о том, что затраты на оплату труда при выполнении работ организацией Х составят 205624 руб.

3.6 Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс XI с тарифом 1,2 для ремонта машин и оборудования (код по ОКВЭД 33.12).

Отчисления в пенсионный и страховые фонды $C_{с.ф.}$

$$C_{c.ф.} = n \cdot C_{з.п.} = 0,305 \cdot 205624 = 62715 \text{ руб.}$$

где n – норма отчислений, соответственно, в ПФР, ФФОМС и ТФОМС, установленная на 2016 г. от зарплаты работников.

Исходя из полученных значений страховых взносов, можно сделать вывод, что затраты на страховые взносы при проведении данного мероприятия организацией X составят 62715 руб.

3.7 Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (таблица 17).

Таблица 17 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
	Организация X
Амортизационные отчисления	10688
Затраты на материалы	63258
Оплата труда	205624
Страховые взносы	62715
Накладные расходы (20%)	68457
Всего затрат:	410742

Таким образом, затраты на установку СИН 71 и всех комплектующих организацией X составляют 410742 руб.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б23	Лучнину Василию Олеговичу

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	В ходе проведения работ по поддержанию пластового давления подразумевается нахождение машиниста по закачке реагента в пласт
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации оборудования блочной кустовой насосной станции. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при эксплуатации оборудования блочной кустовой насосной станции.	Вредные факторы: 1. Анализ выявленных производственных факторов рабочей зоны; 2. Повышенный уровень шума и вибрации; 3. Неудовлетворительная освещенность Опасные факторы: 1. Механическое травмирование; 2. Превышение допустимого давления; 3. Поражение электрическим током; 4. Пожароопасность;
2. Экологическая безопасность при эксплуатации оборудования блочной кустовой насосной станции.	1. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); 2. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); 3. Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.	1. Перечень возможных ЧС при эксплуатации объекта; 2. Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; 3. Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	1. ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ «Вредные вещества»; 2. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ «Электробезопасность»; 3. СНиП 2.09.04.87 4. ГОСТ 356 – 80 «Давления условные пробные и рабочие»; 5. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013г.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	к.т.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б23	Лучинин Василий Олегович		

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 и опасные производственные факторы:

- повышенный уровень шума и вибрации;
- неудовлетворительная освещенность;
- механическое травмирование;
- превышение допустимого давления;
- поражение электрическим током;
- взрывопожароопасность производства.

Опасными факторами при работе являются образование вибрация насосного агрегата, шум от работы оборудования, высокое давление, электробезопасность.

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 Производственная безопасность

Анализ выявленных вредных факторов рабочей зоны.

Некоторые виды работ проводятся на открытом воздухе, поэтому они связаны с воздействием на работающих различными метеорологическими условиями

(температура, влажность воздуха, ветра, естественные излучения). Неблагоприятные метеорологические условия могут явиться причиной несчастных случаев. При высокой температуре воздуха понижается внимание, появляются торопливость и неосмотрительность, при низкой - уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организма. Влияет на теплоотдачу организма и влажность воздуха: нормально при температуре 18 °С влажность должна находиться в пределах 35-70% [25]. При меньшей относительной влажности воздух считается сухим, при большей - влажным. Как одно, так и другое, отрицательно сказывается на организме человека. Сухой воздух приводит к повышенному испарению, в связи с чем появляются ощущение сухости слизистых оболочек и кожи. Очень влажный воздух, наоборот, затрудняет испарение.

При работе на открытом воздухе правилами безопасности предусмотрены мероприятия по защите рабочих от воздействия неблагоприятных метеорологических факторов: снабжение рабочих спецодеждой и спецобувью, помещений для обогрева рабочих и т. д.

Для снижения негативного воздействия производственных факторов предусмотрены средства индивидуальной защиты и предохранительные приспособления.

Средства индивидуальной защиты необходимы для защиты рабочих от вредных и опасных веществ, от кровососущих насекомых.

К средствам индивидуальной защиты относятся: противоэнцефалитный костюм (от кровососущих насекомых), сапоги кирзовые, каска, подкасник, рукавицы, наушники, противозумные вкладыши (беруши), брезентовый плащ, комбинезон летний, штаны ватные, телогрейка, меховые рукавицы, мази или спреи (в летнее время) для защиты от кровососущих насекомых.

