

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.43(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Г	Дымов Александр Евгеньевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сергеев Виктор Леонидович	д.т.н.		

Консультант

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	Криницына Зоя Васильевна	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

Школа	<u>Инженерная школа природных ресурсов</u>
Направление подготовки	<u>21.03.01 Нефтегазовое дело</u>
Отделение школы (НОЦ)	<u>Отделение нефтегазового дела</u>

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Г	Дымову Александру Евгеньевичу

Тема работы:

Эффективность применения нестационарного заводнения на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1677/с от 04.03.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	09.06.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	История нестационарного заводнения нефтяных месторождений; обобщенное современное представление о технологиях нестационарного воздействия; нестационарное (циклическое) воздействие; изменение направления фильтрационных потоков; комплексные технологии нестационарного воздействия; влияние неравновесных явлений при фильтрации жидкости в неоднородных пластах на режим работы нагнетательных скважин; прогнозирование эффективности применения методов

	нестационарного заводнения; требования к технологическому процессу выравнивания фронта закачиваемой воды вследствие нестационарного заводнения; определение изменения положений фронта нагнетаемой воды; определение режимов работы нагнетательных скважин; обеспечение заданных режимов работы нагнетательных скважин; определение технологической эффективности процесса; критерии эффективности нестационарного заводнения; оценка технологической эффективности нестационарного заводнения на примере месторождений К... района.
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.т.н. Криницына Зоя Васильевна
«Социальная ответственность»	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Технологии гидродинамических методов воздействия	
Оценка технологической эффективности нестационарного заводнения на месторождениях Западной Сибири	
Выводы и рекомендации	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	07.03.2019
--	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сергеев Виктор Леонидович	д.т.н.		07.03.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Г	Дымов Александр Евгеньевич		07.03.2019

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Уровень образования бакалавриат
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
Период выполнения (осенний / весенний семестр 2018 /2019 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	09.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
07.04.2019	Технологии гидродинамических методов воздействия	30
07.05.2019	Оценка технологической эффективности нестационарного заводнения на месторождениях Западной Сибири	35
10.05.2019	Выводы и рекомендации	5
20.05.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
30.05.2019	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:
Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сергеев Виктор Леонидович	Д.Т.Н.		

Консультант

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

СОГЛАСОВАНО:**Руководитель ООП**

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

Обозначения, определения и сокращения

НЗ – нестационарное заводнение;

ИНФП – изменение направления фильтрационных потоков;

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ВПП – выравнивание профиля приёмистости;

ППД – поддержание пластового давления;

ПАВ – поверхностно-активное вещество;

ПАА – полиакриламид;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ФХЦВ – физико-химическое циклическое воздействие;

ОПЗ – обработка призабойной зоны;

НИЗ – начальные извлекаемые запасы;

КНС – кустовая насосная станция;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ЦППД – цех поддержания пластового давления;

КРС – капитальный ремонт скважин;

ГСМ – горюче-смазочные материалы.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 79 страниц, в том числе 8 рисунков, 14 таблиц. Список литературы включает 31 источник информации. Работа содержит 2 приложения.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, пласт, нестационарное заводнение, ИНФП, нагнетательная скважина, заводнение, нефтеотдача, фильтрация.

Объектом исследования является зона дренирования и выработки запасов нефти группы нагнетательных и добывающих скважин, эксплуатирующих нефтяной пласт.

Цель работы – оценить эффективность применения нестационарного заводнения на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

В процессе исследования были рассмотрены современные методы и технологии НЗ и наиболее благоприятные геолого-физические условия их применения, а так же алгоритм оценки технологической эффективности, в том числе на основе проведения работ на месторождениях К... района.

В результате исследования выявлен положительный эффект операций по нестационарному заводнению и даны рекомендации по совершенствованию их применения.

Область применения: применение нестационарного заводнения целесообразно на невыдержанных по площади, зонально неоднородных пластах большой площади, при сформированной системе заводнения на стадии снижающейся добычи.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1. ТЕХНОЛОГИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ	12
1.1. История нестационарного заводнения нефтяных месторождений	12
1.2. Обобщенное современное представление о технологиях нестационарного воздействия	13
1.2.1. Нестационарное (циклическое) воздействие.....	15
1.2.2. Изменение направления фильтрационных потоков	19
1.2.3. Комплексные технологии нестационарного воздействия.....	23
1.3. Влияние неравновесных явлений при фильтрации жидкости в неоднородных пластах на режим работы нагнетательных скважин	26
1.4. Прогнозирование эффективности применения методов нестационарного заводнения	28
2. ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	31
2.1. Требования к технологическому процессу выравнивания фронта закачиваемой воды вследствие нестационарного заводнения	31
2.1.1. Определение изменения положений фронта нагнетаемой воды.....	31
2.1.2. Определение режимов работы нагнетательных скважин	32
2.1.3. Обеспечение заданных режимов работы нагнетательных скважин .	33
2.1.4. Определение технологической эффективности процесса	36
2.2. Критерии эффективности нестационарного заводнения.....	37
2.3. Оценка технологической эффективности нестационарного заводнения на примере месторождений К... района.....	41
3. ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ	51

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	54
4.1. Экономическая эффективность выравнивания фронта вытеснения вследствие нестационарного заводнения по дополнительной добытой нефти... ..	54
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	62
5.1. Производственная безопасность при выполнении работ на кустовой площадке.....	63
5.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	64
5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	66
5.2. Экологическая безопасность	69
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	71
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	74
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	76
Список используемых источников:.....	77
Приложение А	80
Приложение Б	83

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в России большинство нефтяных месторождений разрабатываются путем заводнения. Для условий, когда коллекторы характеризуются высокой неоднородностью пласта, повышенной вязкостью нефти, низкой проницаемостью, обычное заводнение становится малоэффективным. В таких случаях для увеличения охвата пласта заводнением применяют гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пластов. Одним из наиболее доступных является нестационарное (циклическое) заводнение [1].

Метод нестационарного заводнения применим как на ранней, так и на поздней стадии разработки. Возможно его использование и на высокообводненных месторождениях, разрабатываемых методом обычного стационарного заводнения, даже после достижения предельного рентабельного дебита добывающих скважин.

Выбор технологии нестационарного заводнения для выравнивания фронта нагнетаемой воды должен учитывать конкретные условия разработки месторождения (залежи), стадию выработки запасов нефти.

Нестационарное заводнение является одним из достаточно эффективных методов увеличения коэффициента извлечения нефти, применяемых для изменения направления фильтрационных потоков, позволяющего вовлечь в разработку невыработанные запасы нефти и снизить темпы обводнения залежи в карбонатных и терригенных коллекторах. Распространенной технологической реализацией нестационарного заводнения является использование циклических режимов работы нагнетательных скважин.

При неустановившемся состоянии в нефтяной залежи возникают условия для непрерывного проявления упругих сил пластовой системы. В неоднородном пласте между различными зонами, каналами и потоками жидкостей возникают градиенты гидродинамических давлений, за счет которых

могут происходить перетоки жидкостей из одних слоев в другие, из трещин в блоки, а также изменяются направления потоков.

При стационарном заводнении неоднородных пластов часть запасов нефти в низкопроницаемых прослоях или зонах остается не охваченной закачиваемой водой. Заводняемый пласт представляется как бессистемное чередование обводненных и нефтенасыщенных макропотоков. При создании в таких коллекторах периодически неустановившихся состояний, то есть попеременно изменяющихся по величине и направлению градиентов гидродинамического давления, в нефтяном пласте возникают условия для внедрения нагнетаемой воды в застойные нефтенасыщенные малопроницаемые зоны и каналы и перемещения из них нефти в зоны активного дренирования [2].

Поэтому назначение технологического процесса – регулирование выработки нефтяных залежей путем установления такого режима работы нагнетательных скважин, при котором перемещение водонефтяных и газонефтяных контактов обеспечивает повышение нефтеотдачи пластов и снижение объема добычи попутной воды [3].

1. ТЕХНОЛОГИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ

1.1. История нестационарного заводнения нефтяных месторождений

Анализ многолетнего опыта разработки нефтяных месторождений в различных геологических условиях и на разных режимах заводнения позволил выявить влияние периодической остановки и последующего возобновления закачки воды на повышение продуктивности скважин и их обводненность. В конце 1950-х годов М.Л. Сургучевым на основе анализа разработки месторождений Куйбышевской области было впервые сформировано предположение об эффективности нестационарного заводнения. Основой этому послужил периодический характер реконсервации месторождения Яблоновый Овраг и заводнения Калиновского месторождения, обусловивший снижение обводненности добываемой продукции и повышение нефтеотдачи вследствие нестационарных процессов [4].

В 1965 г. группой ученых Всесоюзного научно-исследовательского института (А.И. Губанов, А.А. Боксерман, А.А. Кочешков, М.Л. Сургучев) был запатентован метод, физический смысл которого заключался в увеличении упругого запаса путем периодического изменения давления нагнетания воды, что обуславливало возникновение внутрипластовых перепадов давления и нестационарных перетоков между разнопроницаемыми участками или слоями. При этом при снижении давления нефть перемещается в высокопроницаемую часть коллектора, а при повышении давления нагнетания в малопроницаемые слои внедряется вода из слоев с большей проницаемостью [5].

А.А. Боксермана дал описание физической сущности нестационарных процессов в области лабораторно-экспериментальных исследований. Проведенные эксперименты позволили сделать следующие выводы:

- степень капиллярного удержания воды в малопроницаемых прослоях влияет на эффективность нестационарных процессов, и зависит от полуцикла снижения давления нагнетания;
- с увеличением продолжительности циклов улучшаются показатели циклического воздействия, однако, снижается темп отбора запасов;
- для обеспечения полного удержания воды в капиллярах без значительного снижения темпов отбора запасов нефти, необходимо непрерывное изменение продолжительности циклов;
- при нестационарном воздействии, независимо от периодичности процесса заводнения, наряду с капиллярным перераспределением воды происходит противоточное капиллярное вытеснение нефти водой.

В 1988 г. авторами Шарбатовой И.Н. и Сургучевым М.П. проведено обобщение результатов исследований зависимости эффективности нестационарного заводнения от различных параметров [6].

1.2. Обобщенное современное представление о технологиях нестационарного воздействия

К видам нестационарного воздействия относятся выключение высокообводненных скважин или снижение объемов добываемой ими жидкости; форсирование отборов жидкости (снижения забойных давлений с целью увеличения давления в окрестности добывающих скважин); увеличение объемов закачки с целью увеличения градиентов давления в направлении наличия недренируемых запасов нефти; периодическое прекращение или снижение закачки, сопровождающееся относительно быстрым падением давления в высокообводненных каналах, в результате чего наблюдается кратковременное перераспределение притока к добывающим скважинам со стороны высокообводненных и нефтенасыщенных зон.

Нестационарное воздействие может являться комплексным, т.е. включающим в себя все вышеперечисленные элементы.

Физический смысл нестационарного заводнения заключается в увеличении упругого запаса пластовой системы путем периодического повышения и снижения давления нагнетания воды, что способствует созданию нестационарных перепадов давления и перетоков жидкости внутри пласта между слоями разной проницаемости. Вследствие этого за счет капиллярных сил потоки жидкости в пласте перераспределяются. 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, то есть в 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 запасы нефти из низкопроницаемых нефтенасыщенных 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.

Таким образом, в настоящее время все технологии нестационарного воздействия на пласт можно разбить на три группы:

1. Технологии, основанные на нестационарном (циклическом) заводнении (НЗ). Технологии данной группы предусматривают воздействие на пласт путем целенаправленного регулирования работы нагнетательных скважин (периодическая остановка, эксплуатация, снижение или увеличение объемов закачиваемой воды).

2. Технологии, основанные на изменении направления фильтрационных потоков (ИНФП). Технологии данной группы предусматривают воздействие на процесс фильтрации путем регулирования работы как нагнетательных, так и добывающих скважин (периодическая остановка, эксплуатация, снижение или увеличение отборов).
3. Комплексные технологии нестационарного воздействия, которые могут включать элементы нестационарного заводнения или изменения направления фильтрационных потоков, и дополняться физико-химическими (например, применением поверхностно активных веществ, термическим или вибрационно-импульсным воздействием и др.) или гидродинамическими (регулирование системы ППД, оптимизация забойных давлений эксплуатационных скважин и др.) методами воздействия на пласт.

1.2.1. Нестационарное (циклическое) воздействие

Циклический метод заводнения основан на периодическом изменении условий воздействия на пласт, при котором создается нестационарное распределение пластового давления. При неустановившемся энергетическом состоянии в нефтяной залежи возникают условия для непрерывного проявления упругих сил пластовой системы. В неоднородном пласте между различными зонами, каналами и потоками жидкостей возникают градиенты гидродинамических давлений, за счет которых происходят перетоки жидкостей из одних прослоев в другие, из трещин в блоки, а также изменяются направления движения фильтрационных потоков и их геометрия (рисунок 1). На практике неустановившееся состояние давления и скорости фильтрации жидкости в пласте создаются периодическим изменением объема нагнетаемой воды и добываемой из пласта жидкости.

На рисунке 1 в графическом виде представлена физическая суть циклического воздействия. В качестве примера использовалась двухслойная модель пласта. Верхний слой характеризуется большей проницаемостью, нижний – меньшей.

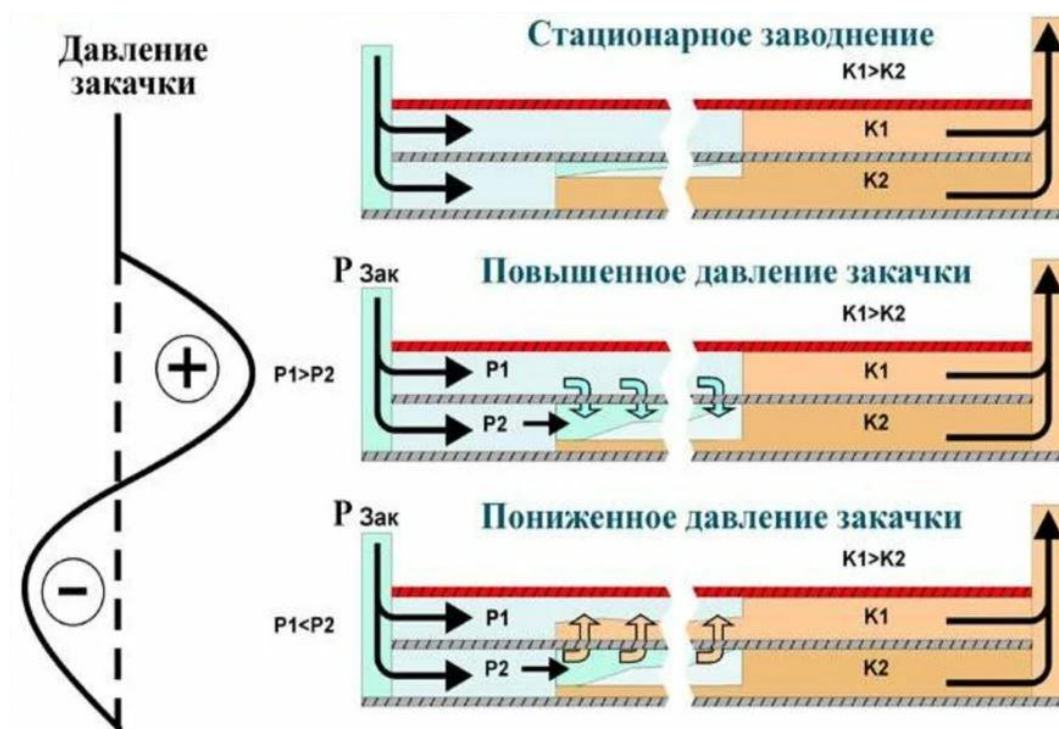


Рисунок 1 – Процессы, происходящие в пласте при циклическом воздействии.

