

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ВЫБОР УЧАСТКА ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ОБЪЕКТА ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276.6:532.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Соколов Андрей Александрович		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2021 г.

Планируемые результаты обучения

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов, а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю. А.
 (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
2Б7Г	Соколов Андрей Александрович

Тема работы:

Выбор участка эксплуатационного объекта для применения гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи в процессе разработки месторождений	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	89-13/с от 30.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	22.06.2021
--	------------

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	Анализ применения гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пласта Обоснование применения гидродинамических МУН в различных геологических условиях. Оценка перспективности применения гидродинамических МУН.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.и.н. Дукарт Сергей Александрович
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Особенности гидродинамических методов нефтеотдачи	
Технологии гидродинамических методов	
Выводы и рекомендации по применению комбинированного нестационарного заводнения	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

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

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			31.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Соколов Андрей Александрович		31.03.2021

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Соколову Андрею Александровичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

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

1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Для разработки проекта потребуются следующие ресурсы: - материально-технические ресурсы (цены на материалы и оборудование); - финансовые ресурсы для оплаты труда исполнителям проекта; - человеческие ресурсы (руководитель, эксперт, исполнитель проекта).
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	В соответствии с ГОСТ 14.322-83 «Нормирование расхода материалов»
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение анализа конкурентных технических решений путем составления оценочной карты Выполнение SWOT-анализа метода циклического воздействия
Определение экономической эффективности метода нестационарного заводнения	Техника определения экономической эффективности от проведения нестационарного заводнения
Мониторинг участков нефтяных месторождений с экономическим эффектом от внедрения циклического воздействия	Рассмотрение участков нефтяных месторождений, где нестационарное заводнение дало экономический эффект

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.03.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дукарт Сергей Александрович	К.и.н.		31.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Соколов Андрей Александрович		31.03.2021

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Соколову Андрею Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема ВКР:

Выбор участка эксплуатационного объекта для применения гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи в процессе разработки месторождений	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: технология применения гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи. Область применения: нагнетательные скважины.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <p>1.1 специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>1.2 организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 05.04.2021) – ТК РФ – Глава 47.</p> <p>Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.</p> <p>ГОСТ Р ИСО 6385-2016. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.</p> <p>ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.</p> <p>ГОСТ 22902-78. Система «человек-машина». Отсчетные устройства индикаторов визуальных. Общие эргономические требования.</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - отклонение показателей климата на открытом воздухе; - превышение уровня шума и вибрации; - недостаточная освещенность рабочей зоны; - повышенная запыленность рабочей зоны. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - химические реагенты;

	- механические опасности; - высокое давление.
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: загрязнение атмосферного воздуха. Гидросфера: загрязнение подземных вод. Литосфера: загрязнение почвы химическими веществами.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: - разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину; - разрушение элементов, находящихся под высоким давлением; - выброс пластового флюида; - нарушение герметичности емкости для хранения химических реагентов; Наиболее типичная ЧС: разрушение элементов, находящихся под высоким давлением.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	30.03.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		30.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Соколов Андрей Александрович		30.03.2021

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ФОЖ – форсированных отбор жидкости;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ГДМ – гидродинамический метод;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

НЗ – нестационарное заводнение;

ИНФП – изменение направления фильтрационных потоков;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

РИР – ремонтно-изоляционные работы;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ЭЦН – электроцентробежный насос;

ВП – прослой высокой проницаемости;

НП – прослой низкой проницаемости;

ППД – поддержание пластового давление;

КПД – кривая падения давления;

ГДИС – гидродинамическое исследование скважины;

ХВ – характеристика вытеснения;

ЦЗ – циклическое заводнение;

ШГН – штанговый глубинный насос.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 76 страницы, в том числе 10 рисунок, 17 таблиц. Список литературы включает 35 источников.

Ключевые слова: остаточные запасы, поздняя стадия разработки, нагнетание воды в пласт, заводнение.

Объектом исследования являются технологии гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи.

Цель исследования – обоснование применения гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи на эксплуатационных объектах нефтяных месторождений.

В процессе исследования были подробно рассмотрены технологии гидродинамических методов нефтеотдачи, применяемых на нефтяных месторождениях, а также рассмотрена эффективность применения от внедрения технологий в процесс эксплуатации месторождения. Проведен обзор применения различных методов и анализ их эффективности применения. Проанализирован метод комбинированного нестационарного заводнения.

В результате выявлен положительный эффект от проведения геолого-технического мероприятия по введению комбинированного гидродинамического метода на участке эксплуатационного объекта разрабатываемого месторождения. С помощью данной технологии можно увеличить охват пласта заводнением и добыть остаточную нефть.

Область применения: нагнетательные скважины.

Потенциальная экономическая эффективность связана с дополнительной добычей нефти за счет применения нестационарного заводнения.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
1 ОСОБЕННОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ НЕФТЕОТДАЧИ	14
1.1 Анализ геологический условий в процессах гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи	15
1.2 Предпосылки, сущность и опыт применения нестационарного заводнения	21
1.3 Предпосылки, сущность и опыт применения форсированного отбора жидкости	26
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	29
2.1 Технологии изменения направления фильтрационного потока.....	29
2.2 Технологические особенности циклическое заводнения на нефтяных месторождениях	30
2.3 Особенности технологии форсированного отбора жидкости	37
3 ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ КОМБИНИРОВАННОГО НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ.....	43
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	48
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения нестационарного заводнения	48
4.2 Расчет экономической эффективности метода циклического воздействия .	52
4.2.1 Определение затрат при внедрении технологии.....	53
4.2.2 Эксплуатационные затраты.....	54
4.2.3 Капитальные вложения.....	57
4.2.4 Платежи и налоги.....	57
4.2.5 Сравнение технологических показателей.....	59
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	61
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	61
5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства	61

5.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	63
5.2	Производственная безопасность.....	63
5.2.1	Анализ вредных факторов и обоснование мероприятий по снижению воздействия	64
5.2.2	Анализ опасных факторов и обоснование мероприятий по снижению воздействия	66
5.3	Экологическая безопасность.....	68
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	70
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	73
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	74

ВВЕДЕНИЕ

Большинство месторождений находятся на поздней стадии разработки. На таких месторождениях необходимо применять методы повышения нефтеотдачи. Основными задачами данных методов являются вовлечение слабодренируемых запасов, увеличение коэффициента извлечения нефти и коэффициента охвата пласта заводнением. Данные задачи можно решить, применяя на месторождениях технологию заводнения.

На некоторых месторождениях, характеризующихся использованием холодного заводнения, находят свое применение гидродинамические методы. Основная цель таких методов регулирования – повышение охвата нефтяного пласта непосредственно самим заводнением. Однако в настоящее время такие методы не находят широкого применения, поскольку их использование не влечет изменения механизма вытеснения нефтяного флюида. В связи с этим гидродинамические методы позволяют увеличить нефтеотдачу всего на $5 \div 8$ %.

Для различных видов месторождений, отличающихся геолого-физическими условиями, были проведены исследования методов, основанных на технологии заводнения. Поэтому результаты анализов, опыт внедрения технологии, а также ее развитие является основным толчком для усовершенствования разработки в целом.

Таким образом, выбор оптимальной системы и рационального размещения скважин для различных геолого-физических условий и стадий разработки, определение условий для эффективного применения метода заводнения, дальнейшее совершенствование существующих технологий систем заводнения и применение новых технологий в этой сфере являются актуальными проблемами современной нефтедобычи.

Целью выпускной квалификационной работы является обоснование применения гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи на эксплуатационных объектах нефтяных месторождений.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Определить геологические характеристики в процессах гидродинамических методов;
2. Проанализировать предпосылки и опыт применения гидродинамических методов на нефтяных месторождениях.
3. Проанализировать особенности технологий гидродинамических методов;
4. Обосновать выбор наиболее эффективных технологий гидродинамических методов для применения на участке эксплуатационного объекта в процессе разработки месторождения.

1 ОСОБЕННОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ НЕФТЕОТДАЧИ

Повышение коэффициента охвата низкопроницаемых пластов вытесняющей жидкостью (агентом) с использованием методов оптимизации режимов нагнетания при определенном порядке расположения сетки скважин является основной целью применения гидродинамических методов.

Впервые данная технология была использована в СССР еще в 1948 году на Туймазинском нефтяном месторождении. Однако к тому времени уже во всю использовались методы закачки в нефтяные пласты в других странах.

Автор книги [1] впервые привел научное исследование эффективности форсированного отбора жидкости (ФОЖ). Было показано, что данный метод можно рассматривать не только в качестве интенсификация добычи, но и в качестве увеличения нефтеотдачи. Форсированный отбор жидкости стоит применять на скважинах с обводненностью продукции порядка $80 \div 85 \%$. Применение данного метода на более ранних стадиях разработки влечет собою к преждевременному обводнению скважин. Автор [2] выделил зависимости нефтеотдачи от темпа разработки. Например, низкие темпы разработки приводят к повышению нефтеотдачи, в то время как высокие оказывают существенное влияние на коэффициент извлечения нефти (КИН), который не зависит от темпов разработки. Также существует оптимальная скорость вытеснения нефти, которая позволяет достичь максимального значения КИН [3].

Эффективность применения нестационарного заводнения была рассмотрена авторами литературного источника [4]. Рассматривалось применение данного метода на Губкинском месторождении, расположенном в Куйбышевской области. Именно там было достигнуто значительное повышение конечного коэффициента нефти, что в последующем повлияло на распространение данного метода на других месторождениях СССР.

1.1 Анализ геологических условий в процессах гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи

Движение флюидов в пористых средах подчиняется фундаментальным законам фильтрации, которые основаны на уравнениях сохранения массы, момента и энергии. В основе же современного подхода к описанию течения флюидов используется полуэмпирический закон Дарси. В 1856 г. Анри Дарси установил, что дебит (Q) воды, протекающей через песчаный фильтр, прямо пропорционален площади (A) песка и разности давлений (ΔP) жидкости при входе и выходе из слоя и обратно пропорционален толщине (L) этого слоя. В аналитической записи данный закон имеет вид:

$$Q = c \frac{A \cdot \Delta P}{L} \quad (1)$$

где c – константа, характеризующая песок [5].

Из уравнения видно, что данная константа c имеет размерность [м/с] и характеризует скорость потока через единицу площади сечения, перпендикулярного к потоку, под действием единичного градиента напора [6].

В теории фильтрации флюидов в поровом пространстве данный коэффициент пропорциональности является коэффициентом фильтрации и принимает вид:

$$c = \frac{k}{\mu} \rho g \quad (2)$$

где k – коэффициент проницаемости, м²;

μ – коэффициент динамической вязкости, Па·с;

ρ – плотность флюида, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с².

Таким образом уравнение Дарси для однофазного потока несжимаемой жидкости имеет вид:

$$Q = \frac{k \rho g A \cdot \Delta P}{\mu L} \quad (3)$$

Теоретические основы и пределы применимости эмпирического закона Дарси рассматриваются в многочисленных работах российских и зарубежных авторов. Результаты исследований показали, что можно выделить верхнюю и нижнюю границы применимости закона Дарси. Верхней границе соответствуют проявления инерционных сил при высоких скоростях фильтрации, а нижняя граница определяется проявлением неньютоновских реологических свойств жидкости при малых скоростях [6].

Существование пределов применимости закона Дарси подтолкнуло учёных на создание ряда обобщений, позволяющих производить оценку расхода флюида вне этих границ. В качестве критерия, определяющего верхнюю границу, используют значение числа Рейнольдса (Re), которое зависит от типа пористой среды и имеет широкий диапазон изменений [6].

Первым нелинейным законом фильтрации стал закон Ф. Форхгеймера, работающий при больших значениях Re :

$$\frac{\Delta P}{L} = \frac{\mu}{k} v + \beta \frac{\rho}{\sqrt{k}} v^2 \quad (4)$$

где ΔP – перепад давления;

L – расстояние;

μ – коэффициент динамической вязкости;

k – коэффициент проницаемости;

v – скорость потока;

β – дополнительная константа пористой среды;

ρ – плотность флюида [7].

Другой часто применяемый закон фильтрации был получен Краснопольским, который предположил существование степенной зависимости между градиентом давления и скоростью фильтрации при больших скоростях фильтрации:

$$v^{\rightarrow} = c |\text{grad}P|^{\frac{1-n}{n}} \text{grad}P \quad (5)$$

где $|\text{grad}P|$ – модуль вектора градиента фильтрационного давления,

c, n – материальные константы пористой среды [6].

Существует множество вариаций вышеописанных уравнений, позволяющих описать поведение потока при высоких скоростях фильтрации.

Отклонения от закона Дарси при малых скоростях фильтрации в основном объясняется проявлением неньютоновских свойств флюидов. Здесь также существует несколько подходов к описанию фильтрационных процессов, которые основаны на типе реологической модели неньютоновской жидкости.

В коллекторах в процессе разработки нефтяных месторождений остаются зоны, содержащие в себе запасы нефти, которые являются остаточными. Извлечение из пластов-коллекторов остаточной нефти является главным условием достижения проектных показателей КИН [8].

Остаточные запасы нефти в пласте распределяют следующим образом [9]:

- Пленочная и капиллярно-удерживаемая нефть (30%);
- Нефть не охваченная заводнением, содержащаяся в низкопроницаемых прослоях (27%);
- Нефть, оставшаяся в линзах и у непроницаемых экранов, не вскрытых скважинами (24%);
- Нефть, оставшаяся в застойных зонах однородного пласта (19%).

Пленочная и капиллярно-удерживаемая нефть в основном содержится в обводненных коллекторах в связи с характерной им микронеоднородностью. Извлечение такого типа нефтей возможно применением физических и физико-химических методов.

Остальные типы остаточной нефти характеризуются большой макронеоднородностью разрабатываемых пластов и застойных зон. Поэтому извлечение таких типов нефти традиционными методами является малоэффективным. Для повышения нефтеотдачи пласта рекомендуется применение более совершенных технологий разработки и совершенствования существующих систем. Также целесообразно применять ГДМ.