Повышенный уровень шума и вибрации на рабочем месте машиниста по закачке рабочего агента в пласт

Источники интенсивного шума и вибрации – машины и механизмы с неуравновешенными вращающимися массами, а также технологические установки и аппараты, в которых движение газов и жидкостей происходит с большими скоростями и имеет пульсирующий характер.

Обслуживающий персонал блочной кустовой насосной станции может находиться вблизи насосного агрегата на расстоянии 1 м. от его контура не более 15 минут в смену при наличии индивидуальных средств защиты от шума по ГОСТ Р 12.4.255-2011 [26]. Остальное время обслуживающий персонал должен находиться в звукоизолированном помещении с уровнем звука не более 80 дБа. Помещение, где установлен насосный агрегат, должно быть обозначено знаком безопасности по ГОСТ 12.4.026-2015 [27], предусмотренным для помещений с уровнем звука (эквивалентным уровню звука) выше 80 дБа.

Основные методы борьбы с шумом. Общая классификация средств и методов защиты от шума приведена в ГОСТ 12.1.029-80 [28]:

- использование средств, снижающих шум. К акустическим средствам защиты относятся звукоизоляция, звукопоглощение, виброизоляция, вибродемпфирование. Применяются звукоизолирующие экраны, кожухи, кабины, облицовки, прокладки, опоры, конструктивные разрывы, демпферы. Для защиты от непосредственного, прямого воздействия шума используют звукоизолирующие экраны и перегородки;

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

- соблюдение режима труда и отдыха.

При работе в условиях вибраций производительность труда снижается, растет число травм. Наиболее вредное влияние на организм человека оказывает вибрация, частота которой совпадает с частотой собственных колебаний отдельных органов.

Для нормирования воздействия вибрации установлены четыре критерия: обеспечение комфорта, сохранение работоспособности, сохранение здоровья и обеспечение безопасности.

Для уменьшения вибрации и шума НА должен быть надежно закреплен к фундаментной плите, а плита анкерными болтами к фундаменту.

Неудовлетворительная освещенность на рабочем месте

Световая отдача источников света для общего искусственного освещения помещений при минимально допустимых индексах цветопередачи не должна быть меньше значений, приведенных в таблице 18.

Таблица 18 - Нормы освещенности рабочего места машиниста по зачке рабочего агента в пласт

Характеристика зрительной работы	Наименьший размер объекта различения, мм	Разряд зрительной работы	Контраст объекта с фоном	Характеристика фона	Искусственное освещение		
					Освещенность, лк		При системе общего освещения
					При системе комбинированного освещения	В том числе общего	
					всего		
1	2	3	4	5	6	7	8
Грубая (очень малой точности)	Более 5	VI	Независимо от характеристик фона и контраста объекта с фоном		-	-	200

4.1.2 Анализ выявленных опасных факторов

Механическое травмирование

Открытые движущиеся и вращающиеся части оборудования, аппаратов, механизмов и т.п. ограждаются или заключаются в кожухи. Такое оборудование оснащается системами блокировки с пусковыми устройствами, исключающими пуск его в работу при отсутствующем или открытом ограждении. Конструкция и крепление ограждения должны исключать возможность непреднамеренного соприкосновения работающего с ограждаемым элементом. Ремонт НА производить при отключенном от источника питания электродвигателей и отключенном от трубопроводов высокого и низкого давления.

При проведении регламентных работ или ремонтных работ на НА принять все необходимые меры для блокировки возможности пуска на посты энергопитания вывесить табличку **«Не включать работают люди»**. Эксплуатация НА с неисправной или отключенной автоматикой запрещена. Все приборы должны проходить госпроверку не реже одного раза в год, а также после ремонта. Они должны быть опломбированы. Насосный агрегат устанавливается в помещении,

которое не является постоянным рабочим местом для обслуживающего персонала. Управление НА должно быть дистанционное с помощью комплекта КИП и автоматики.