В первом случае (рисунок 1, а), показан процесс вытеснения при стационарном заводнении. Верхний слой, ввиду более высокой проницаемости, вырабатывается быстрее, и обводит добывающую скважину. При этом нижний слой вырабатывается в меньшей степени, и содержит в себе объем остаточных запасов нефти не подвергшийся дренированию.

Во втором случае (рисунок 1, б), показан процесс вытеснения при цикле увеличения давления нагнетания. Ввиду создания большего градиента давления, происходит внедрение воды из верхнего слоя в нижний, в результате этого, дренируется дополнительный объем запасов нижнего слоя, объем, который не был задействован при стационарном заводнении.

В третьем случае (рисунок 1, в), показан процесс вытеснения при цикле уменьшения давления нагнетания. Ввиду того, что верхний слой обладает большей пьезопроводностью (из условия более высокой проницаемости), то давление в верхнем слое снижается быстрее, чем в нижнем. В результате этого, создается репрессия с нижнего слоя на верхний и происходит движение жидкости «снизу вверх». В случае гидрофильного коллектора за счет смачиваемости в порах остается вода, а в верхний слой фильтруется нефть. Если коллектор гидрофобный, то происходит движение жидкости, с долей нефти и воды пропорционально их подвижности в пласте. На основании представленного механизма циклического воздействия вытесняется дополнительный объем нефти, не вовлеченный в активную разработку при стационарном заводнении.

Осуществление метода требует увеличения нагрузки на нагнетательное и добывающее оборудование. Для обеспечения более равномерной нагрузки на оборудование залежь необходимо разделить на отдельные блоки со смещением полупериодов закачки и отбора. Метод способствует увеличению текущего уровня добычи нефти и конечной нефтеотдачи [7].

Важнейшими технологическими параметрами циклического воздействия являются продолжительность полуцикла и амплитуда колебания давлений.

Продолжительность полуцикла представляет собой время работы нагнетательного фонда скважин при остановленном добывающем фонде и наоборот, время работы добывающего фонда скважин при остановленном нагнетательном фонде. На основании результатов практического применения циклического воздействия, для определения оптимального времени полуцикла положительно себя зарекомендовала формула [8]:

$$T = \frac{l^2 \cdot m \cdot C \cdot \mu}{2k} \quad (1)$$

где, T – длительность полуцикла нестационарного воздействия;

l – среднее расстояние между нагнетательными и добывающими скважинами;

m – пористость;

C – коэффициент сжимаемости породы и жидкости;

μ – вязкость нефти;

k – проницаемость.

Исходя из теоретического описания физических процессов происходящих в пласте при циклическом воздействии, увеличение амплитуды колебания давлений приводит к увеличению значений градиентов давления, что в свою очередь повышает интенсивность перетоков между неоднородными зонами и прослоями. В связи с этим, при выборе амплитуды колебаний давлений стоит руководствоваться техническими характеристиками промыслового оборудования. Однако важной особенностью технологии является то, что циклы не должны оставаться постоянными и каждый последующий цикл должен отличаться по интенсивности от предыдущего [7].

Комплекс работ по внедрению методов циклической закачки, применяемых на месторождениях Западной Сибири, можно разделить на четыре этапа.

На первом этапе внедрения происходит выравнивание фронта воды, закачиваемой в пласт, периодическим снижением пластового давления, при этом сокращаются объемы закачки и улучшаются технико-экономические показатели. На этом этапе достигается наиболее полное вовлечение в разработку пласта в области радиуса дренирования.

На втором этапе применения циклики наблюдается переход на ограничение объемов круглосуточной закачки воды и увеличение текущей месячной компенсации.

На третьем этапе циклическое заводнение осуществляется на основе модифицированных схем размещения скважин – переход от систем с рядным расположением добывающих и нагнетательных скважин к блочно-замкнутым и блоковым. В данном случае эффект от нестационарного воздействия на пласт сопровождается изменением направлений фильтрационных потоков, с целью вовлечения в процесс дренирования невыработанных зон.

На четвертом этапе нестационарное заводнение и изменение направлений фильтрационных потоков сопровождаются регулированием объемов закачки и уровней добычи по отдельным скважинам с применением физико-химических методов.

При планировании циклического воздействия на поздней стадии разработки следует иметь в виду, что продолжительность полуцикла прекращения закачки воды должна в 2-3 раза превышать продолжительность полуцикла закачки, это объясняется необходимостью продвижения к забоям скважин лишь того количества нефти, которое подвержено разгазированию. При этом продолжительность периода прекращения закачки не должна превышать критическую, при которой инициируются процессы дегазации пластовой нефти и образования свободного газа.

Обязательным условием нестационарного заводнения является систематический контроль за пластовым давлением по разрабатываемой площади или месторождению 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.

Для осуществления циклического заводнения не требуется значительных изменений в системе поддержания пластового давления (ППД), которую организуют при обычном заводнении. Иногда нужно всего лишь сменить насосное оборудование на более высоконапорное и реконструировать систему промысловых водоводов под более высокое давление закачки.

1.2.2. Изменение направления фильтрационных потоков

В процессе заводнения в межскважинном пространстве нефтяных пластов устанавливаются стационарные поля давлений и формируется устойчивая сеть фильтрационных потоков [9]. Сформированные системы каналов не всегда обеспечивают полный охват залежи заводнением, особенно высоконеоднородных пластах. В результате этого отдельные участки пласта

оказываются вовлеченными в процесс дренирования и не вырабатываются. Размеры и локализация таких зон зависят от степени неоднородности пластов, плотности сетки и систем размещения нагнетательных и добывающих скважин, технологических параметров разработки (стадия разработки, величина компенсации отборов и т.д.) и др.

Физическую сущность ИНФП можно выразить следующим образом. При обычном заводнении пласта вязкостная неустойчивость вытеснения водой обуславливает образование целиков нефти, обойдённых водой. Также, при вытеснении водой нефти снижается водонасыщенность пласта вдоль направления фильтрационных потоков. При изменении формы фронта воды внутри пласта происходит изменение градиентов давления как по направлению, так и по величине, что обуславливает внедрение нагнетаемой воды в недренируемые области с низкой проницаемостью, перпендикулярным линиям тока, и дальнейшее вытеснение нефти из них в зоны интенсивного продвижения закачиваемой воды. Объем закачиваемой воды вдоль фронта целесообразно распределять пропорционально остаточной нефтенасыщенности (обратно пропорционально водонасыщенности).

Разрезание залежи на отдельные блоки, организация очагового заводнения, перераспределение объемов закачки и добычи между участками, организация циклического заводнения способствуют изменению направлений фильтрационных потоков. Реализация метода требует определенного резерва мощностей насосных станций и наличия таких элементов активной системы ППД, как сочетание приконтурного и внутриконтурного заводнений, поперечные разрезающие ряды, и др. Технология ИНФП позволяет стабилизировать уровень добычи нефти, снизить обводненность скважинной продукции и увеличить охват пласта вытеснением. В условиях повышенной неоднородности коллекторских свойств, высокой вязкости нефти и начальной стадии разработки метод является наиболее эффективным.

Целесообразным является сочетание циклического заводнения с методом изменения направления фильтрационных потоков. Причина эффективности

метода заключается в перераспределении линий тока в пласте, при котором слабодренлируемые области охватываются новыми линиями тока, что позволяет интенсифицировать из них вытеснение нефти. При этом перераспределению скоростей фильтрации, и последующему росту добычи нефти (к снижению обводненности) может способствовать не только перенос фронта закачки между группами нагнетательных скважин, но и периодическое отключение отдельных действующих добывающих скважин.

Совместная реализация применения методов может основываться на двух различных подходах. Первый заключается в наложении высокочастотных колебаний давлений отбора и закачки со сменой фаз по участкам или группам скважин на длительный процесс изменения направлений фильтрационных потоков (например, поворот линий тока перпендикулярно первоначальному при разрезании на блоки нагнетательных рядов). В данном случае характерным является то, что с течением времени в одном направлении линий тока возможно осуществление большого количества циклов изменения давления закачки. Суммарный эффект от применения двух видов воздействия здесь равен сумме эффектов от обоих процессов: квазистационарного процесса перемен направлений потоков и нестационарного процесса циклического заводнения.

Другой подход, который может быть положен в основу сочетания методов нестационарного заводнения и ИНФП, реализуется естественным образом в случае применения различных площадных систем размещения скважин. В таком случае становится возможным сочетание изменения направлений фильтрационных потоков с колебаниями давления отбора и закачки. Периоды изменения давления могут совпадать с циклами изменения направления скорости фильтрации. Таким образом, изменение направления фильтрационных потоков также становится нестационарным процессом.

Результатом применения этого метода является интенсификация процесса извлечения нефти, снижение обводненности продукции, рост нефтеотдачи.

Отличительной особенностью технологии ИНФП является группирование добывающих скважин, имеющих гидродинамическую связь с

конкретной нагнетательной скважиной, о чем может свидетельствовать целый ряд показателей разработки (обводненность, величина водонефтяного фактора) и назначении для каждого участка своего режима нестационарной эксплуатации.

Описанная технология предусматривает периодическую закачку воды в нагнетательные скважины и эксплуатацию определенного количества добывающих скважин с их периодическими остановками на время, определяемое по результатам гидродинамических исследований. При этом все добывающие скважины разделяют на несколько групп.

В первую группу входят добывающие скважины с обводненностью выше средней текущей обводненности всех скважин, т.е. $b_n \geq b_{cp}$.

Во вторую группу входят добывающие скважины с обводненностью меньше среднего значения по всем скважинам участка, но больше среднего значения накопленной обводненности за весь период эксплуатации, т.е. $B_{cp} < b_i < b_{cp}$.

В третью группу входят добывающие скважины, для которых значение текущей обводненности меньше среднего значения накопленной обводненности за период эксплуатации залежи, т.е. $b_i \leq B_{cp}$.

Цикл технологии разделен на четыре этапа. Первый предусматривает отключение добывающих скважин первой группы при том, что добывающие скважины, принадлежащие остальным группам, работают, а вытесняющий агент продолжает закачиваться в нагнетательные скважины. Второй период включает в себя дополнительную остановку добывающих скважин второй группы, на третьем этапе останавливается закачка воды в нагнетательные скважины и осуществляется запуск добывающих скважин второй группы в эксплуатацию. На последнем этапе цикла закачка воды через нагнетательные скважины возобновляется, и осуществляется запуск первой группы добывающих скважин. Затем цикл нестационарной работы повторяется до условия полного заводнения пласта или достижения добывающими скважинами значений технологических показателей, соответствующих

экономическим критериям прекращения эксплуатации. Порядок работы и простоя скважин в течение одного цикла приведен в таблице 1, «+» - скважины работают, «-» - скважины остановлены [10].

Таблица 1 – Порядок работы скважин в одном цикле

Скважины		Этапы			
		1	2	3	4
Нагнетательные		+	+	-	+
Добывающие	1 группа	-	-	-	+
	2 группа	+	-	+	+
	3 группа	+	+	+	+

1.2.3. Комплексные технологии нестационарного воздействия

Целесообразность применения комплексных технологий нестационарного воздействия можно объяснить физико-химическими свойствами насыщающих пласт флюидов, такими как:

- высокое содержание асфальтосмолопарафиновых отложений;
- температура насыщения нефти парафином равна или близка к начальной пластовой;
- небольшое различие между давлением насыщения нефти газом и начальным пластовым давлением;
- вероятность осаждения парафина в коллекторе и ПЗП (призабойной зоне пласта) в условиях снижения давления насыщения при разгазирования нефти.

Среди основных проблем, для решения которых применяются комбинированные физико-химические методы в сочетании с нестационарным воздействием, обычно выделяют следующие:

- При повышении водонасыщенности пористой среды в результате повышения содержания асфальто-смолопарафиновых компонентов в приграничных слоях увеличивается энергия взаимодействия породы с пленочной нефтью.

- Реологические свойства нефти, обладающей аномальной вязкостью, обуславливают резкое изменение относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде, а также и резкое снижение нефтевытесняющей способности воды.
- В процессе вытеснения и отмыва легких фракций, изменение состава нефти и взаимодействие её с водой приводят к изменению свойств нефти, например, к увеличению вязкости и градиента динамического напряжения сдвига.
- Присутствие кислорода в воде, закачиваемой нагнетательными скважинами, обуславливает усиленное окисление нефти, что способствует еще большему возрастанию энергии взаимодействия нефти и породы.
- Латеральная и послойная неоднородность пласта по проницаемости ухудшает гидродинамическую связь между скважинами и уменьшает площадь фронта вытеснения нефти водой.

Различные модификации нестационарного заводнения, рассмотренные выше, предлагается применять совместно с термозаводнением, потокоотклоняющими технологиями, и технологиями выравнивания профиля приемистости (ВПП), основанными на закачке химических композиций и ПАВ.

На сегодняшний день технологии по ВПП основаны на химической природе реагентов и механизмах физико-химических процессов, приводящих к образованию из них в пластовых условиях блокирующего водоотклоняющего экрана. Для большинства гелеобразующих технологий наиболее распространены системы на основе полиакриламида (ПАА) с различными сшивателями.

Принцип действия полимерной технологии заключается в закачке водорастворимых полимеров с добавлением специальных сшивателей, растворы которых способны проникать вглубь пласта и создавать в пластовых условиях потокоотклоняющие экраны. Механизм основан на снижении подвижности закачиваемой воды, выравнивания вязкости за счёт частичной

адсорбции полимера на породе, создания остаточного фактора сопротивления, выравнивании фронта продвижения закачиваемой воды по площади заводнения и вертикальному разрезу продуктивного пласта [11].

Для ограничения (отключения) воздействия вытесняющего агента на отдельные интервалы (зоны) по толщине пласта или пропластка проводят обработки с применением временно изолирующих материалов (суспензии или эмульсии, осадкообразующие растворы, гелеобразующие или твердеющие материалы на органической или неорганической основе).

К настоящему времени разработано, запатентовано и предложено к использованию несколько сотен различных реагентов и композиций, а также способов их применения для ВПП, которые могут классифицироваться по различным принципам. Наиболее популярна упрощенная классификация: реагенты и композиции объединены в отдельные группы по наиболее существенным характеризующим их признакам. Реагенты и, соответственно, технологии с их использованием делятся на следующие группы: эмульсионные, полимерные, полимер-дисперсно-волоконистые, термотропные, осадкообразующие, силикатные, нефтеотмывающие.

Применение комплексных технологий нестационарного заводнения также обеспечивает возможность довытеснения остаточной нефти на поздних стадиях разработки и повышения эффективности вытеснения нефти в высокообводненных и неоднородных по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС) коллекторах.

Так добавка к циклически закачиваемому в пласт раствору полимера незначительного количества «сшивающего» агента, приведёт к структурированию макромолекул полимера и образованию в пористой среде геля.

Тампонирующее таким гелем наиболее проницаемых промытых водой интервалов пласта позволит подключить к разработке менее проницаемые недренируемые ранее пропластки, что в конечном счете приведёт к увеличению объемного охвата продуктивного пласта нагнетаемой водой.

В качестве обязательных составляющих комплексного нестационарного воздействия на пласт следует выделить:

- снижение энергии взаимодействия нефти с породой;
- вытеснение нефти вязкими составами;
- изменение свойств нефти;
- инициирование упругих сил в породе и пластовых флюидах.