В течение процесса разработки месторождения наблюдается изменение плотностных характеристик нефти как в сторону утяжеления, так и уменьшения. Падение давления в процессе разработки влечет отделение легких фракций внутри пласта, что в свою очередь приводит к утяжелению нефти. Также это происходит при окислении нефти кислородом, который растворен в закачиваемой воде. Нефть, характеризующаяся более низкой плотностью, может задерживаться в верхних частях антиклинальных складок.

Содержание остаточной нефти в коллекторе объясняется низкой скоростью фильтрации нефти в зонах с низкой проницаемостью. Это может быть вызвано загрязнением и засорением призабойной зоны пласта при нагнетании воды в пласт и бурении.

В общем случае, когда пласт насыщен несколькими подвижными фазами, в нем действуют силы, такие как: поверхностные, упругие, вязкостные и гравитационные.

Поверхностные силы (они же капиллярные) образуют на границе раздела фаз давление около $0,01 \div 0,3$ МПа и определяются размером поровых каналов и смачиваемостью пород.

Возникновение упругих сил объясняется падением пластового давления, что обуславливает изменение напряженно-деформируемого состояния пласта. Именно данные силы провоцируют снижение микротрещин, заполнение поровых каналов, что способствует формированию остаточной нефти.

Величины вязкости нефти прямо пропорциональна гидродинамическому сопротивлению (вязкостным силам). Снижение фильтрации нефти обусловлено критическими градиентами давления в коллекторах, возникающих при высоких значениях коэффициентов динамической вязкости.

В силу действия гравитационных сил происходит отделение воды и газа от нефти. Их действие способствуют появлению градиента давления ($0,1 \div 10$ МПа/м), который численно равен разности между плотностью нефти, воды и газа.

Неоднородность пласта – одна из важнейших характеристик, влияющая на эффективность применения ГДМ на нефтяные залежи. Особенное влияние на эффективность имеет неоднородность по проницаемости.

Как известно, продуктивный пласт может содержать в себе горные породы с различным литологическим составом. Например, для терригенных коллекторов продуктивный пласт может включать в себя песчаники, глины, аргиллиты, алевролиты, углистые сланцы, мергели и т.д. Все перечисленные породы в объеме продуктивной залежи могут изменять свою структуру довольно разнообразно, также каждый из них имеет различные фильтрационно-емкостные свойства [10].

Пласт называется неоднородным, если в его объеме минералогический и литолого-фациальный состав, а также агрегативное состояние и физические свойства горных пород изменяются в различных направлениях. Но на сегодняшний день, нет единой точки зрения по вопросам терминологии, классификации и оценке неоднородности строения нефтяных залежей. Во многих трудах авторов можно заметить неоднородность, именуемой геологической, потому что она обусловлена в большей степени геологическими процессами, в результате которых изменяются петрография, литология, а также различные физические свойства горных пород и флюидов.

Под геологической неоднородностью понимают изменчивость в объеме литолого-физических свойств горных пород продуктивной залежи. Исходя из данного определения, неоднородность залежи оценивается изменчивостью горных пород продуктивного пласта. Для более эффективной разработки нефтяных месторождений неоднородность классифицируют на:

- Литолого-фациальная неоднородность продуктивного пласта;
- Физическая неоднородность, то есть неоднородность по коллекторским свойствам продуктивного пласта.

Первый вид неоднородности – литолого-фациальная неоднородность позволяет выделить следующие разновидности: гранулометрическую неоднородность, минералогическую неоднородность горных пород; также

неоднородность горизонта в целом по толщине и по площади; также различным выклиниванием, замещением одних пород другими, линзовидностью и т.п. Иными словами, литолого-фациальная неоднородность является следствием процессов седиментации пород, входящих в состав продуктивного горизонта.

Второй вид неоднородности – физическая неоднородность, включает в себя различные виды неоднородности, среди которых неоднородности по:

- По проницаемости;
- По пористости;
- По распределению остаточной водонасыщенности;
- Микронеоднородность или параметрическая неоднородность.

Для гидродинамических расчетов принято заменять реальную модель пласта математической моделью. Математическая модель в свою очередь может подразделяться на:

- Слоистую неоднородность пласта – пласт состоит из различных пропластков, имеющих разные ФЕС, то есть неоднородность по толщине пласта. В этом случае нефтенасыщенные пропластки разделяются непроницаемыми границами, которые могут быть гидравлически связанными или изолированными. При этом течение в каждом пропластке – прямолинейно-параллельный или плоскорадиальный; в пределах каждого пропластка ФЕС постоянны, а на границах изменяются скачкообразно.

- Зональную неоднородность – пласт по площади состоит из нескольких зон с различными ФЕС

- Пространственную (объемную) неоднородность горизонта.

Для циклического воздействия на нефтяные пласты наиболее важное значение имеет слоистая неоднородность залежи по проницаемости, которая более подробно описана в следующем пункте.

Для эффективного применения ГДМ необходимо подобрать подходящий в рамках данного объекта метод, который будет максимально повышать конечный КИН.

Для обоснования выбора типа ГДМ необходимо оценить критерий применимости, который определяет благоприятные физические свойства флюидов и пласта, а также наилучшие технико-экономические показатели разработки [11]. В ходе лабораторных исследований и использования теоретических данных, а также в результате обобщения опыта применения в различных геологических условиях были определены основные значения данного критерия.

Обычно выделяются три категории критериев применимости методов:

Геолого-физические: свойства пластовых жидкостей, глубина и условия залегания нефтенасыщенного пласта, ФЕС и особенностей нефтесодержащего коллектора, насыщенность порового пространства пластовыми жидкостями;

Технологические: размер оторочки заводнения, концентрация агентов в растворе, размещение скважин, давление нагнетания, выбор режима эксплуатации добывающих скважин.

Материально-технические: обеспеченность оборудованием, химическими реагентами, их свойства.

Критерии первой категории являются определяющими, наиболее значимыми и независимыми. Технологические критерии зависят от геологофизических и выбираются в соответствии с ними. Материально-технические условия большей частью также являются независимыми, и определяют возможность выполнения технологических критериев.

1.2 Предпосылки, сущность и опыт применения нестационарного заводнения

Большое применение среди всех методов повышения нефтеотдачи нашла технология циклического заводнения. Эта популярность обусловлена следующими факторами:

- Достаточная изученность и исследованность данного метода;
- Простота технологического оформления;
- Возможностью использования в различных пластовых условиях;

- Низкие затраты на реализацию данного метода;
- Высокая эффективность.

Анализ большого количества данных по опыту освоения и разработки нефтяных месторождений, а также влияние как геологических условий, так и разнообразие режимов заводнения дало возможность определить влияние периодической остановки с последующей закачкой воды на обводненность скважины и, как следствие, ее продуктивность.

Основные исследования нестационарного влияния были проведены на залежах с терригенными коллекторами бобриковского горизонта месторождений Яблоневого оврага и Новостепановского участка (Самарская область). По природно-климатическим условиям данные месторождения характеризуются нестационарным заводнением, которое имело положительный характер влияния на увеличение нефтеизвлечения.

На территории России наибольшую часть нефтяных месторождений можно отнести к многопластовым, причем нефтенасыщенные толщи характеризуются своей неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Поэтому разработка такого вида месторождения является достаточно трудоемкой, в особенности если месторождение разрабатывается единой сеткой скважин. Очень важно правильно подобрать систему разработки месторождений, которая учитывала гидродинамическую связи между пластами. Такая связь между пластами (слоями) реализуется в результате следующих видов перетоков:

- Капиллярной пропитки водой, проникающей из более проницаемых частей пласта (слоя) в менее проницаемые;
- Гравитационного оседания воды, поступающей из хорошо проницаемых пластов в нижележащие плохо проницаемые;
- Перетекания жидкости из слоя в слой вследствие гидродинамических градиентов давления.

Именно благодаря наличию вышеприведенных перетоков происходит движение воды в направлении к малопроницаемым слоям, а нефти – к

высокопроницаемым. Это в свою очередь влечет к увеличению коэффициента охвата заводнением и повышению количества добываемой нефти.

Для применения метода нестационарного заводнения необходимо, чтобы разрабатываемое месторождение удовлетворяло следующим критериям:

- Низкие вязкостные характеристики нефти в пластах;
- Хорошая гидродинамическая связь между прослоями слоисто-неоднородного пласта;
- Хорошая смачиваемость коллектора водой, позволяющая удерживать на своей поверхности капли жидкости в малопроницаемых зонах;
- Достаточно упругим запасом системы пласт-жидкость и рядом других свойств.

Исследование эффективности применения нестационарного заводнения (НЗ) производилось на месторождениях Северные Бузачи, запас нефти которой характеризуются высокими значениями вязкости. Было показано, что данный метод имеет высокую эффективность при извлечении нефти, однако для поддержания темпа добычи необходимо постоянное совершенствование технологии [12].

В качестве модификации данной технологии было предложено использование нестационарного заводнения в совокупности с технологией изменения направления фильтрационного потока (ИНФП).

В результате исследования геолого-физических условий были установлены следующие факторы, которые ведут к осложнению разработки месторождения:

- Наличие большого количества водонефтяных зон;
- Высокая послойная и зональная неоднородность по проницаемости;

В связи с этим необходимо уделить большое внимание рассмотрению именно данных факторов.

Исходя из данных, представленных на рисунке 1 (а), можно отметить высокое содержание нефти (порядка 71 %) в пластах юрских отложений, находящихся в коллекторах с высокой и сверхвысокой проницаемостью. Около 2 % запасов концентрируется в низкопроницаемых зонах.

На рисунке 1 (б) представлена зависимость геологических запасов нефти от изменения зональной неоднородности проницаемости коллектора. Можно заметить, что наибольшая часть запасов нефти (около 70 %) находится в областях с небольшой зональной неоднородностью. Более широкое распространение средних значений проницаемости связано с высокими значениями послойной неоднородности коллектора по проницаемости. Наблюдается также около 55 % запасов нефти в коллекторах с сильно отличающимися слоях по проницаемости. Анализируя данные на рисунке 1 (в), можно выделить, что около 44 % запасов нефти сконцентрировано в однородных коллекторах. Также из данных рисунка 1 (г) следует, что более 43 % запасов нефти по показателю глинистости располагаются в глинистых коллекторах, которые составляют порядка 20 %.

Из всего вышесказанного следует, что заводнение коллектора влечет собою изменение его ФЕС.

Проведенные исследования демонстрируют, что в пластах юрских отложений, достигая предельной обводненности, остается порядка 26 % всех геологических запасов нефти, а также около 25 % – подвижных. Вследствие этого применение технологии НЗ позволит извлечь трудноизвлекаемые запасы нефти, концентрация которых наблюдается в низкопроницаемых слоях пласта-коллектора.

Тренд по среднемесячному дебиту и обводненности добываемой продукции представлен на рисунке 2. Можно заметить, что динамика добычи нефти имеет непостоянный характер, что обусловлено проведением на эксплуатационном участке геолого-технических мероприятий (ГТМ). Также наблюдается низкорастущий темп обводненности продукции скважины.

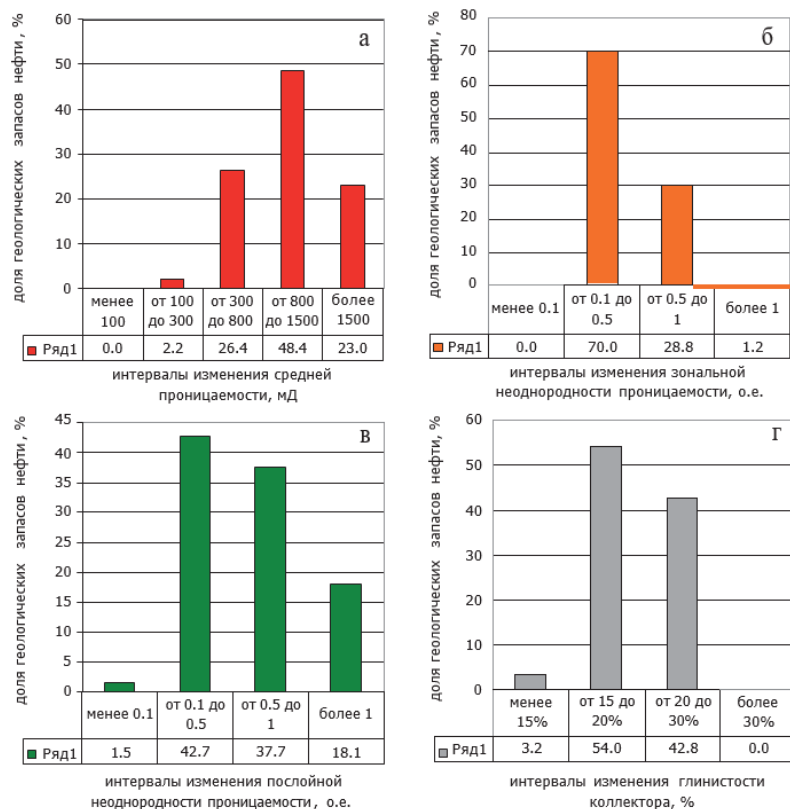


Рисунок 1 – Распределение начальных геологических запасов нефти пластов юрских отложений в районе участка НЗ шестого блока по интервалам изменения средней проницаемости коллектора (а), зональной неоднородности проницаемостных свойств коллектора (б), послойной неоднородности проницаемостных свойств коллектора (в), глинистости (г)



Рисунок 2 – Динамика среднемесячного дебита нефти и обводненности южного участка шестого блока (участок НЗ) за последние годы

Анализ выработки запасов нефти из первого эксплуатационного объекта участка НЗ шестого блока показывает, что на 01.03.2014 г. текущий КИН составил 0.114 д.ед. При этом текущая обводненность в целом по участку (юра) составляет 90.8 %, отбор от утвержденных НИЗ – 35%.