Превышение допустимого давления

Превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Высокий уровень давления в технологическом и оборудовании и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам в том числе не совместимые с жизнью. Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИП и предохранительную арматуру.

Поражение электрическим током

Машинист по закачке рабочего агента в пласт подвержен таким источникам опасности, как нарушение изоляции кабельных линий, силовых кабелей, попадание в зону действия электрического тока при обрыве проводов 6кВт, поражение электрическим током при работе с электроустановками, поражение молнией. Токоведущие части электроустановки не должны быть доступны для случайного прикосновения, а доступные прикосновению открытые и сторонние проводящие части не должны находиться под напряжением, представляющим опасность поражения электрическим током как в нормальном режиме работы электроустановки, так и при повреждении изоляции.

Для защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме должны быть применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты от прямого прикосновения:

- основная изоляция токоведущих частей;
- ограждения и оболочки;
- установка барьеров;
- размещение вне зоны досягаемости;
- применение сверхнизкого (малого) напряжения.

В первую очередь должны быть соблюдены требования, предъявляемые к защитному заземлению.

Заземляющие устройства защитного заземления электроустановок зданий и сооружений и молниезащиты 2-й и 3-й категорий этих зданий и сооружений, как правило, должны быть общими.

При выполнении отдельного (независимого) заземлителя для рабочего заземления по условиям работы информационного или другого чувствительного к воздействию помех оборудования должны быть приняты специальные меры защиты от поражения электрическим током, исключающие одновременное прикосновение к частям, которые могут оказаться под опасной разностью потенциалов при повреждении изоляции.

На металлических частях оборудования, которые могут оказаться под напряжением, должны быть предусмотрены видимые элементы для соединения защитного заземления. Рядом с этим элементом изображается символ «Заземление».

Машинист по закачке рабочего агента в пласт, допущенный к работе с электротехническими установками, с машинами и механизмами с электроприводом, имеет квалификационную группу по электробезопасности.

Одиночно установленное оборудование должно иметь самостоятельные заземлители или присоединяться к общей заземляющей магистрали установки при помощи отдельного заземляющего провода. Запрещается последовательное включение в заземляющую шину нескольких заземляемых объектов. Молниезащита и защита от статического электричества нефтепромысловых объектов должна осуществляться в соответствии с требованиями нормативных технических документов, регламентирующих эту сферу безопасности.

Пожароопасность

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

При написании раздела для зданий и сооружений определяется категория помещений по пожароопасности по НПБ 105-03 и класс зон взрывопожароопасности по СП 12.13130.2009 [29]. Затем выявляются возможные источники и причины пожаров и взрывов на рабочем месте: электрический ток при

работе с электроустановками, открытый огонь, удар молнии, статическое электричество и т. п. Далее, в соответствии с классом зоны взрывопожароопасности, предлагаются методы устранения причин пожаров в помещениях и на территории объекта, т. е. организационные и технические меры обеспечения пожарной безопасности. К организационным мерам относят мероприятия режимного характера, обучение и разработку планов эвакуации людей в случае пожара. К техническим мерам – современные автоматические средства сигнализации, методы и устройства ограничения распространения огня, автоматические стационарные системы тушения пожаров, первичные средства пожаротушения. Тип, количество и размещение средств тушения пожаров определяют по нормам, приведенным в СП 5.13130.2009. При выборе вида исполнения электрооборудования необходимо руководствоваться классом зоны взрывопожароопасности на рабочем месте по СП 2.13130.2009.

4.2 Экологическая безопасность

Защита атмосферы.

Мероприятия по охране атмосферы - поддержание герметичности системы ППД; установление контроля за воздушной средой на основных объектах БКНС для определения опасной концентрации газов. Основные мероприятия по предупреждению загрязнения атмосферного воздуха включают в себя:

- контроль выхлопных газов автотранспорта на дымность, содержание окиси углерода с целью последующей регулировки двигателей для снижения концентрации вредных веществ в выбросах до нормативных величин;

- контроль дымовых газов котельных, технологических печей и других стационарных источников выбросов на содержание окиси углерода, окислов азота для установления оптимальных режимов сжигания природного газа и уменьшения концентрации указанных вредных веществ;

Защита гидросферы.