Можно выделить два вида циклического физико-химического воздействия (ФХЦВ) на пласт. Первый – циклическое воздействие производится через нагнетательные скважины путем попеременной закачки химических реагентов в виде оторочек с различными свойствами.

Второй – циклическое воздействие производится путем изменения объемов закачки (т.е. изменением давления нагнетания).

При внедрении технологии ФХЦВ необходимо учитывать плотность сетки и системы размещения скважин, свойства коллектора и пластовых флюидов, а также иные особенностей разработки месторождения [10].

1.3. Влияние неравновесных явлений при фильтрации жидкости в неоднородных пластах на режим работы нагнетательных скважин

Для технологического решения вопросов разработки и эксплуатации нефтяных месторождений целесообразно более подробно рассмотреть неоднородность коллекторских свойств внутри единого пласта или морфологическую неоднородность.

При классификации морфологической неоднородности выделяют следующие ее разновидности:

- неоднородность, связанная с расщеплением горизонта на несколько пластов и пропластков, широко развитых по площади;
- неоднородность, вызванная частичным замещением коллекторов глинами, в связи с чем уменьшается суммарная толщина продуктивного пласта;

- неоднородность, выраженная изменением свойств горизонта по толщине в связи с фациальной изменчивостью (наличие участков линз, полулинз непроницаемых пород).

Наибольший интерес представляет литологическая неоднородность нефтеносных горизонтов, т.е. неоднородность, связанная с фильтрационными процессами в трещиновато-пористых коллекторах, в песчаниках с беспорядочными включениями глины. Как известно, такие коллектора представляются в виде сред с двойной пористостью, где имеются высокопроницаемые (трещины, песок) и малопроницаемые участки (блоки, глины).

При фильтрации жидкости в таких неоднородных пластах имеют место неравновесные эффекты. Поскольку давление жидкости в высоко и малопроницаемых зонах различно, между ними начинаются обменные процессы - переток жидкости. Причем эти внутренние процессы системы (перетоки жидкости) идут со временем релаксации, соизмеримым с временем действия внешнего нестационарного поля давления, т.е. имеет место неравновесность потока. Многочисленные исследования показывают, что неравновесность потока положительным образом сказывается на коэффициенте охвата пласта заводнением. Во время повышения давления нагнетания жидкость внедряется в труднодоступные малопроницаемые участки. При снижении давления нагнетания первым уменьшается давление в высокопроницаемых зонах и нефть перемещается из застойных малопроницаемых нефтенасыщенных блоков в участки активного дренирования, откуда основным фильтрационным потоком может быть извлечена на поверхность. В случае равновесного состояния системы (давления в высоко и малопроницаемых участках равны и потому обменные процессы отсутствуют), значительная часть запасов нефти в малопроницаемых слоях остается неохваченной нагнетаемой водой.

Таким образом, целенаправленное использование неравновесных эффектов при фильтрации в неоднородных пластах способствует более

полному охвату заводнением малопроницаемых гидродинамически взаимосвязанных нефтенасыщенных участков. К технологическим условиям разработки, в которых проявляется неравновесность потока, относится периодическое нагнетание воды. В условиях резко неоднородного по проницаемости коллектора периодическая работа нагнетательных скважин повышает эффективность заводнения за счет увеличения коэффициента охвата пласта воздействием.

1.4. Прогнозирование эффективности применения методов нестационарного заводнения

Анализ и обобщение опыта методов нестационарного воздействия на нефтяные залежи, полученный на основе теоретических, экспериментальных и промысловых исследований позволил определить оптимальные условия и требования к используемым технологиям. Методы нестационарного заводнения (НЗ) широко применяются на нефтяных месторождениях, однако не всегда эффективно из-за недостаточно обоснованного подбора скважин для их проведения. Имеется множество причин, по которым циклическое заводнение будет эффективным не для каждого месторождения: геологическое строение залежи, неоднородность по проницаемости, текущее состояние разработки (система заводнения, работающий фонд скважин, уровень обводненности, доля и характер выработки геологических запасов) и т.д. В связи с этим, возникает необходимость прогнозирования эффективности процесса циклического воздействия для разных условий разработки.

На основании теоретических предпосылок и результатов успешного практического применения циклического воздействия, выделены основные критерии потенциально перспективных для данной технологии объектов: [12, 13]:

- высокая микро- и макронеоднородность продуктивных пластов:

высокая расчлененность (коэффициент расчлененности 3-4 ед. и выше), зональная неоднородность (наличие зон пониженной проницаемости или полного выклинивания коллектора), значительные отличия ФЕС прослоев (различие пропластков по проницаемости в 4-5 раз и более);

- наличие гидродинамической связи между неоднородными прослоями и зонами пласта, что обеспечивает перетоки воды при изменении градиентов давления;
- оптимальным условием можно считать применение технологии нестационарного воздействия при обводненности выше 50 %
- залежь должна обладать достаточно высокой упругоемкостью, либо за счет физических характеристик пластового флюида (высокая сжимаемости нефти), либо за счет технологических параметров (создания большой амплитуды колебания забойных давлений в нагнетательных и добывающих скважинах);
- на основании результатов практического применения наилучшие результаты получены при внутриконтурном заводнении, с расстоянием между линией нагнетания и зоной отборов не более 700 м;
- наличие подвижных остаточных извлекаемых запасов нефти [14].

В настоящее время для систематизации объектов при определении возможной перспективности нестационарного (циклического) заводнения использован следующий набор геологических характеристик:

- песчанистость, д.ед.;
- степень неоднородности по проницаемости зональная, д.ед.;
- степень послойной неоднородности проницаемости, д.ед.;
- расчлененность, д.ед.;
- остаточные извлекаемые запасы, тыс. т;
- степень выработки запасов, %.

Необходимые свойства объекта для оценки перспективности (возможной) должны устанавливаться для каждой залежи [15].

2. ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

2.1. Требования к технологическому процессу выравнивания фронта закачиваемой воды вследствие нестационарного заводнения

Технологический процесс выравнивания фронта нагнетаемой воды и регулирования выработки пластов вследствие циклического заводнения и перемены направления фильтрационных потоков должен обеспечить заданные объемы добычи нефти; выравнивание фронта нагнетаемой воды; дополнительную закачку воды по сравнению с существующей технологией проведения нестационарного заводнения; уменьшение обводненности или темпа обводнения нефтяных скважин на заданный период времени.

Разрабатываемый технологический процесс должен включать:

- определение изменения положения фронта нагнетаемой воды;
- определение режимов работы нагнетательных скважин;
- обеспечение заданных режимов работы нагнетательных скважин;
- определение показателей эффективности технологического процесса.

2.1.1. Определение изменения положений фронта нагнетаемой воды

Для практической оценки начального и текущего положения фронта вытеснения при внутриконтурном заводнении наиболее доступным является метод изохрон обводнения (линий одновременного появления воды).

Первая или внешняя зона строится на дату появления воды в скважинах первого нефтяного ряда. Для каждой скважины определяется скорость продвижения ϑ закачиваемой воды по выражению

$$\vartheta = \frac{L}{T}, \quad (2)$$

где L - расстояние между нагнетательным и первым нефтяным рядом;

T - время, прошедшее с момента начала закачки до прорыва воды в скважины первого нефтяного ряда.

Текущие положения фронта заводнения определяются по мере обводнения скважин следующих рядов. Для этого с использованием найденных значений скорости продвижения закачиваемой воды определяются точки нахождения фронта вытеснения через заданные промежутки времени (0,5 - 1,5 года). Соединив точки положения фронта заводнения, соответствующие равным промежуткам времени, получим карту изохрон обводнения закачиваемыми водами.

Положение фронта вытеснения уточняется по данным геофизических исследований работающих и специальных скважин.

2.1.2. Определение режимов работы нагнетательных скважин

Изменение направления фильтрации является методом регулирования заводнения по площади, а циклическое заводнение – по толщине пласта. Нестационарное заводнение – метод регулирования заводнения и по площади, и по толщине пласта. В соответствии с конкретной задачей при регулировании и выбираются параметры нестационарного заводнения.

В практике разработки месторождений нагнетательные скважины разрезающих рядов осваиваются под закачку через одну, а из промежуточных форсированно отбирается нефть. После перевода под нагнетание скважины, временно эксплуатировавшейся на нефть, из-за разной продолжительности работы ее с ранее переведенной под закачку ближайшей скважины фронт заводнения в зоне этих скважин неодинаков.

Уменьшение степени неравномерности закачки на этой стадии осуществляется путем:

- изменения режимов работы нагнетательных скважин по принципу не ближе чем через одну;

- увеличения продолжительности полуцикла закачки в сравнении с полуциклом остановки (ограничения) для скважин, позднее переведенных под закачку;
- остановка скважин, накопленные объемы закачки в которых больше, и постоянной закачки в скважины с малыми накопленными объемами, приходящимися на метр нефтенасыщенной толщины.

2.1.3. Обеспечение заданных режимов работы нагнетательных скважин

В соответствии с тремя этапами выравнивания фронта вытеснения в результате применения нестационарного заводнения возможны разнообразные варианты изменения режимов (расхода и давления) работы нагнетательных скважин. Поэтому технологические схемы закачки воды в пласт должны быть гибкими, т.е. обеспечивать заданные режимы работы скважин на каждом этапе осуществления нестационарного заводнения.

На схеме (рисунок 2а), которая предусматривает установку на кустовую насосную станцию (КНС) высоконапорных насосов, показан один из вариантов штуцерного способа перераспределения объемов закачиваемой воды. Применение ее наиболее эффективно при работе двух групп, скважин от одной КНС.

По схеме (рисунок 2б), по которой закачка воды производится двумя группами насосов (высоконапорными и низконапорными) установленными на КНС, нестационарное заводнение можно осуществлять круглогодично. Максимальные и минимальные объемы закачки по скважинам можно распределять регуляторами расхода, устанавливаемыми на устьях скважин, кустовых гребенках и гребенках КНС.

На рисунке 2в показан один из вариантов установки перемычек на кустовых водораспределительных гребенках. При осуществлении этого способа перераспределения объемов закачиваемой воды необходимо предотвращать возможность образования застойных зон, в большинстве случаев он применим летом.

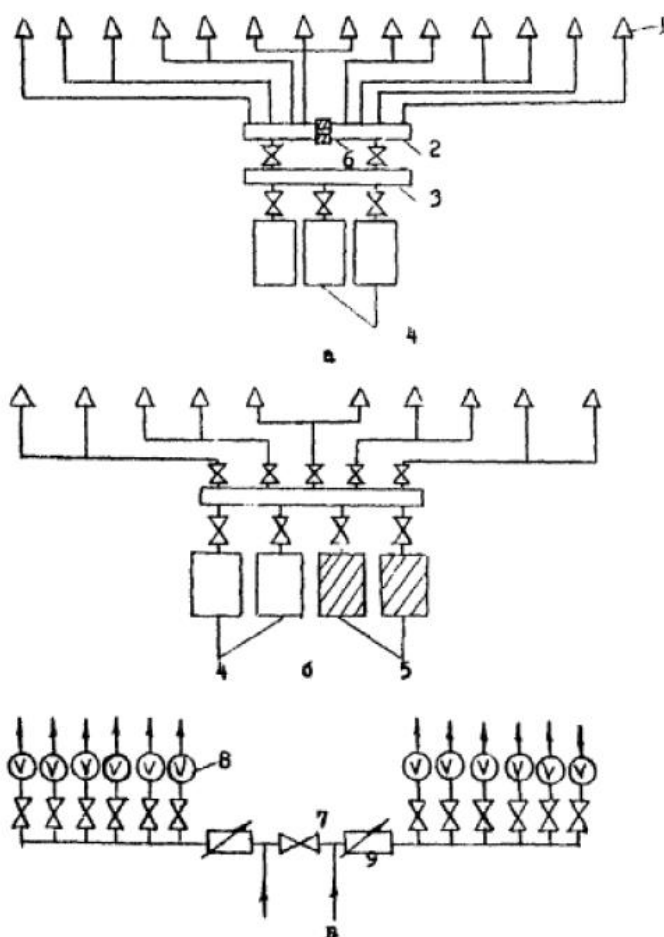


Рисунок 2 – Принципиальные схемы нестационарного заводнения

а - схема с установкой дополнительного коллектора и штуцера;

б - схема с использованием высоконапорных и низконапорных насосов;

в - схема установки переключки на кустовых водораспределительных гребенках

1 - нагнетательные скважины; 2 – водораспределительная гребенка; 3 - дополнительный водораспределительный коллектор; 4 - высоконапорные насосы; 5 - низконапорные насосы; 6 - штуцер; 7 - переключки; 8 - расходомер; 9 - регулятор расхода.

Схемы (рисунок 3) предусматривают использование подпорных (а), напорных (б), дожимных (в) и автономных, последовательно соединенных погружных центробежных насосов типа УЭЦП-3000-1000 установленных в скважинах-шурфах. Они могут применяться в качестве основных и вспомогательных. Например, при низкой прочности напорных водоводов дожимной погружной электронасос устанавливается на кусте скважин и

обвязывается с его гребенкой. Перераспределяются объемы закачиваемой воды регуляторами расхода.

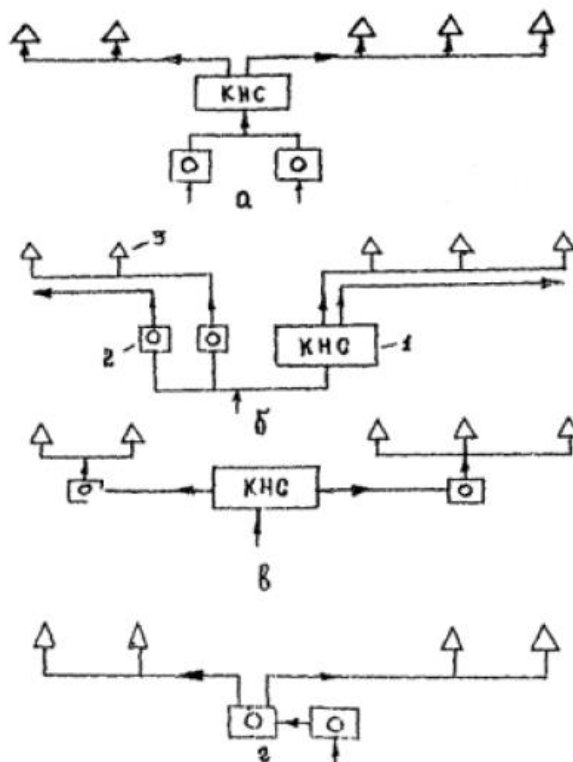


Рисунок 3 – Технологические схемы закачки воды с подпорными, напорными и дожимными погружными центробежными электронасосами

а - с подпорными электронасосам;

б - с напорными электронасосами, расположенными на КНС;

в - с дожимными электронасосами, расположенными на кустах скважин;

г – с последовательно соединенными электронасосами;

1 - кустовая насосная станция; 2 - погружной электронасос в скважине-шурфе;

3 - нагнетательная скважина.

Для увеличения объемов закачки воды в группу скважин, работающих на повышенной приемистости, необходимо повысить давление нагнетания воды (репрессию на пласт) путем

- установки высоконапорных насосов;
- прокладки дополнительных линий водоводов при наличии значительных гидравлических потерь в проложенных;

- прокладкой перемычек между водоводами для введения в работу той части их, которая простаивает или работает на режиме ограничения закачки воды;
- улучшения энергетического баланса системы КНС-скважина [3].