1.3 Предпосылки, сущность и опыт применения форсированного отбора жидкости

Свое применение в 1933-1938 гг. на нефтяных месторождениях Азербайджана начал применяться метод ФОЖ [13]. В целях выявления пользы и эффективности ФОЖ из скважин был увеличен отбор жидкости порядка 50 ÷ 70 %, после которого было выявлено, что эффект от увеличения дебита положительный и является длительным. Это дало четкое основание о целесообразности внедрять данный метод на других эксплуатационных объектах в процессе разработки месторождения.

Несмотря на имеющиеся положительные результаты внедрения однозначного мнения о влиянии темпа разработки месторождения на эффективность извлечения нефти не существует. Одни специалисты считают, что малые темпы разработки способствуют повышению нефтеотдачи пластов, другие, наоборот, полагают, что высокие темпы отбора и скорости фильтрации жидкости увеличивают степень извлечения нефти, третьи убеждены, что для каждого месторождения необходима своя оптимальная скорость вытеснения нефти, обеспечивающая наибольшую нефтеотдачу пластов, так же есть мнение о независимости нефтеотдачи пластов от темпа разработки [14, 15].

Метод ФОЖ основан на быстром изменении давления в ходе повышения депрессий. Осуществление данного метода возможно при повышении давления в нагнетательной скважине либо же при понижении значения забойного давления на добывающей скважине.

Критериями применимости метода ФОЖ являются:

– При достижении обводненности добываемой продукции из скважины свыше 75 %;

- Скважина обладает значительно высокими коэффициентами приемистости и продуктивности;
- Достаточная устойчивость коллектора при различных воздействиях;
- Отсутствие перетоков жидкости их других прослоев;
- Система сбора и подготовки скважинной продукции характеризуется приемлемой пропускной способностью.

Рассматривая эффективность применения ФОЖ, следует соотнести дебит нефти, жидкости, а также обводненность до и после смены режима работы скважины. Должна сохраняться пропорциональность прироста добычи нефти и жидкости.

Перед внедрением ФОЖ следует провести работы: проведение ремонтно-изоляционных работ (РИР), кислотная обработка призабойной зоны пласта (ПЗП), выравнивание профиля притока на добывающей скважине и профиля приемистости на нагнетальной скважине.

Преимуществами метода ФОЖ относятся:

- Возможность вовлечения капиллярно-удерживаемой нефти в разработку гидрофильных пород в ходе повышения скорости потока жидкости;
- При увеличении отбора жидкости выходит эффективный отмыв пленочно-связанной нефти;
- Понижение обводненности продукции

К главному недостатку метода ФОЖ относится ограничение размера зон воздействия и ограниченность глобального использования.

Историю внедрения и применения метода ФОЖ на эксплуатационных участках месторождений, относящихся к Самарской области, делят на три этапа:

- На месторождениях Сызранском, Губинском и Яблоневый Овраг внедрялось полномасштабное применение ФОЖ с использованием высокопроизводительных электроцентробежных насосов (ЭЦН)

отечественного производства. Применение ФОЖ проводилось с значительной обводненностью скважины в песчаных коллекторах с повышенной продуктивностью (I этап (1947 г. – конец 60-х годов));

– Внедрение ФОЖ выбиралось на высокопродуктивных скважинах на месторождениях Кулешовском, Красноярском и др. Применение на данных месторождениях осуществлялось с использованием импортных ЭЦН в начале II или в III стадиях разработки как в карбонатных, так и в песчаных коллекторах с значительной продуктивностью (II этап (начало 70-х – начало 90-х годов));

– ФОЖ проводился после различного рода комплексом ГТМ по повышению продуктивности нефтяных скважин. ОАО «Самаранефтегаз» задействовала программу «ФОЖ-2000» на месторождениях, где были незадействованы потенциалы добывающих возможностей систем разработки, реализованных еще до самой программы (III этап (2000 – 2005 гг.)).

Метод ФОЖ значитесь мощным методом для интенсификации добычи нефти. Это доказывает программа «ФОЖ-2000», реализованная ОАО «Самаранефтегаз» в 2000-2005 гг.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

2.1 Технологии изменения направления фильтрационного потока

Основное назначение технологии изменения направления фильтрационного потока состоит в образовании особых участков пласта, которые не вовлечены в процесс заводнения. Такое явление возможно только в том случае, когда возможно достичь разницы коэффициентов подвижности как нефти, так и воды. Также важным фактором является наличие неоднородности коллекторских свойств пласта. Вследствие изменения фронта нагнетания происходит образование различных перепадов давлений, что в свою очередь облегчает проникновение воды в неохваченные зоны, тем самым нефть поступает в зоны фильтрации.

В плане технологического оформления данный метод состоит в постепенном изменении нагнетания воды в скважины. Исходя из данных, представленных на рисунке 3 (а), можно отметить работу крайней пары нагнетательных скважин, затем происходит переключение режимов (Рисунок 3 (б)) и наблюдается работа центральной пары скважин. Вследствие попеременной работы скважин происходит смена направления потоков фильтрации.

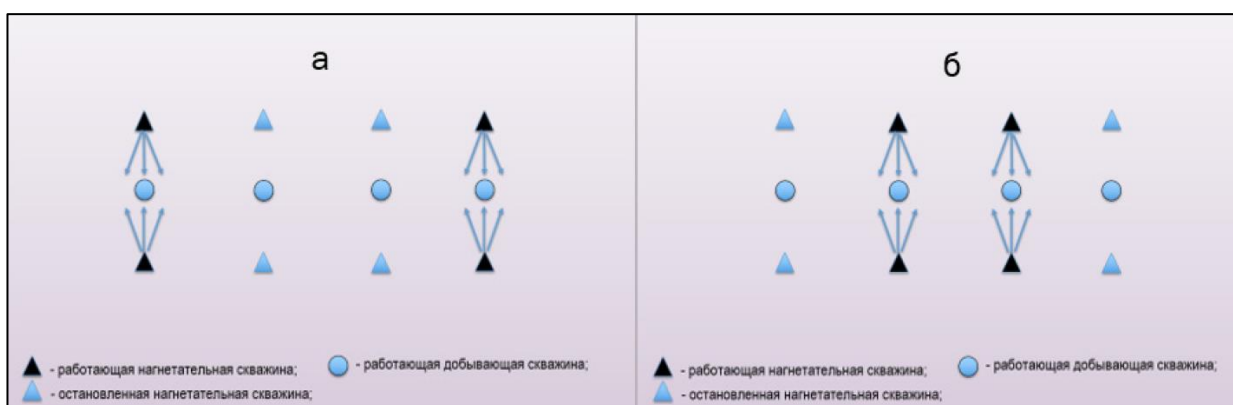


Рисунок 3 – Схема изменения направления фильтрационных потоков

Основным преимуществом данного метода является низкзатратность, поскольку для обеспечения ИНФП необходимо наличие небольшого объема мощности для работы системы насосов. Также для обеспечения высокой эффективности технологии необходимо наличие высокоактивной системы заводнения.

Авторами литературы [16] было отмечено, что технология ИНФП имеет положительный опыт применения на пластах с высокой неоднородностью и высокими показателями вязкости нефти.

2.2 Технологические особенности циклическое заводнения на нефтяных месторождениях

Основная сущность технологии циклического заводнения состоит в создании искусственным способом нестационарного давления в пластах, имеющих геологическую неоднородность по проницаемости нефтеносных толщ.

Данную технологию можно разделить на два различных этапа, которые называют полуциклами. Первый полуцикл характеризуется нагнетанием воды в продуктивный пласт, вследствие чего происходит перемещение воды в прослой низкой проницаемости (НП) из прослоя высокой проницаемости (ВП). Остаточная часть воды проходит этапы фильтрования в ВП и тем самым происходит вытеснение нефти по вектору скважины.

Второй полуцикл ознаменован падением значения давления нагнетания в пласте ($P_{ВП} < P_{НП}$). При продолжительном действии снижения возможна полная остановка закачки воды. В связи с тем, что вода является полярным растворителем, то ей присуще скопление в слоях НП, поскольку коллектор характеризуется гидрофильными свойствами. Нефть же обладает большей сжимаемостью, чем вода, поэтому происходит движение нефти из НП прослоя в прослой ВП. Затем в работу подключается нагнетательная скважина, что ведет к повышению градиента давлений, и нефть вытесняется из прослоя ВП к забою добывающей скважины [17].

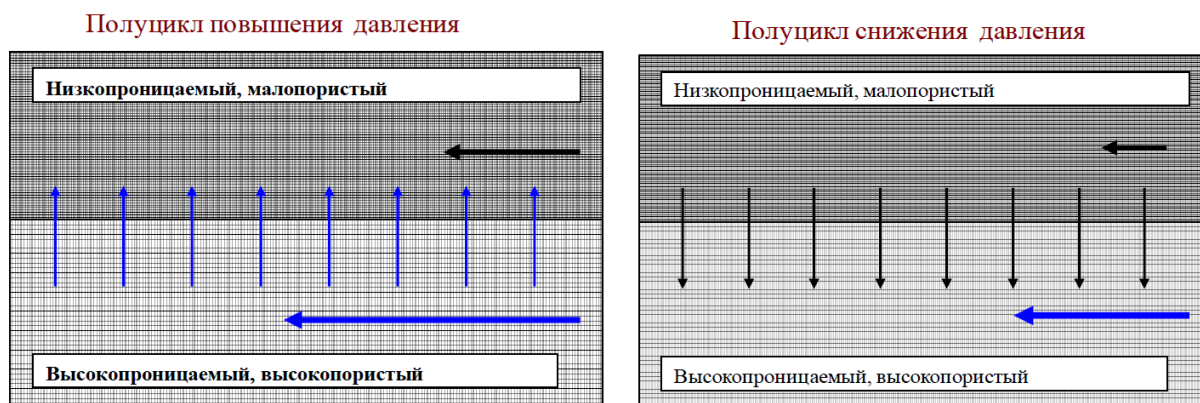


Рисунок 4 - Возникновение межслойных перетоков жидкости в течение полуциклов снижения и повышения давления

Следующие условия применимости ЦЗ:

- Значительный запас остаточной нефти в прослоях НП;
- Существование неоднородности в смачиваемом коллекторе по проницаемости;
- Присутствие гидродинамической связи между прослоями НП и ВП.

Длительность полуцикла (T) олицетворяет приемлемый режим закачки жидкости и представляется в виде:

$$T = \frac{l^2}{2\chi} \quad (6)$$

где l — расстояние между добывающей и нагнетательной скважиной;
 χ — пьезопроводность.

Исследование эффективности применения технологии НЗ в сочетании с технологией ИНФП проводилось на эксплуатационном участке шестого блока месторождения Северные Бузачи. Основные геологические характеристики представлены в таблице 1. Структура запасов нефти в районе эксплуатационного участка шестого блока представлена на рисунке 5.

Таблица 1 – Основные геолого-физические характеристики первого эксплуатационного объекта месторождения Северные Бузачи

Параметры	Объект
Средняя глубина залегания, м	470
ГНК, м	428-436
Тип залежи	Пластовая сводовая тектонически – экранированная
Тип коллектора	Терригенно – поровый
Средняя общая толщина, м	47,6
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	20,8
Средняя газонасыщенная толщина, м	4,6
Средняя пористость, д. ед.	0,34
Средняя проницаемость, мкм ²	2,43
Коэффициент начальной нефтенасыщенности, д. ед.	0,73
Коэффициент песчанистости, д. ед.	0,42
Коэффициент расчлененности, д. ед.	5,9
Начальная пластовая температура, °С	29,7
Начальное пластовое давление, МПа	5,8
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	380
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,92
Объемный коэффициент нефти, д. ед.	1,029
Давление насыщения нефти газом начальное (текущее), МПа	3,97 (2,29)
Газосодержание начальное (текущее), м ³ /т	11,8 (7,39)
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	1,05
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,04

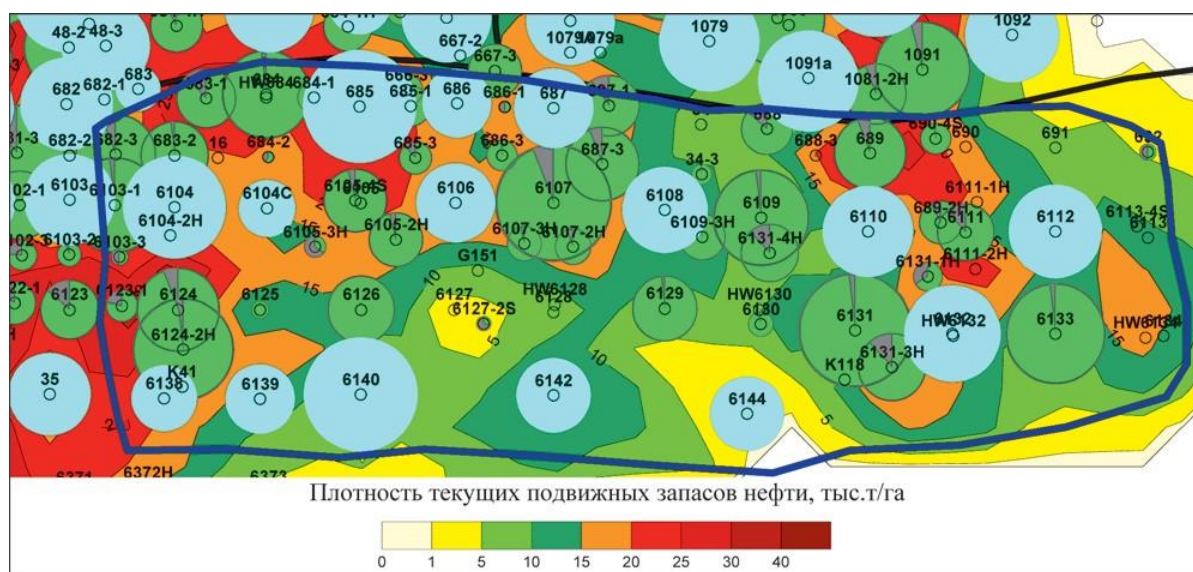


Рисунок 5 – Фрагмент карты текущих подвижных запасов нефти первого эксплуатационного объекта. Участок нестационарного заводнения блока №6.