Мероприятия по охране водных ресурсов - обеспечение полной утилизации промышленной сточной воды; сброс промывочных стоков с площадок ДКС, и других объектов в коллектор или в специальные ёмкости; регулярную проверку состояния обваловок вокруг эксплуатационных и нагнетательных скважин; предотвращение

утечки через неплотные соединения в водяных линиях, применение замкнутой системы водоснабжения при бурении; осуществление сбора эмульсий при освоении и капитальном ремонте скважин в коллектор или закрытую ёмкость; строительство кустовых площадок и шламовых амбаров.

Защита литосферы.

Мероприятия по охране земель - все материалы и оборудование располагают в пределах отведённой и обвалованной площадки; передвижение транспорта и самоходных установок происходит строго по дорогам, т.к. тундра является заповедной зоной, где растительность восстанавливается долгий период времени (например, ягель до 50 лет); планомерно проводят биологическую рекультивацию нарушенных земель посевом, специально разработанной для условий УГКМ, универсальной травосмеси; захоронение твердых бытовых отходов, утилизация строительных отходов производится на специальных полигонах; складирование металлолома - на отдельно отведенных площадках; хранение горюче-смазочных материалов, метанола, диэтиленгликоля производится в емкостях, установленных на бетонированных площадках с надежной гидроизоляцией и обваловкой.

4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Существуют следующие чрезвычайные ситуации (ЧС):

- природного характера: паводковые наводнения; лесные и торфяные пожары; ураганы; сильные морозы (ниже -50°C); метели и снежные заносы.
- техногенного характера: открытое газонефтеводопроявление (фонтан); разгерметизация трубопроводов; пожары, взрывы; разливы сильнодействующих ядовитых веществ (СДЯВ); отключение электроэнергии.

Для всех объектов нефтяного промысла разрабатывается и утверждается план ликвидации аварии (ПЛА).

В процессе выполнения технологических работ на кустовой площадке месторождения возможны следующие аварийные ситуации:

- открытое фонтанирование из скважин;
- порывы газосборной сети.

В результате открытого фонтанирования может быть выброшено на поверхность большое количество газа и пластовой воды

В этом случае возможно и попадание ее в открытые водоемы рек и озёр и в подземные горизонты. Это самый опасный вид аварии.

При разливе газового конденсата в окружающую природную среду принимаются меры для быстрого устранения аварии.

Количество коррозионных отказов трубопроводов связано с факторами, усиливающими коррозию: обводненность, возрастающая в течение всего периода разработки месторождения, минерализация пластовых вод, присутствие механических примесей.

Для предупреждения возможных аварий предусматривается:

Оснащение трубопровода автоматическими системами обнаружения утечек, оперативного оповещения и отсекания поврежденных участков труб. На участках трубопроводов, расположенных в водоохраных зонах или участках поймы, трубопроводы оборудуются задвижками; применение трубопровода с наружным и внутренним антикоррозийным покрытием; организация мониторинга за коррозионным состоянием трубопровода; проведение планово-предупредительного ремонта (ППР) эксплуатируемого оборудования. Служба ППР обеспечивается средствами диагностики, позволяющими определять состояние оборудования и трубопроводов.

4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Федеральный государственный надзор за соблюдением трудового законодательства и иных нормативных правовых актов, содержащих нормы трудового права, осуществляется федеральной инспекцией труда в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

На производственных объектах при проведении различных работ в качестве средств пожаротушения применяются: вода, углекислый газ, песок, порошок в соответствии с техническими требованиями и технико-экономическими обоснованиями.

«Межотраслевыми правилами по охране труда» установлено пять квалификационных групп по электробезопасности, каждая из которых предусматривает соответствующий объем требований в отношении

профессиональных знаний, стажа работы в электроустановках и практических навыков.

Важным источником информации и оповещения персонала и окружающих являются предупреждающие таблички («Высокое напряжение», «Опасная зона», «Не включать, работают люди», «Внимание! Пуск автоматический!»), которые вывешивают непосредственно у данных объектов.