2.1.4. Определение технологической эффективности процесса

Количественными показателями, характеризующими технологическую эффективность выравнивания фронта нагнетаемой воды, являются объем дополнительно добытой нефти (ΔQ_n); снижение в потребном объеме закачки воды при нестационарном заводнении по сравнению со стационарным (ΔQ_z); уменьшение объемов добычи попутной воды (ΔQ_v) и уменьшение обводненности продукции добывающих скважин (Δf_v) за рассматриваемый период времени, коэффициент относительного увеличения эффективности закачки воды при нестационарном заводнении ($K_{э.з}$) и др.

Для количественной оценки технологической эффективности рекомендован следующий общий принцип: прогнозирование показателей разработки при стационарном режиме и сопоставление их с фактической динамикой добычи продукции скважин в период внедрения мероприятий по выравниванию фронта нагнетаемой воды.

Объем дополнительно добытой нефти определяется:

$$\Delta Q_n = Q_{n.\phi} - Q_{n.p} \quad (3)$$

где индексы ϕ, p – расчетные и фактические накопленные отборы нефти.

Уменьшение объемов добычи попутной воды определяется по формулам:

$$Z_\phi = (\lambda + 1) \left(v - \frac{Q_{n.\phi}}{V_n} \right) \quad (4)$$

$$Q_p = \frac{C \cdot V_n}{Z_\phi^{1/\lambda}} \quad (5)$$

$$\Delta Q_v = Q_\phi - Q_p \quad (6)$$

где λ, C – фильтрационные параметры, отражающие условия процесса вытеснения;

V_n – дренированный объем порового пространства;

ϵ – коэффициент вытеснения нефти, отнесенный к объему пор;

где Z_ϕ , Z – насыщенность подвижной нефтью за фронтом вытеснения.

Снижение в потребном объеме закачки воды ΔQ_3 для получения ΔQ_n находится из

$$\Delta Q_3 = \Delta Q_n / i, \quad (7)$$

где $i < 1$ – коэффициент использования воды, учитывающий потерю нагнетаемой воды в другие пласты, за контур нефтеносности и т.д.

Уменьшение обводненности продукции определится из

$$\Delta f_v = \frac{\lambda \cdot (Z - Z_\phi)^{\frac{\lambda+1}{\lambda}}}{C \cdot (\lambda+1)} \quad (8)$$

Коэффициент относительного увеличения эффективности закачки

$$K_{3.3} = \frac{\Delta Q_3}{Q_{3.\phi}} 100\% \quad (9)$$

где $Q_{3.\phi}$ – фактическая закачка [3].

2.2. Критерии эффективности нестационарного заводнения

Эффективность нестационарного (циклического) заводнения обусловлена проникновением воды в низкопроницаемые элементы пласта при повышении давления нагнетания и перемещением нефти из низкопроницаемых прослоев в высокопроницаемую часть коллектора при снижении давления нагнетания.

Одним из наиболее важных параметров является проницаемостная неоднородность коллектора $K_{ТПН}$ [16]

$$K_{ТПН} = (K_1 - 1) \cdot (1 - K_2) \quad (10)$$

где K_1 и K_2 – относительные проницаемости низко - и высокопроницаемых слоев (средняя безразмерная величина проницаемости относительно проницаемости пласта в среднем). При этом, эффективность нестационарного воздействия возрастает при увеличении толщинной проницаемостной неоднородности пласта.

Кроме этого, в качестве параметров пласта, влияющих на эффективность нестационарного заводнения используются: коэффициент литологической связанности прослоев $K_{лит.св}$, (отношение площади слияния пропластков к общей площади залежи или рассматриваемого участка), водоудерживающий коэффициент, упругоёмкость пласта и пьезопроводность пласта.

На основании проведенных исследований были определены условия эффективного применения: эффективность циклического заводнения зависит от капиллярной характеристики коллектора и насыщающих его жидкостей.

Степень гидродинамической связанности пластов по разрезу $K_{ГД.св}$ и степень литологической связанности пластов по площади $K_{лит.св}$ имеют существенное значение для результативности нестационарного заводнения.

Степень литологической связанности пластов можно определить через отношение площади слияния пропластков к общей площади залежи или рассматриваемого участка. Гидродинамическую связность пропластков по разрезу можно охарактеризовать через степень изолированности пропластков.

Проведенные исследования показали, что при увеличении изолированности пропластков эффективность процесса снижается с ростом толщинной проницаемостной неоднородности.

На эффективность нестационарного заводнения влияет также стадия разработки, на которой находится объект на момент начала применения метода, т.е. от остаточной нефтенасыщенности коллектора в результате применения обычного заводнения. Аналогом данного параметра может выступать доля текущих извлекаемых запасов $K_{тиз}$ – величина, обратная отбору от начальных извлекаемых запасов. Результаты исследований показывают, что эффективность нестационарного заводнения тем выше, чем раньше оно внедрено, а также при условии, что средняя обводненность скважинной продукции не превышает 80 % при соотношении полуциклов снижения и повышения пластового давления 1:2.

В качестве основных параметров, характеризующих особенности геологического строения пластов и системы разработки, влияющие на

технологии нестационарного заводнения, выделяются показатели расчетной послойной неоднородности, а также темп и продолжительность периода отбора упругого запаса коллектора.

В качестве параметра, позволяющего в целом охарактеризовать темп и продолжительность периода отбора упругого запаса коллектора на анализируемом участке, представляется возможным использование значения накопленной компенсации отборов жидкости закачкой $K_{\text{комп}}$.

Соотношение продолжительности полуциклов закачки t_3 и отбора $t_{\text{отб}}$ определяется по формуле:

$$\frac{t_3}{t_{\text{отб}}} = m \cdot \frac{\mu_B}{\mu_H} \cdot K_B^{1,5} \quad (11)$$

где m - соотношение количества нагнетательных и добывающих скважин;

μ_B, μ_H - вязкость нефти и воды (в пластовых условиях), мПа·с;

K_B - коэффициент вытеснения, д.ед.

Результаты расчетов показали, что с увеличением степени неоднородности коллектора и соотношения вязкости нефти и воды, закачиваемой в пласт, эффективность нестационарного заводнения увеличивается. Так, для различных условий коэффициент охвата заводнением возрастает от 1,05 до 4 раз по сравнению со стационарным режимом. Также отмечается заметное снижение объемов добычи попутной воды.

Эффективное применение нестационарного заводнения возможно при значениях вязкости нефти до 90 мПа·с. Таким образом, для организации нестационарного заводнения наиболее благоприятными являются нефти с пониженными значениями вязкости и повышенной газонасыщенностью.

Нестационарное заводнение наиболее эффективно при значениях начальной нефтенасыщенности пласта в пределах 55-75 %. Нестационарное заводнение будет эффективно там, где его внедрение будет сопровождаться изменением направления фильтрационных потоков с обеспечением

возможности вовлечения в активную разработку недренируемых запасов нефти.

Важным условием эффективности нестационарного заводнения является гидродинамическая связь возмущающих и реагирующих скважин по площади, определяемая отсутствием литологических экранов и коллекторов со значениями глинистости более 6% (в случае, если в качестве вытесняющего агента используется пресная вода).

Основным технологическим критерием применения нестационарного заводнения является наличие возможности регулирования режимов работы нагнетательных и добывающих скважин.

Также важным критерием является наличие на участке применения нестационарного заводнения скважин, с большим разбросом значений текущей и накопленной обводненности, при этом вероятность успешности применения нестационарного заводнения тем выше, чем больше разброс значений. Отбор от начальных извлекаемых запасов и дебиты скважин должны находиться на рентабельном уровне.

При значениях пластового давления ниже давления насыщения применение нестационарного заводнения не рекомендуется, так как разгазирование нефти приводит к значительному увеличению вязкости нефти и ухудшению фильтрационных свойств пласта.

Метод критериального анализа включает в себя критерии выбора объектов для применения нестационарного заводнения на основе различных типов геологического разреза месторождения, выделяемого на основании следующих параметров:

1. Песчанистость $K_{ПЕСЧ}$ ($< 0,29$; $0,3 - 0,79$; $> 0,8$);
2. Степень зональной неоднородности $K_{З.Н}$ ($< 20\%$; $20-50\%$; $> 50\%$);
3. Степень послойной неоднородности $K_{П.Н}$ (< 2 ; $2 - 3$; > 3)
4. Расчлененность $K_{РАСЧ}$ (< 2 ; $2 - 3$; > 4);
5. Степень выработки запасов ($< 0,2$; $0,2 - 0,8$; $> 0,8$; обратный показатель - доля текущих извлекаемых запасов $K_{ТИЗ}$).

В результате проведенного критериального анализа определяется степень предпочтительности применения нестационарного заводнения на анализируемом участке, которая варьируется от 0 до 1, таблицы 1 – 3 Приложения А.

Эффективность реализации нестационарного заводнения во многом зависит от правильности выбора участка на основе геолого-промысловой информации. Объекты разработки, наиболее подходящие для применения и составления программы по нестационарному воздействию, имеют степень предпочтительности 0,7 и более, а объекты, степень предпочтительности для которых составляет 0,6 и менее, по тем или иным причинам не являются перспективными с точки зрения успешного применения нестационарного заводнения [10].

2.3. Оценка технологической эффективности нестационарного заводнения на примере месторождений К... района

Для выделения зависимости эффективности нестационарного заводнения от различных технологических и геолого-физических параметров, характерных для залежей нефти, выбран ряд остановок нагнетательных скважин на месторождениях К... района. Сводная таблица геолого-физических характеристик по исследуемым объектам приведен в таблице 2.

В качестве объектов исследования выбраны объекты группы Ю₁ X1, X2, X3, X4, X5 и X6 месторождений. Как видно из таблицы, залежи нефти при близких значениях средней эффективной нефтенасыщенной толщины (3,5 – 7,3 м) и нефтенасыщенности пласта (0,51 – 0,57 д.ед.) характеризуются большим разбросом значений проницаемости (14,0 – 41,6 мД), песчанистости (0,343 – 0,801 д.ед.) и расчлененности пласта (1,9 – 4,3 ед.) [17].

Таблица 2 – Геолого-физические характеристики объектов

Месторождение	X1	X2	X3	X4	X5	X6
	ЮВ ₁	ЮВ1	ЮС ₁	ЮВ1	ЮС1	ЮС1
Тип залежи	Пласт.свод. лит.экр.,	Стр.-лит., пласт.-свод.	Пласт.- свод.	Литол.экр	Стр.-лит., пласт.свод.	Стр-лит, пласт.св, тект.экр
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3,5	4,0	7,3	6,9	4,3	4,9
Коэффициент нефтенасыщенно сти пласта, д. ед.	0,53	0,57	0,536	0,51	0,55	0,533
Проницаемость, 10^{-12} мкм ²	39,4	14,0	18,8	25,0	17,0	41,6
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,677	0,59	0,801	0,343	0,56	0,564
Расчлененность	1,9	3,7	1,9	3,3	3,7	4,3
Начальное пластовое давление, МПа	25,9	27,2	28,1	28,9	28,0	28,2
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа*с	1,2	0,75	0,50	0,71	1,027	0,83
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,755	0,734	0,732	0,740	0,731	0,744
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,199	1,242	1,265	1,274	1,239	1,21
Газовый фактор, м ³ /т	70,4	102,5	110	108	103	79
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	0,41	0,29	0,5	0,28	0,36	0,34
Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут*МПа)	4,2	4,3	3,9	18,5	5,6	18,5
Коэффициент вытеснения, д. ед.	0,530	0,552	0,530	0,424	0,485	0,549

Всего в работе проанализировано 93 остановки на 77 нагнетательных скважинах за 2014-2016 годы, в том числе по месторождениям:

- X1, объект ЮВ₁ – 25 остановок на 20 скважинах;
- X2, объект ЮВ₁ – 15 остановок на 12 скважинах;

- X3, объект ЮС₁ – 20 остановок на 18 скважинах;
- X4, объект ЮВ₁ – 17 остановок на 13 скважинах;
- X5, объект ЮС₁ – 7 остановок на 6 скважинах;
- X6, объект ЮС₁ – 9 остановок на 8 скважинах.

Наибольшее количество мероприятий приходится на объект ЮВ₁ X1 месторождения и на объект ЮС₁ X3 месторождения – 25 и 20 соответственно, что составляет почти 48,4% от общего количества мероприятий по всем исследуемым объектам, рисунок 4.

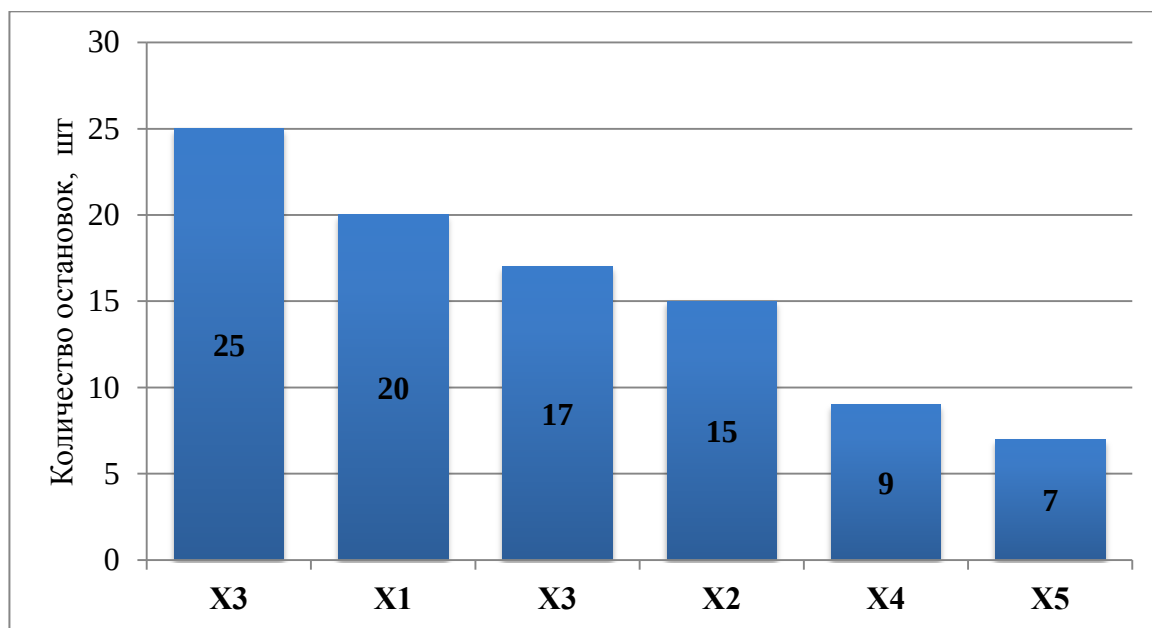


Рисунок 4 – Распределение количества мероприятий по нестационарному заводнению по месторождениям

Диапазон длительности остановок нагнетательных скважин - от 7 до 106 суток, среднее значение составляет 26,8 суток. Исходные данные для анализа нестационарного заводнения приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Исходные данные анализа нестационарного заводнения

Месторождение	Количество		Длительность остановки, сут.		Количество реагирующих скважин	
	Остановок	Скважин	Диапазон	Среднее	Диапазон	Среднее
X1	25	20	7-91	20,6	2-6	4
X2	15	12	7-66	28,9	1-6	3
X3	20	18	7-72	27,4	2-7	4

Продолжение таблицы 3

X4	17	13	7-106	26,0	2-6	3
X5	7	6	9-93	44,6	1-5	3
X6	9	8	10-57	26,4	2-6	4
В целом	93	77	7-106	26,8	1-7	4

Оценка изменения технологических показателей работы вследствие применения нестационарного заводнения проводилась по группе реагирующих скважин, области дренирования которых непосредственно примыкали к области воздействия возмущающей нагнетательной скважины. Количество скважин в таких участках изменялось от 1 до 7, в среднем составляя 4 скважины.