Синей линией указан контур участка НЗ

На эксплуатационном участке внедрение технологии НЗ в сочетании ИНФП началось в апреле 2014г. На эксплуатационном объекте нагнетательные скважины в количестве 13 штук были разграничены на ряды (северные и южные). К северному ряду относятся скважины №№ 685, 6104, 6104С, 6106, 6108, 6110, 6112, к южному ряду – 6132, 6138, 6139, 6140, 6142, 6144. Работа нагнетательных скважин ведется в противофазе.

Благодаря методу КПД из данных ГДИС нагнетательных скважин можно выявить продолжительность полуцикла работы и остановки группы нагнетательных скважин. Продолжительность полуцикла на эксплуатационном объекте равнялось 6 суткам. Данное значение получено из значений пьезопроводности и среднего расстояния между добывающими и нагнетательными скважинами.

На основе циклической работы нагнетательных скважин были определены режимы работы системы ППД, а также установлены способы повышения приемистости нагнетательных скважин.

Было предложены и разработаны режим НЗ в зимний и летний периоды. В зимний период велось переменное ограничение закачки жидкости по отдельным группам скважин. Также чтобы миновать осложнения при разработке в зимний период, для нагнетательных скважин выявлено минимальное значение приемистости, при которой вода не замерзала в водоводах. Такие значения приемистости установлены как нижний порог суточной закачки воды в зимнее время. В летний период НЗ проводилось с остановкой отдельных групп нагнетательных скважин.

В апреле 2014 г. динамика показателей характерны снижением дебита нефти при возрастании обводненности скважиной продукции. К началу реализации технологии НЗ среднемесячная обводненность продукции составляла 92.2 %, среднемесячный дебит нефти снизился до 4.4 т/сут при дебите жидкости 56 т/сут. Среднемесячная приемистость 120 м³/сут.

Метод НЗ на эксплуатационном участке проводилось непрерывно в течение 2014-2015 гг. В зимнее время периодичность воздействия

осуществлялась за счет ограничения закачки по рядам нагнетательных скважин. При переходе на зимний режим технологии НЗ с ИНФП наблюдается стабилизация дебита нефти и обводненности продукции. С началом НЗ в 2015 году с остановкой рядов нагнетательных скважин происходит некоторое снижение обводненности продукции и рост дебита нефти.

Исходя из этого, применения технологии НЗ выявило падение темпов дебита нефти и снижение сильного роста обводненности скважиной продукции.

Опираясь на характеристики, вытеснения был осуществлен расчет эффективности применения технологии НЗ. За базовый период принимался период стационарной закачки на участке. Результаты расчета технологической эффективности НЗ в сочетании с ИНФП представлены в таблице 2. Отметим, что величина эффекта сильно разнится для разных характеристик вытеснения – от 3.076 до 10.343 тыс. т. За окончательную величину эффекта от технологии НЗ принимается среднее значение, полученное по пяти наилучшим характеристикам вытеснения. Оценка эффекта по состоянию на 01.07.2015 г. показала, что эффект от применения технологии нестационарного заводнения составил 7230 т дополнительно добытой нефти.

Таблица 2 – Технологический эффект от применения НЗ+ИНФП на участке 6-го блока (юг) первого эксплуатационного объекта в 2014-2015 гг.

Характеристика вытеснения	Величина технологического эффекта, т	Продолжительность эффекта, мес.	Коэффициент Тейла, отн. ед.
$Q_H(1/Q_{ж})$	10343	14	3,12E-04
$lgQ_B/Q_H(lgQ_B)$	3076	6	3,28E-04
$Q_H(1/SQR(Q_{ж}))$	10257	14	3,72E-04
$Q_{ж}/Q_H(Q_B)$	7213	14	4,06E-04
$Q_H(lgQ_{ж})$	5260	14	4,30E-04
Средний по трем наилучшим	7230	12,4	

Необходимо выделить некоторые особенности НЗ на данном эксплуатационном объекте. Первое – на участке присутствуют скважины основного и уплотняющего фонда. Скважины уплотняющего фонда бурились

в период, когда часть добывающих скважин основного фонда уже работала с достаточно высокой обводненностью добываемой продукции. При этом скважины уплотняющего фонда расположены на меньших расстояниях от нагнетательных скважин, чем скважины основного фонда. Поэтому возникает задача оценки технологического эффекта от НЗ в сочетании с ИНФП по категориям скважин.

В результате анализа эффективности применяемой технологии НЗ по скважинам основного и уплотняющего фондов установлено, что максимальный удельный эффект приходится на скважины уплотняющего фонда (Таблица 3, рисунок 6, а). В целом, за анализируемый период удельный эффект по скважинам основного фонда составил 325 т/скв. (23 т/(скв.·мес.)), уплотняющего фонда – 563 т/скв. (40 т/(скв.·мес.)). Таким образом, различие по эффективности технологии НЗ на скважинах уплотняющего и основного фондов значительное. Более высокий эффект от НЗ с ИНФП на скважинах уплотняющего фонда обусловлен двумя причинами: первое – более высокая амплитуда НЗ (скважины ближе к источнику воздействия), второе – меньше степень выработки ВП (меньшее время работы скважин), что увеличивает эффективность ИНФП.

Таблица 3 – распределение эффекта от НЗ по скважинам основного и уплотняющего фондов

Фонд	Основной	Уплотняющий	Итого
Количество скважин, шт	11	22	33
Суммарный эффект, т	3572	12384	15956
Удельный эффект, т/скв	324,7	562,9	483,5

Второй особенностью является применение недропользователем на участке НЗ изменения режимов работы добывающих скважин (оптимизация). В данном случае оптимизация режимов работы добывающих скважин была направлена в основном на увеличение дебитов жидкости. В период нестационарного заводнения на участке проводилась оптимизация режимов работы добывающих скважин в более чем 58 % фонда скважин участка.

Оценка эффекта от совместного применения технологии оптимизации и НЗ показала, что на скважинах, где применялось комплексное воздействие (НЗ+оптимизация), удельный эффект в 1.5 раза ниже в сравнении со скважинами, которые находились только в зоне воздействия НЗ (Таблица 4, рисунок 6, б).

Таблица 4 – распределение эффекта от НЗ + ИНФП по скважинам с применением оптимизации и без нее

Вид ГТМ	Суммарный эффект, т	Количество скважин, шт	Удельный эффект, т/скв	Доля неуспешных скважин в группе, д. ед.
Оптимизация + НЗ	8380	21	399,0	0,24
НЗ	7576	12	631,3	0,08

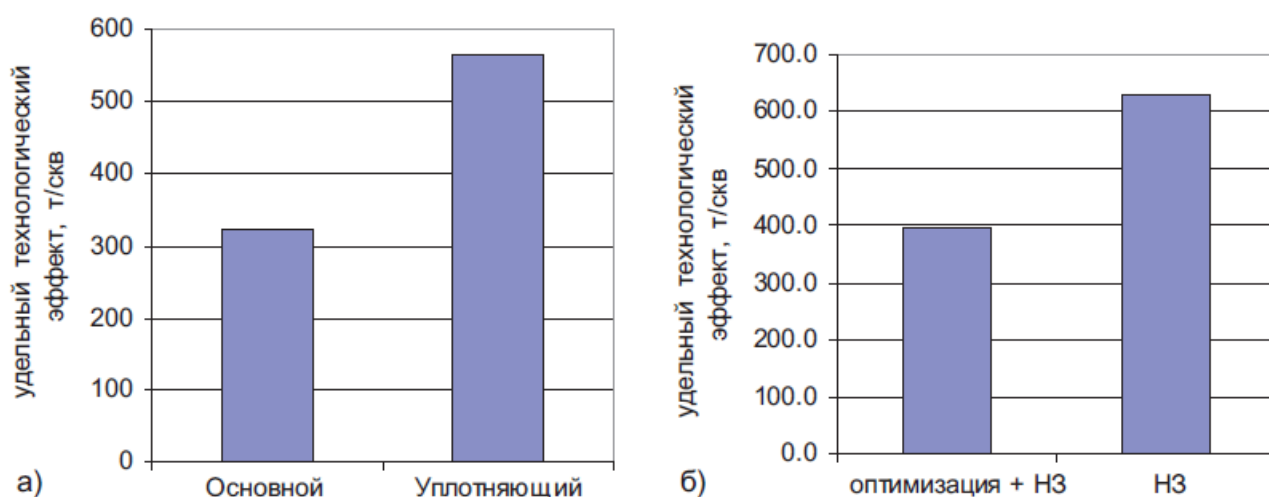


Рисунок 6 – Распределение эффекта от НЗ + ИНФП по скважинам основного и уплотняющего фондов (а), по скважинам с применением оптимизации и без нее (б)

Из-за высокого роста обводненности продукции при повышении дебита жидкости ухудшается эффект применения технологии НЗ в сочетании с ИНФП на скважинах с оптимизацией. Ухудшение качества вытеснения нефти обуславливается характеристикой вытеснения применяемого метода заводнения. Однако в некоторых случаях наблюдался суточный рост отбора нефти при повышении обводненности.

2.3 Особенности технологии форсированного отбора жидкости

Метод ФОЖ основан на быстром изменении давления в ходе повышения депрессий. Осуществление данного метода возможно при повышении давления в нагнетательной скважине либо же при понижении значения забойного давления на добывающей скважине.

Внедрять ФОЖ рекомендуется постепенно, повышая дебит скважин на $30 \div 50 \%$, а затем – в 2-4 раза. Производится технология метода с помощью использования ЭЦН с повышенной подачей или штанговыми глубинными насосами, работа которых осуществляется при полной нагрузке. Тем самым в пласте создается поэтапное повышение дебитов скважин.

Эффективность технологии ФОЖ обуславливается временем форсирования жидкости, степень выработки запасов эксплуатационного участка, а также неоднородность пласта-коллектора.

Рассматривая эффективность применения ФОЖ, следует соотнести дебит нефти, жидкости, а также обводненность до и после смены режима работы скважины. Должна сохраняться пропорциональность прироста добычи нефти и жидкости.

Перед внедрением ФОЖ следует провести работы: проведение ремонтно-изоляционных работ (РИР), кислотная обработка призабойной зоны пласта (ПЗП), выравнивание профиля притока на добывающей скважине и профиля приемистости на нагнетательной скважине.

Критериями применимости метода ФОЖ являются:

- При достижении обводненности добываемой продукции из скважины свыше 75% ;
- Скважина обладает значительно высокими коэффициентами приемистости и продуктивности;
- Достаточная устойчивость коллектора при различных воздействиях;
- Отсутствие перетоков жидкости их других прослоев;

– Система сбора и подготовки скважинной продукции характеризуется приемлемой пропускной способностью.

Рассмотрим опыт применения ФОЖ на месторождении Кокайты в соответствии с рекомендациями методического руководства по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов [18].

Разработка месторождения началось в 1939 г. Залежи нефти приурочены к горизонтам I, II, III бухарских слоев палеогеновых отложений, залегающих на глубинах от 1200 ÷ 1300 м и представленных слабодоломитизированными трещиноватыми известняками (горизонт I), плотными доломитизированными известняками (горизонт II) и известковистыми доломитами (горизонт III) [19].

Залежи нефти относятся к типу пластовых сводовых, тектонически экранированных. Размеры залежей: длина от 5,2 до 6,9 км; ширина – 0,5 ÷ 0,7 км; площадь 2,2 – 3,3 км². Средняя пористость и неф-физических исследований, равны 15,0 ÷ 21,2 % и 70 ÷ 85 %, соответственно. Основным продуктивным объектом является залежь нефти горизонта III со средней нефтенасыщенной толщиной 18,5 м, значение этого параметра по горизонтам I и II составляет 1,9 и 8,0 м, соответственно.

Отличительной особенностью залежей является то, что они содержат нефть высокой вязкости (до 50 мПа·с), плотностью 940 кг/м³, газонасыщенностью всего 1 ÷ 2 м³/т и высоким содержанием парафинов – 3,1 ÷ 3,4 %, асфальтенов – 4,8 ÷ 6,1 % и смол – 64 ÷ 80 %. Начальное пластовое давление и температура пластов составляли 13 МПа и 56 °С, соответственно.

Месторождение находится на четвертой стадии разработки с 1964 г. По состоянию на 01.01.2011 г. из месторождения добыто 98,86 % утвержденных извлекаемых запасов, текущая нефтеотдача составляет 28,32 %. Средняя обводненность продукции скважин достигла 95,15 %, а пластовое давление снизилось до 3,5 МПа.

Для исследования эффективности разработки была построена характеристика вытеснения нефти водой (ХВ), представляющая собой

эмпирическую зависимость между $R_{жс} = Q_{жс}/Q_n$ и $Q_{жс}$, где $Q_{жс}$ и Q_n – накопленная добыча жидкости и нефти в пластовых условиях, соответственно; $R_{жс}$ – жидкостно-нефтяной фактор. Основным признаком, определяющим возможность использования ХВ для этой цели, является прямолинейный характер данной зависимости на конечном участке. Как видно из рисунка 7, в ХВ выделяются два прямолинейных участка: первый – в пределах изменения накопленной добычи жидкости от 3796,7 до 11434,5 тыс. м³ и жидкостно-нефтяного фактора от 2,108 до 4,012; второй – в пределах изменения накопленной добычи жидкости от 12131,7 до 21917,0 тыс. м³ и жидкостно-нефтяного фактора от 4,173 до 6,301. Единственным фактором, объясняющим отличие этих двух прямолинейных участков, является то, что в период, характерный для второго прямолинейного участка, был осуществлен форсированный отбор жидкости из скважин путем увеличения депрессии на пласт. При этом в период разработки, относящейся к первому прямолинейному участку, число нефтедобывающих скважин практически оставалось неизменным – 38 ед., а годовая добыча жидкости изменялась от 477,8 до 603,6 тыс. м³, составляя в среднем за период 544,3 тыс. м³.