Прием-передача смены во время переключений, пуска и остановки оборудования, аварийных ситуаций, как правило, запрещается. Прибывшая смена должна принять участие в ликвидации аварии по усмотрению руководства ГП.

Режим труда и отдыха персонала объектов устанавливается правилами внутреннего распорядка, разработанных в соответствии с Трудовым кодексом РФ и нормативными правовыми актами, утверждаемыми руководителем ЭО (Филиала ЭО), по согласованию с профсоюзным органом.

Режим труда и отдыха, включающий регламентированные перерывы, устанавливаются с учетом конкретных условий труда, специфики производства и местных условий объекта КС.

Режим труда и отдыха вахтового персонала объектов КС устанавливается положением о его работе, утверждаемым руководителем ЭО (Филиала ЭО), по согласованию с профсоюзным органом.

Работа с вредными веществами в условиях превышения гигиенических нормативов возможна при использовании СИЗ и/или при сокращении времени контакта с вредными веществами.

Для отдыха оперативного персонала в период регламентированных перерывов предусматриваются специальные помещения, оборудованные удобной мебелью и отвечающие санитарно-гигиеническим требованиям.

ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности».

ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы».

ГОСТ 12.0.003.-74.ССБТ.- «Система стандартов безопасности труда опасные и вредные производственные факторы»

ГОСТ 12.1.038-82 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения
и токов»

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведения анализа была изучена система поддержания пластового давления.

Дана классификация методов заводнения, учитывающая размещение скважин, форму ячейки систем заводнения, принципы и критерии выбора местоположения нагнетательных скважин.

На основании проведенных вычислений по сравнительной эффективности регулярных систем заводнения, можно сделать следующие выводы:

- сопоставление систем заводнения с близкой интенсивностью показывает, что обеспечиваемая ими степень нефтеизвлечения и ВНФ отличаются друг от друга незначительно. По темпам отбора более предпочтительны рассредоточенные системы, а по конечному коэффициенту нефтеизвлечения, отборам жидкости и закачке воды - рядные системы заводнения; на динамику технологических показателей разработки систем заводнения при прочих равных условиях существенно влияет величина соотношения вязкости нефти и воды и степень неоднородности по коллекторским свойствам. С увеличением вязкости нефти и показателя неоднородности увеличиваются сроки разработки, ВНФ, уменьшаются коэффициенты нефтеизвлечения как за безводный период, так и за весь срок разработки;

- наибольшие значения начального дебита скважин, следовательно, темпы отбора, на всем интервале соотношения вязкостей нефти и воды и показателя неоднородности - соответствуют пятиточечным и однорядным системам заводнения, а наибольшие значения коэффициента нефтеизвлечения и минимальные ВНФ достигаются при менее интенсивных системах заводнения;

- с увеличением соотношения количества добывающих и нагнетательных скважин конечные коэффициенты нефтеизвлечения закономерно увеличиваются, а дебиты скважин уменьшаются.

С целью повышения энергоэффективности и снижение эксплуатационных затрат, проведен сравнительный анализ центробежных и плунжерных насосов отечественного производства, используемых для системы поддержания пластового давления.

В ходе работы было предложена технология по повышению давления до необходимого значения перед кустом нагнетательных скважин. Результат данного анализа показал, что горизонтальная насосная установка является эффективным устройством как с экономической так и с технической точки зрения, так как простота в установке и ремонте, не требует больших вложений и территорий под застройку, а так же необходимые параметры для нагнетания рабочего агента в скважины поддержания пластового давления.