В таблице 4 приведены технологические показатели работы скважин в среднем по участкам, на которых проводилось нестационарное заводнение, в среднем по участку за период 6 месяцев до и после мероприятий.

Таблица 4 – Технологические показатели участков нестационарного заводнения

Месторождение	До			После			Эффект		
	Qн, т/сут	Qж, т/сут	В, %	Qн, т/сут	Qж, т/сут	В, %	Qн, %	Qж, %	В, %
X1	12,7	21,4	40,7	14,0	22,5	37,8	110%	105%	-2,8%
X2	9,6	19	49,5	10,3	22,8	54,9	107%	120%	+5,5%
X3	13,8	50,4	72,6	12,6	45,9	72,6	91%	91%	0%
X4	19,9	32	37,8	19,9	36,8	45,9	100%	115%	+8,1%
X5	10,3	17	39,4	12,6	20,1	37,4	122%	118%	-2,1%
X6	12,2	33,6	63,7	11,7	32,6	64,1	96%	97%	+0,4%
В целом	13,8	30,1	54,2	14,2	32,2	55,9	103%	107%	+1,7%

Как видно из таблицы, средние дебиты жидкости и значения обводненности продукции по участкам реагирующих скважин на момент организации нестационарного заводнения изменяются в широких пределах. При этом, средневзвешенное значение дебита нефти по всем мероприятиям от применения нестационарного заводнения на участке увеличивается на 3%, а

жидкости - на 7%. Прирост значения обводненности от применения нестационарного заводнения в среднем составляет 1,7%.

Оценка технологической эффективности от применения нестационарного заводнения проводилась путем определения дополнительной добычи нефти.

По каждой группе реагирующих добывающих скважин был произведен прогноз добычи нефти до применения нестационарного заводнения и за 6 месяцев после с помощью метода характеристик вытеснения (Медведского Р.И., Назарова С.Н. - Сипачева Н.В., Пирвердяна А.М., Камбарова Г.С), таблица 5 [18].

Таблица 5 – Промыслово-статистические методы прогноза добычи нефти

Метод	Уравнение
Медведского Р.И.	$Q_n = a \left(1 - \left(1 + \frac{V_{ж}}{ab} \right)^{-b} \right)$
Назарова С.Н. - Сипачева Н.В.	$Q_n = \frac{1}{a} \left(1 - \sqrt{\frac{(b-1)(1-f_b)}{f_b}} \right)$
Пирвердяна А.М.	$Q_n = a - \sqrt[3]{2(-b)^2(1-f_b)}$
Камбарова Г.С.	$Q_n = a - \sqrt{bf_b - b}$

В таблице 6 приведены оцененные значения дополнительной добычи нефти и жидкости от применения нестационарного заводнения по месторождениям.

Таблица 6 – Оценка эффективности нестационарного заводнения

Месторождение	Кол-во НЗ	Доп. добыча нефти, тыс. тонн		В среднем на 1 скв	Доп. добыча жидкости, тыс. тонн	
		Всего	На 1 НЗ		Всего	На 1 НЗ
X1	25	32,2	1,329	0,249	-16,1	-0,644
X2	15	9,1	0,605	0,101	-16,4	-1,091
X3	20	48,3	2,415	0,568	-23,5	-1,177
X4	17	11,3	0,667	0,106	-12,2	-0,716
X5	7	3,5	0,503	0,081	-3,8	-0,537
X6	9	12,4	1,376	0,251	-8,8	-0,974
ИТОГ	93	117,8	1,267	0,255	-80,7	-0,868

Как видно из таблицы, применение нестационарного заводнения позволило дополнительно добыть 117,8 тыс.т нефти, что составляет в среднем

1267 тонн на мероприятие или 255 тонн на одну реагирующую добывающую скважину.

Наибольшей величиной дополнительной добычи нефти в среднем на 1 реагирующую скважину характеризуются мероприятия по нестационарному заводнению на ХЗ месторождении. Оценка применения нестационарного заводнения на объекте ХЗ месторождении за 2014-2016 гг. показывает, что суммарная величина дополнительной добычи от 20 мероприятий составила 48,3 тыс.т, что составляет 2,9 % от суммарной добычи нефти объекта за данный период.

При этом применение нестационарного заводнения позволило сократить объем добываемой жидкости, что свидетельствует о восстановлении фильтрационных потоков нефти и вовлечении недренируемых запасов нефти, таким образом повышая рентабельность эксплуатации объекта. Наиболее сильное снижение величины добываемой жидкости наблюдается также на ХЗ месторождении - применение нестационарного заводнения позволило сократить добычу жидкости на 23,5 тыс.т от запланированной величины. С учетом, что добыча нефти при этом увеличилась на 48,3 тыс.т, сокращение объема попутно добываемой воды составило 71,8 тыс.т, или в среднем 3,6 тыс.т на мероприятие, что в целом значительно повышает рентабельность эксплуатации объекта.

Ниже приведены распределения количества мероприятий по диапазонам дополнительной добычи нефти (рисунок 5). Распределение количества мероприятий по нестационарному заводнению в зависимости от дополнительной добычи нефти показывает (Таблица 1 Приложения Б), что большая часть проведенных мероприятий (47 из 93 ед., или 50,5% от общего числа проанализированных мероприятий) низкоэффективна (дополнительная добыча составляет менее 1 тыс.т.).

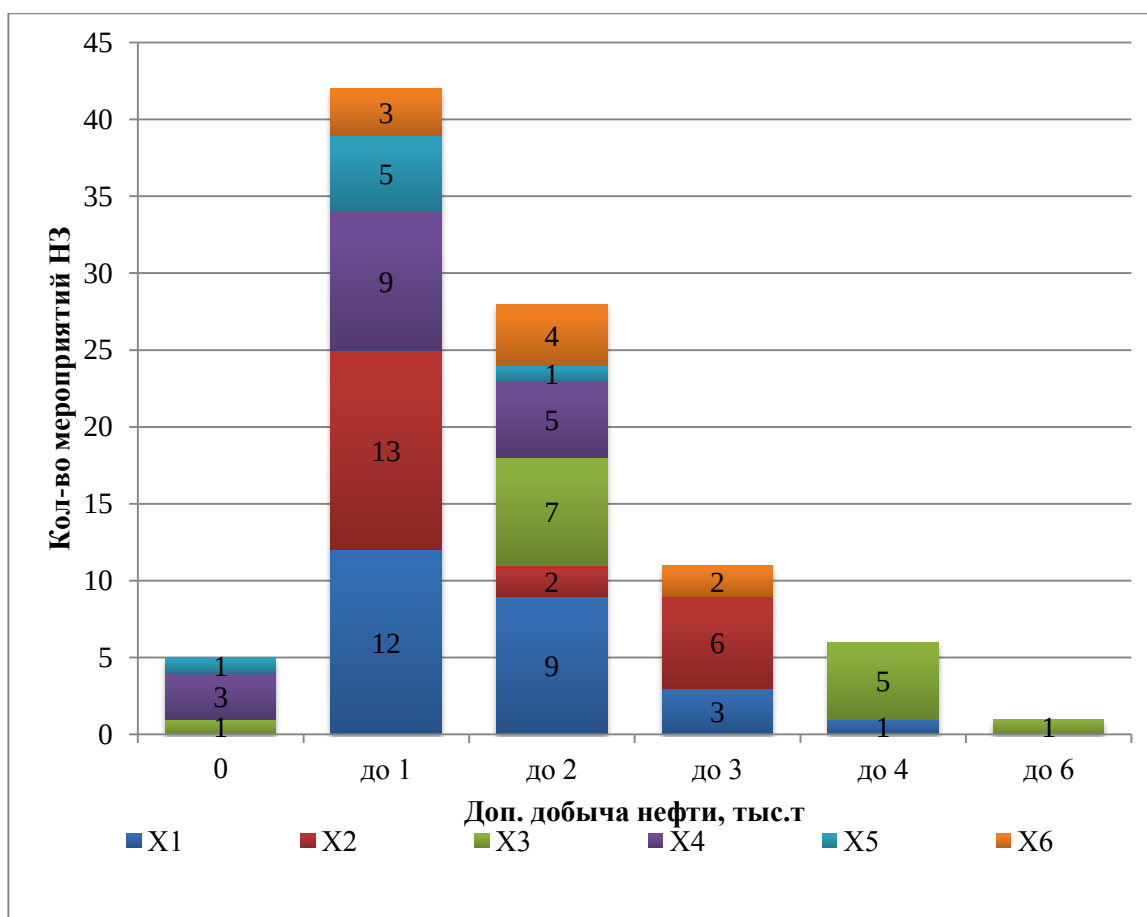


Рисунок 5 – Распределение количества мероприятий в зависимости от дополнительной добычи нефти

Это обуславливает необходимость оценки величины параметров, влияющих на эффективность нестационарного заводнения в каждом конкретном случае, а также необходимость разработки систематизированного подхода к оценке эффективности и выбору участков для применения нестационарного заводнения.

Для обоснованной оценки влияния различных геолого-физических и технологических параметров пласта необходимо, чтобы сравнение эффективности применения нестационарного заводнения для разных участков проводилось в одинаковых условиях. При этом величина дополнительной добычи нефти не может быть полноценно использована в качестве сопоставляемого значения, поскольку на нее в значительной мере оказывает влияние величина геологических запасов каждого конкретного участка. При

этом непосредственная оценка эффективности применения нестационарного заводнения может быть искажена.

Это предположение подтверждается распределением дополнительной добычи нефти в зависимости от начальных геологических запасов участка (рисунок 6), которое показывает, что наибольшие величины дополнительной добычи нефти характерны для участков с большей величиной начальных геологических запасов.

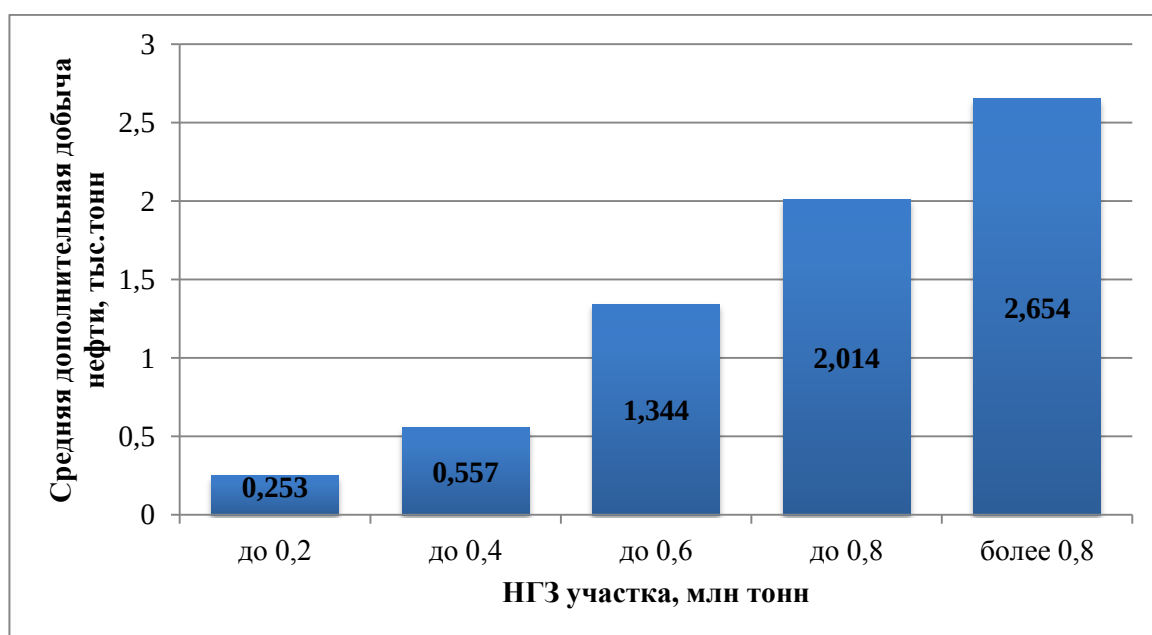


Рисунок 6 – Распределение дополнительной добычи нефти в зависимости от начальных геологических запасов участка

Таблица 7 – Средние величины дополнительной добычи нефти, изменения КИН по участку

Месторождение	Кол-во реагирующих доб. скв	Доп. добыча нефти, тыс.т	НГЗ участка, тыс.т	Изменение КИН, д.ед.
X1	4	1,329	490,1	0,0026
X2	3	0,604	277,0	0,0023
X3	4	2,415	843,1	0,0030
X4	3	0,667	292,7	0,0018
X5	3	0,503	270,0	0,0017
X6	4	1,376	687,4	0,0025

В качестве параметра, позволяющего качественно оценить эффективность нестационарного заводнения на любом участке, независимо от размеров его начальных геологических запасов, выбран безразмерный параметр изменения нефтеотдачи (коэффициент извлечения нефти), отражающий отношение дополнительной добычи нефти к начальным геологическим запасам, рисунок 7.

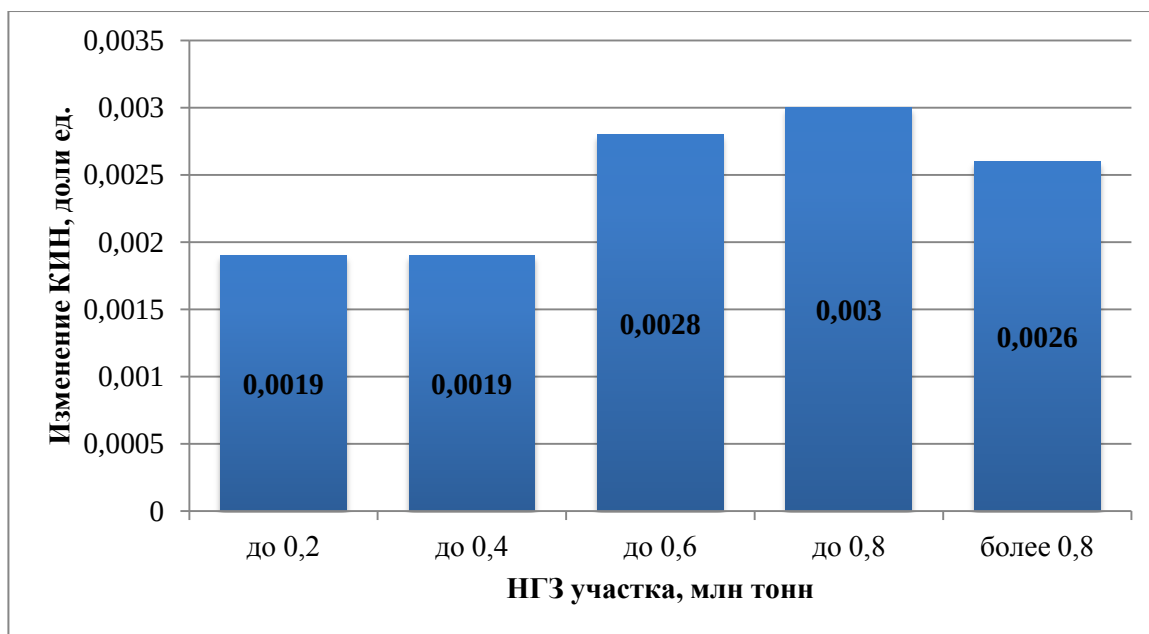


Рисунок 7 – Распределение величины изменения КИН от применения НЗ в зависимости от начальных геологических запасов участка

Изменение КИН по участкам зависит от величин дополнительной добычи нефти от применения НЗ и начальных геологических запасов нефти по участку, и варьируется от -0,0015 до 0,0043 д.ед., в среднем составляя 0,0024 д.ед.