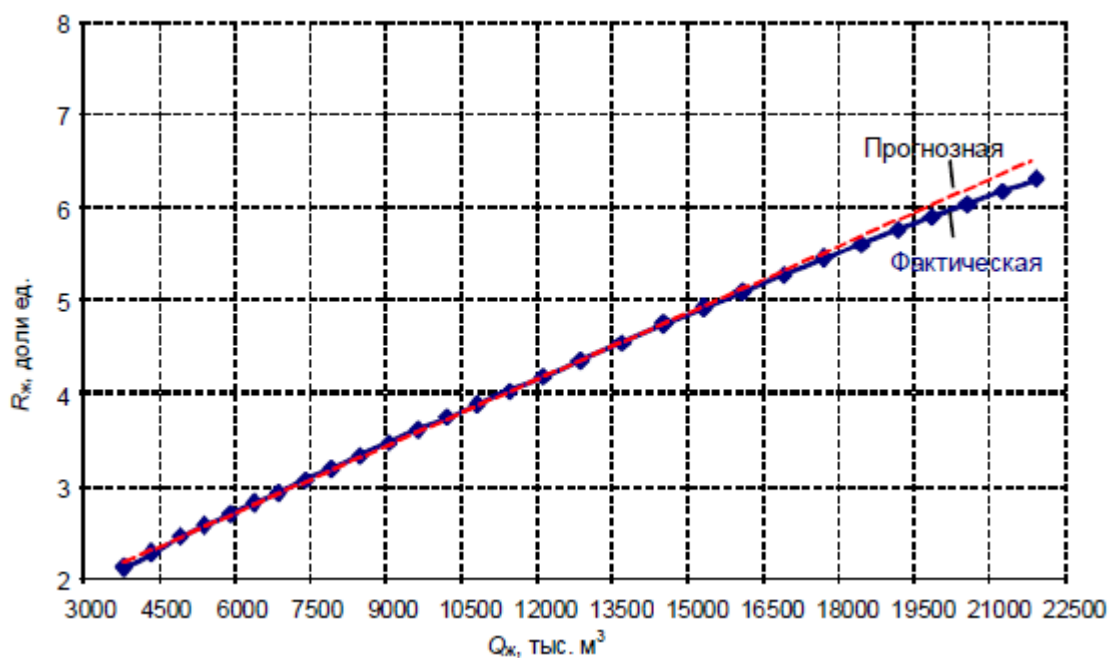


Рисунок 7 – Характеристика вытеснения нефти водой на месторождении
Кокайты

В период разработки, характерный для второго прямолинейного участка число скважин снизилось до 28 ед., годовая добыча жидкости изменялась от 667,6 до 832,5 тыс. м³, составляя в среднем за период 748,8 тыс. м³ (рисунок 8). Увеличение кратности отбора жидкости за счет повышения депрессии на пласт во втором периоде относительно первого, принятое как базовое, составило 1,375 раза

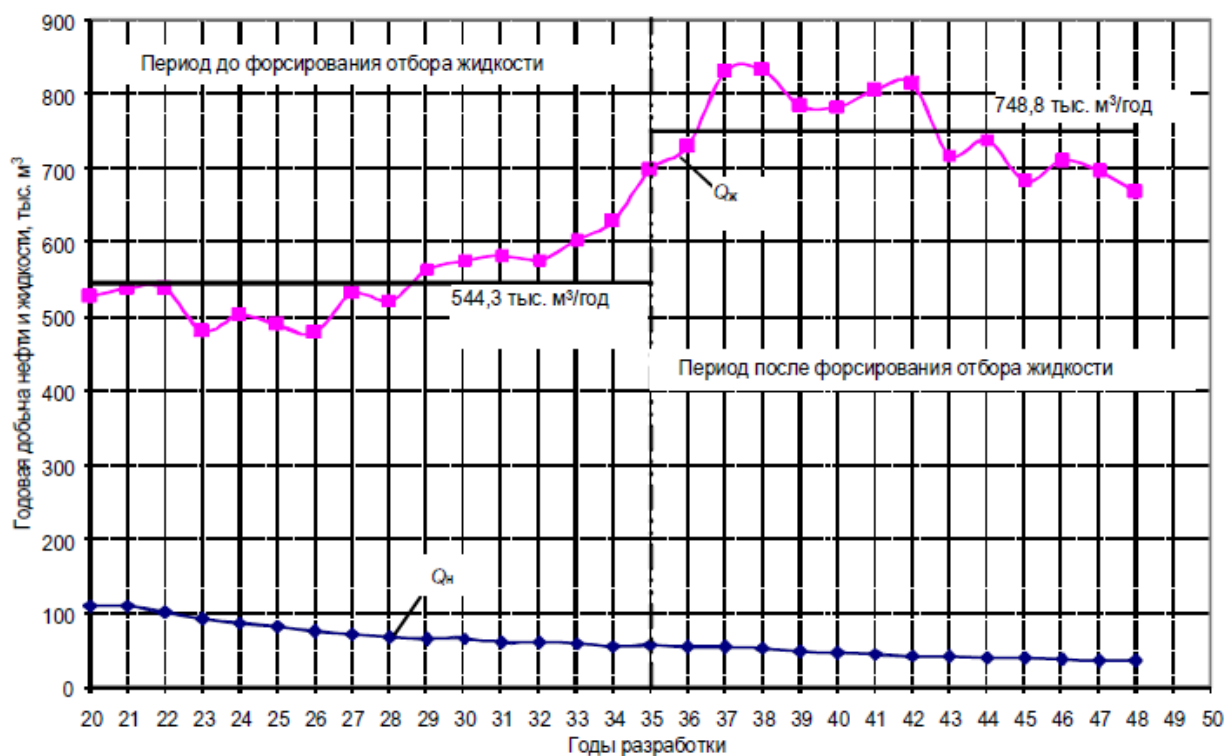


Рисунок 8 – Динамика годовой добычи нефти и жидкости из месторождения Кокайты

Как известно, одним из основных параметров, позволяющих оценить эффективность геолого-технических мероприятий, являются величина извлекаемых запасов и конечный коэффициент нефтеотдачи пластов для условий разработки месторождения до и после их проведения. Для определения этих параметров оба прямолинейных участка характеристик вытеснения были обработаны методом наименьших квадратов и получены зависимости $R_{жс}$ от $Q_{жс}$ с достаточно высокими коэффициентами корреляции.

Для периода разработки до ФОЖ извлекаемые запасы нефти для условий бесконечной промывки пласта составляли 3594,4 тыс. т, при ограничении разработки месторождения предельной средней обводненностью

продукции скважин 98 % – 3235 тыс. т и было бы достигнуто значение конечного коэффициента извлечения нефти 25,9 %.

Для периода разработки месторождения с применением метода ФОЖ извлекаемые запасы нефти для условий бесконечной промывки пласта составляют 4072,6 тыс. т, при ограничении разработки месторождения предельной средней обводненностью продукции скважин 98 % – 3665,3 тыс. т и прогнозная величина конечной нефтеотдачи пластов будет равна 29,33 %.

Изменение линейности ХВ и коэффициентов зависимости в период ФОЖ по сравнению с базовым периодом свидетельствует о положительном влиянии увеличения темпа отбора жидкости на эффективность процесса вытеснения нефти водой. При этом увеличение конечного коэффициента нефтеотдачи пластов за счет применения метода ФОЖ на 3,43 % обеспечивается за счет комплекса положительных факторов, таких, как разрушение структуры и движение неподвижной нефти из блоков коллектора в трещины, подключение в процесс вытеснения менее проницаемых слоев и включений в коллекторе, а также продления экономического предела рентабельности эксплуатации залежей.

Анализ зависимостей показывает, что увеличение дебита скважин по жидкости действительно приводит к различным результатам из-за интерференции скважин и перераспределения дебита между ними, т. е. имеются скважины как с увеличением, так и с уменьшением удельных извлекаемых запасов. При этом весь фонд скважин с отрицательным результатом, уменьшением удельных извлекаемых запасов нефти находится в области кратности увеличения дебита до 1,5 раза и обводненности продукции скважин до 88 %. В области кратности увеличения отбора жидкости выше 1,5 раза и обводненности более 88 % скважин с отрицательным результатом практически нет. Данный факт дает основание сделать вывод о том, что для геолого-физических условий месторождения Кокайты, представленных порово-трещинными коллекторами с высокой вязкостью нефти и разрабатываемых при естественном упруговодонапорном режиме, наиболее

эффективным временем начала ФОЖ является обводненность продукции скважин более 88 %, при этом дебиты скважин должны быть увеличены более чем в 1,5 раза.

3 ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ КОМБИНИРОВАННОГО НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ

По сей день ГДМ находят свое применение на различных эксплуатационных участках в процессе разработки месторождений, а также применяются различные их модификации. Внедрение ГДМ объясняется техническими возможностями, в том числе задействующим в процесс оборудованием, степенью развития инфраструктуры, геолого-физическими условиями пласта и наличием информации о типе остаточной нефти, содержащейся в коллекторе. Любая модификация или вариация метода ГДМ основывается на базовом методе (Таблица 5) [20].

Таблица 5 – Классификация гидродинамических методов и последующие их модификации

Метод ИНФП	Метод ЦЗ	Метод ФОЖ
Перераспределение объемов нагнетания по группам нагнетательных скважин	Периодическая закачка воды и периодический отбор жидкости	Увеличение отборов жидкости по объектам в целом
Формирование нестационарных очагов заводнения	Увеличение закачки по отдельным группам скважин	Увеличение депрессий отдельных добывающих скважин
Перевод добывающих скважин под нагнетание	Изменения устьевых давлений нагнетания	Остановка нагнетательного фонда скважин и увеличение отборов по добывающему фонду
Поочередная остановка и запуск отдельных рядов нагнетательных скважин	Периодическое увеличение и снижение объемов добычи жидкости	Отключение и запуск отдельных добывающих скважин

Определенный метод и его модификации наделены как преимуществами, так и недостатками применения на определенных нефтяных месторождениях. Поэтому глобальное применение и доверие компаний вызывает комбинированный метод НЗ, основой для которого стала внедрения эффективность, технологичность и низкая экономическая значимость метода.

Метод заключается в периодическом изменении давления нагнетания воды в нагнетательные скважины, и часто применяется совместно с методом изменения направления фильтрационных потоков. Это способствует дополнительной добыче нефти и снижению попутно добываемой жидкости [21].

За счет увеличения площади дренирования, происходит значительное увеличение коэффициента охвата заводнением, в том числе и за счет переток нефти из НП. Данный эффект возникает при ИНФП, когда в сочетании с ЦЗ на процесс ИНФП накладываются колебания давления нагнетания высокой частоты и отбор жидкости по группам скважин со сменой фаз.

Метод комбинированного НЗ способствует поддержанию уровня добычи, достигнутом в процессе разработки, снижению обводненности нефтяной продукции и повышению охвата заводнением пласта-коллектора. Наибольшая эффективность от метода наблюдается с высокой неоднородностью пластов. Сам метод комбинированного НЗ не требует огромных резервов и высоких мощностей от насосных станций, технологичен, при этом нуждается в наличие активной системы заводнения.

Эффективность комбинированного НЗ снижается, когда пласт-коллектор разрабатывается длительное время без совершенствования метода и изменения систем разработки. Также метод невозможно внедрять в такие месторождения, где отсутствует гидродинамическая связь между пропластками.

Критериями применимости метода комбинированного НЗ относятся:

- Существование между ВП и НП гидродинамической связи;
- Осуществление технологии по созданию высокочастотной амплитуды колебания расходов;
- Значительное накопление остаточной нефти в НП;
- Наличие в смачиваемом пласте слоисто-неоднородных или трещиновато-пористых коллекторов;

Но не на всех месторождениях данный метод может нести положительную технологическую и экономическую эффективность. Рассматриваемые пласты-кандидаты должны соответствовать ряду критерий, основным из которых является проницаемостная неоднородность:

- 1) Слоистая неоднородность пласта по проницаемости;
- 2) Гидродинамическая связанность прослоев;
- 3) Толщина пласта;
- 4) Гидрофильность горной породы;
- 5) Трещиноватость пластов;
- 6) Вязкость нефти;
- 7) Площадное сочетание коллекторов разного типа;
- 8) Длительность предшествующего стационарного заводнения;
- 9) Амплитуда и период высокочастотных колебаний давления.

Первые семь факторов зависят от геолого-физических особенностей пласта, и значительно повлиять на них практически невозможно. Но на последние два – технологических фактора, это представляется возможным и встает вопрос об расчете оптимального режима закачки воды.

ОАО «ВНИИнефть» рекомендовал использовать набор геолого-физических характеристик для определения перспективности внедрения комбинированного НЗ:

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

На рисунке 9 показано осуществление циклического воздействия совместно с методом изменения направления фильтрационных потоков при пятиточечной системе разработки.