Эффективным, в плане экономии затрат, стало мероприятие по внедрению объемного насосного агрегата на площадке БКНС, что позволяет уменьшить затраты на эксплуатацию.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Горная энциклопедия. — М.: Советская энциклопедия. Под редакцией Е. А. Козловского. 1984—1991.
2. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. Учебник для ВУЗов.- Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис». 2001 - 544 с.
3. Кудинов В.И. Основы нефтегазопромыслового дела. – Москва – Ижевск: Институт компьютерных исследований; Удмуртский госуниверситет, 2005. – 720 с.
4. Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. "Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа" Москва, Недра, 1985 г. стр. 216-259.
5. Бакиров И.М. К вопросу классификации систем заводнения.- Тезисы докладов межрегиональной научнопрактической конференции, посвященной 60-летию начала разработки месторождений нефти в Татарстане и 50- летию г. Альметьевска. - Альметьевск. - 2003. – с 54.
6. Крылов А.П., "Основные принципы разработки нефтяных залежей с применением нагнетания рабочего агента в пласт". Труды МНИ, выпуск 12, Гостопнтехиздат, 1953 г.
7. Маскет М., "Физические основы технологии добычи нефти". Гостоптехиздат, 1953 г.
8. Фазлыев Р.Т., "Площадное заводнение нефтяных месторождений " Москва, Недра, 1979 г. стр.47-88.
9. Баишев Б.Т., Буранова С.В., Чоловский В.И. "Сравнительная оценка показателей работы рядных и площадных систем воздействия". Нефтяное хозяйство. 1989г., с.39-45.
10. Михайлов В.В., Чекалин А.П. "Исследование двухфазной фильтрации в элементах площадного заводнения".
11. Панков В.Н. отчет по теме 24/82 от10.01.83г. Теоретическое обоснование технологических параметров площадного заводнения нефтяных месторождений

- Татарии с учетом структурно-механических свойств нефтей"., фонды ТатНИПИнефть. с.30-35.
12. Леви В.Н. и др. Исследования эффективности разработки нефтяных месторождений на основе экономико-математического моделирования.
 13. Закиров С.Н., " Анализ проблемы «Плотность сетки скважин - нефтеотдача»". Издательский дом «Грааль». М. 2002.
 14. Бакиров И.М., Дияшев Р.Н., Закиров, И.З. О размещении нагнетательных скважин и системах заводнения при разработке нефтяных месторождений; //Тр./ Всероссийского совещания по разработке нефтяных месторождений.- Альметьевск.-2000.-С.134-145.
 15. Низаев Р.Х. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. "Гидродинамические расчеты технологических показателей разработки нефтяных месторождений по блочно-осредненной модели двухфазной фильтрации. Уфа, 1992г.
 16. Лысенко В. Д. "Проектирование разработки нефтяных месторождений ". М. Недра, 1987,с.83. 118-122.
 17. Панков В.Н. отчет по теме 24/82 от 10.01.1983г. Теоретическое обоснование технологических параметров площадного заводнения нефтяных месторождений Татарии с учетом структурно-механических свойств нефтей"., фонды ТатНИПИнефть. с.30-35.
 18. Ентов Е. В., Панков В.Н., Панько С.В."Математическая теория целиков остаточной вязкопластичной нефти". Томск, 1989г. Издательство Томского университета.
 19. Бакиров И.М., Дияшев Р.Н., Закиров И.З. О размещении нагнетательных скважин и системах заводнения при разработке нефтяных месторождений; //Тр./ Всероссийского совещания по разработке нефтяных месторождений.- Альметьевск.-2000.-С.134-145.
 20. Ивановский В.Н, Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. Оборудование для добычи нефти и газа: В2ч. – М: ГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им.И.И. Губкина, 2003. – Ч.2. – 792 с.
 21. <http://www.sinergia.ru/product/358>

22. <http://glavteh.ru/%D0%BF%D0%BB%D1%83%D0%BD%D0%B6%D0%B5%D1%80%D0%BD%D1%8B%D0%B5-%D0%BD%D0%B0%D1%81%D0%BE%D1%81%D1%8B-%D0%BF%D0%BF%D0%B4/>
23. <http://www.lib.tpu.ru/fulltext/c/2014/C11/V2/015.pdf>
24. Единые нормы и расценки на строительные монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е34. Монтаж компрессоров, насосов и вентиляторов.
25. Федеральный закон "Об экологической экспертизе" от 23.11.1995 N 174-ФЗ. Последняя редакция от 29.12.2015 N 408-ФЗ,
26. ГОСТ Р 12.4.255-2011. Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования. Механические методы испытаний.
27. ГОСТ 12.4.026-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения.
28. ГОСТ 12.1.029-80. Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума.
29. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.