Из рисунка видно, что приведение показателя эффективности применения нестационарного заводнения от абсолютного значения дополнительной добычи нефти к безразмерной величине изменения КИН позволило минимизировать влияние геологических запасов рассматриваемых участков реагирующих скважин. Распределение значений изменения нефтеотдачи по месторождениям приведено на рисунке 8 [10].

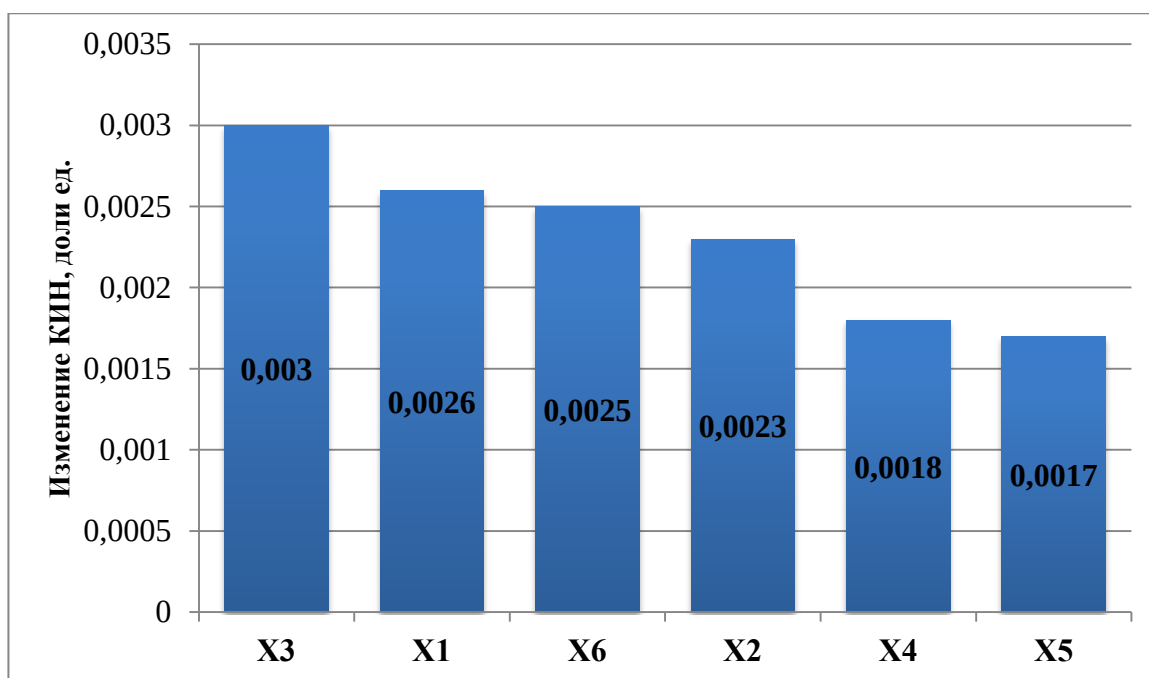


Рисунок 8 – Распределение величины изменения КИН от применения НЗ по участку по месторождениям

Определение средних значений изменения КИН позволяет сопоставить среднюю эффективность применения нестационарного заводнения по объектам анализируемых месторождений. Так, наибольшая эффективность нестационарного заводнения наблюдается на объекте ЮС₁ X3 месторождения - средняя величина изменения КИН по мероприятиям на участках объекта составила 0,003 д.ед. Наименьшая эффективность нестационарного заводнения наблюдается на объекте ЮС₁ X5 месторождения.

Таким образом, оценка безразмерного значения изменения нефтеотдачи от применения нестационарного заводнения на каждом конкретном анализируемом участке является основой качественного анализа зависимости эффективности нестационарного заводнения от различных влияющих параметров.

3. ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

Оцененная величина дополнительной добычи нефти от применения нестационарного заводнения на 6 месторождениях К... группы за период 2014 – 2016 гг. составляет 117,8 тыс. тонн нефти, или 1 267 тонн в среднем на 1 мероприятие, что подтверждает перспективность технологии для применения с целью увеличения степени выработки запасов нефти.

Применение технологии нестационарного заводнения позволяет снизить степень неэффективной закачки и величину добываемой воды в скважинной продукции - при увеличении величины добываемой нефти наблюдается снижение величины добываемой жидкости, что говорит о снижении доли воды в добываемой продукции.

Основой качественного анализа зависимости эффективности нестационарного заводнения от различных влияющих параметров является оценка безразмерного значения изменения нефтеотдачи от применения нестационарного заводнения на каждом конкретном анализируемом участке.

Эффективное применение нестационарного заводнения возможно:

- при значениях вязкости нефти до 90 мПа·с;
- при значениях начальной нефтенасыщенности пласта в пределах 55-75 %.
- наличии гидродинамической связи возмущающих и реагирующих скважин по площади, определяемая отсутствием литологических экранов и коллекторов со значениями глинистости более 6%.
- при условии, что средняя обводненность скважинной продукции не превышает 80 % при соотношении полуциклов снижения и повышения пластового давления 1:2.

С целью увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока нефти из пласта рекомендуется комплексирование технологий. Комплексные технологии воздействия на залежи нефти и газа с применением нестационарного заводнения, направленные и на увеличение коэффициента

извлечения нефти, и на ограничение движения воды по продуктивному пласту с одновременными интенсификационными обработками призабойных зон пласта, позволят существенно повысить эффективность разработки месторождений.

Таким образом, нестационарное заводнение целесообразно применять совместно с работами по выравниванию профиля приемистости за счет закачки гелеобразующих, полимерных, осадкообразующих и других составов, а также обработкой призабойной зоны пласта кислотными составами. Однако в этом случае оценить дополнительную добычу от циклического заводнения в «чистом» виде на основе фактических данных месторождений будет довольно сложно.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Г	Дымову Александру Евгеньевичу

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет годовой экономической эффективности нестационарного заводнения
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Нормы амортизации, страховые взносы, районный коэффициент

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведены расчеты, материальных затрат, затрат на оплату труда, страховых отчислений, амортизационных отчислений.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Отчисления бюджета проводятся на научные исследования.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности мероприятий НЗ.

Перечень графического материала

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Криницына Зоя Васильевна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Г	Дымов Александр Евгеньевич		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1. Экономическая эффективность выравнивания фронта вытеснения вследствие нестационарного заводнения по дополнительной добытой нефти

Экономический эффект от внедрения рекомендаций по выравниванию фронта нагнетаемой воды может быть определен за счет увеличения объема добычи нефти на ХЗ месторождении за 2015 год. Расчёты осуществляются для одного полного календарного года.

Нормативная база сметных расчётов, используемая в выпускной квалификационной работе представлена в таблице 10, и в основном опирается на Налоговый кодекс Российской Федерации.

Таблица 10 – Нормативная база сметных расчётов, используемая в выпускной квалификационной работе

Вид норматива, нормативная база		Характеристика	Источник
1	Норма амортизации	Зависит от класса основных средств по сроку полезного использования	НК РФ Статья 258. Амортизационные группы; ПБУ №6
2	Страховые взносы	30 % от фонда оплаты труда	Глава 34 Налоговый кодекс РФ
3	Налог на добавленную стоимость	Ставка 20 %	Глава 21 Налоговый кодекс РФ
4	Районный коэффициент	Ставка 70 %	
5	Надбавка за вахтовый метод работы	Ставка 16 %	Статья 217 Налоговый кодекс РФ

Годовой экономический эффект от применения новой технологии, обеспечивающей увеличение добычи нефти определяется по формуле [3]:

$$\mathcal{E} = C_1 A_1 + H \Delta A - C_2 A_2 - E_n \Delta K \quad (12)$$

где C_1 и C_2 - себестоимость добычи одной тонны нефти до и после применения метода, руб/т;

A_1 и A_2 - объем добычи нефти до и после применения метода, тыс. т;

ΔA - дополнительная годовая добыча нефти за счет применения новой технологии, тыс. т;

H - специальный норматив удельных приведенных затрат на одну тонну прироста добычи нефти (для мероприятий по увеличению текущих темпов отбора нефти принимается в размере 30 руб/т);

E_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений;

ΔK - дополнительные капитальные вложения, связанные с внедрением новой технологии, тыс. руб.

Так как мероприятия по нестационарному заводнению не требуют капитальных вложений, последнее слагаемое в формуле (12) будет равно нулю.

Исходные данные для расчета экономической эффективности выравнивания фронта вытеснения по дополнительной добытой нефти приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Исходные данные для расчёта экономической эффективности по дополнительно добытой нефти

Показатель	Значение
Цель воздействия на пласт	Увеличение нефтеотдачи пластов; выравнивание фронта заводнения
Вид воздействия на пласт	Перемена направления фильтрационных потоков
Количество скважин, на которых проводились мероприятия по НЗ, шт	13
Дополнительная добыча нефти (ΔA), тыс. т	31,94
Объем добычи нефти (A_2) по ХЗ месторождению за 2015 год, тыс. т	455,4
Дополнительные эксплуатационные расходы (3∂), тыс. руб.	135,7
Стоимость одной скважины, тыс.руб.	14000
Норма амортизации скважин, %	10

Объем добычи нефти до применения мероприятия (A_1) рассчитывается по формуле

$$A_1 = A_2 - \Delta A \quad (13)$$

Себестоимость добычи 1 тонны нефти после проведения мероприятий по нестационарному заводнению:

$$C_2 = 3 / A_2 \quad (14)$$

3 – затраты на проведение мероприятий по нестационарному заводнению. Все многообразие затрат, включенных в себестоимость продукции нефтегазодобывающего предприятия, группируется по следующим основным элементам: материальные затраты, затраты на оплату труда, отчисления на специальные нужды, амортизационные отчисления.

Материальные затраты в нефтедобыче - это в основном затраты на энергию, химические реагенты и прочие вспомогательные материалы, но так как технология нестационарного заводнения не предусматривает применения химических реагентов и прочих материалов, учитываться в расчете будут только затраты на электроэнергию.

Таблица 9 – Расчет материальных затрат

Наименование материала, единица измерения	Цена за единицу, руб/тонну	Объем добычи нефти по ХЗ месторождению за 2015 год, тыс. тонн	Стоимость материалов, руб.
Электроненергия	47,2	455,4	21494880
ИТОГО			21494880

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 формами и системами оплаты труда. Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др. Начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в

многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др.

Надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др. суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования.

При проведении операций по нестационарному заводнению на кустовой площадке присутствуют операторы по поддержанию пластового давления (ППД), и ответственный за проведение работ мастер цеха поддержания пластового давления (ЦППД). Работы ведутся в дневную и ночную смены, длительность смены 11 часов (с учетом перерыва на обед). Ежемесячная норма выработки 330 часов. Процентная надбавка за вахтовый метод работы составляет 16 %, районный коэффициент к заработной плате в Ханты-Мансийском автономном округе 70 %, ежемесячная премия в размере 40%. Расчет заработной платы можно свести в таблицу 10.

Таблица 10 – Расчет затрат на оплату труда

Должность	Кол-во	Месяч-ная тариф-ная ставка, руб.	Часовая тариф-ная ставка, руб.	Норма времени на проведе-ние меропр-ия, ч.	Премия	Район-ный коэф-фициен-т, руб.	Надбавка за вахтовый метод работы, руб.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Оператор ППД	2	19437	58,9	3960	186595	326542	74638	1054263
Мастер ЦППД	1	25740	78,0	3960	123552	216216	49420,8	698068,8
ИТОГО								1752331,8

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ и включают в себя страховые взносы в Пенсионный фонд РФ, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев при проведении работ на кустовой площадке (таблица 11).

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III с тарифом 0,4 % для предоставления услуг в области добычи нефти и природного газа (код по ОКВЭД – 09.10).

Таблица 11 – Расчет страховых взносов

	Заработная плата, руб.	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	ПФР РФ (30%)	Страхование от несчастных случаев (0,4%)	Всего, руб.
Затраты	1752331,8	50817,6	89368,9	525699,5	7009,3	672895,3

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части.

Норма амортизационных отчислений на реновацию скважин составляет 10 % от их балансовой стоимости.

Определим стоимость всех скважин:

$$\Phi C = \Phi_1 * N = 14\,000 * 13 = 182\,000 \text{ тыс. руб.} \quad (15)$$

Рассчитаем сумму амортизационных отчислений:

$$AMC = H1 * \Phi C = 10 \% / 100\% * 182\,000\,000 = 182\,000\,000 \text{ руб.} \quad (16)$$

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение мероприятия по ВПП, которая представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	21494880
2. Затраты на оплату труда	1752331,8
3. Страховые взносы	672895,3
4. Амортизационные отчисления	18200000
ИТОГО ОСНОВНЫЕ РАСХОДЫ	42120107,1

Итого себестоимость добычи 1 тонны нефти после проведенных мероприятий по нестационарному заводнению на ХЗ месторождении в течение 2015 года составила:

$$C_2 = \frac{3}{A_2} = \frac{42120107,1}{455400} = 92,5 \text{ руб/т.} \quad (17)$$

Себестоимость добычи одной тонны нефти до внедрения метода определяется по формуле:

$$C_1 = \frac{C_2 A_2 - Z_d}{A_1} = \frac{92,5 \cdot 455,4 - 105,7}{423,46} = 99,2 \text{ руб/т.} \quad (18)$$

где Z_d - дополнительные эксплуатационные расходы, связанные с приростом добычи нефти в результате применения новой технологии, руб.

Объем добычи нефти до применения метода определяется по формуле (13):

$$A_1 = 455,4 - 31,94 = 423,46 \text{ тыс. т} \quad (19)$$

Годовой экономический эффект по формуле (12) равен:

$$\mathcal{E} = 99,2 \times 423,46 + 30 \times 31,94 - 92,5 \times 455,4 = 840,932 \text{ тыс. руб.} \quad (20)$$

Таким образом, был определен годовой экономический эффект от выравнивания фронта вытеснения вследствие нестационарного заводнения по дополнительной добытой нефти за 2015 год на ХЗ месторождении К... района, который составил 840,932 тысяч рублей.

Следовательно, данные мероприятия по нестационарному заводнению являются эффективными и экономически оправданными.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б4Г	Дымову Александру Евгеньевичу

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объект исследования – кустовые площадки месторождений К... района (ХМАО).
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.	Рассмотрение источников опасных и вредных факторов: • Отклонение показателей климата на открытом воздухе; • Превышение уровней шума и вибрации; • Недостаточная освещенность; • Повышенная запыленность рабочей зоны. • Электрический ток; • Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; • Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением). Выяснение мер по обеспечению безопасности работы персонала.
2. Экологическая безопасность	Оценка и анализ воздействия работ по нестационарному заводнению на гидросферу, атмосферу, литосферу. Комплекс мер по охране окружающей среды.