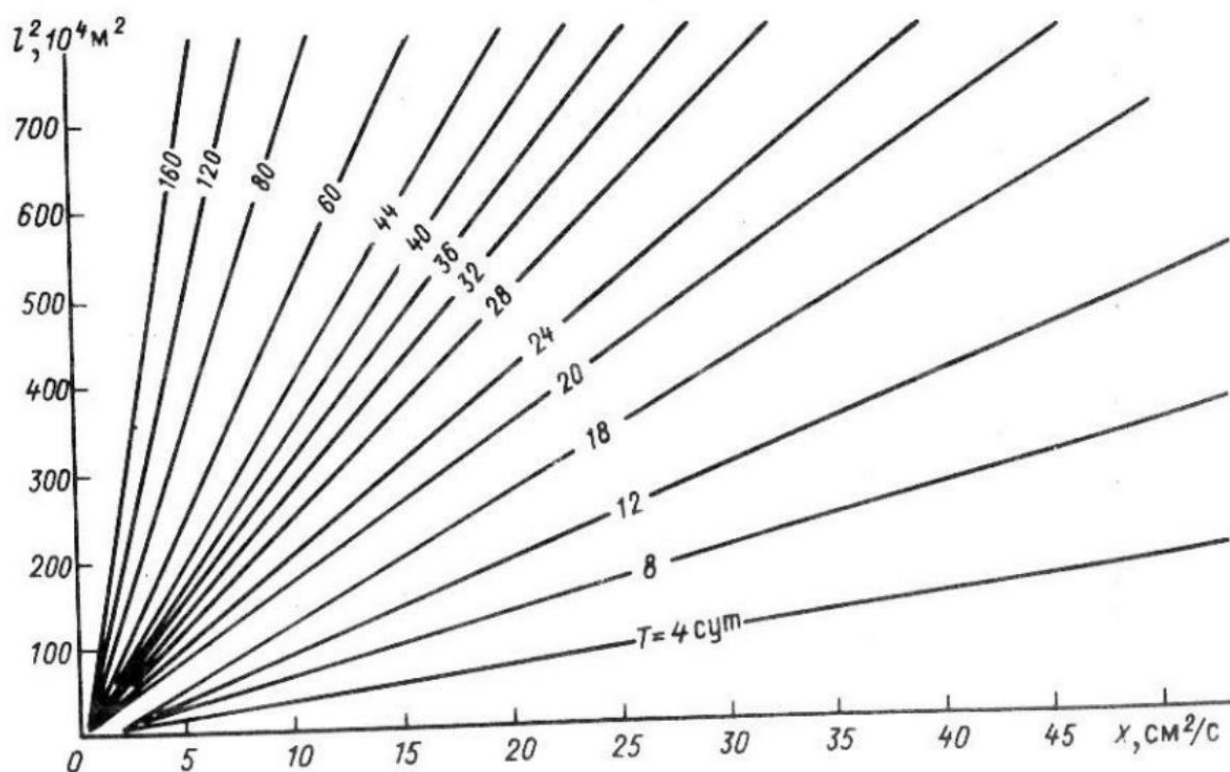


Рисунок 10 – График зависимости длительности полуциклов в зависимости от различных значений пьезопроводности и расстояния между добывающими и нагнетательными скважинами

Как видно из формулы, длительность полуциклов зависит от конкретных значений пьезопроводности и расстояния между добывающими и нагнетательными скважинами и варьировать ее значение представляется возможным.

Таким образом, если пласт-кандидат подходит по всем геологофизическим критериям, и был подобран оптимальный режим закачки, то применение метода циклического воздействия совместно с методом изменения фильтрационных потоков может дать высокую технологическую и экономическую эффективность.

Метод газового воздействия основан на закачке воздуха в пласт и его трансформации в эффективные вытесняющие агенты за счет низкотемпературных внутрипластовых окислительных процессов. В результате низкотемпературного окисления непосредственно в пласте вырабатывается высокоэффективный газовый агент, содержащий азот углекислый газ и ШФЛУ (широкие фракции легких углеводородов). К преимуществам газовых методов можно отнести: использование недорогого агента – воздуха; использование природной энергетики пласта – повышенной пластовой температуры (свыше 60–70°C) для самопроизвольного инициирования внутрипластовых окислительных процессов и формирования высокоэффективного вытесняющего агента.

Таблица 6 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бф	Бк1	Бк2	Кф	Кк1	Кк2
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Надежность	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
2. Простота эксплуатации	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
3. Безопасность	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
4. Энергоэкономичность	0,1	5	4	5	0,5	0,4	0,5
5. Соответствие различным геолого-физическим условиям месторождений-кандидатов	0,2	5	5	5	0,1	0,1	0,1
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,1	4	4	4	0,4	0,4	0,4
2. Затраты на проведение метода по увеличению нефтеотдачи пласта	0,15	5	3	3	0,75	0,45	0,45
3. Предполагаемый срок проведения метода увеличения нефтеотдачи	0,1	4	4	4	0,4	0,4	0,4
4. Обслуживание	0,15	4	5	4	0,6	0,75	0,6
ИТОГО	1	42	39	39	4,65	3,4	3,35

Где: Бф – нестационарное воздействие; Бк1 – тепловое воздействие; Бк2 – газовое воздействие.

При оценке качества используется два типа критериев: технические и экономические. Вес показателей в сумме составляют 1. Баллы по каждому показателю оцениваются по пятибалльной шкале.

Конкурентоспособность конкурента К:

$$K = \sum V_i B_i \quad (8)$$

где V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Полученные результаты расчета сведены в таблицу 4. В строке «Итого» указана сумма всех конкурентоспособностей по каждому из приборов.

Опираясь на полученные результаты расчётов, можно сделать вывод что, нестационарное воздействие является наиболее востребованным методом, позволяющий в значительной мере увеличить нефтеотдачу пластов. Уязвимость конкурентов объясняется наличием таких причин, как высокие затраты на проведение метода увеличения нефтеотдачи и в более сложной эксплуатации.

SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Сильные и слабые стороны – это внутренняя среда, что имеется уже на текущий момент времени. Возможности и угрозы – факторы внешней среды, они могут произойти, а могут и нет, это зависит в том числе и от принятых действий и решений. Матрица SWOT-анализа представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Матрица SWOT

Сильные стороны циклического воздействия (С)	Слабые стороны циклического воздействия (Сл)
1. Низкие затраты на переустройство системы поддержания пластового давления. 2. Увеличение нефтеотдачи 3. Снижение обводненности 4. Экологически безопасен	1. Учет геолого-физических особенностей конкретного месторождения 2. Отрицательное влияние продолжительности по времени предыдущего варианта разработки 3. В основном применяется на неоднородные по проницаемости нефтяные пласты 4. Малый объем научно-технической информации
Возможности (В)	Угрозы (У)
1. Совершенствование технологии совместно с другими методами повышения нефтеотдачи 2. Совершенствование и увеличение данной методики 3. Создание конкуренции зарубежным предприятиям	1. Высокая конкуренция со стороны других методов воздействия 2. Низкая востребованность со стороны предприятий 3. Возможное снижение комплексности исследования

Таблица 8 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
		С1	С2	С3	С4
Возможности проекта	В1	+	+	-	-
	В2	+	+	-	+
	В3	+	+	+	+

При анализе интерактивной таблицы 8, можно выявить следующие коррелирующие сильных сторон и возможности: В1С1С2, В2С1С2С4, В3 С1С2С3С4, В4С1С2С3С4.

Таблица 9 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
Возможности проекта	В1	-	+	-	-
	В2	+	+	-	+
	В3	+	+	+	-

При анализе интерактивной таблицы 9, можно выявить следующие коррелирующие сильных сторон и возможности: В1Сл2, В2Сл1Сл2Сл4, В3Сл1Сл2Сл3.

Таблица 10 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		С1	С2	С3	С4
	У1	+	+	-	-
	У2	+	+	-	+
	У3	+	+	+	+

При анализе интерактивной таблицы 10, можно выявить следующие коррелирующие сильных сторон и возможности: У1С1С2, У2С1С2С4, У3С1С2С3С4.

Таблица 11 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	+	+	-	-
	У2	+	+	-	+
	У3	+	+	+	+

При анализе интерактивной таблицы 11, можно выявить следующие коррелирующие сильных сторон и возможности: У1Сл1Сл2, У2Сл1Сл2Сл4, У3Сл1Сл2Сл3Сл4.

Вывод: заявленный метод имеет высокую актуальность исследования, что приведет к созданию конкуренции зарубежным разработкам и повысит количество заинтересованных заказчиков. Совершенствование технологии позволит снизить длительность проведения увеличения нефтеотдачи пластов. Однако высока доля влияния такого внешнего фактора, как снижение комплексности исследования.

4.2 Расчет экономической эффективности метода циклического воздействия

Экономическая эффективность определяется с целью соотношения затрат и результатов при внедрении технологии нестационарного заводнения на месторождении.

В качестве основных показателей при определении экономической эффективности учитываются следующие основные показатели: объем дополнительной нефти, добытой на месторождении; дополнительные затраты,

связанные с применением технологии; себестоимость дополнительно добытой нефти и приведенные затраты.

По объекту просчитана предположительная продолжительность цикла 3 месяца при сниженном показателе отбора жидкости закачкой до 50%. Для внедрения нестационарного заводнения выбрана схема: в течение цикла две нагнетательные скважины остановлены, а две другие находятся под закачкой и наоборот. Основные исходные характеристики расчетных вариантов приведены в таблице 12

Таблица 12 – Основные исходные расчетные характеристики месторождения

Характеристики	Единица измерения	Варианты	
		I вариант	II вариант
1	2	3	4
Режим разработки		внутриконтурная система заводнения	
Тип заводнения		стационарное	циклическое
Система размещения скважин		треугольная	
Расстояние между скважинами	м	250-450	
Плотность сетки	10 ⁴ м ² /скв	18,4	
Режим работы скважины:			
- добывающих (на забое скважин)	МПа	5,0	5,0
- нагнетательных (на устье скважин)	МПа	12,0	12,0
Коэффициент эксплуатации фонда скважин:			
- добывающих	д.ед.	0,95	0,95
- нагнетательных	д.ед.	0,95	0,95
Коэффициент компенсации отбора закачкой	%	50	50

4.2.1 Определение затрат при внедрении технологии

Нестационарное в сравнении с обычным заводнением требует наличия резерва мощностей в системе заводнения.

При внедрении технологии в основном необходимо следующее оборудование: комплект насосного оборудования повышенного давления; регуляторы.

Дополнительные затраты складываются из себестоимости оборудования, необходимого для осуществления метода.

Детальный расчет экономических показателей производится на 2019 год при внедрении нестационарного заводнения.

4.2.2 Эксплуатационные затраты

При оценке вариантов разработки эксплуатационные затраты могут быть определены по статьям калькуляции или элементам затрат.

Эксплуатационные затраты рассчитываются в соответствии с удельными текущими затратами и объемными технологическими показателями:

- 1) обслуживание добывающих и нагнетательных скважин;
- 2) энергетические затраты для механизированной добычи жидкости;
- 3) поддержание пластового давления;
- 4) амортизация скважин.

Затраты на обслуживание добывающих скважин определяются в зависимости от количества действующих скважин и включают в себя заработную плату (основную и дополнительную) производственных рабочих, цеховые расходы, общепроизводственные расходы, а также затраты на содержание и эксплуатацию оборудования.

Энергетические затраты рассчитываются в зависимости от объема механизированной добычи жидкости. При расчете этих затрат исходят из средней стоимости электроэнергии.

Расходы по поддержанию пластового давления складываются из затрат на обслуживание нагнетательных скважин, затрат на закачку воды. При определении затрат на закачку воды исходят из объема закачиваемой в пласт воды, ее стоимости и энергетических затрат. Норматив для определения энергетических затрат при закачке воды в пласт устанавливается исходя из удельного расхода электроэнергии и стоимости 1 кВт·ч электроэнергии.

Амортизация скважин рассчитывается исходя из их балансовой стоимости и действующих норм на их полное восстановление.

Таблица 13 – Нормативы эксплуатационных затрат

№	Наименование показателей	Единицы измерения	Показатели
1.	Обслуживание нефтяных скважин (с общепроизводственными расходами)	тыс. руб./скв.	550,45
2	Технологическая подготовка нефти	руб/т жидкости, идущей на тех.подготовку	24,10
3	Сбор и транспорт нефти	руб/т жидкости, идущей на тех.подготовку	30,10
4.	Затраты на электроэнергию	руб./т жидкости	9,60
5.	Расходы на закачку	руб./м ³	18,60
6.	Расходы на оплату труда	тыс. руб./ чел. год	159,5
7.	Норма амортизационных отчислений скважин	%	6,70
8.	Остаточная стоимость скважин	тыс.руб	8349

Определим эксплуатационные затраты:

1) Обслуживание скважин (включая общепроизводственные затраты):

$$Z_{oi} = Z_o \cdot (N_A + N_i) \quad (9)$$

где Z_{oi} - обслуживание фонда скважин в году i , тыс.руб.;

Z_o – затраты на обслуживание действующего фонда скважин, тыс.руб./скв-год;

N_A – действующий фонд нефтяных скважин в году i , скважин;

N_i – действующий фонд нагнетательных скважин в году i , скважин;

i – индекс текущего года.

$$Z_{o2019} = Z_o \cdot (N_A + N_i) = 550,45 \cdot (11 + 2) = 7155,85 \text{ тыс. руб.}$$

2) Технологическая подготовка нефти:

$$Z_{ТПi} = Z_{ТП} \cdot Q_i \quad (10)$$

где $Z_{ТПi}$ – затраты на технологическую подготовку нефти в году i , тыс.руб;

$Z_{ТП}$ – затраты по технологической подготовке нефти, руб./т (жидкости);

Q_i – количество добытой жидкости, идущей на технологическую подготовку в году i , тыс.т;

$$Z_{ТП2019} = Z_{ТП} \cdot Q_i = 24,10 \cdot 22,53 = 542,97 \text{ тыс. руб.}$$

3) Сбор и транспорт нефти и газа:

$$Z_{СБТi} = Z_{СБТ} \cdot Q_{ж} \quad (11)$$

где Z_{C6Ti} – затраты по сбору и транспорту нефти и газа в году i , тыс.руб.;

Z_{C6T} – затраты по сбору и транспорту нефти и газа, руб./т (жидкости);

$Q_{ж}$ – добыча жидкости из пласта в году i , тыс.т;

$$Z_{C6T_{2019}} = Z_{C6T} \cdot Q_{ж} = 30,10 \cdot 95,90 = 2886,59 \text{ тыс. руб.}$$