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Оценка возможных чрезвычайных ситуаций. Описание наиболее вероятной ЧС – взрыва, его источников, комплекса мер по обеспечению безопасности.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом и организация рабочей зоны.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Г	Дымов Александр Евгеньевич		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Основным способом разработки нефтяных месторождений в Российской Федерации на сегодняшний день является заводнение, при этом способе эффективность извлечения нефти зависит от полноты охвата пласта воздействием закачиваемой воды. Высокая неоднородность продуктивных пластов, связанная с наличием в них высокопроницаемых пропластков, приводит к быстрому прорыву воды в добывающие скважины и, как следствие, ухудшению технико-экономических показателей разработки месторождений и снижению нефтеотдачи пластов.

Для повышения выработки запасов в сложившихся условиях необходимо проведение модернизации и модификации сформировавшихся систем разработки, а также широкое применение технологий, направленных на увеличение нефтеотдачи при оптимальных технико-экономических показателях.

Одной из широко применяемых недорогостоящих технологий вовлечения остаточных запасов нефти в активную разработку является нестационарное заводнение (НЗ).

Методы НЗ в настоящее время широко используются на месторождениях различных нефтегазоносных провинций. Работы проводятся на открытых кустовых площадках месторождений К... района, который расположен в центральной части Западно-Сибирской равнины. В административном отношении месторождения находятся в Ханты-Мансийском автономном округе РФ.

Климат района резко континентальный с продолжительной зимой и коротким теплым летом. Снежный покров устанавливается во второй половине октября и держится до конца апреля, а в лесных массивах до начала июня. Работы по заводнению ведутся круглогодично.

5.1. Производственная безопасность при выполнении работ на кустовой площадке

Обслуживание нагнетательных скважин производит оператор по поддержанию пластового давления (ППД). Его рабочее место состоит из скважин, кустовой площадки, блоков автоматики.

Работа оператора ППД, согласно должностной инструкции на рабочее место, включает в себя:

- осуществление обслуживания оборудования нагнетательных скважин;
- спуск конденсата из влагоотделителей, наблюдение за исправностью устьевого оборудования нагнетательных скважин;
- систематический обход магистральных и рабочих трубопроводов и нагнетательных скважин, наблюдение за исправностью их состояния и участие в их ремонте;
- участие в работах по повышению приемистости скважин;
- наблюдение за показаниями регистрирующих приборов и учет показаний;
- участие в работах по монтажу и демонтажу трубопроводов;
- отбор проб из нагнетательных скважин и водоводов;
- ведение вахтового журнала закачки рабочего агента в пласт.

Работник подвержен вредному воздействию, находясь на территории производственного объекта, которое классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [20] (таблица 13).

Таблица 13 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) обследование элементов конструкций на	1. Отклонение показателей климата на открытом	1. Электрический ток; 2. Движущиеся машины и	Требования безопасности к уровню шума: ГОСТ 12.1.003-83 (1999) [21];

целостность и отсутствие видимых повреждений; 2) монтаж, демонтаж оборудования; 3) обеспечение санитарного порядка на территории объектов; 4) работаоборудованием, работающим под высоким давлением; 5) работа в темное время суток.	воздухе; 2. Превышение уровней шума и вибрации; 3. Недостаточная освещенность; 4. Повышенная запыленность рабочей зоны.	механизмы производственного оборудования; 3. Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).	Требования безопасности к уровню вибрации: ГОСТ 12.1.012-90 [23]; Защитное заземление, зануление: ГОСТ 12.1.030-81 [25]; Естественное и искусственное освещение: СП 52.13330.2011 [24]; Оборудование производственное. Общие требования безопасности: ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ [27]; Оборудование производственное. Ограждения защитные: ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ [28].
--	--	--	---

5.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Отклонение показателей климата на открытом воздухе. Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

Спецодежда должна быть хлопчатобумажной, изо льна, грубошерстные сукна, иметь удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре) применяют специальные костюмы из металлизированной ткани. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; глаз - очки (темные или с прозрачным слоем металла) лица - маски с откидным прозрачным экраном. Защита от

воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей.

Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 14).

Таблица 14 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
безветренная погода	-40
менее 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1–15,0	-15
15,1–20,0	-5
более 20	0

Превышение уровней шума. В непосредственной близости от рабочего места оператора ППД могут находиться машины КРС (капитальный ремонт скважин) либо агрегаты для ОПЗ (очистки призабойной зоны), которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-83 (1999) [21]. Норма на открытой местности составляет 80дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБА. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБА, превышающий допустимый. Согласно СП 51.13330.2011 (Защита от шума) мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противοшумные вкладыши [22].

Превышение уровня вибрации. Согласно ГОСТ 12.1.012-90 [23] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ППД составляет около 30 дБ, что не превышает норму. Данная вибрация обусловлена работой двигателя,

поднимающего скребок из скважины. Мероприятия по защите от вибрации: использование резиновых перчаток и резиновых прокладок в блоке установки двигателя.

Недостаточная освещённость рабочей зоны. При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов (СП 52.13330.2011) [24]. Мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

Повышенная запыленность рабочей зоны. Кустовая площадка огорожена насыпью песка со всех сторон с целью предотвращения разгорания лесного пожара. С учетом сильных ветров может происходить попадание песка в носовую область оператора ППД, что негативно влияет на его здоровье. Мероприятия для устранения попадания песка в носовую область: использование респираторов.

5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Электрический ток. Источником поражения электрическим током, при проведении работ на кустовых площадках, могут являться плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний. Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил. Защитное заземление должно удовлетворять ряду

требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление» [25].

Для защиты персонала от поражения электрическим током при пробое изоляции электрифицированных механизмов и электроинструмента они должны быть оборудованы устройствами защитного отключения (УЗО). Одной из защитных мер является также ограничение напряжения до 12- 36 В для переносного электрооборудования, местного или ремонтного освещения.

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты (ГОСТ Р 12.1.019-2009).

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки [26].

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. Механические травмы могут возникать при монтаже, демонтаже оборудования, при спуско-подъемных операциях. При неправильной эксплуатации или использования неисправного оборудования, инструментов, механизмов. При проведении работ также используется автомобильный транспорт различного назначения, в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [28] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003-91 [27].

При проведении работ на скважине необходимо соблюдать технику безопасности. Основная опасность заключается в том, что, зацепившись телом или одеждой за свободный конец движущегося механизма можно получить травму вплоть до смертельного исхода. Основными мерами предосторожности являются: соблюдение всех требований правил техники безопасности при работе с инструментами; соблюдение формы одежды (все пуговицы на одежде должны быть застегнуты, полы одежды не должны болтаться); периодическая проверка технического состояния используемых инструментов, повышенное внимание на рабочем месте.

Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением). Оборудование, в котором давление газа или жидкости превышает атмосферное, принято называть сосудами, работающими под давлением.

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может повлечь тяжелые последствия. Для предупреждения подобных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов,

на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г.

Разгерметизация (потеря герметичности), достаточно часто сопровождается возникновением двух групп опасностей.

Первая из них связана с взрывом сосуда или установки, работающей под давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близко расположенного оборудования и техники, а также травмирование персонала разлетающимися осколками оборудования.

Вторая группа опасностей зависит от свойств веществ, находящихся в оборудовании, работающем под давлением. Но так как химические реагенты, применяемые для заводнения, не являются агрессивными (в большинстве технологий используется полиакриламид в качестве основного компонента), то влияние, оказываемое ими на организм человека и окружающую среду, не является негативным.

Причинами разгерметизации могут являться различные дефекты (трещины, вмятины, дефекты сварки и др.), возникшие при изготовлении, хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для своевременного обнаружения этих дефектов применяют различные методы контроля: внешний осмотр сосудов и аппаратов, работающих под давлением, гидравлические испытания сосудов, механические испытания материалов, из которых изготовлены сосуды, и др.

5.2. Экологическая безопасность

Операции по заводнению сопровождается неизбежным техногенным воздействием на объекты природной среды. С целью исключения или сведения к минимуму негативного воздействия работ данного вида на окружающую среду предусмотрен комплекс специальных мероприятий по охране окружающей среды.

В соответствии с нормами технологического проектирования для предотвращения попадания химических реагентов и технологических

жидкостей в гидросферу, регламент должен предусматривать полную герметизацию всего оборудования, арматуры.

Загрязнение гидросферы

Вторичное вскрытие пласта скважин при определенных условиях может сопровождаться:

- загрязнением водотоков, поверхностных водоемов, подземных вод грунтов, почв химическими реагентами, горюче-смазочными материалами (ГСМ), пластовыми флюидами.
- хозяйственно-бытовыми жидкими и твердыми отходами;
- перетоками в заколонном пространстве из-за нарушения целостности обсадной колонны;
- продуктами утечек скважины.

Загрязнение литосферы

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

Во время проведения технологических операций с химическими агентами, велика вероятность попадания оных не только в продуктивные пропластки, но и за его пределы, путём перетоков, или неплотной кровли пропластка, что, в свою очередь приводит к изменению физико-химических свойств почвы, и оказывает на неё негативное воздействие.

При проведении работ по нестационарному заводнению, не производится закачка химических композиций, ведется только закачка технологически подготовленной воды необходимой минерализации. Таким образом, данный метод оказывает минимальное негативное влияние на литосферу.

Загрязнение атмосферы

При добыче нефти от кустовых площадок выделяются загрязняющие вещества, которые складываются из выбросов через неплотности фланцевых соединений, запорно-регулирующей арматуры скважин, а также сальниковых уплотнений.

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

Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды.

В процессе освоения скважины продукты освоения (нефть, отработанная вода) должны собираться в передвижные металлические емкости по 25 м³ с последующей откачкой нефти и пластовой воды в нефтесборный коллектор.

После закачки химических реагентов или других вредных веществ до разборки нагнетательной системы агрегата должна прокачиваться инертная жидкость объемом, достаточным для промывки нагнетательной системы. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость. Остатки химических реагентов следует собирать и доставлять в специально отведенное место, оборудованное для утилизации или уничтожения.

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на кустовой площадке месторождения при проведении работ по нестационарному заводнению:

- нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением;
- разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину;

- нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии в электросети.

Технологические процессы, идущие под высоким давлением, и оборудование, находящееся под большими нагрузками, в определенных условиях представляют наибольшую опасность для здоровья и жизни персонала.

Согласно ФНиП ПБ «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» общие требования при проведении работ по заводнению включают в себя следующие ключевые моменты:

- работы по нагнетанию в скважину химических и других агентов проводятся в соответствии с планом, утвержденным нефтегазодобывающей организацией;
- в плане должны быть указаны порядок подготовительных работ, схема размещения оборудования, технология проведения процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работ;
- при закачке химических реагентов, пара, горячей воды на нагнетательной линии у устья скважины должен быть установлен обратный клапан;
- нагнетательная система после сборки до начала закачки должна быть опрессована на полуторакратное ожидаемое рабочее давление;
- при гидравлических испытаниях нагнетательных систем обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны, устанавливаемой планом работ;
- перед началом работы по закачке реагентов, воды и после временной остановки в зимнее время необходимо убедиться в отсутствии в коммуникациях насосных установок и нагнетательных линиях ледяных пробок [29].

Основные мероприятия по предотвращению опасностей, обусловленных повышением давления и нагрузками, включают в себя: осмотр и испытание

установок, оборудования, механизмов; применение различных средств блокировки, исключающих аварии при неправильных действиях рабочих; автоматизация производственных процессов, позволяющая вывести людей из опасных зон, и осуществлять контроль показаний приборов дистанционно.

На нефтегазовых промыслах из всех чрезвычайных ситуаций наиболее вероятны и опасны пожары и взрывы. Причиной возникновения пожара может открытый огонь, искра, трение, удары, перегревы деталей механизмов, неисправностей в электроснабжении.

Чтобы не допустить пожароопасной ситуации все объекты на промысле должны быть правильно расположены относительно друг друга: от устья скважины до общественных зданий расстояние должно быть не менее 500 м, до насосных станций и резервуаров от 40 м, до газокompрессорной станции – 60 м. Всё электрооборудование на промысле должно проходить своевременную проверку, работать с ним должны только специально обученные люди и персонал, прошедший инструктаж. Все установки на промысле должны быть снабжены системами противопожарной сигнализации и противопожарной автоматикой [19].

В случае возникновения открытого огня необходимо его ликвидировать средствами первичного пожаротушения: огнетушителями, струёй воды, изоляцией огня от кислорода и т.д. Если тушение открытого огня не представляется возможным, в связи с его площадью и интенсивностью, необходима срочная эвакуация рабочего персонала по заранее разработанному плану действий согласно [31], который включает в себя стратегию эвакуации рабочих и пункт сбора, систему оповещений и радио- и телефонной связи, укрытие рабочего персонала в специальные помещения, предназначенные для защиты в случае таких ситуаций, использование СИЗ в случае необходимости, оказание медицинской помощи пострадавшим, организация аварийно-спасательных работ в зонах ЧС.

Чтобы снизить вероятность возникновения ЧС необходим комплекс по предупреждению подобных ситуаций. К нему можно отнести - повышение

надежности технологического оборудования, совершенствование рабочих процессов, своевременное обновление используемых материалов, агрегатов и установок, применение высококачественного сырья и материалов, участие в работах высококвалифицированного персонала.

5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работы по заводнению проводятся лицами, работающими вахтовым методом. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ [30]. Вахтовый метод - особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

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

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

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

Компоновка рабочей зоны должна быть спроектирована для удобного выполнения трудовых обязанностей оператора. Так как основная рабочая зона

оператора - это кустовая площадка, то расположение объектов на ней должно соответствовать утверждённой принципиальной схеме, разработанной с учётом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, входящим в неё.

Таким образом, рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ по нестационарному заводнению оператором ППД на кустовой площадке, и в рамках этого вопроса проанализированы вредные и опасные производственные факторы, рекомендованы мероприятия по их устранению. Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией признаны пожары и взрывы, разобраны меры по предупреждению ЧС и план действий в результате возникшей ЧС и ликвидации ее последствий.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены и проанализированы различные современные технологии по нестационарному заводнению. Разобран подход к оценке технологической эффективности проведенных мероприятий по нестационарному заводнению на 6 месторождениях К... группы за период 2014 – 2016 гг. составляет 117,8 тыс. тонн нефти, или 1 267 тонн в среднем на 1 мероприятие, что подтверждает эффективность технологии для применения с целью увеличения степени выработки запасов нефти.

Наибольшая эффективность нестационарного заводнения наблюдается на объекте ЮС₁ X3 месторождения, суммарная величина дополнительной добычи от 20 мероприятий составила 48,3 тыс. тонн.

Также был определен годовой экономический эффект от внедрения рекомендаций по выравниванию фронта нагнетаемой воды за счет увеличения объема добычи нефти за 2015 год на X3 месторождении, который составил 840,932 тыс. руб.

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

Список используемых источников:

1. Крянев Д.Ю. Нестационарное заводнение. Методика критериальной оценки выбора участков воздействия. – М.: ОАО «Всерос. нефтегаз. науч.-исслед. ин-т», 2008. – 208 с.
2. Владимиров И.В. Нестационарные технологии в разработке нефтяных месторождений: Автореф. дис ... докт. техн. наук: 25.00.15. – Уфа, 2005. – 52 с.
3. РД 39-3-507-80. Руководство по выравниванию фронта нагнетаемой воды и регулированию выработки пластов за счет применения циклического заводнения и перемены направления фильтрационных потоков/ СИБНИИНП. – Тюмень, 1980. – 92 с.
4. Сургучев М.Л. Об увеличении нефтеотдачи неоднородных пластов // Тр. ВНИИ. - М.: Гос топтехиздат, 1959. - Вып. 19. - С. 102-110.
5. А. с. 193402. Способ разработки нефтяных месторождений. Боксерман А.А., Губанов А.И., Желтов Ю.П., Кочешков А.А., Оганджаниянц В.Г., Сургучев М.Л. - 1967.
6. Шарбатова И.Н., Сургучев М.Л. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты. - М.: Недра, 1988. - 121 с.
7. Медведев К.Ю. Перспективы применения нестационарного заводнения с целью повышения выработки запасов нефти // Наука. Инновации. Технологии. — 2017. — №2. — С. 147-158.
8. Белоногова Е.А., Патракова Е.П., Иванов В.А. Нестационарное извлечение нефти из заводненного зонально-неоднородного по проницаемости пласта // Нефтепромысловое дело. 2012. № 3. С. 30-34.
9. Рузин Л.М. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) / Л.М. Рузин, О.А. Морозюк. – Ухта : УГТУ, 2014. – 127с.
10. Ваганов Л.А. Повышение эффективности применения нестационарного заводнения в условиях залежей нефти верхнеюрских отложений: Дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. – Тюмень, 2012. – 124 с.

11. Галимов Р.И. Технология полимерного заводнения на поздней стадии разработки месторождений // Молодой ученый. — 2017. — №40. — С. 4-6.
12. Смирнова Т.С., Долгова Е.Ю., Меркитанов Н.А., Тулегенов А.Р. Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пласта. // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – №7. – с. 27-34.
13. Байков В.А., Колонских А.В., Макастров А.К., Политов М.Е., Телин А.Г., Якасов А.В. Нестационарная фильтрация в сверхнизкопроницаемых коллекторах при низких градиентах давлений // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №10. – с. 52-56.
14. Медведев К.Ю. Повышение эффективности разработки неоднородных высокообводненных карбонатных залежей путём совершенствования технологий нестационарного заводнения: Дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. – Москва, 2018. – 118 с.
15. Гуляев В.Н. Выбор эксплуатационных участков на объектах для применения гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи: Дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. – Тюмень, 2014. – 139 с.
16. Шарбатова И.Н., Сургучев М.Л. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты. - М.: Недра, 1988. - 121 с.
17. Владимиров И.В. «Нестационарные технологии нефтедобычи» (этапы развития, современное состояние и перспективы). - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ» - 2004. - 216 с.
18. В.А. Савельев, М.А. Токарев, А.С. Чинаров. Геолого-промысловые методы прогноза нефтеотдачи. Учеб. пособие. Ижевск: Удмуртский университет, 2008. 147 с.
19. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. – М: Стандартинформ, 2014. – 23 с.
20. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

21. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартинформ, 1999. – 25 с.
22. СП 51.13330.2011. Защита от шума.
23. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартинформ, 1990. – 20 с.
24. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
25. ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».
26. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
27. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
28. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
29. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 288 с.
30. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом;
31. ГОСТ Р 22.3.03-94 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения».

Приложение А

Таблица 1 – Блок-схема критериального анализа объектов с песчанистостью 0,3-0,79

Объекты разработки с песчанистостью 0,3-0,79																												
Степень зональной неоднородности > 50%									Степень зональной неоднородности 20-50%									Степень зональной неоднородности < 20%										
Степень послойной неоднородности									Степень послойной неоднородности									Степень послойной неоднородности										
Высокая > 3			Средняя 2-3			Низкая < 2			Высокая > 3			Средняя 2-3			Низкая < 2			Высокая > 3			Средняя 2-3			Низкая < 2				
Расчлененность									Расчлененность									Расчлененность										
Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая		
>4	2-3	<2	>4	2-3	<2	>4	2-3	<2	>4	2-3	<2	>4	2-3	<2	>4	2-3	<2	>4	2-3	<2	>4	2-3	<2	>4	2-3	<2		
Степень выработки запасов									Степень выработки запасов									Степень выработки запасов										
Низкая < 0,2			Средняя 0,2-0,8			Высокая>0,8			Низкая < 0,2			Средняя 0,2-0,8			Высокая>0,8			Низкая < 0,2			Средняя 0,2-0,8			Высокая>0,8				
Степень предпочтительности									Степень предпочтительности									Степень предпочтительности										
0,8	0,7	0,4	0,4	0,8	0,6	0,4	0,5	0,3	0,8	0,6	0,4	0,6	0,4	0,3	0,4	0,3	0,3	0,8	0,4	0,3	0,4	0,3	0,2	0,25	0,2	0,1		
0,7	0,5	0,3	0,3	0,6	0,4	0,15	0,4	0,1	0,6	0,4	0,2	0,4	0,3	0,1	0,3	0,2	0,2	0,4	0,3	0,2	0,3	0,2	0,1	0,2	0,1	0		
0,4	0,25	0,15	0,15	0,3	0,15	0,1	0,15	0	0,2	0,15	0,1	0,2	0,15	0,1	0,15	0,1	0	0,2	0,15	0,1	0,15	0,1	0	0,15	0	0		

Таблица 2 – Блок-схема критериального анализа объектов с песчанистостью > 0,8

Объекты разработки с песчанистостью > 0,8																											
Степень зональной неоднородности > 50%									Степень зональной неоднородности 20-50%									Степень зональной неоднородности 20% <									
Степень послонной неоднородности									Степень послонной неоднородности									Степень послонной неоднородности									
Высокая > 3			Средняя 2-3			Низкая < 2			Высокая > 3			Средняя 2-3			Низкая < 2			Высокая > 3			Средняя 2-3			Низкая < 2			
Расчлененность									Расчлененность									Расчлененность									
Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая	
>4	2-3	<2	>4	2-3	<2	>4	2-3	<2	>4	2-3	<2	>4	2-3	<2	>4	2-3	<2	>4	2-3	<2	>4	2-3	<2	>4	2-3	<2	
Степень выработки запасов									Степень выработки запасов									Степень выработки запасов									
Низкая < 0,2			Средняя 0,2-0,8			Высокая>0,8			Низкая < 0,2			Средняя 0,2-0,8			Высокая>0,8			Низкая < 0,2			Средняя 0,2-0,8			Высокая>0,8			
Степень предпочтительности									Степень предпочтительности									Степень предпочтительности									
1	0,8	0,6	0,9	0,7	0,5	0,6	0,5	0,4	0,9	0,7	0,5	0,7	0,5	0,4	0,5	0,4	0,3	0,7	0,5	0,4	0,5	0,4	0,3	0,3	0,25	0,15	
0,8	0,6	0,4	0,7	0,5	0,2	0,5	0,3	0,2	0,7	0,5	0,3	0,5	0,4	0,2	0,4	0,3	0,2	0,5	0,4	0,3	0,4	0,3	0,2	0,25	0,15	0,1	
0,5	0,3	0,2	0,4	0,2	0,1	0,2	0,1	0	0,3	0,2	0,1	0,2	0,2	0,1	0,2	0,1	0	0,2	0,25	0,15	0,25	0,15	0,1	0,2	0,1	0	

Таблица 3 – Блок-схема критериального анализа объектов с песчанистостью < 0,29

Объекты разработки с песчанистостью < 0,29																											
Степень зональной неоднородности > 50%									Степень зональной неоднородности 20-50%									Степень зональной неоднородности < 20%									
Степень послойной неоднородности									Степень послойной неоднородности									Степень послойной неоднородности									
Высокая > 3			Средняя 2-3			Низкая < 2			Высокая > 3			Средняя 2-3			Низкая < 2			Высокая > 3			Средняя 2-3			Низкая < 2			
Расчлененность									Расчлененность									Расчлененность									
Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая	
>4	2-3	<2	>4	2-3	<2	>4	2-3	<2	>4	2-3	<2	>4	2-3	<2	>4	2-3	<2	>4	2-3	<2	>4	2-3	<2	>4	2-3	<2	
Степень выработки запасов									Степень выработки запасов									Степень выработки запасов									
Низкая < 0,2			Средняя 0,2-0,8			Высокая>0,8			Низкая < 0,2			Средняя 0,2-0,8			Высокая>0,8			Низкая < 0,2			Средняя 0,2-0,8			Высокая>0,8			
Степень предпочтительности									Степень предпочтительности									Степень предпочтительности									
0,7	0,5	0,4	0,6	0,4	0,3	0,4	0,3	0,3	0,8	0,5	0,4	0,6	0,4	0,3	0,4	0,3	0,3	0,5	0,3	0,2	0,3	0,2	0,15	0,2	0,15	0	
0,5	0,4	0,2	0,4	0,3	0,2	0,3	0,2	0,1	0,4	0,4	0,2	0,4	0,3	0,2	0,3	0,2	0,1	0,3	0,2	0,15	0,2	0,15	0,1	0,15	0,1	0	
0,3	0,2	0,1	0,2	0,15	0,1	0,15	0,1	0	0,2	0,2	0,1	0,2	0,15	0,1	0,15	0,1	0	0,2	0,15	0,1	0,15	0,1	0	0,1	0	0	

Приложение Б

Таблица 1 – Величины дополнительной добычи нефти, изменения КИН по проведенным мероприятиям по нестационарному заводнению

Место-рожде-ние	Район скважины	Дата мероприятия	Кол-во реагирующих доб. скв	Доп. добыча нефти, тыс.т	НГЗ участка, тыс.т	Изменение КИН, д.ед.
X1	6087	01.01.2015	5	0,601	199,2	0,0030
	8702	01.01.2015	3	0,257	182,2	0,0014
	8714	01.07.2015	6	0,968	399,0	0,0024
	8736	01.08.2015	7	1,103	423,7	0,0031
	8855	01.07.2014	6	2,580	829,7	0,0031
	8856	01.07.2014	4	0,624	504,0	0,0012
	8857	01.03.2016	4	1,686	622,6	0,0027
	8872	01.04.2015	5	1,983	683,7	0,0029
	8874	01.03.2014	5	0,559	372,6	0,0015
	8881	01.10.2014	4	0,554	260,3	0,0021
	8965	01.07.2015	5	0,815	326,5	0,0025
	9008	01.06.2014	6	1,270	432,9	0,0029
	9042	01.10.2015	7	3,639	933,5	0,0039
	9081	01.06.2014	3	0,015	307,4	0,0000
	9081	01.11.2014	4	0,900	437,1	0,0021
	9081	01.10.2015	4	1,559	594,9	0,0026
	9086	01.04.2014	6	2,841	666,2	0,0043
	9086	01.06.2015	6	2,039	674,6	0,0030
	9089	01.04.2015	5	1,493	551,5	0,0027
	9089	01.10.2015	5	1,484	551,5	0,0027
	9094	01.01.2014	6	1,852	623,6	0,0030
	9094	01.06.2014	5	0,750	530,7	0,0014
	9118	01.10.2015	7	0,991	481,0	0,0021
	9118	01.04.2016	7	1,731	481,0	0,0036
	9269	01.03.2016	3	0,729	183,7	0,0040
	Среднее		5,1	1,329	490,1	0,0026
X2	745	01.04.2014	4	0,314	78,9	0,0040
	746	01.04.2014	2	0,081	48,5	0,0017
	757	01.04.2014	5	0,733	235,8	0,0031
	757	01.09.2014	5	0,572	235,8	0,0024
	802	01.04.2014	7	1,531	425,4	0,0036
	822	01.04.2014	7	0,756	323,1	0,0023
	822	01.09.2014	7	0,711	323,1	0,0022
	825	01.09.2014	7	0,545	281,3	0,0019
	826	01.05.2014	7	0,270	215,5	0,0013
	828	01.07.2014	7	0,471	300,0	0,0016
	829	01.09.2014	5	0,421	280,4	0,0015
	978	01.10.2015	7	1,006	423,4	0,0024
	991	01.10.2015	5	0,572	220,7	0,0026
	991	01.04.2016	5	0,555	220,7	0,0025
	999	01.10.2015	7	0,529	542,7	0,0010
	Среднее		5,8	0,604	277,0	0,0023
X3	25	01.05.2015	4	2,655	1117,7	0,0024
	25	01.09.2015	3	1,806	821,0	0,0022
	26	01.09.2015	4	2,349	845,7	0,0028

Продолжение таблицы 1

X3	27	01.09.2015	5	3,419	1179,0	0,0029
	33	01.10.2015	5	0,563	1161,4	0,0005
	39	01.04.2014	4	2,206	928,7	0,0024
	39	01.10.2015	4	3,018	928,7	0,0033
	46	01.09.2015	3	3,229	919,3	0,0035
	352	01.08.2015	5	3,082	963,9	0,0032
	353	01.08.2015	5	2,293	790,5	0,0029
	373	01.08.2015	4	1,453	480,7	0,0030
	431	01.04.2015	5	5,412	2038,5	0,0027
	532	01.08.2015	5	1,420	589,2	0,0024
	611	01.03.2014	5	3,860	912,5	0,0042
	651	01.01.2014	3	1,596	432,8	0,0037
	1036	01.09.2014	4	1,823	423,9	0,0043
	1144	01.04.2014	4	1,112	342,3	0,0033
	1214	01.11.2014	4	2,890	758,5	0,0038
	1234	01.04.2015	4	1,245	305,7	0,0041
	382Б	01.09.2014	5	2,864	921,0	0,0031
	Среднее		4,25	2,415	843,1	0,0030
X4	7170	01.12.2014	4	0,270	126,6	0,0021
	7170	01.05.2015	4	0,219	126,6	0,0017
	7203	01.09.2014	4	0,365	135,9	0,0027
	7302	01.03.2015	6	0,132	76,4	0,0017
	7307	01.12.2014	7	0,382	200,9	0,0019
	7313	01.05.2015	7	1,401	657,7	0,0021
	7313	01.01.2016	7	1,217	657,7	0,0019
	7319	01.01.2014	7	1,807	608,5	0,0030
	7319	01.05.2014	7	1,924	608,5	0,0032
	7320	01.04.2014	7	1,855	680,8	0,0027
	7335	01.04.2014	7	0,709	372,9	0,0019
	7354	01.09.2014	4	0,315	143,2	0,0022
	7365	01.06.2015	5	0,839	277,7	0,0030
	403Н	01.01.2016	5	-0,112	75,1	-0,0015
	403Н	01.07.2016	3	-0,067	88,3	-0,0008
	418Н	01.01.2016	4	-0,002	101,3	0,0000
	503Н	01.03.2015	2	0,086	37,2	0,0023
	Среднее		5,3	0,667	292,7	0,0018
X5	1942	01.02.2015	6	-0,112	211,7	-0,0005
	2740	01.01.2014	7	1,566	426,7	0,0037
	2740	01.12.2014	7	0,834	426,7	0,0020
	2884	01.09.2015	6	0,397	237,0	0,0017
	6927	01.07.2014	6	0,361	150,0	0,0024
	8325	01.11.2014	4	0,462	187,4	0,0025
	9865У	01.11.2014	5	0,012	250,3	0,0000
	Среднее		5,9	0,503	270,0	0,0017
X6	4626	01.09.2014	7	2,182	570,2	0,0038
	4641	01.11.2014	6	0,269	291,1	0,0009
	5243	01.01.2015	4	0,728	1198,7	0,0006
	5249	01.07.2015	5	1,665	1805,1	0,0009
	5452	01.07.2015	7	1,881	538,3	0,0035
	1642Н	01.02.2014	6	1,532	492,6	0,0031
	1642Н	01.09.2014	6	1,446	492,6	0,0029
	600Н	01.07.2014	5	2,392	712,9	0,0034
	848У	01.01.2015	2	0,288	85,1	0,0034
	Среднее		5,3	1,376	687,4	0,0025