4) Энергетические затраты на извлечение жидкости:

$$Z_{ЭнДi} = Z_{ЭнД} \cdot Q_{ж} \quad (12)$$

где $Z_{ЭнДi}$ – затраты на извлечение жидкости из пласта в году i , тыс.руб.;

$Z_{ЭнД}$ – затраты на извлечение жидкости из пласта, руб./т. (жидкости);

$Q_{ж}$ – добыча жидкости механизированным способом в году i , тыс.т.;

$$Z_{ЭнД_{2019}} = Z_{ЭнД} \cdot Q_{ж} = 9,60 \cdot 95,9 = 920,64 \text{ тыс. руб.}$$

5) Энергетические затраты на закачку воды:

$$Z_{ЭнЗi} = Z_{ЭнЗ} \cdot Q_{зв} \quad (13)$$

где $Z_{ЭнЗi}$ – затраты на закачивание воды в пласт в году i , млн.руб.;

$Z_{ЭнЗ}$ – затраты на закачку воды в пласт, руб/м³;

$Q_{зв}$ – объем закачиваемой воды в году i , тыс. м³;

$$Z_{ЭнЗ_{2019}} = Z_{ЭнЗ} \cdot Q_{зв} = 18,60 \cdot 44,30 = 823,98 \text{ тыс. руб.}$$

б) Итого эксплуатационных затрат:

$$Z_{текi} = Z_{oi} + Z_{C6Ti} + Z_{ТПi} + Z_{ЭнДi} + Z_{ЭнЗi} \quad (14)$$

где $Z_{тек}$ – эксплуатационные затраты, тыс.руб.

$$\begin{aligned} Z_{тек_{2019}} &= Z_{o_{2019}} + Z_{C6T_{2019}} + Z_{ТП_{2019}} + Z_{ЭнД_{2019}} + Z_{ЭнЗ_{2019}} = \\ &= 7155,85 + 542,97 + 2886,59 + 920,64 + 823,98 = \\ &= 12330,03 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Расчет амортизационных отчислений:

$$A_i = O_i \cdot \frac{6,7}{100} \quad (15)$$

A_i – амортизационные отчисления по скважинам в году i , млн.руб.;

O_i – остаточная стоимость фонда скважин в году i , тыс.руб.

6,7 – ежегодная норма амортизационных отчислений по скважинам, %;

$$A_{2019} = O_{2019} \cdot \frac{6,7}{100} = 8349 \cdot 6,7/100 = 559,38 \text{ тыс. руб.}$$

Итого эксплуатационные затраты с амортизационными отчислениями:

$$Z_i = Z_{\text{тек}_{2019}} + A_{2019} \quad (16)$$

где Z_i – эксплуатационные затраты без налогов и платежей в году i , тыс.руб.;

$$Z_i = Z_{\text{тек}_{2019}} + A_{2019} = 12330,03 + 559,38 = 12889,41 \text{ тыс. руб.}$$

4.2.3 Капитальные вложения

Для внедрения нестационарного заводнения на месторождении необходимо приобретение наземного оборудования (станция управления «Электрон-04», ЭЦН-125-1800, погружной электродвигатель, кабель, трансформатор) – 3216,00 тыс.руб., обвязка водозаборной скважины 267,00 тыс.руб., утепление устьев 4х нагнетательных скважин – 224,00 тыс.руб.

4.2.4 Платежи и налоги

В соответствии с законодательством и Налоговым Кодексом РФ определяются страховые взносы в Пенсионный фонд РФ, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев при производстве работ на кустовых площадках (таблица 14).

Таблица 14 – Ставки налогов и отчислений

№	Показатели	Единица измерения	Значения
1	Налог на добавленную стоимость	%	18,0
2	Экспортная пошлина (при проектных ценах)	долл/т	138,3 (В соответствии со ст. 3 п. 4 ФЗ РФ от 21.05.1993 в ред. от 07.05.2004)
3	Единый социальный налог - с 1 января 2005 года	%	26,0
4	Обязательное страхование от несчастных случаев	%	0,5
5	Налог на добычу полезных ископаемых	руб.	419*(Ц-8)*Р/252*Кв
6	Добровольное медицинское страхование	%	3,0
7	Ставка налога на прибыль	%	20,0

Рассчитаем платежи и налоги, включаемые в себестоимость нефти.

1) Фонд оплаты труда:

$$\Phi OT_i = N \cdot T \cdot (N_A + N_i) \quad (17)$$

где ΦOT_i – фонд оплаты труда в году i , тыс.руб.;

N – удельная численность предприятия, чел./скв.;

T – расходы на оплату труда работника предприятия, тыс.руб./ чел.

$$\Phi OT_{2019} = N \cdot T \cdot (N_A + N_i) = 1,40 \cdot 159,50 \cdot (11 + 2) = 2902,90 \text{ тыс. руб.}$$

2) Единый социальный налог:

$$ECH_i = \Phi OT \cdot \frac{C_{есн}}{100} \quad (18)$$

где ECH_i – единый социальный налог в году i , тыс.руб.;

$C_{есн}$ – ставка единого социального налога, %;

$$ECH_{2019} = \Phi OT \cdot \frac{C_{есн}}{100} = 2902,90 \cdot \frac{26}{100} = 754,75 \text{ тыс. руб.}$$

3) Обязательное страхование от несчастных случаев:

$$OC_i = \Phi OT \cdot \frac{C_{ос}}{100} \quad (19)$$

где OC_i – отчисление обязательное на страхование от несчастных случаев в году i , тыс.руб.;

$C_{ос}$ – ставка отчислений на обязательное страхование от несчастных случаев, %;

$$OC_{2019} = \Phi OT \cdot \frac{C_{ос}}{100} = 2902,9 \cdot \frac{0,5}{100} = 14,51 \text{ тыс. руб.}$$

4) Налог на добычу полезных ископаемых:

$$НДПИ_i = Q_i \cdot 419 \cdot (Ц - 9) \cdot \frac{Д}{261} \cdot K_B \quad (20)$$

где $НДПИ_i$ – уплата налога на добычу полезных ископаемых в году i , тыс.руб.;

$Ц$ – средний за налоговый период уровень цен нефти сорта «ЮРАЛС», долл./барр.

$Д$ – среднее значение курса доллара США к рублю РФ, руб./долл.

K_g – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов в году $i-1$, доли единицы;

$$\begin{aligned} \text{НДПИ}_{2019} &= Q_i \cdot 419 \cdot (\text{Ц} - 9) \cdot \frac{D}{261} \cdot K_v = \\ &= 22,53 \cdot 419 \cdot (69,00 - 9) \cdot 72,36/261 \cdot 1 = 156905,43 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

5) Добровольное медицинское страхование:

$$\text{ДМС}_i = \text{ФОТ} \cdot \frac{C_{oc}}{100} \quad (21)$$

где ДМС_i – отчисление обязательное на страхование

C_{oc} – ставка отчислений на добровольное медицинское страхование, %;

$$\text{ДМС}_{2019} = \text{ФОТ} \cdot \frac{C_{oc}}{100} = 2902,90 \cdot 3/100 = 87,09 \text{ тыс. руб.}$$

6) Итого платежей и налогов, включаемых в себестоимость нефти:

$$C_n = \text{ФОТ}_i + \text{ЕСН}_i + \text{ОС}_i + \text{НДПИ}_i + \text{ДМС}_i \quad (22)$$

где C_n – сумма налогов и платежей, уплаченных предприятием в году i , тыс.руб.

$$\begin{aligned} C_n &= \text{ФОТ}_i + \text{ЕСН}_i + \text{ОС}_i + \text{НДПИ}_i + \text{ДМС}_i = \\ &= 2902,90 + 754,75 + 14,51 + 156905,43 + 87,09 = \\ &= 160664,68 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

7) Всего эксплуатационных затрат на добычу нефти:

$$Z_{\text{ЭЗ}} = Z_{2019} + C_n = 12889,41 + 160664,68 = 173554,09 \text{ тыс. руб.}$$

8) Себестоимость одной тонны нефти:

$$C_n = \frac{Z_{\text{ЭЗ}}}{Q} = 173554,09/22,53 = 7703,24 \text{ руб./т}$$

4.2.5 Сравнение технологических показателей

Основные технологические показатели вариантов разработки приведены в таблице 15

Таблица 15 – Основные технологические показатели

№№	Показатели	Единица измерения	Варианты разработки	
			стационарное заводнение	нестационарное заводнение
1	2	3	4	5
1	Окончание срока разработки	лет	39	41
2	Фонд скважин, в том числе	шт.	19	19
2.1	добывающих	шт.	11	11
2.2	нагнетательных	шт.	4	4
3	Добыча нефти с начала разработки	тыс.т.	564	583
4	Отбор жидкости с начала разработки	тыс.т.	2900	2951
5	Закачка воды с начала разработки	тыс.м ³	1260	1228
6	Коэффициент извлечения нефти	д.ед.	0,332	0,343
7	Средняя обводненность к концу разработки	%	98,0	98,0

Как видно из таблиц, эксплуатация нефти ведется 11 добывающими скважинами, поддержание пластового давления проводится путем закачки сточной воды в 4 нагнетательных скважин. Метод нестационарного заводнения в отличие от стационарного имеет дополнительную добычу нефти 19 тыс.т., увеличивается срок разработки месторождения.

Исходя из расчетов материальных затрат, мероприятия по нестационарному заводнению можно отнести к экономически и технологически эффективным.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что метод нестационарного воздействия применимый на неоднородные нефтяные пласты, может дать достаточно высокие значения дополнительной добычи нефти и снижении обводненности попутно добываемой жидкости, отражающиеся в высокой прибыли нефтегазового предприятия

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Нефтяные промыслы отличаются высоким уровнем опасности и возможностью возникновения экстремальных ситуаций, угрожающих здоровью рабочего персонала. Социальная ответственность – ответственность организации за воздействие её решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этическое поведение

Сущность работ заключается в выполнении следующих технологических операций: осуществление работ по заданному режиму скважины, контроль за системами подачи реагента в скважину, обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования, используемого при добыче нефти и газа. Работы выполняются круглогодично.

В связи с этим на данных производствах необходима разработка мероприятий по оздоровлению и улучшению условий труда, главной целью которых должно быть создание благоприятных условий, необходимых для высокопроизводительного труда и устранения профессиональных заболеваний, производственного травматизма и причин им способствующих, а также предотвращения возможного возникновения чрезвычайных ситуаций. Это возможно только лишь при соблюдении строгой дисциплины всем персоналом при выполнении работ и следовании инструкциям по охране труда.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства

Поскольку проведение мероприятий по применению гидродинамических методов и последующий контроль невозможен без присутствия работника непосредственно на месторождении, а месторождения находятся в отдалении от населенных пунктов и мест постоянного проживания работника, в основном преобладает вахтовый метод работы. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом прописаны в Главе

47 ТК РФ [22]. Помимо этого, работы на нефтегазопромислах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся.

К работам вахтовым методом и работам на вредных и опасных производственных объектах не допускаются лица, не достигшие совершеннолетия (18 лет), беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания по медицинским заключениям.

Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца, в исключительных случаях допускается увеличение до трех месяцев. Период вахты включает в себя время выполнения работ и время междусменного отдыха.

Для оператора по добыче нефти, газа и конденсата рабочая смена не должна превышать 12 часов. Поскольку необходимо обеспечивать непрерывный контроль за работой оборудования, работа на промысле организуется в две смены.

Работникам нефтяных месторождений в связи с характером работы и вахтовым методом работы предусматриваются выплаты надбавок за вахтовый метод работы взамен суточных за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от пункта сбора до места выполнения работ, льготы и компенсации за причиненный здоровью ущерб: увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, а также дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Лицам, работающим в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностям, устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки, также предусмотрен ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск.

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385-2016 [23]. Проектирование должно учитывать стабильность рабочих поз трудящихся и их мобильность. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступным и безопасным, должны соблюдаться эргономические требования к оборудованию и отсчетным устройствам индикаторов, прописанные в ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ и ГОСТ 22902-78 [24, 25].

5.2 Производственная безопасность

Сущность работ заключается в выполнении следующих технологических операций: обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования, используемого при добыче нефти и газа; контроль за работой оборудования; осуществление работ по контролю проводимых мероприятий; работа с химическими реагентами.

Все неблагоприятные производственные факторы по результирующему воздействию на организм работающего человека в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 [26] подразделяют на вредные и опасные.

Факторы, влияющие на работника при проведении мероприятий по применению гидродинамических методов, представлены в таблице 16:

Таблица 16 – Возможные опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе	-	-	+	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация [27]
2. Превышение уровня шума	-	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [28]
3. Повышенная запыленность рабочей зоны	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [29]
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [30]
5. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [31]
6. Высокое давление	-	+	+	ГОСТ 34347-2017 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия [32]
7. Химические реагенты	-	+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [33]

5.2.1 Анализ вредных факторов и обоснование мероприятий по снижению воздействия

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Работы по осуществлению гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи пласта проходят на открытом воздухе. Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия работающего и даже несчастному случаю. Работающие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты (СИЗ), которые выбираются согласно ГОСТ 12.4.011-89 [27]. Материал спецодежды должен обладать защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, быть

стойким к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям, легко очищаться. Он должен быть способным пропускать влагу из пододежного пространства в окружающую среду и иметь воздухопроницаемость, адекватную скорости ветра. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые и фибровые каски. Для защиты глаз от попадания песка используются очки. Защитой от пониженной температуры служит теплая спецодежда, работа в дождь запрещена технологическими инструкциями. Также сооружают помещения для обогрева сотрудников в холодное время года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время года работы приостанавливаются (таблица 17).

Таблица 17 – 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	0

Превышение уровня шума

Работа бригад КРС связана с нахождением на территории с повышенным уровнем шума, создающимся работающими техническими установками и агрегатами. Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [28] значение уровня звука на открытой местности должно быть не более 80 дБ. В целях снижения уровня шума на нефтегазопромислах предусматривается рациональная планировка производственных объектов и технических установок, производится планирование режимов труда и отдыха, работники обеспечиваются средствами индивидуальной защиты – противοшумными вкладышами или наушниками.

Технологическая норма уровня вибрации составляет 92 дБ согласно ГОСТ 12.1.012-90 [35]. При значении уровня вибрации 92дБ частота составляет 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ППД объясняется работой насосного агрегата по закачке реагента в скважину. При работе с оборудованием при вибрации производительность работника снижается, а также растет число травм. Для защиты от вибрации рекомендуется применять резиновые перчатки.

Повышенная запыленность рабочей зоны

С целью предотвращения разливов нефти кустовые площадки оборудуются обваловкой. Обваловка представляет из себя песочную насыпь по периметру кустовой площадки. Территории Западной Сибири присущи сильные ветра, в связи с этим может происходить попадание песка в носовую полость операторов, обслуживающих скважины на кустовой площадке. Песок, попадающий в лёгкие, будет в дальнейшем негативно сказываться на здоровье рабочего. Согласно ГОСТ 12.1.005-88 [29], чтобы защитить органы дыхания от попадания механических примесей необходимо использовать респираторы.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. Норма освещенности согласно СП 52.13330.2016 [30] должна быть не ниже 10 люксов. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. При соответствии освещенности указанным нормам дополнительные мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

5.2.2 Анализ опасных факторов и обоснование мероприятий по снижению воздействия

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При проведении работ на нефтепромыслах используется автомобильный транспорт различного назначения, поэтому важно 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 согласно ГОСТ 12.2.003-91 [32].

Высокое давление

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может иметь тяжелые последствия. Опасность может быть связана со взрывом сосуда, в результате которого может произойти разрушение взрывной волной рядом расположенного оборудования и техники, травмирование работников осколками оборудования.

Причинами разгерметизации сосудов, работающих под давлением, могут быть дефекты, возникшие при их изготовлении, хранении и транспортировке. Для своевременного обнаружения дефектов производят внешний осмотр сосудов и аппаратов, проводят испытания сосудов и материалов, из которых они изготовлены.

Химические реагенты

При проведении различных технологических операций со скважиной могут применяться химические агрессивные вещества, которые могут нанести вред здоровью рабочего персонала.

В таких случаях работник перед проведением операции должен пройти специальный инструктаж по мерам безопасности при работе с ядовитыми и легковоспламеняющимися веществами. При работе с химическими реагентами необходимо соблюдать меры пожарной безопасности, техники безопасности, а также обязательно использовать СИЗ. Спецдежда должна противостоять химреагентам.

5.3 Экологическая безопасность

Гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи сопровождаются техногенным воздействием на окружающую среду. С целью минимизации этого воздействия необходимо применять комплекс мероприятий по охране окружающей среды, направленный на защиту атмосферы, гидросферы и литосферы.

Атмосфера

Основным источником загрязнения атмосферы являются выбросы газа и вредных веществ, получаемые при аварийных ситуациях. Причины аварий заключаются в механических повреждениях оборудования, некачественном строительстве или ремонте оборудования, а также несоблюдении техники безопасности.

Для защиты атмосферы от загрязнения проводят следующие мероприятия:

- Защита от коррозии оборудования;
- Разработанный план действий при аварийной ситуации;
- Ликвидация аварий аварийными службами.

Чистоту атмосферы можно достичь путем сокращения выбросов газа и обезвреживанием вредных веществ, выбрасываемых с основным газом.

Гидросфера

Разлив нефти, химических реагентов, применяемых при ОПЗ, или утилизация остатков реагентов негативно влияют на состав поверхностных и подземных вод. При разливе нефти на воде образуется пленка, которая препятствует воздушному обмену.

Пути загрязнения природных вод:

- При некачественном цементировании скважины или ее негерметичности могут возникнуть перетоки по затрубному пространству нефти или химических реагентов с последующим попаданием в природные воды;

– Из-за отсутствия гидроизоляции производственных площадок может произойти загрязнение грунтовых вод.

Мероприятия по защите гидросферы должны быть основаны на данных инженерно-геологических изысканий, фильтрационных расчетах и прогнозах миграции загрязняющих веществ в подземных водах с учетом особенностей загрязняющих веществ.

При возникновении аварийной ситуации в целях защиты подземных вод от загрязнения необходимо оградить место аварии, покрыть адсорбционным материалом рассыпанные или разлитые вещества, прекратить отбор подземных вод для хозяйственно-питьевого водоснабжения в зоне аварии, собрать, нейтрализовать или уничтожить разлитые, или рассыпанные вещества и ликвидировать последствия аварии и повреждения [34].

Литосфера

Негативное влияние на состояние литосферы оказывают нефть и химические реагенты, используемые на месторождении. Загрязнение почв может происходить по следующим причинам:

- Утечка химических реагентов при транспортировке;
- Разлив реагентов на дозаторных установках;
- Утечка раствора реагентов или нефти при повреждении или коррозировании оборудования скважины.

В случае загрязнения почвы нефтью необходимо произвести сбор пролитой нефти, срезку почвенно-растительного слоя толщиной 0,2-0,4 м и перемещение его во временные отвалы до начала строительных работ, после завершения разработки месторождения проводится рекультивация земель. Также в целях защиты литосферы необходимо осуществлять постоянный контроль за герметичностью оборудования, производить подбор оптимальных химических реагентов.

Для предотвращения возникновения загрязнений необходимо проводить инструктажи для работников по вопросам соблюдения норм и правил

экологической безопасности и ознакомление с требованиями санитарно-эпидемиологической службы.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На месторождении могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации, которые можно разделить на ЧС природного характера: паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы, метели и снежные заносы, и ЧС техногенного характера: прекращение подачи электроэнергии, пожар на объекте, нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности, утечки нефтепродуктов, возможности отравления продуктами горения, пожару, взрыву.

Наиболее вероятным ЧС на нефтяных промыслах является возникновение пожаров, которые могут возникнуть в результате открытого огня, искры от электрооборудования, сильных перегревов, ударов и трений, а также различного рода разрядов электрического тока.

Чтобы не допустить пожароопасных ситуаций между отдельными промысловыми объектами должны выдерживаться определенные дистанции: от устья скважины до насосных станций и резервуаров не менее 40 м, до газокompрессорной станции – 60 м, до общественных зданий – 500 м. Помимо этого, необходимо проводить повышение надежности технологического оборудования, своевременное обновление используемых материалов, агрегатов и установок и устраивать инструктажи по пожарной безопасности на предприятии.

Руководитель предприятия, сотрудники и обслуживающий персонал в случае возникновения пожара или его признаков (дыма, запаха горения или тления различных материалов и т. п.) обязаны немедленно сообщить о пожаре в пожарную охрану. Прибывшие к месту пожара сотрудники обязаны:

- Продублировать сообщение о возникновении пожара в пожарную охрану;

- Принять немедленные меры по организации эвакуации людей;
- Проверить включение в работу (или привести в действие) автоматических систем противопожарной защиты (оповещения людей о пожаре, пожаротушения, противодымной защиты);
- Прекратить все работы (если это допустимо по технологическому процессу производства), кроме работ, связанных с мероприятиями по ликвидации пожара;
- Осуществить общее руководство по тушению пожара (с учетом специфических особенностей объекта) до прибытия подразделения пожарной охраны;
- Обеспечить соблюдение требований безопасности работниками, принимающими участие в тушении пожара;
- Организовать встречу подразделений пожарной охраны и оказать помощь в выборе кратчайшего пути для подъезда к очагу пожара.

После ликвидации пожара директор предприятия создает комиссию для определения объема восстановительно-ремонтных работ, возможности использования технологического оборудования, коммуникаций, а также оформления установленной документации и разрешения на пуск производства. В комиссию включается представитель пожарной охраны [35].

Во избежание взрывов и пожаров необходимо выполнение следующих требований:

- Топливную емкость для двигателей внутреннего сгорания и смазочные материалы необходимо располагать не ближе 15 м от кустовой площадки;
- Электрические машины, оборудование и приборы должны соответствовать требованиям «Правил изготовления взрывозащищенного и рудничного электрооборудования»;
- Запрещается пользоваться факелами, спичками, свечами на кустовой площадке;

– Курение разрешается только в специально отведенных местах, оборудованных емкостью с водой и надписью: «Место для курения».

Выводы по разделу «Социальная ответственность»

В данном разделе были рассмотрены опасные и вредные факторы, влияющие на здоровье и состояние работников, проводящих мероприятия по применению гидродинамических методов повышения нефтеотдачи, приведены меры и мероприятия по устранению или снижению их негативного влияния. Выполнение всех требований по охране труда и соблюдения правил безопасности позволяет предотвратить возникновение чрезвычайных ситуаций.

Также при проведении работ необходимо уделять должное внимание экологической безопасности, чтобы не допустить загрязнения окружающей среды.

В случае возникновения чрезвычайной ситуации необходимо в соответствии со всеми должностными инструкциями и руководящими документами предпринять меры по ликвидации ЧС и ее последствий.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены технические и геолого-физические критерии применимости гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи нефтяных месторождений. Как следствие внедрения гидродинамических методов в эксплуатацию месторождений нефти, увеличивается коэффициент охвата пласта заводнением, соответственно, и коэффициент нефтеотдачи.

Для оценки эффективности применения различных гидродинамических методов, были рассмотрены участки нефтяных месторождений. Так при введении ФОЖ на месторождении Кокайты конечный коэффициент нефтеотдачи увеличился на 3,43%. Применение метода НЗ+ИНФП на месторождении Северные Бузачи показал удельный эффект 631,3 т/скв.

В ходе изучения научной литературы было выявлено, что метод нестационарного воздействия является часто внедряемым методом совместно с методом изменения направления фильтрационных потоков.

Проведена оценка конкурентоспособности нестационарного метода заводнения, методика определения технологической и экономической эффективности проведения нестационарного воздействия. Произведен мониторинг участков нефтяных месторождений, где метод нестационарного воздействия дал положительные технологические и экономические результаты.

Были рассмотрены меры производственной безопасности при проведении мероприятий по внедрению гидродинамических методов повышения нефтеотдачи, которые позволяют избежать наступления вредных и опасных производственных факторов. Также были рекомендованы мероприятия по их устранению. При мероприятиях по внедрению гидродинамических методов происходит загрязнение окружающей среды, поэтому также нужно уделять должное внимание экологической безопасности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Щелкачев В.Н. Форсированный отбор жидкости как метод интенсификации добычи нефти. В кн. Избранные труды. - М.: Недра, 1990.
- 2 Сургучев М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. - М.: Недра, 1985.
- 3 Сургучев М. Л., Шарбатова И. Н. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты. – М.: Недра, 1988.
- 4 Азиз Х. Математическое моделирование пластовых систем. / Х. Азиз, Э. Сеттари// –М.: Недра, – 1982.
- 5 Басниев К. С. Подземная. Б 27 гидромеханика: Учебник для вузов / К. С. Басниев, И. Н. Кочина, В. М. Максимов // –М.: Недра, – 1993.
- 6 Черемисин А.Н., Черемисин Н.А., Костюченко С.В. Решение задач неравновесной фильтрации на коммерческих симуляторах.
- 7 Михайлов Н. Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. – М.: Недра, 1992.
- 8 Гиматутдинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта: Учеб. для ВУЗов / Ш.К.Гиматутдинов, А.И.Ширковский. – М.: Недра, 1982.
- 9 Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений. Учеб. для вузов. 2–е изд. – М.: ОАО «Недра», 1998.
- 10 Муслимов Р. Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН): учебное пособие. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2014.
- 11 Сургучев М. Л. Методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений. М., Недра, 1968.
- 12 Хисамов Р. С., Насыбуллин А. В. Моделирование разработки нефтяных месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 2008.
- 13 Веселов С. Интенсификация добычи нефти – Промышленные ведомости. - 2007. - № 1.
- 14 Хисамов Р.С. Высокоэффективные технологии освоения нефтяных месторождений. –М.: ООО «Техинпут», 2005. -540 с.

15 Р.Н. Дияшев, Р.С. Хисамов, Г.Ф. Кандаурова, И.Н. Файзуллин. Форсированный отбор жидкости в карбонатных коллекторах с двойной пористостью – Нефт. хоз-во.– 2007. – № 6. – С. 77–81.

16 Л. М. Рузин, О. А. Морозюк. Методы повышения нефтеотдачи пластов: учебное пособие. – Ухта: УГТУ, 2014. – 127 с.

17 Владимиров И.В., Пичугин О.Н., Горшков А.В. Опыт применения технологий нестационарного заводнения на залежах высоковязкой нефти месторождения Северные Бузачи // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2013. – № 11. – С. 46–52.

18 В.Г. Шеметилло, А.Ю. Мосунов, В.А. Афанасьев. Форсированный отбор жидкости как метод повышения нефтеотдачи гранулярных коллекторов – Нефт. Хоз-во. – 2004. – № 2. – С. 54–58.

19 А.Х. Каршиев, А.А. Агзамов, Н.К. Набиева О результатах форсированного отбора жидкости из залежей месторождения кокайты с повышенной вязкостью нефти, приуроченных к карбонатным коллекторам // Нефтепромысловое дело. - 2013. - №2. - С. 34-38.

20 Коротенко, В. А., Кряквин А. Б., Грачев С. И., Хайруллин Ам. Ат., Хайруллин Аз. Ам. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи: учебное пособие – Тюмень: ТюмГНГУ, 2013, с. 159.

21 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.

22 Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

23 ГОСТ Р ИСО 6385-2016. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.

24 ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.

25 ГОСТ 22902-78. Система «человек-машина». Отсчетные устройства индикаторов визуальных. Общие эргономические требования.

26 ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

27 ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

28 ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

29 ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

30 СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.

31 ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

32 ГОСТ 34347-2017 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия.

33 ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

34 ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

35 ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности.