

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА НА ВАТЬЕГАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ХМАО)

УДК 622.276.6-047.44(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Надворняк Вячеслав Юрьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Надворняк Вячеслав Юрьевич

Тема работы:

Анализ эффективности применения физико-химических методов увеличения пласта на Ватьеганском месторождении (ХМАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-119/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	23.06.2020
--	------------

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	Обзор современных подходов к физико-химическим методам увеличения нефтеотдачи пласта. Анализ показателей разработки месторождения. Разновидность физико-химических методов увеличения пласта. Технологии применения различных химических составов. Расчет экономической эффективности применения физико-химических методов увеличения пласта.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <small>(с указанием разделов)</small>	
Раздел	Консультант
Исследование месторождения	Старший преподаватель Гладких Марина Алексеевна

Геологические свойства месторождения	Старший преподаватель Гладких Марина Алексеевна
Динамика показателей разработки месторождения	Старший преподаватель Гладких Марина Алексеевна
Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пласта	Старший преподаватель Гладких Марина Алексеевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Якимова Татьяна Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Общие данные по месторождению	
Геологические свойства месторождения	
Динамика показателей разработки месторождения	
Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пласта	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.02.2020
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			03.03.2020
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		03.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Надворняк Вячеслав Юрьевич		03.03.2020

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: высшее
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	22.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.03.2020	Общие данные по месторождению	20
13.04.2020	Геологические свойства месторождения	20
29.04.2020	Динамика показателей разработки месторождения	20
25.05.2020	Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пласта	20
01.06.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	10
01.06.2020	Социальная ответственность.	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	Д.Э.Н.		

Консультант

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ВНК – водонефтяной контакт;

ПГИ – промыслово-геофизические исследования;

ГИС - геофизические исследования скважин;

МФН – межфазное натяжение;

ВУС – вязкоупругие составы;

МР – мицелярные растворы;

ПЗП – призабойная зона пласта;

НКТ – насосно-компрессорная труба;

ЭПС – экзополисахариды;

СПС – сшитый полимерный состав;

ЭС – эмульсионные составы;

ЧТС – чистая текущая стоимость;

НДПНД – накопленный поток денежной наличности;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

ПУЭ – правило устройства электроустановок;

ГСМ – горючие смазочные материалы;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 92 страницы, в том числе 9 рисунков, 16 таблиц. Список литературы включает 31 источник. Работа содержит 4 приложения.

Ключевые слова: поверхностно активные вещества, увеличение нефтеотдачи, химический состав, месторождение. Объектом исследования являются физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пласта.

Цель исследования – анализ физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пласта на Ватьеганском месторождении.

В процессе исследования были подробно рассмотрены реагенты, применяемые для нефтеотдачи пласта и технологии их применения, а также рассчитана экономическая эффективность применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи.

В результате исследования выявлен положительный эффект физико-химических методов увеличения нефтеотдачи. С помощью данной технологии можно увеличить дополнительную добычу нефти.

Потенциальная экономическая эффективность связана с дополнительной добычей нефти за счет применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи.

Оглавление

Введение.....	10
1 Общие сведения о Ватьеганском месторождении.....	12
2 Динамика показателей разработки месторождения	30
3 Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пласта.....	36
3.1 Технология физико-химических МУН.....	36
3.3.1 Применение полимерных композиций.....	37
3.3.2 Заводнение с использованием ПАВ.....	37
3.3.3 Применение осадкогелеобразующих составов.....	38
3.3.4 Применение эмульгаторов	38
3.2 Анализ эффективности физико-химических МУН на Ватьеганском месторождении	40
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	48
4.1 Обоснование экономической эффективности проведения закачки в пласт СПС и ЭС.....	48
4.2 Анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели закачки в пласт СПС и ЭС.....	48
4.3 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям	53
Вывод к разделу:	64
5 Социальная ответственность.....	67
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.	67
5.2 Производственная безопасность	69
5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	69
5.3.1 Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны	69

5.3.2 Пожаро- и взрывобезопасность на рабочем месте	70
5.3.3 Отсутствие или неудовлетворительное освещение.....	71
5.3.4. Отклонение показателей климата рабочей зоны	72
5.3.5 Повышенный уровень шума и вибрации.....	72
5.4 Экологическая безопасность	74
5.4.1 Мероприятия по охране атмосферы.....	74
5.4.2 Мероприятия по охране гидросферы.....	74
5.4.3 Мероприятия по охране литосферы.....	75
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	76
Вывод к разделу:	78
Заключение	79
Список литературы	80
Приложение А	84
Приложение Б.....	86
Приложение В	87
Приложение Г	92

Введение

подавляющее количество наиболее крупных залежей, которые вступили в разработку до 2000-го года, характеризуются значительным снижением темпов добычи. В большинстве случаев это вызвано повышенной обводненностью добывающих скважин, вследствие закачки воды в пласт.

Множественные исследования по контролю за разработкой позволяют нам выяснить, что вода, которая закачивается в пласт, попадает в добывающие скважины по наиболее проницаемым в разрезе пропласткам, имеющие ограниченную толщину. Одновременно с этим пропластки низкой проницаемостью не попадают под влияние процесса вытеснения. Ввиду загрязнений призабойных зон пласта и снижения пластового давления в зонах низкой проницаемости, нефтенасыщенные пропластки с пониженной проницаемостью отключаются из работы. Это приводит к сильному снижению нефтеотдачи, а вследствие и к достаточно ранней консервации активных геологических запасов месторождения.

Вследствие приведенных факторов можно сделать вывод, что основной задачей применения различных химических составов для воздействия на призабойные зоны пластов является – поднятие дебита и использования всех потенциальных возможностей продуктивного пласта.

Используя данный метод, есть возможность регулировки параметров процессов в зависимости от поставленных технологических задач и геологических условий.

Одним из наиболее используемых методов интенсификации притока нефти на анализируемом месторождении является закачка в пласт СПС и ЭС. Использование данных технологий при воздействии на плохопроницаемые пропластки, позволяет увеличить премистости и выровнять профили поглощения нагнетательных скважин. Также за счет очистки зоны перфорации и околоскважинного пространства от загрязнений, высоковязких отложений и механических включений, происходит интенсификация притока добывающих скважин.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ эффективности физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пласта на Ватъеганском месторождении.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Определить сущность физико-химических МУН;
2. Изучить разновидности применяемых технологий;
3. Проанализировать геолого-физические условия применения;
4. Оценить экономическую эффективность мероприятий.

Помимо рек на Ватьеганском месторождении присутствуют другие водоемы. Такие озера как Энтль-Нарма, Ай-Нарма, Кильеан-Ягун-Лор, Когу-Нерым-Лор. [16]

Воды данных источников использовать для обеспечения технических нужд невозможно. Как правило их ресурсы малы или их загрязнение недопустимо.

Сначала были исследованы грунтовые воды, которые находятся на глубине до 100 м. и относятся к пресным, мягким, безнапорным. Зеркало грунтовых вод находится на глубине залегания от 2 до 9 м. Атмосферные осадки и таяние льда и снежного покрова осуществляет питание. Дебиты скважин колеблются от 0,2 л/с до 11 л/с, что говорит о крайне нестабильной водоотдаче горизонта. Минерализация в среднем составляет 0,25 г/л, а химический состав грунтовых вод не выходит за пределы норм. Но использование данных грунтовых вод для питьевого водоснабжения не рекомендуется, ввиду большой вероятности их загрязнения.

Данное месторождение находится в таежной зоне. Флора, в основном, представляет собой лес (преимущественно сосна и кедр), а на заболоченных участках мохово-кустарную растительность. Грунт относится к II категории, ему характерна почва, состоящая из песков, супесей, суглинков. Толщина поверхностных отложений находится в пределах от 20 до 40 см. В заболоченной местности преимущественно торф различной степени разложения и мощностью от 0,5 до 10 м. Болота, в основном, открытого тип.

Пригодными для питьевого водоснабжения оказались воды атлым-новомихаловского водоносного горизонта. Они залегают на расстоянии от 150 до 250 м. от поверхности. В отличие от предыдущего водного горизонта водоотдача горизонта значительно стабильнее на всем его протяжении (4-7,5 л/с). Гидрогеологические испытания показали, что вода мягкая, а химический состав и минерализация (0,13-0,31 г/л) соответствуют всем нормам.

Также был благодаря гидрогеологическим испытаниям был найден горизонт, в котором вода по химическому составу максимально приближена к

водам нефтяных залежей. Т.к. они не требуют дополнительной очистки и способствуют более полному очистке, СибНИИНП принял решения использовать Аптальб-сеноманский комплекс для закачки воды в пласт. [17]

В Ханты-Мансийском автономном округе резко континентальный климат. На холодную зиму приходится подавляющее количество времени. Лето жаркое, но короткое. Минимальная температура составила -60°C , а средняя температура зимой приблизительно -22°C . Максимальная температура летом достигает $+39^{\circ}\text{C}$, а средняя держится в районе $+17^{\circ}\text{C}$. Период с температурой ниже -15°C продолжается в среднем 120 дней. Количество осадков в году в среднем составляет 450-600 мм. Снежный покров начинает формироваться в октябре, а полностью тает в апреле. Его толщина составляет от 70 до 150 см. В исследуемом районе преобладают северные ветра, которые несут арктических холодный воздух. Среднегодовая скорость ветра 30 м/с. [18]

Помимо запасов нефти в данном районе имеются такие полезные ископаемые как гравий, песок, торф, уголь, черные и цветные металлы и др. Ресурсный потенциал Ханты-Мансийского автономного округа не реализуется из-за отсутствия необходимой инфраструктурой. Наибольшая проблема в данном вопросе – это пустые сообщения. [19]

В непосредственной близости находится несколько песчаных карьеров мелкой и средней крупности. Шесть находятся на соседнем месторождении (Южно-Ягунское), два на территории Холмогорского. Также на территории последнего имеется месторождения глины. Добыча данных ресурсов производится с целью отсыпки автодорог для обеспечения сообщения месторождений.

История открытия месторождения

Геологоразведочные работы начались в 1967 года, а уже на следующий год был составлен план поисково-разведочного бурения.

Проектом поисково-разведочного бурения предполагалось пробурить одиннадцать скважин. Один профиль пробуривался в северо-южном

направлении скважинами шестью скважинами, а второй пробуривался с в западно-восточном направлениями пятью скважинами. Данное решения было принято ввиду того, что нефтенасыщенные коллекторы могли оказаться литологически невыдержанными. Все скважины были пробурены в пределах изогипсы 2800 м. и лишь одна – за её пределами. Это было сделано для оценки прогиба между Ватьеганской и Покачевской структурами.

Поисковое продлилось всего 2 года и было приостановлено. В период с 1970 по 1972 год по данному проекты выполнялся не полный объём работ, ввиду чего оценка перспектив не могла быть произведена должным образом. Бурение было возобновлено через 6 лет и продолжалось ещё год в период с 1978 по 1979 г. А в 1981 году был составлен план промышленной разведки, и уже к 1983 году было пробурено 46 скважин, через которые исследовались коллекторские свойства пластов. Далее началась пробная эксплуатация месторождения совместно с детализационной сейсмической съемкой. Данные работы не принесли больших успехов, т.к. коллекторские свойства пластов были крайне изменчивы в вертикальном направлении. в 1994 год началась трехмерная сейсморазведка.

Первый технологический документ по разработке пластов АВ₁₋₂ месторождения был составлен в 1976 году БашНИПИнефтью и рассмотрен на заседании ЦКР в 1976г. Технологическая схема не была принята ввиду некоторых недоработок.

СибНИИНП составила следующую технологическую схему только к 1980 году, которая вследствие также была отклонена из-за недостаточной изученности запасов.

В следующие 5 лет было совершено ещё несколько попыток пройти центральную комиссию, но технологические схемы СибНИИНП также отклонялись ввиду недоработок проекта. [24]

БашНИПИнефть установила высокий уровень запасов нефти. В связи с этим была составлена технологическая схема месторождения, которая успешно прошла центральную комиссию, и была отвержена в 1986 г. Проект

предполагал извлечение запасов из пласта АВ₈.

В процессе разработки наблюдались серьезные расхождения в фактических и проектных показателях добычи.

В связи с этим СибНИИНП в 1990 г. был осуществлен первый этап авторского надзора за разработкой Ватьеганского месторождения. На этом этапе работы с учетом изменения геолого-промысловой ситуации были учтены проектные показатели разработки.

Центральной комиссией по разработке Главтюменнефтегаза были утверждены следующие показатели:

- добыча жидкости в 1991г. – 12953 тыс.т., 1995г. – 18322 тыс.т.;
- закачка воды в 1991 г. – 17390 тыс.т., 1995 г. – 23987 тыс.т.

К 1994 году в промышленной разработке находились пласты АВ₁₋₂, АВ₃, АВ₈ и БВ₈. Продолжалась опытная эксплуатация пластов АВ₆, АВ₇, БВ₆, БВ₇ и Ю₁.

Почти сразу месторождение вышло на свой пик продуктивности. К 1991 показатели разработки имели следующие значения:

- добыча нефти – 9042,9 тыс. т., по проект – 9532,7 тыс. т.
- добыча жидкости 11871тыс. т., по проекту – 12953 тыс. т.

Также быстро начали снижаться показатели и к 1994 году они составляли следующие значения:

- добыча нефти – 70066,3 тыс. т., по проект – 9594,8 тыс. т.
- добыча жидкости 12235,5 тыс. т., по проекту – 15000 тыс. т.
- накопленная добыча нефти – 168401,9 тыс.т, накопленная добыча жидкости – 526977,8 тыс.т.
- закачка рабочего агента с начала разработки – 576594,1 тыс.м³, по проекту – 578527 тыс.м³

Обводненность новых пробуренных скважин к 1994 году составляла в среднем 26-26%. Продуктивность разработке начала сильно отставать от

проектируемой, т.к. показатели разработки в процессе проектирования месторождения были сильно завышены. [20]

Для Ватьеганского месторождения характерна высокая неоднородность продуктивных пластов. Только 20% запасов содержится в коллекторах высокой проницаемости, остальные относятся к трудноизвлекаемым.

Фонд добывающих скважин на конец 2008 года составил 2357 (действующий – 2136), фонд нагнетательных скважин на конец 2008 года 760 (действующий – 685). На начало 2009 г. показатели разработки имели следующие значения:

- среднесуточный дебит действующей скважины по нефти 26,8 т.
- среднесуточный дебит действующей скважины по жидкости 67,8 т.
- средняя приемистость нагнетательных скважин 219,5 м³/сут.

Коллекторские свойства продуктивных пластов

Всего по скважинам месторождения проходка с отбором керна составила 3484,7 м. (64,5%). Степень охарактеризованности керном продуктивных пластов различна. Наиболее полно освещены пласты АВ₁₋₂ (26% суммарной мощности пласта по скважинам) и Ю₁^{1а} (31,2%). На рисунках 3.1, 3.2, 3.3 представлено распределение эффективной мощности, песчанистости, расчлененности пласта АВ₁₋₂.

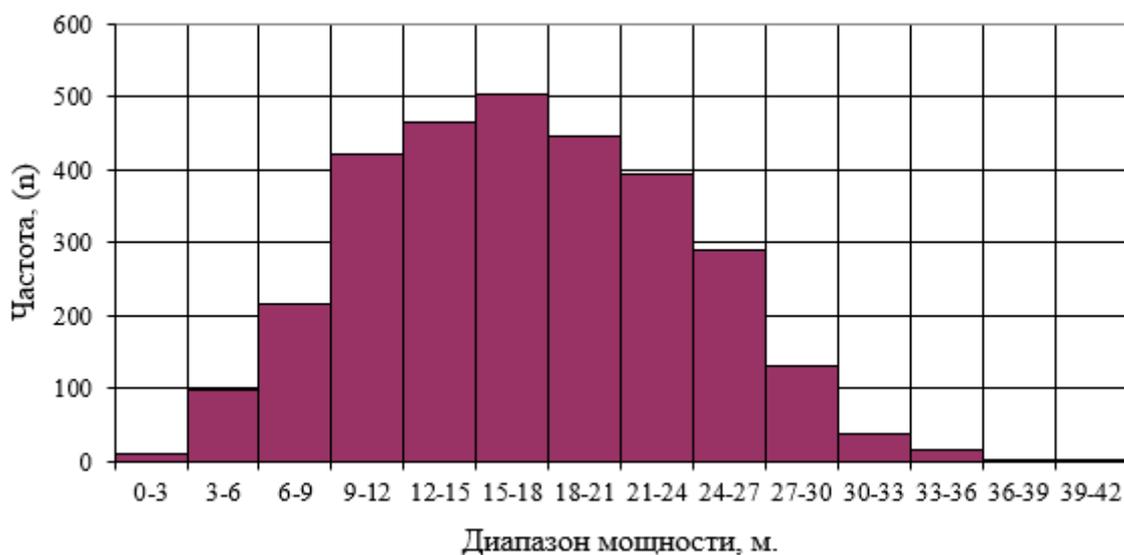


Рисунок 2 – Распределение эффективной мощности пласта АВ₁₋₂

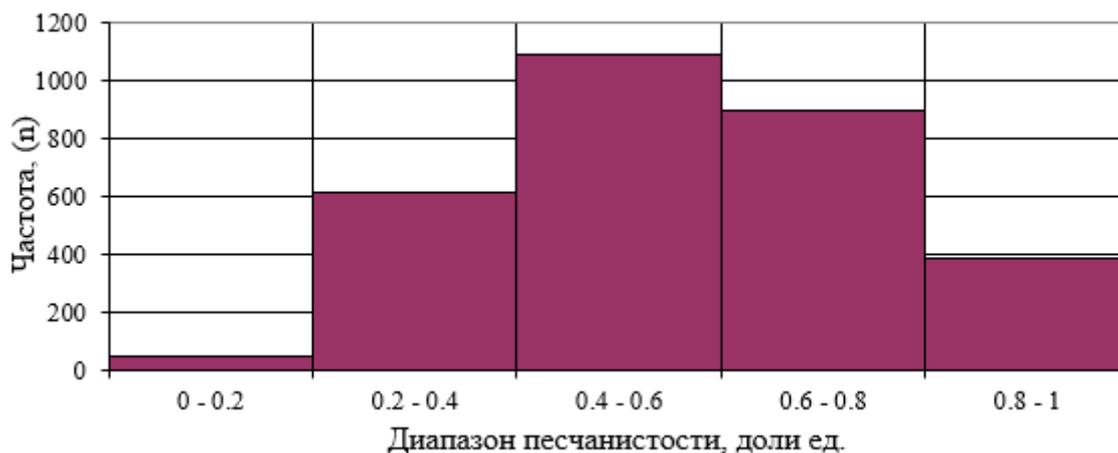


Рисунок 3 – Распределение песчанистости пласта АВ₁₋₂

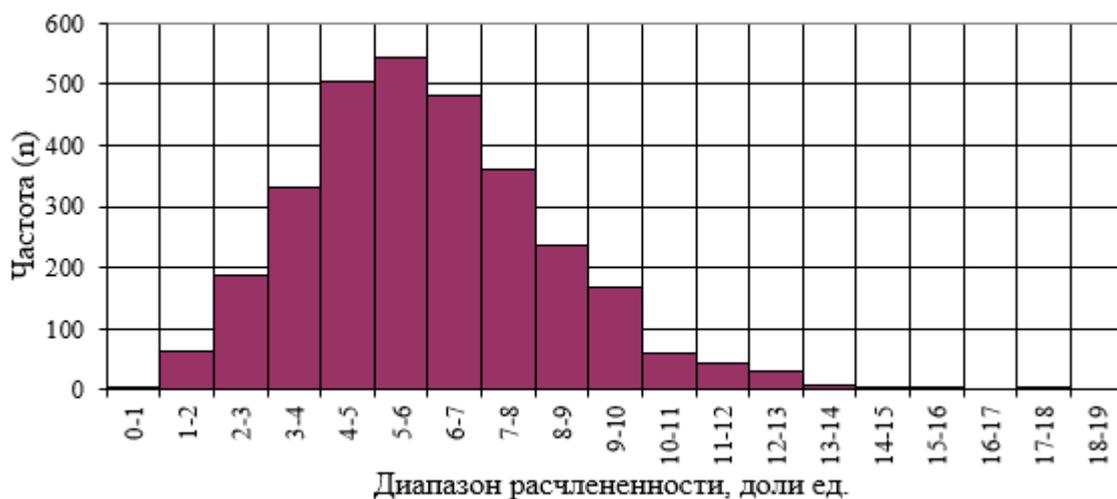


Рисунок 4 – Распределение расчлененности пласта АВ₁₋₂

Из продуктивных пластов в целом поднято 503,36 м. кернового материала. По образцам керна выполнено 1158 анализов пористости и 387 проницаемости. Ввиду невозможности охарактеризовать коллекторы продуктивных пластов керном и лабораторными исследованиями в полном объеме, при изучении песчанности разреза, закономерностей изменения литологии по площади и разрезу использованы данные геолого-физических исследований. Были произведены исследования образцов керна, для различных проницаемых порошастков. [21] Основные параметры залежей Ватъеганского месторождения представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Основные параметры залежей Ватъеганского месторождения

Параметры	Ед.из.	АВ ₁₋₂	АВ ₃	АВ ₆	АВ ₇	АВ ₈	БВ ₁	БВ ₆	БВ ₇	БВ ₁₀	Ач.п.	ЮВ ₁
тип залежи		пластовый сводовый с элементами экранирования								структурно-литологический сводовый		
тип коллектора		терригенный поровый										
глубина залегания	м	1950	1960	2080	2110	2270	2325	2450	2490	2720	2735	2835
эффективная толщина	м	11,6	10,4	23	4,4-19	17,6	6,4	11,6	7,6	7,6	14	7
нефтенасыщенная толщина	м	6,8	3,7	3,3	2,6-6,3	7,1	3,6	1,2	4,5	6,3	3,2	5,1
пористость	нз	23	-	23	23	22	21	-	20	20	20	17
	внз	23	24	23	21	22	23	20	20	20	20	16
проницаемость	мкм ²	331,4	94	29	94	52	45	45	45	35	35	48
нефтенасыщенность	нз	60	-	54	56	65	56	-	64	61	61	58
	внз	57	58	54	54	65	51	56	61	58	58	55
КИН	нз	0,41	-	0,3	0,34	0,34	0,4	-	0,4	0,35	0,2	0,2
	внз	0,41	0,33	0,3	0,34	0,34	0,34	0,31	0,36	0,35	0,2	0,2
газонасыщенность	м ³ /т	40	40	4	44	43	33	50	50	78	78	78
Рпл	МПа	19,2	19,2	19,8	20,1	20,2	23,3	25,7	26	26,5	27,2	28,2
Рнас	МПа	8,4	8,4	7,7	7,7	8	7,6	8,8	8,8	9,9	9,9	9,9
ВНК		1885	1885	1973	2006	2171	2245	2377	2417	2641	2668	2764
		1894	1894		2063		2269		2424		2705	2793
Тпл	°С	65,2	65,2	68	71	71	73	78	80	80	80	90
плотность нефти	в пов. усл.	0,87	0,87	0,853	0,886	0,858	0,876	0,842	0,846	0,854	0,854	0,874
	в пл. усл.	0,86	0,86	0,839	0,863	0,844	0,863	0,831	0,831	0,839	0,839	0,833
вязкость нефти в пл. усл.	мПа*с	2,47	2,47	2,48	3	1,69	2,07	2,6	2,6	0,75	0,75	0,75
дебит нефти	м ³ /сут	2-156	2,3-25	20-67	3-14	2-15,8	1,5-20	1,1-8,5	1-4,3	<1	-	1-18
плотность пластовой воды	г/см ³	1,014	1,013	1,012	1,014	1,014	1,013	1,012	1,016	1,016	1,015	1,016

Ватъеганское месторождение расположено в северной части Нижневартовского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области, охватывающей Сургутский, Нижневартовский, Салымской своды и серию других поднятий. Область характеризуется промышленной нефтегазоносностью практически всего разреза юрских и меловых отложений и широким развитием структурно-литологических залежей, связанных с литологическим экранированием пород-коллекторов глинистыми толщами.

Залежи установлены в четырех группах резервуаров: горизонте Ю₁, ачимовской толще, группе пластов БВ и группе пластов АВ. Каждая из этих групп делится на ряд пластов, в объеме которых выделяются подсчетные объекты.

Пласт АВ₁₋₂ керном охарактеризован по четырем скважинам. По образцам керна было проведено 60 исследований по определению пористости и более 20 проницаемости. Одновременно с эти были проведены ПГИ и гидродинамические исследования. При использовании метода ПГИ показания разнятся на 11% и 76% для пористости и проницаемости соответственно. При гидродинамических исследованиях по протяженности пористость изменяется от 18% до 26%, а проницаемость от 4 мД до 1070 мД. Пласт АВ₃ имеет такие же параметры, как и АВ₁₋₂.

Пласт БВ₁ керном изучен по 10 скважинам. Нефтенасыщенная мощность охарактеризована керном на 19,6%. Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов изучены по 9 скважинам. При керновом методе исследования пористость изменяется в пределах 21-24%. Используя метод ПГИ значение варьируется в пределах 15-26%.

В пласте БВ₆² исследования керновым способом проводились по двум скважинам, но они оказались безуспешными. Поэтому параметры пласта приняты лишь исходя из результатов геофизического метода. Пористость 25%, проницаемость 350 мД.

Пласт БВ₇¹ исследовали по 34 скважинам. Керна не проходили исследования в лабораторных условиях. Данные пористости получили

благодаря геофизическим исследованиям скважин. Результаты получились 24% и 350 мД. соответственно.

Показатели пористости и проницаемости пласта БВ₆² совпадает с показателями пласта БВ₁.

По пласту БВ₁₀ выполнены 8 определений пористости и проницаемости, средние значения которых составляют, соответственно, 24% и 68мД. [22,25]

Верхняя пачка ачимовской толщи охарактеризована в двух скважинах. Исследований было проведено недостаточно, чтобы дать описание целой толщи. Для обоснования параметров пористости и проницаемости по отложениям ачимовской толщи нами проведен анализ петрографических свойств, приведенный отделом петрофизики СибНИИНП. Были изучены ачимовские отложения Сургутского свода (2000 образцов), анализы коллекторских свойств в Нижневартовском районе сделаны по 7 месторождениям. Изучены около 1000 образцов. В ходе исследований средний показатель пористости 18%, водоудерживающая способность в среднем составила 55%. Наиболее часто встречаются коллектора с проницаемостью 3-30мД. Средняя проницаемость на Нижневартовском своде составляет 7,9 мД. На Ватьеганском месторождении средняя–пористость как по керну, так и по геофизике равна 20,1%, а диапазон изменения проницаемости по керну от 1,2 до 2,2мД, а по ГИС 1-80мД. [23]

Следовательно, по всем изученным месторождениям ачимовская толща характеризуется невысокими коллекторскими свойствами.

Из пласта Ю₁^{1а} поднято 56,3 м. керна или 31,1% к суммарной мощности пласта. Нефтенасыщенная часть пласта изучена керном, по южной залежи выполнено 16 определений пористости и 54 - проницаемости. Законтурная часть охарактеризована на 29,9%. В целом по пласту Ю₁₁ а среднее значение пористости составляет 17%, проницаемости 20мД.

Наиболее высокие значения проницаемости получены по гидродинамическим определениям. По типу коллекторы пласта Ю₁^{1a} относятся к IV-V классам.

Начальные значения нефтенасыщенности пород были взяты из промысловых ГИС. Этот параметр изучен по всем пластам в 280 проницаемых пропластках по 56 скважинам и изменяется от 0,36 до 0,76. Наиболее среднее значение начальной нефтенасыщенности (0,65) соответствует пластам АВ₈ и Ю₁^{1a}.

В составе пласта Ю₁ выделяется два пласта Ю₁¹ и Ю₁², отличающиеся по степени песчаности и выдержанности коллекторов. В свою очередь пласт Ю₁¹ делится на две части (зональных интервала): Ю₁^{1a} и Ю₁^{1б}. Промышленная нефтеносность установлена только для пласта Ю₁¹.

На месторождении в пласте Ю₁^{1a} (васюганская свита J₃) выделено пять самостоятельных залежей с различными уровнями ВНК: северная, южная, западная, восточная и залежь в районе скважин 155 и 185.

Залежи структурно-литологические и сводовые, коллектора по площади и разрезу развиты неравномерно (серия узких линзовидных тел). В связи со сложным характером распространения зон глинизации пласта, границы залежей и отметки ВНК определены с большой долей условности.

В отложениях ачимовской толщи выделяется две литологически экранированных залежи. Промышленная нефтеносность связана только с верхней песчано-алевролитовой линзой, в объеме которой выделяется подсчетный объект (Асч 3).

На Ватьеганском месторождении в отложениях ачимовской толщи выделяется две залежи: основная и вторичная. В пределах основной залежи пробурено пять скважин. Нефтенасыщенные коллекторы мощностью 1,6-11,8 м. вскрыты на глубинах 2722,4-2749 м. Промышленная нефтеносность доказана испытанием трех скважин. ВНК в южной части принимается на отметке-2668,3 м. по подошве нефтенасыщенных коллекторов, в северной части на отметке-2667 м.

Вторичная залежь. Нефтенасыщенные коллекторы мощность 10,2 м. вскрыты на глубине 2766,0-2788,0 м. ВНК условно принят на отметке-2705,2 м. по подошве нефтенасыщенных по ГИС и испытанию коллекторов.

В группе пластов БВ нефтеносность установлена в пластах БВ₁₀, БВ₇, БВ₆, БВ₁.

Пласт БВ₁₀ в песчаных фациях имеет весьма ограниченное распространение и вскрыт в 28 скважинах, пробуренных в западной и северо-западной части месторождения. К зоне развития песчаных коллекторов приурочена структурно-литологическая залежь. Размеры залежи 9х19 км., высота-60 м., ВНК принят на отметке-2641м. Пласт БВ₇ разделяется на три песчано-алевролитовых линзы, характеризующих латеральное заполнение неокомского палеобассейна. По данным каротажа и испытания нефтеносной является линза индексируемая как БВ₇¹. В пределах залежи пробурено несколько десятков скважин. ВНК принимается на уровне а.о.-2417-2424,4 м., с наклоном в восточном направлении (в направлении глинизации). Размеры залежи 9,7х5,5 км., высота 10 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически-экранированная.

Пласт БВ₆ делится на три линзы - БВ₆¹, БВ₆² и БВ₆³, разобщенных хорошо прослеживаемыми глинистыми разделами. Нефтеносность связана с платами БВ₆¹ и БВ₆². Залежи в пласте БВ₆² установлены в сводовой части Ватьеганской структуры и в юго-восточной части структуры (р-н скв. 7068).

В сводовой залежи пробурена одна скважина (скв. 14), вскрывшая нефтенасыщенные коллекторы мощностью 3,4 м. на отметках-2372,2-2377,2 м. Согласно принятому контакту (-2377,2 м.) размеры залежи 2,2х6,5 км., высота 5м. Залежь сводовая, водоплавающая.

На юго-востоке структуры нефтеносность пласта БВ₆² установлена в скв. 7068 и 5242. Залежь здесь пластовая, сводовая. ВНК принят на отметке-2361 м.

Залежь нефти в пласте БВ₆¹ вскрыта на западном куполе Ватьеганского поднятия в скважине 5393. Залежь пластовая, сводовая, литологически-экранированная.

Пласту БВ₁ соответствует одноименный подсчетный объект, являющийся вторым по количеству запасов нефти. Пласт вскрыт в нескольких сотнях скважин и в нем выделено две залежи-основная, приуроченная к собственно Ватьеганской структуре, и меньшая по размерам западная залежь. Нефтеносность пласта доказана многочисленными результатами опробования. Пласт характеризуется невыдержанностью и замещением коллекторов. ВНК уверенно прослеживается на отметках-2245 м. в северной и северо-восточной части, с погружением в восточной и юго-восточной до-2247 м. и далее в южной части на отметке-2256 м. Таким образом, ВНК принимается на отметках-2245-2256 м. Общая толщина пласта от 8 до 31 м., нефтенасыщенная толщина 1-13 м. (4 м.), песчанистость 0,51. Размеры залежи 12x27,5 км., высота 35 м. Залежь пластовая, сводовая.

Западная залежь вскрыта в интервале глубин 2340,0-2344,8 м. Промышленная ее нефтеносность доказана испытанием, в результате которого из интервала 2339-2345 м. (а.о.-2263,5-2269,5 м.) был получен приток нефти дебитом 39,5 м³/сут при депрессии 76 кГс/см³. Нефтенасыщенные коллектора залегают ниже контакта основной залежи. ВНК залежи принят на высотных отметках -2272-2277 м. с наклоном в западном направлении.

Промышленная нефтеносность группы АВ связана с пластами АВ₈, АВ₇, АВ₆, АВ₃ и АВ₁₋₂.

Пласт АВ₈ подразделяется на пласты АВ₈¹, АВ₈^{2а}, АВ₈^{2б}, в которых выделено несколько залежей.

В пласте АВ₈^{2б} выявлено две залежи-в районе скв. 13 и западная (скв. 187, 1813).

Нефтеносность пласта в районе скв.13 доказана испытанием в интервале 2271-2278 м., где получен приток нефти с незначительным содержанием воды (дебит нефти - 40,8 м³/сут, воды- 1,9 м³/сут). При подсчете

запасов ВНК принят по данным ГИС на отметке-2203,2 м. Залежь водоплавающая. Высота 10,8 м., средневзвешанная по площади, нефтенасыщенная мощность 3,1 м.

Наличие западной залежи доказано результатами испытания скв. 187, где из интервала 2318-2342 м. получен приток нефти с водой (дебит нефти - 30 м³/сут, воды 20,8 м³/сут). ВНК в залежи принят на отметке-2239 м. Залежь водоплавающая.

Пласт АВ₈^{2б} литологически изменчив.

Пласт АВ₈^{2а} имеет эффективную толщину 0,3-12 м. Центральная залежь пласта имеет размеры 16-5 км. при высоте 26 м. ВНК проводится на абсолютной отметке-2203 м.

Пласт АВ₈¹ имеет выдержанные эффективные толщины (в среднем 11,4 м.) при общей толщине пласта 17 м. Нефтенасыщенная толщина колеблется в пределах 1-13,8 м. Залежь пластово-сводовая, высота-35 м., ВНК проводится на отметке-2170 м.

Пласт АВ₇ литологически неоднороден, в его составе выделено семь пластов.

Залежи пласта АВ₇¹ пластово-сводовые и литологически экранированные, небольшие по размерам. Их высота составляет 8-10 м. (скв. 1457, 8010). ВНК принят на а.о.-2007 м.

Залежи пласта АВ₇² пластово-сводовые (5 залежей). Залежь в районе скв. 1850 имеет размеры 2,5х2 км. и высоту 22 м. ВНК принят на уровне-2036 м.

Залежи пластов АВ₇³ и АВ₇⁴ расположены в районе скв. 4700 и 1458. Их высота составляет, соответственно, 17 и 19 м. ВНК установлен на отметках - 2053 м. и -2072 м.

Пласт АВ₆ характеризуется увеличением эффективных толщин в виде полос субмеридионального простирания, суммарная мощность пласта колеблется от 4,6 до 21,6 м., а нефтенасыщенная от 1,4 до 8,0 м.

Пластово-сводовая залежь пласта в районе скв. 1997, 1850 имеет размеры 4,5х4,7 км. и высоту 13 м. ВНК установлен на а.о.-1973 м.

В районе скважин 4640, 4450 залежь имеет размеры 4х3 км. И высоту 10-17м. ВНК принят на отметке-1977м. Залежь пластовая сводовая.

Коллекторами пласта АВ₃ являются алевролиты и песчаники. Верхняя часть пласта, в основном, сложена алевролитами, нижняя-песчаниками.

Основные запасы нефти Ватьеганского месторождения сосредоточены в залежах пластов АВ₁₋₃. На основной площади месторождения в этих пластах выделяются две залежи.

Нижняя залежь приурочена к пласту АВ₃. Она имеет значительно меньшее площадное распространение и контролируется только сводовой частью Ватьеганской структуры. Размеры залежи 13х5 км. и высота 20 м. ВНК установлен на отметках 1884-1888 м. Залежь сводовая, водоплавающая.

Гидродинамическим экраном, разделяющим залежи пластов АВ₁₋₂ и АВ₃, служит невыдержанная глинистая перемычка мощностью от 1 до 8 м.

Верхняя залежь выделяется в объеме пластов АВ₁₋₂ (АВ₁³ + АВ₂ по стратотипу). Пробуренными скважинами выявлены две залежи. Одна из них (основная) приурочена к собственно Ватьеганской структуре, является основной по запасам и максимальной по площади нефтеносности. Другая установлена в районе скв. 87 и контролируется небольшим Южно-Ватьеганским локальным поднятием.

В пределах основной залежи нефтенасыщенные песчаники вскрыты на глубинах 1922-1987 м. (а.о.-1844-1898 м). Из испытанных скважин в пределах залежи получены притоки нефти дебитом от 1,9 до 129 м³/сут.

Пласты АВ₁₋₂ характеризуются невыдержанностью мощностей по площади и разрезу. Суммарные нефтенасыщенные мощности изменяются от 1,6 до 22,8 м., а средневзвешанная по площади составляет 8,1 м.

Для залежи характерно наклонное с севера на юг (-1876- -1899 м.) положение ВНК. Исходя из принятого ВНК, высота залежи составляет 50 м., размеры 30х39,5 км. Залежь пластовая, сводовая.

Залежь в районе скв. 87 вскрыта на глубине 1963,6-1973,4 м. (а.о.-1875,7- 1885,5 м). ВНК принят по подошве нефтенасыщенных коллекторов.

Согласно принятому контакту, размеры залежи 3,5х6 км., высота 10 м. Залежь сводовая, водоплавающая.

Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов

Были произведены глубинные и поверхностные пробы. Наиболее полные данные имеются по пластам АВ₁₋₂, Ю₁. Остальные залежи охарактеризованы только поверхностными пробами нефти.

Параметры нефти и газа в пластовых условиях не только отличаются от показателей на поверхности, но и изменяются и глубиной залегания. Пример изменения параметров указан в таблице 2.

Таблица 2 - Изменение параметров нефти и газа в зависимости от глубины залегания

	АВ ₁₋₂	Ю ₁
Давление насыщения	2,46*Рпл	2,3*Рпл
Газосодержание	43,6 м ³ /сут	69,3 м ³ /сут.
Плотность	0,815 г/см ³	0,742г/см ³
Вязкость	2,8 мПа*с	0,75 мПа*с

Также нефть в пластовых условиях на Ватьеганском месторождении характеризуются следующими параметрами:

- УВ состав смешанного типа
- маловязкие
- среднесернистые
- малопарафинистые

Другие параметры нефти данного месторождения в Приложении А.

Краевые и подошвенные воды на месторождении были изучены посредством гидродинамических исследований. Изучались воды продуктивных пластов, используя для исследований 24 скв.

Посредством ГДИС были получены следующие параметры для продуктивного пласта группы АВ:

- средняя минерализация – 21,95 г/л
- средняя плотность 1,015 г/см³

Пластовой группе БВ соответствуют показатели:

- средняя минерализация 16,65 г/л
- средняя плотность 1,0105 г/см³

Для пластов группы Ю:

- средняя минерализация 25,1 г/л
- средняя плотность 1,018 г/см³

Для ачимовской толщи

- средняя минерализация 15,8 г/л
- средняя плотность 1,009 г/см³

(Приложение Б).

2 Динамика показателей разработки месторождения

В первые годы разработки показатели добычи на месторождении кардинально отличались от проектных. Отличие фактических дебитов от предполагавшихся продуктивных характеристик достигло 50% в первые 4 года разработки. В целях достижения проектных темпов разработки Ватьеганского месторождения к 1989 году было пробурено дополнительное количество скважин. Фактическое количество пробуренных скважин на 25% превышало проектное, но это всё равно не позволило достичь запланированных объёмов добычи. Показатели отставали на 10%.

Ватьеганское месторождение вышло на свой проектный уровень разработки только к 1990 году. Добыча жидкости соответствовала проектной, а добыча нефти незначительно превышала его, т.к. средняя показатели обводненности были достаточно низки для этого. Месторождения перешло из стадии освоения месторождения в стадию поддержания стабильно высокого уровня добычи. Следующие 8 лет средняя добыча держалась на уровне 8000 тыс. т. с отклонением $\pm 15\%$. На данном этапе разработке была освоена центральная часть месторождения, т.к. именно там содержались запасы «высокого качества» и более простые в освоении. Периферийная часть месторождения осталась неосвоенной.

В 1990 г. СибНИИ НП провел авторский надзор. В запланированные показатели добычи были внесены правки, чтобы соответствовать проекту разработки. Одновременно с этим, разработка месторождения столкнулась с другой проблемой. Т.к. на первом этапе разработки происходило обильное разбуривание продуктивных пластов сверх плана, на втором этапе в процессе бурения наблюдается существенный спад. Фонд разбуренных скважин с каждым годом все значительнее отставал от проектного. Особенно это коснулось нагнетательных скважин, хоть и план по приемистости выполнялся. Так отставание по фонду скважин от проектного составило приблизительно 40% уже к 1996 году.

Таким образом в 1996 г. в проект разработки были внесены коррективы, чтобы нивелировать расхождение фактических и проектных показателей добычи, в связи с повышением обводненности скважин. Так проектный уровень добычи нефти с предыдущих 9500 тыс.т. опустился до 8000 тыс. т.

До 1995 г. разработкой Ватьеганского месторождения занималась компания «Когалымнефтегаз», которая объединившись с «Лангепаснефтегаз» и «Урайнефтегаз», вошла в концерн ООО «Лукойл». [27] В этом же году к разработке данного месторождения приступили ООО СП «Ватойл» и ЗАО «Еганойл». В 2001 году «Лукойл» выкупил у своих зарубежных коллег оставшиеся доли месторождения. ЦКР Минтопэнерго РФ утвердила проектные показатели добычи на следующий период. С проектными и фактическими показателями разработки можно ознакомиться в Приложении В.

Таким образом можно выделить три основных этапа развития Ватьеганского месторождения.

Первый этап соответствовал период до 1990 года, в который вошла проектировка, разведка и начало разработки месторождения.

Вторым этапом является период с 1990 по 1995 года. На данном этапе разработки были внесены основные коррективы в проект разработки, в связи с серьезным отклонением фактических показателей.

На третьем этапе, начиная с 1996 г. и его дальнейшей разработкой, были учтены все наработки, благодаря которым происходило дальнейшее успешное развитие месторождения.

К 2008 году показатели разработки составляли следующие значения:

- Добыча нефти всего – 7625,6 тыс.т/год
- Добыча жидкости всего – 50975,2 тыс.т/год
- Фонд добывающих скважин на конец года – 2136 шт
- Фонд нагнетательных скважин на конец года – 760 шт
- Средняя обводненность скважин – 85 %

На рисунке 5 показаны показатели разработки пласта АВ₁₋₂ Ватъёганского месторождения, на рисунке 6 показаны накопленные показатели разработки пласта АВ₁₋₂ Ватъеганского месторождения.

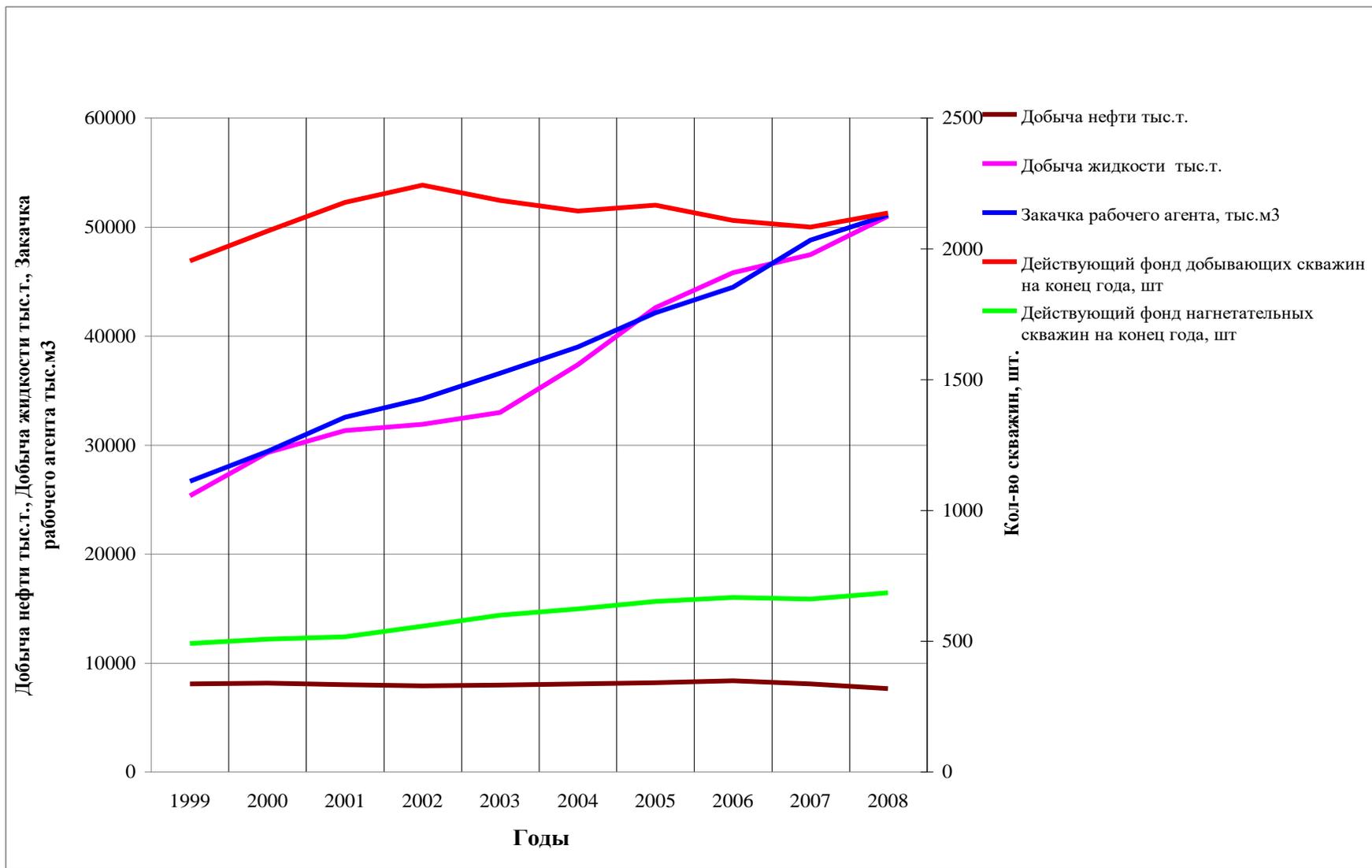


Рисунок 5 - Показатели разработки Ватъеганского месторождения

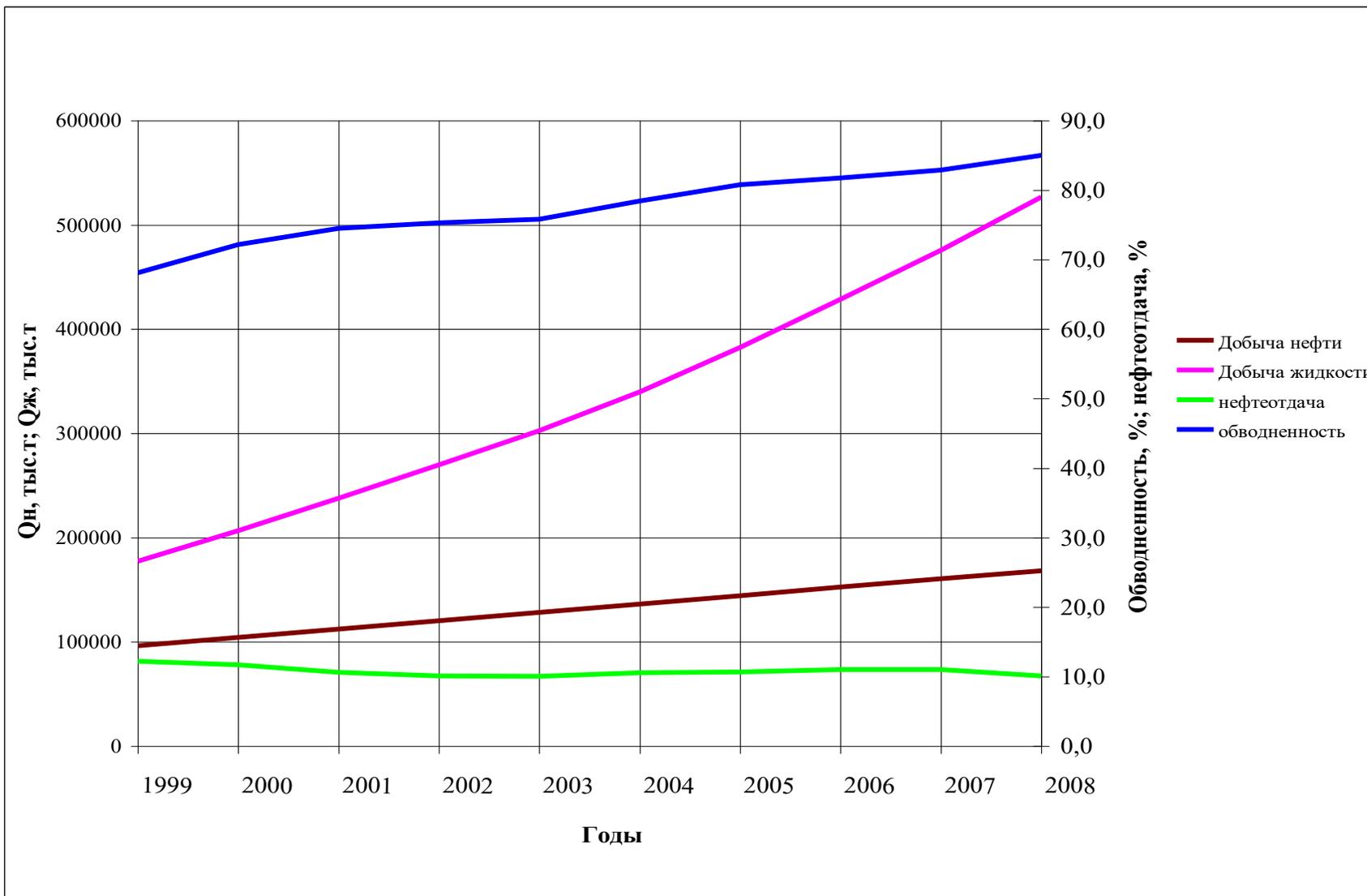


Рисунок 6 - Накопленные показатели разработки Ватьеганского месторождения

Поддержание пластового давления методом закачки воды в пласт проводится по объектам промышленной разработки. За год под нагнетание из освоения и из нефтяного фонда введено 36 скважин, эксплуатационный нагнетательный фонд составил на конец года – 760 скважин, действующий – 685, в консервации – 69 скважин.

Закачка воды за отчетный год составила 51103,3 тыс. м³ (из них 25% - сеноманской и 75 % - подтоварной воды), с начала разработки закачено – 576594,1 тыс.м³, закачка воды с начала разработки по пласту АВ1-2 составляет 495355965 м³, по БВ1 – 45712608 м³, по ЮВ1 – 4203731 м³. Компенсация отбора с начала разработки составляет АВ1-2 – 107,9%, БВ1 – 173,7%, ЮВ1 – 64%. За счет применения новых методов повышения нефтеотдачи получено дополнительно 430,76 тысяч тонн нефти.

Все многочисленные мероприятия по рациональному регулированию процесса разработки в конечном итоге сводятся к изменению отборов жидкости и темпов нагнетания вытесняющего рабочего агента на разных участках пласта путем изменения режима эксплуатации скважин и различной их расстановки на площади разрабатываемого объекта.

3 Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пласта

3.1 Технология физико-химических МУН

На позднем этапе разработки месторождения, когда значение обводненности становится слишком высоким, начинают применять технологии третичных методов увеличения пласта. Как правило выделяют четыре группы третичных методов МУН:

- физико-химические
- термические
- газовые
- микробиологические

То, какая группа МУН будет применяться зависит от значений вязкости нефти и различных геолого-физических параметров.

Для истощенных, заводненных пластов с нерегулярной нефтенасыщенностью применяют физико-химические МУН.

Также для применения данного вида интенсификации нефти должны соблюдаться следующие химические и геолого-физические параметры:

- нефть низкой вязкости (не более 10 мПа·с)
- тип продуктивного пласта – карбонатный
- вид продуктивного пласта – низко-проницаемый [28]

Физико-химические МУН применяются для карбонатных коллекторов, т.к. они гидрофобные и имеют большую неоднородность порового пространства. Это ведет к тому, что прирост вытеснения жидкости может быть достигнут при любых скоростях фильтрации.

В основе технологий, благодаря которым достигается интенсификация притока нефти, лежат следующие механизмы воздействия на пластовую систему:

- Закачка ПАВ, щелочей для понижения межфазных натяжений и энергии связи нефти с породой, повышения зоны охвата пласта и повышения относительной фазовой проницаемости нефти и воды

- Закачка полимеров, дисперсных систем с целью повышения зоны охвата пласта, снижения вязкости и подвижности воды и нефти
- Заводнения с химических реагентов для межслойного массообмена [30]

Рассмотрим основные виде технологий физико-химических МУН, применяемых на Ватъеганском месторождении, и их свойства

3.3.1 Применение полимерных композиций

Полимерные растворы находят своё применение в данной отрасли, т.к. обладают свойствами неньютоновских жидкостей. В отличии от воды, вязкость полимерного раствора увеличивается существенно медленнее, чем растет пропускная способность пористой среды.

Существует множество технологий пригодных для использования данного метода:

- Полимерное заводнение
- Сшитые полимерные системы
- полимерное заводнение с вязкоупругими составами
- полимерное заводнение в тандеме с методами интенсификации притока нефти

По всему миру наиболее часто применяют именно полимерный метод повышения нефтеотдачи.

3.3.2 Заводнение с использованием ПАВ

Заводнение с использование ПАВ также является распространённым методом повышения нефтеотдачи. В России чаще всего применяется раствор ОП-10.

Данный метод основывается на воздействии на физико-химические свойства нефти. ПАВ – химические соединения, действия которых основывается на снижении поверхностного натяжения, посредством

концентрации на поверхности раздела двух фаз. Таким образом, собираясь на глобулах нефти, ПАВ существенно снижают МФН и разрушению адсорбционной пленки, что позволяет снизить силы, которые удерживают остаточную нефть в пористой среде.

3.3.3 Применение осадкогелеобразующих составов

Как правило при разработке месторождения в первую очередь добывается нефть из хорошо-проницаемых зон пласта. Вся остаточная и трудноизвлекаемая нефть остаётся в зонах слабой проницаемости, т.к. вода, подаваемая от нагнетающей скважины к добывающей стремится пройти через зоны хорошей проницаемости, минуя застойные зоны с остаточной нефтью. Для извлечения таких запасов как раз-таки и используется методы увеличения нефтеотдачи. Направить воду в застойные зоны можно создав с помощью создание гелиевого осадка (водоизолирующего экрана) в проницаемых зонах пористой среды. Для этого потребуется две составляющие: водоизолирующий и вспомогательный реагент.

Чтобы подобрать реагенты для создания эффективного водоизолирующего экрана нужно учесть следующие факторы:

- физико-химические свойства пл. вод
- физико-химические свойства нефти
- минералогический состав пород
- химическая активность реагента [31]

3.3.4 Применение эмульгаторов

В качестве эмульгатора применяется реагент АЛДИНОЛ-10, который состоит из сложных эфиров, высших ненасыщенных и смолянистых кисло. Также добавляется оксиэтилированный алкилфенол для температурной стабилизации. По морфологическим признакам напоминает маслянистую вязкую жидкость коричневого оттенка.

Плотность данного вещества составляет 0,9 г/см³ при стандартных условиях. Температура горения должна быть не ниже 70 °С. Температура застывания - не менее минус 40 °С. Имеет нормативную техническую документацию ТУ 2413-001-70240705-06.

Углеводородный растворитель. Могут быть использованы: нефть, дизельное топливо, стабильный бензин и др.

Хлористый кальций (химическая формула – CaCl₂). Используется насыщенный водный раствор соли (плотность – не ниже 1,30 г/см³).

Техническая вода. Могут быть использованы пластовая вода, подтоварная вода.

Эмульгатор (АЛДИНОЛ-10) предварительно перемешивают с нефтью (углеводородным растворителем) на базе участков химизации или на площадке перед скважиной, хлористый кальций предварительно растворяют в воде на базе.

Процесс закачки активного состава проводится с использованием двух агрегатов ЦА-320. Смесь состоящую из АЛДИНОЛ-10 и CaCl₂ разбавляют технической водой. Эмульсионный состав следует перемешивать в течении полу часа.

После приготовления эмульсионного состава его закачивают в скважину в объеме колонны НКТ при открытой затрубной задвижке. После заполнения НКТ, перекрывают задвижки на «затрубе» фонтанной арматуры и закачивают в пласт, оставшийся объем приготовленной эмульсии. Продавка ЭС осуществляется нефтью в объеме колонны НКТ, плюс 5-7 м³ на более углубленную продавку эмульсии в ПЗП.

3.2 Анализ эффективности физико-химических МУН на Ватьеганском месторождении

Поскольку значения динамической вязкости нефти Ватьеганского месторождения изменяются в диапазоне 0,3-3,0 мПа·с, можно сделать вывод, что применение термических и газовых методов увеличения нефтеотдачи не подходит для данных условий.

В приложении Г представлены значения геолого-физических параметров на участках, а в таблице 3 представлены критерии эффективного использования физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов., в таблице 4 представлены методы повышения нефтеотдачи пластов на Ватьеганском месторождении (объект АВ1-2) и на рисунке 7 построен анализ эффективности физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на Ватьеганском месторождении за 2004-2008 г.г.

Таблица 3 - Критерии эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи пластов [29]

Метод с использованием	Флюид				Коллектор					Пласт			
	μ_n , мПа*с	Состав нефти	Минерализация воды, мг/л	Жесткость Воды мг-экв/л	S_n , %	$K_{пр}$ мкм ²	m , %	Литологический состав	Глинистость	$P_{пл}$, Мпа	$T_{пл}$, °С	$h_{нн}$, м	Н, м
Полимеро	10-200	НР	100	300	50	0,1	НР	Песчаники	7	НР	90	НР	НР
Мицеллярных растворов	1,5	НР	25	10	30	0,1	НР	"	7	НР	90	НР	НР
ПАВ	20	НР	НР	НР	50	НР	НР	НР	НР	НР	90	НР	НР
Щелочей	50	Кислотное число 0,5	100	300	40	0,1	НР	Песчаники	10	НР	НР	НР	НР
Кислот	10	10% А+С	НР	НР	50	НР	НР	"	НР	НР	НР	НР	НР
Углекислого газа	20	15% А+С	НР	НР	30	НР	НР	НР	НР	10	НР	25	1000

Примечание: НР - значение параметра не регламентируется; $h_{нн}$ - нефтенасыщенная толщина пласта; Н - глубина залегания кровли пласта.

Таблица 4 - Применение методов повышения нефтеотдачи пластов на Ватьеганском месторождении (объект АВ1-2)

Метод	Един.	Годы						
	Измер.	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
ГРП:								
количество проведенных операций	тыс.т			4	3			
дополнительная добыча нефти		26	14	18	75			
Зарезка вторых стволов:								
количество пробуренных скважин	тыс.т			14	12	5	9	6
добыча нефти из всех скважин				516	541	225	386	203
СПС:								
количество операций	тыс.т	10	84	128	159	160	144	115
дополнительная добыча нефти		28,3	233,6	504,9	423,6	513,6	490,8	488,5
ОПЗ (ГКО, ТГХВ, СКО, КСПЭО-2, Алдинол):								
количество операций	тыс.т	15	40	27	29	21	25	15
дополнительная добыча нефти		6,5	12,1	74,7	25,6	24,7	30,9	18,5
Акустика:								
количество операций	тыс.т		43	87	28	23	25	36
дополнительная добыча нефти			16,5	21,5	12	13,3	11,5	18
Гидродинамические (форс.отбор, вовл.в рараб.):								
количество операций	тыс.т	147	166	117	211	269	215	219
дополнительная добыча нефти		311	135	296,9	320	278,4	315	310,2

Продолжение таблицы 4

Метод	Един.	Годы						
	Изме р.	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
ГРП:								
количество проведенных операций	тыс.т	5	8	12	26	34	52	30
дополнительная добыча нефти		76	119	178	261	371	490	408
Зарезка вторых стволов:								
количество пробуренных скважин	тыс.т	13	18	4	8	15	27	52
добыча нефти из всех скважин		612	683	347	502	666	700	1312
СПС:								
количество операций	тыс.т			5	8	80	144	213
дополнительная добыча нефти				2	3	65	102	98
ОПЗ (ГКО, ТГХВ, СКО, КСПЭО-2, Алдинол):								
количество операций	тыс.т		115	72	126	139	114	67
дополнительная добыча нефти				89	153	146	195	84
Акустика:								
количество операций	тыс.т			24	5	26	37	2
дополнительная добыча нефти					32	14	25	18,5
Гидродинамические (форс.отбор, вовл.в разраб.):								
количество операций	тыс.т			379	168	152	106	139
дополнительная добыча нефти					424	526	781	491
Итого	тыс.т	1250	1925	3635	3740	4202	4122	4322

Анализ эффективности физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на Ватьеганском месторождении за 2004-2008 г.г.

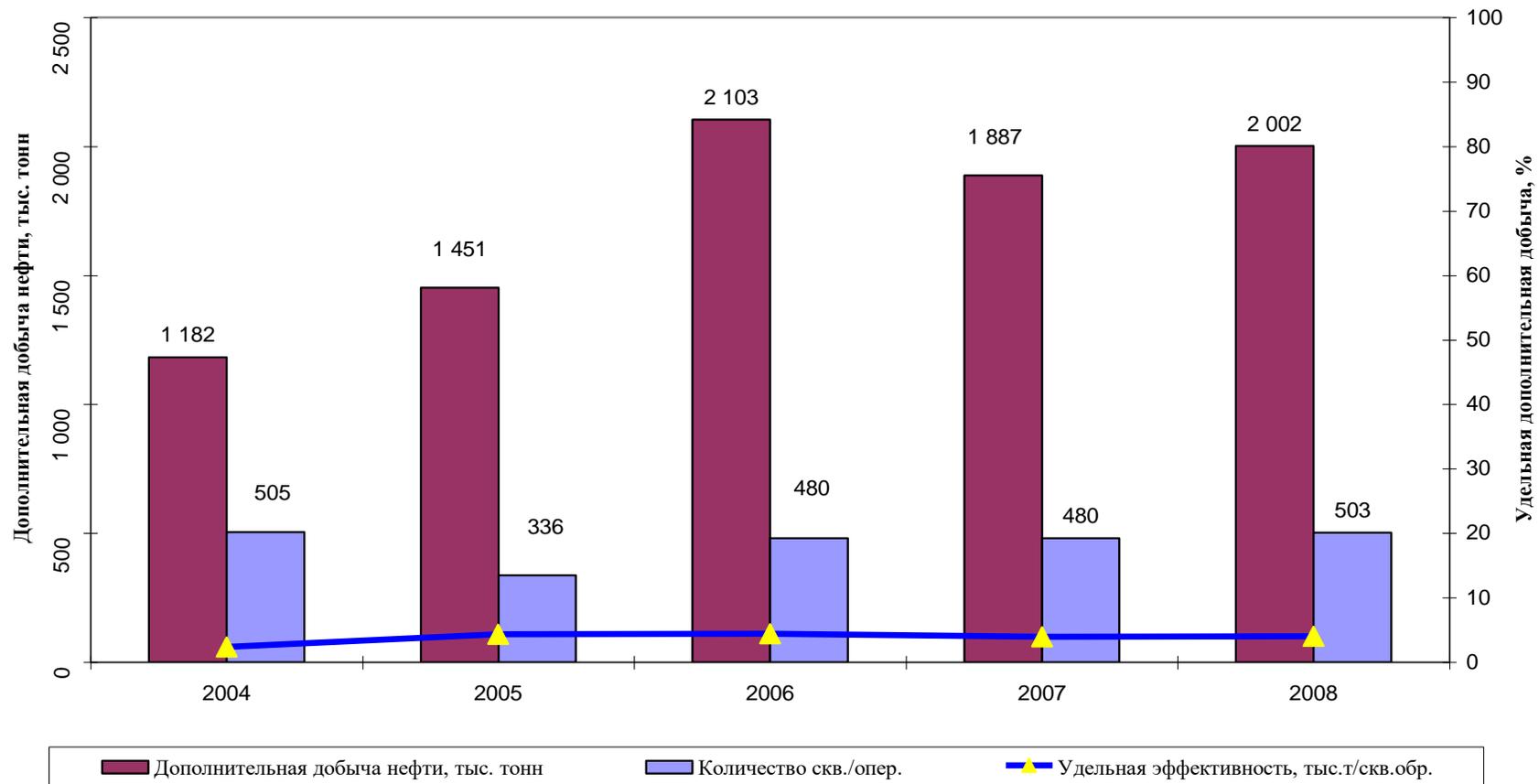


Рисунок 7. Анализ эффективности физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на Ватьеганском месторождении за 2004-2008 г.г.

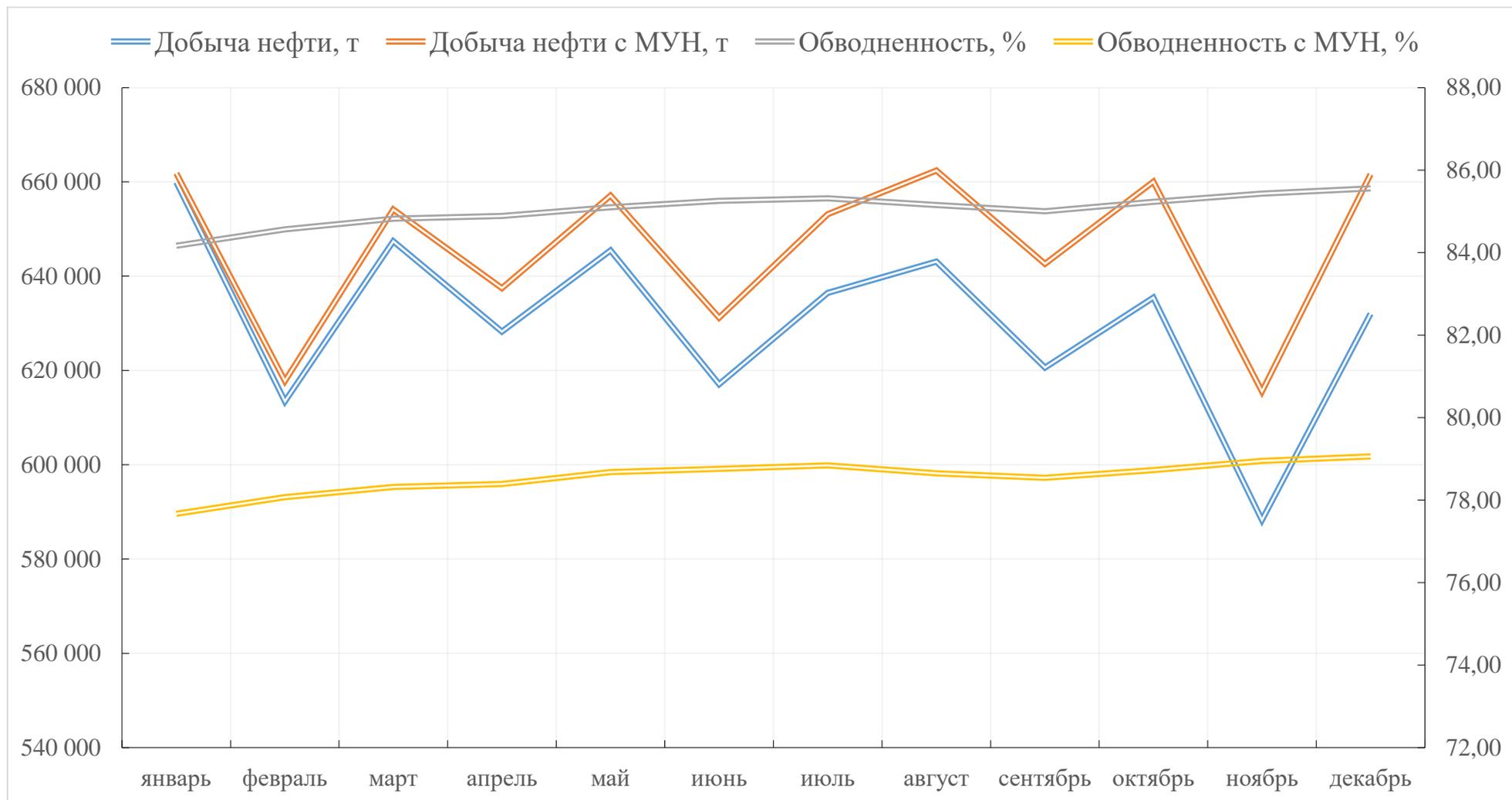


Рисунок. 8. Графическая зависимость уровней добычи нефти и обводненности до и после применения технологии увеличения нефтеотдачи на Ватьеганском месторождении

К сожалению, на Ватьеганском месторождении отсутствует природный водонапорный режим. Поэтому на стадии разработки оно было спроектировано с расчетом на заводнение.

Для повышения охвата воздействия вытесняющих вод и извлечения остаточной нефти в застоявшихся зонах пласта можно применить следующие технологии: 1) увеличение рабочей толщины пласта; 2) достижение смешиваемости нефти и вытесняющего агента; 3) снижение межфазного натяжения; 4) повышение смачиваемости пласта водой; 5) повышение и понижение фазовой проницаемости нефти и воды. [29]

Применение технологии закачки СПС и ЭС дало нам возможность выровнять профиль приемистости. Это стало возможным благодаря изолированию хорошо проницаемых пропластков, которые принимали активное участие в фильтрации жидкости, и задействию плохопроницаемых застойных зон пласта. При снижении приемистости применяется технология воздействия ПАВ на ПЗП для её очистки.

В течение нескольких лет применение таких методов как закачка СПС и ЭС на месторождении были весьма эффективны. В частности в 2008 г. было проведено 54 скв./опер. по пласту АВ1-2 и получено 86,04 тыс. тонн дополнительно добытой нефти. На рисунке 8. представлена графическая зависимость уровней добычи нефти и обводненности до и после применения технологии.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Надворняк Вячеслав Юрьевич

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

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

<i>1. Стоимость ресурсов проводимого исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Общий налоговый режим

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Технико-экономическое обоснование целесообразности выполнения работ
<i>2. Планирование и формирование бюджета исследований</i>	Оценка капитальных, эксплуатационных и ликвидационных затрат
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет показателей экономической эффективности

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Т.Б.	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Надворняк Вячеслав Юрьевич		

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью данного раздела являются анализ расчётов эффективности и целесообразности применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пласта. В связи с этим, проводится экономический расчёт затрат на проведение технологических операций и результатов применения этих технологий.

4.1 Обоснование экономической эффективности проведения закачки в пласт СПС и ЭС

Произведем экономический расчет полученного прироста добычи нефти. Расчетный период примем 12 месяцев 2008 года , т.к. в данной работе рассматривается деятельность на месторождении до 2008 г.

Таблица 5 Исходные данные для расчета влияния мероприятия на основные технико-экономические показатели на начало 2008 г.

№ п.п.	Показатели	Един. изм.	Абс. знач.
1.	Объем операций	скв.	54
2.	Дополнительная добыча нефти	тыс. тонн.	86,4
3.	Цена нефти (за 1т.)	руб.	5780
4.	Стоимость одной операции	тыс. руб.	302
5.	Доля условно-переменных затрат	%	45
6.	Себестоимость добычи 1 т. нефти	руб.	4371
7.	Налог на прибыль	%	24
8.	Ставка дисконта	%	15
9.	Коэффициент инфляции		0,14

4.2 Анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели закачки в пласт СПС и ЭС

Проведение инновационного мероприятия приведёт к увеличению добычи нефти, которое можно определить по формуле:

$$\Delta Q_{(q)} = \Delta q \cdot T \cdot K_3 \cdot N, \quad (6.1)$$

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

T – время работы скважины в течение месяца, сут. Принимаем равным 30 дней;

N – количество скважин с на которых проводится инновационное мероприятие, ед.

K_3 – коэффициент эксплуатации скважин, ед.

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

$$\Delta C = Z_{\text{пост}} \cdot \left(\frac{1}{Q} - \frac{1}{Q + \Delta Q} \right), \quad (6.2)$$

где ΔC – снижение себестоимости добычи нефти;

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

$$Z_{\text{пост}} = Q \cdot C \cdot \frac{100 - D_{\text{у/пер}}}{100}, \quad (6.3)$$

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

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

Q – добыча нефти до мероприятия, тыс. т.

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

$$\Delta \Pi_{\text{рп}} = \Delta Q_{\text{р}} \cdot (\Pi_{\text{н}} - (C - \Delta C)), \quad (6.4)$$

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

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

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

ΔC – снижение себестоимости нефти, руб./т.

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

$$\Delta \Pi_{\text{ч}} = \Delta \Pi_{\text{рп}} - \Pi_{\text{пр}}, \quad (6.5)$$

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

$H_{\text{пр}} = 24\%$. от реализации.

Данное мероприятие связано с дополнительной добычей нефти (ΔQ_1).

Объём дополнительно добытой нефти – 12,016 тонн/год.

Капитальные затраты на проведение инновационного мероприятия отсутствуют.

Поскольку прирост добычи нефти в следующие после проведения инновационного мероприятия годы падает, то дополнительная добыча нефти составит:

$$\Delta Q_{(q)} = \Delta q \cdot T \cdot K_3 \cdot N, \quad (6.6)$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут. Расчет прироста среднесуточного дебита осуществляется с учетом среднемесячного коэффициента падения добычи нефти ($K_n=0,05$)

$$\Delta q_t = \Delta q_{t-1} - (\Delta q_{t-1} \cdot K_n)$$

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

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \cdot C_n, \quad (6.7)$$

где ΔQ – объём дополнительной добычи нефти в t -м году, тонн;

C_n – цена 1 тонны нефти, руб.

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

$$\Delta Z_t = \Delta Z_{\text{доп } t} + Z_{\text{мер}}, \quad (6.8)$$

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

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

$$\Delta Z_{\text{доп } t} = \Delta Q_t \cdot C \cdot D_{\text{у/пер}} / 100, \quad (6.9)$$

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

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

Затраты на проведение мероприятия определим по формуле:

$$Z_{\text{мер}} = C_{\text{ИМ}} \cdot N_{\text{скв}}, \quad (6.10)$$

где $C_{\text{ИМ}}$ – стоимость одного инновационного мероприятия, руб.;

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

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

$$\Delta\Pi_{\text{н/обл } t} = \Delta V_t - \Delta Z_t, \quad (6.11)$$

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

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

Определяем величину налога на прибыль за t -й год:

$$\Delta N_{\text{пр } t} = \Delta\Pi_{\text{н/обл } t} \cdot N_{\text{пр}} / 100, \quad (6.12)$$

где $N_{\text{пр}}$ – ставка налога на прибыль, %

Прирост годовых денежных потоков ($\Delta ДП_t$) рассчитывается по формуле:

$$\Delta ДП_t = \Delta V_t - \Delta Z_t - N_t = \Delta\Pi_{\text{н/обл } t} - N_t. \quad (6.13)$$

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

$$\text{ПДН}_t = \Delta ДП_t - \text{КВ}_t. \quad (6.14)$$

Накопленный поток денежной наличности определим по формуле:

$$\text{НПДН}_t = \sum \text{ПДН}_t, \quad (6.15)$$

Дисконтированный поток денежной наличности – по формуле:

$$\text{ДПДН}_t = \Delta ДП_t / (1 + i)^t, \quad (6.16)$$

где i – ставка дисконта, доли единицы.

Чистая текущая стоимость – по формуле:

$$\text{ЧТС}_t = \sum \text{ДПДН}_t, \quad (6.17)$$

Результаты расчётов показателей экономической эффективности внедрения инновационного мероприятия представлены в виде таблицы 6.

Таблица 6 - Расчет экономической эффективности от закачки химических реагентов на Ватьеганском месторождении

№ п/п	Показатели	Ед. изм	2008 г.											
			январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
1	Количество операций	Скв./опер.	54											
2	Объём добычи с приростом	тыс.т.	9,709	8,893	8,449	8,026	7,625	7,244	6,881	6,537	6,211	5,900	5,605	5,325
3	Выручка от реализации	тыс.ру б.	56119,18	51403,34	48833,17	46391,51	44071,94	41868,34	39774,92	37786,18	35896,87	34102,02	32396,92	30777,08
4	Текущие затраты, в т.ч.	тыс.ру б.	19758,73	16715,24	15879,48	15085,51	14331,23	13614,67	12933,94	12287,24	11672,88	11089,23	10534,77	10008,03
4.1	Затраты на доп.добычу	тыс.ру б.	18248,73	16715,24	15879,48	15085,51	14331,23	13614,67	12933,94	12287,24	11672,88	11089,23	10534,77	10008,03
4.2	Затраты на закачку СПС и ЭС	тыс.ру б.	1510,00											
5	Налог на прибыль	тыс.ру б.	8726,51	8325,14	7908,89	7513,44	7137,77	6780,88	6441,84	6119,74	5813,76	5523,07	5246,92	4984,57
6	Поток денежной наличности	тыс.ру б.	27633,94	26362,95	25044,80	23792,56	22602,93	21472,79	20399,15	19379,19	18410,23	17489,72	16615,23	15784,47
7	НПДН	тыс.ру б.	27633,94	53996,89	79041,69	102834,25	125437,19	146909,98	167309,12	186688,32	205098,55	222588,27	239203,50	254987,97
8	Коэф.дисконтирования		1	0,978	0,956	0,935	0,914	0,894	0,874	0,855	0,836	0,818	0,800	0,782
9	ДПДН	тыс.ру б.	27633,94	25779,69	23948,86	22248,05	20668,04	19200,23	17836,66	16569,94	15393,17	14299,97	13284,41	12340,98
10	ЧТС	тыс.ру б.	27633,94	53413,62	77362,48	99610,53	120278,57	139478,80	157315,46	173885,40	189278,56	203578,54	216862,95	229203,93

4.3 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям

Финансово-экономическая оценка нефтяных проектов базируется на некоторых показателях, часть которых может неожиданно измениться, тогда как другая часть вообще не может быть определена точно. Процедура, исследующая влияние таких изменений или ошибок в определении численных исходных данных на важнейшие; показатели < проекта, получила название анализа устойчивости проекта. Он вкратце сводится к следующему:

- в качестве переменной выбирается один из численных показателей, все остальные считаются постоянными и имеют некоторые заданные значения (проектные);
- выбирается разумный диапазон возможных колебаний изменений;
- для крайних значений этого диапазона и для проектируемого значения переменной рассчитываются все важнейшие показатели оценки проекта (например, IRR, NPV, период окупаемости) и таким образом определяется влияние на них выбранной переменной.[15]

Таблица 7 - Расчет потока денежной наличности и чистой текущей стоимости при уменьшении доп.добычи на 20%

№ п/п	Показатели	Ед. изм	2008 г.											
			январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
1	Количество операций	Скв./опер.	54											
2	Дополнительная добыча	тыс.т.	7,7674	7,1146	6,7589	6,4210	6,0999	5,7949	5,5052	5,2299	4,9684	4,7200	4,4840	4,2598
3	Прирост выручки	тыс.руб.	44895,34	41122,67	39066,54	37113,21	35257,55	33494,67	31819,94	30228,94	28717,49	27281,62	25917,54	24621,66
4	Текущие затраты, в т.ч.	тыс.руб.	16108,99	13372,20	12703,59	12068,41	11464,99	10891,74	10347,15	9829,79	9338,30	8871,39	8427,82	8006,43
4.1	Затраты на доп.добычу	тыс.руб.	14598,99	13372,20	12703,59	12068,41	11464,99	10891,74	10347,15	9829,79	9338,30	8871,39	8427,82	8006,43
4.2	Затраты на закачку СПС и ЭС	тыс.руб.	1510,00											
5	Налог на прибыль	тыс.руб.	0,00	6660,11	6327,11	6010,75	5710,22	5424,70	5153,47	4895,80	4651,01	4418,46	4197,53	3987,66
6	Поток денежной наличности	тыс.руб.	28786,35	21090,36	20035,84	19034,05	18082,35	17178,23	16319,32	15503,35	14728,19	13991,78	13292,19	12627,58
7	НПДН	тыс.руб.	28786,35	49876,72	69912,56	88946,61	107028,96	124207,19	140526,50	156029,86	170758,04	184749,82	198042,01	210669,58
8	Коэф. дисконтирования		1	0,978	0,956	0,935	0,914	0,894	0,874	0,855	0,836	0,818	0,800	0,782
9	ДПДН	тыс.руб.	28786,35	20623,75	19159,09	17798,44	16534,43	15360,18	14269,33	13255,95	12314,53	11439,98	10627,53	9872,78
10	ЧТС	тыс.руб.	28786,35	49410,10	68569,19	86367,63	102902,06	118262,24	132531,57	145787,52	158102,06	169542,03	180169,57	190042,35

Таблица 8 - Расчет потока денежной наличности и чистой текущей стоимости при увеличении доп.добычи на 20%

№ п/п	Показатели	Ед. изм	2008 г.											
			январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
1	Количество операций	Скв./опер.	54											
2	Дополнительная добыча	тыс.т.	11,651	10,672	10,138	9,631	9,150	8,692	8,258	7,845	7,453	7,080	6,726	6,390
3	Прирост выручки	тыс.ру б.	67343,01	61684,01	58599,80	55669,81	52886,32	50242,01	47729,91	45343,41	43076,24	40922,43	38876,31	36932,49
4	Текущие затраты, в т.ч.	тыс.ру б.	23408,48	20058,29	19055,38	18102,61	17197,48	16337,61	15520,73	14744,69	14007,45	13307,08	12641,73	12009,64
4.1	Затраты на доп.добычу	тыс.ру б.	21898,48	20058,29	19055,38	18102,61	17197,48	16337,61	15520,73	14744,69	14007,45	13307,08	12641,73	12009,64
4.2	Затраты на закачку СПС и ЭС	тыс.ру б.	1510,00											
5	Налог на прибыль	тыс.ру б.	10544,29	9990,17	9490,66	9016,13	8565,32	8137,06	7730,20	7343,69	6976,51	6627,68	6296,30	5981,48
6	Поток денежной наличности	тыс.ру б.	33390,24	31635,54	30053,76	28551,08	27123,52	25767,35	24478,98	23255,03	22092,28	20987,66	19938,28	18941,37
7	НПДН	тыс.ру б.	33390,24	65025,78	95079,55	123630,62	150754,15	176521,49	201000,47	224255,50	246347,78	267335,44	287273,72	306215,09
8	Коэф.дисконтирования		1	0,978	0,956	0,935	0,914	0,894	0,874	0,855	0,836	0,818	0,800	0,782
9	ДПДН	тыс.ру б.	33390,24	30935,62	28738,63	26697,66	24801,64	23040,27	21404,00	19883,92	18471,80	17159,97	15941,30	14809,17
10	ЧТС	тыс.ру б.	33390,24	64325,87	93064,50	119762,16	144563,80	167604,08	189008,07	208891,99	227363,80	244523,76	260465,06	275274,23

Таблица 9 - Расчет потока денежной наличности и чистой текущей стоимости при уменьшении цены на нефть на 20%

№ п/п	Показатели	Ед. изм	2008 г.											
			январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
1	Количество операций	Скв./ опер.	54											
2	Дополнительная добыча	тыс.т.	9,709	8,893	8,449	8,026	7,625	7,244	6,881	6,537	6,211	5,900	5,605	5,325
3	Прирост выручки	тыс.ру б.	44895,34	41122,67	39066,54	37113,21	35257,55	33494,67	31819,94	30228,94	28717,49	27281,62	25917,54	24621,66
4	Текущие затраты, в т.ч.	тыс.ру б.	19758,73	16715,24	15879,48	15085,51	14331,23	13614,67	12933,94	12287,24	11672,88	11089,23	10534,77	10008,03
4.1	Затраты на доп.добычу	тыс.ру б.	18248,73	16715,24	15879,48	15085,51	14331,23	13614,67	12933,94	12287,24	11672,88	11089,23	10534,77	10008,03
4.2	Затраты на закачку СПС и ЭС	тыс.ру б.	1510,00											
5	Налог на прибыль	тыс.ру б.	6032,79	5857,78	5564,89	5286,65	5022,32	4771,20	4532,64	4306,01	4090,71	3886,17	3691,86	3507,27
6	Поток денежной наличности	тыс.ру б.	19103,82	18549,64	17622,16	16741,05	15904,00	15108,80	14353,36	13635,69	12953,91	12306,21	11690,90	11106,36
7	НПДН	тыс.ру б.	19103,82	37653,47	55275,63	72016,68	87920,68	103029,48	117382,84	131018,53	143972,44	156278,65	167969,55	179075,91
8	Коэф.дисконтирования		1	0,978	0,956	0,935	0,914	0,894	0,874	0,855	0,836	0,818	0,800	0,782
9	ДПДН	тыс.ру б.	19103,82	18139,24	16851,03	15654,30	14542,56	13509,77	12550,33	11659,03	10831,02	10061,82	9347,25	8683,43
10	ЧТС	тыс.ру б.	19103,82	37243,06	54094,09	69748,39	84290,94	97800,71	110351,04	122010,07	132841,10	142902,92	152250,17	160933,60

Таблица 10 - Расчет потока денежной наличности и чистой текущей стоимости при увеличении цены на нефть на 20%

№ п/п	Показатели	Ед. изм	2008 г.											
			январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
1	Количество операций	Скв./опер.	54											
2	Дополнительная добыча	тыс.т.	9,709	8,893	8,449	8,026	7,625	7,244	6,881	6,537	6,211	5,900	5,605	5,325
3	Прирост выручки	тыс.ру б.	67343,01	61684,01	58599,80	55669,81	52886,32	50242,01	47729,91	45343,41	43076,24	40922,43	38876,31	36932,49
4	Текущие затраты, в т.ч.	тыс.ру б.	19758,73	16715,24	15879,48	15085,51	14331,23	13614,67	12933,94	12287,24	11672,88	11089,23	10534,77	10008,03
4.1	Затраты на доп.добычу	тыс.ру б.	18248,73	16715,24	15879,48	15085,51	14331,23	13614,67	12933,94	12287,24	11672,88	11089,23	10534,77	10008,03
4.2	Затраты на закачку СПС и ЭС	тыс.ру б.	1510,00											
5	Налог на прибыль	тыс.ру б.	11420,23	10792,50	10252,88	9740,23	9253,22	8790,56	8351,03	7933,48	7536,81	7159,97	6801,97	6461,87
6	Поток денежной наличности	тыс.ру б.	36164,05	34176,26	32467,44	30844,07	29301,87	27836,78	26444,94	25122,69	23866,56	22673,23	21539,57	20462,59
7	НПДН	тыс.ру б.	36164,05	70340,31	102807,75	133651,83	162953,70	190790,47	217235,41	242358,10	266224,65	288897,88	310437,45	330900,04
8	Коэф.дисконтирования		1	0,978	0,956	0,935	0,914	0,894	0,874	0,855	0,836	0,818	0,800	0,782
9	ДПДН	тыс.ру б.	36164,05	33420,13	31046,69	28841,81	26793,52	24890,69	23123,00	21480,84	19955,31	18538,12	17221,58	15998,53
10	ЧТС	тыс.ру б.	36164,05	69584,18	100630,87	129472,68	156266,19	181156,88	204279,88	225760,72	245716,03	264254,15	281475,73	297474,26

Таблица 11 - Расчет потока денежной наличности и чистой текущей стоимости при уменьшении текущих затрат на

20%

№ п/п	0	Ед. изм	2008 г.											
			январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
1	Количество операций	Скв./опер.	54											
2	Дополнительная добыча	тыс.т.	9,709	8,893	8,449	8,026	7,625	7,244	6,881	6,537	6,211	5,900	5,605	5,325
3	Прирост выручки	тыс.ру б.	56119,18	51403,34	48833,17	46391,51	44071,94	41868,34	39774,92	37786,18	35896,87	34102,02	32396,92	30777,08
4	Текущие затраты, в т.ч.	тыс.ру б.	15806,99	13372,20	12703,59	12068,41	11464,99	10891,74	10347,15	9829,79	9338,30	8871,39	8427,82	8006,43
4.1	Затраты на доп.добычу	тыс.ру б.	18248,73	16715,24	15879,48	15085,51	14331,23	13614,67	12933,94	12287,24	11672,88	11089,23	10534,77	10008,03
4.2	Затраты на закачку СПС и ЭС	тыс.ру б.	1510,00											
5	Налог на прибыль	тыс.ру б.	9674,93	9127,47	8671,10	8237,55	7825,67	7434,38	7062,67	6709,53	6374,06	6055,35	5752,59	5464,96
6	Поток денежной наличности	тыс.ру б.	30637,26	28903,67	27458,48	26085,56	24781,28	23542,22	22365,11	21246,85	20184,51	19175,28	18216,52	17305,69
7	НПДН	тыс.ру б.	30637,26	59540,93	86999,42	113084,98	137866,26	161408,48	183773,58	205020,44	225204,94	244380,23	262596,75	279902,44
8	Коэф.дисконтирования		1	0,978	0,956	0,935	0,914	0,894	0,874	0,855	0,836	0,818	0,800	0,782
9	ДПДН	тыс.ру б.	30637,26	28264,19	26256,92	24392,20	22659,91	21050,64	19555,66	18166,85	16876,68	15678,13	14564,69	13530,33
10	ЧТС	тыс.ру б.	30637,26	58901,45	85158,37	109550,57	132210,48	153261,12	172816,79	190983,64	207860,32	223538,44	238103,14	251633,47

Таблица 12 - Расчет потока денежной наличности и чистой текущей стоимости при увеличении текущих затрат на

20%

№ п/п	Показатели	Ед. изм	2008 г.											
			январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
1	Количество операций	Скв./опер.	54											
2	Дополнительная добыча	тыс.т.	9,709	8,893	8,449	8,026	7,625	7,244	6,881	6,537	6,211	5,900	5,605	5,325
3	Прирост выручки	тыс.ру б.	56119,18	51403,34	48833,17	46391,51	44071,94	41868,34	39774,92	37786,18	35896,87	34102,02	32396,92	30777,08
4	Текущие затраты, в т.ч.	тыс.ру б.	23710,48	20058,29	19055,38	18102,61	17197,48	16337,61	15520,73	14744,69	14007,45	13307,08	12641,73	12009,64
4.1	Затраты на доп.добычу	тыс.ру б.	18248,73	16715,24	15879,48	15085,51	14331,23	13614,67	12933,94	12287,24	11672,88	11089,23	10534,77	10008,03
4.2	Затраты на закачку СПС и ЭС	тыс.ру б.	1510,00											
5	Налог на прибыль	тыс.ру б.	0,00	7522,81	7146,67	6789,34	6449,87	6127,38	5821,01	5529,96	5253,46	4990,79	4741,25	4504,18
6	Поток денежной наличности	тыс.ру б.	32408,70	23822,23	22631,12	21499,57	20424,59	19403,36	18433,19	17511,53	16635,95	15804,16	15013,95	14263,25
7	НПДН	тыс.ру б.	32408,70	56230,93	78862,05	100361,62	120786,20	140189,56	158622,75	176134,28	192770,24	208574,39	223588,34	237851,59
8	Коэф.дисконтирования		1	0,978	0,956	0,935	0,914	0,894	0,874	0,855	0,836	0,818	0,800	0,782
9	ДПДН	тыс.ру б.	32408,70	23295,18	21640,80	20103,91	18676,16	17349,82	16117,66	14973,02	13909,66	12921,82	12004,13	11151,62
10	ЧТС	тыс.ру б.	32408,70	55703,88	77344,67	97448,58	116124,74	133474,56	149592,22	164565,24	178474,90	191396,72	203400,85	214552,47

Таблица 13 - Расчет потока денежной наличности и чистой текущей стоимости при уменьшении налогов на 20%

№ п/п	Показатели	Ед. изм	2008 г.											
			январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
1	Количество операций	Скв./опер.	54											
2	Дополнительная добыча	тыс.т.	9,709	8,893	8,449	8,026	7,625	7,244	6,881	6,537	6,211	5,900	5,605	5,325
3	Прирост выручки	тыс.ру б.	56119,2	51403,3	48833,2	46391,5	44071,9	41868,3	39774,9	37786,2	35896,9	34102,0	32396,9	30777,1
4	Текущие затраты, в т.ч.	тыс.ру б.	19758,7 3	16715,2 4	15879,4 8	15085,5 1	14331,2 3	13614,6 7	12933,9 4	12287,2 4	11672,8 8	11089,2 3	10534,7 7	10008,0 3
4.1	Затраты на доп.добычу	тыс.ру б.	18248,7 3	16715,2 4	15879,4 8	15085,5 1	14331,2 3	13614,6 7	12933,9 4	12287,2 4	11672,8 8	11089,2 3	10534,7 7	10008,0 3
4.2	Затраты на закачку СПС и ЭС	тыс.ру б.	1510,00											
5	Налог на прибыль	тыс.ру б.	6981,21	6660,11	6327,11	6010,75	5710,22	5424,70	5153,47	4895,80	4651,01	4418,46	4197,53	3987,66
6	Поток денежной наличности	тыс.ру б.	29379,2 4	28027,9 8	26626,5 8	25295,2 5	24030,4 9	22828,9 6	21687,5 2	20603,1 4	19572,9 8	18594,3 3	17664,6 2	16781,3 9
7	НПДН	тыс.ру б.	29379,2 4	57407,2 2	84033,8 0	109329, 05	133359, 54	156188, 50	177876, 02	198479, 16	218052, 14	236646, 47	254311, 09	271092, 48
8	Коэф.дисконтирования		1	0,978	0,956	0,935	0,914	0,894	0,874	0,855	0,836	0,818	0,800	0,782
9	ДПДН	тыс.ру б.	29379,2 4	27407,8 8	25461,4 2	23653,1 9	21973,3 9	20412,8 7	18963,1 9	17616,4 6	16365,3 7	15203,1 3	14123,4 3	13120,4 1
10	ЧТС	тыс.ру б.	29379,2 4	56787,1 1	82248,5 3	105901, 72	127875, 11	148287, 98	167251, 17	184867, 63	201233, 00	216436, 13	230559, 56	243679, 97

Таблица 14 - Расчет потока денежной наличности и чистой текущей стоимости при увеличении налогов на 20%

№ п/п	Показатели	Ед. изм	2008 г.											
			январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
1	Количество операций	Скв./опер.	54											
2	Дополнительная добыча	тыс.т.	9,709	8,893	8,449	8,026	7,625	7,244	6,881	6,537	6,211	5,900	5,605	5,325
3	Прирост выручки	тыс.ру б.	56119,18	51403,34	48833,17	46391,51	44071,94	41868,34	39774,92	37786,18	35896,87	34102,02	32396,92	30777,08
4	Текущие затраты, в т.ч.	тыс.ру б.	19758,73	16715,24	15879,48	15085,51	14331,23	13614,67	12933,94	12287,24	11672,88	11089,23	10534,77	10008,03
4.1	Затраты на доп.добычу	тыс.ру б.	18248,73	16715,24	15879,48	15085,51	14331,23	13614,67	12933,94	12287,24	11672,88	11089,23	10534,77	10008,03
4.2	Затраты на закачку СПС и ЭС	тыс.ру б.	1510,00											
5	Налог на прибыль	тыс.ру б.	10471,81	9990,17	9490,66	9016,13	8565,32	8137,06	7730,20	7343,69	6976,51	6627,68	6296,30	5981,48
6	Поток денежной наличности	тыс.ру б.	25888,64	24697,92	23463,03	22289,87	21175,38	20116,61	19110,78	18155,24	17247,48	16385,11	15565,85	14787,56
7	НПДН	тыс.ру б.	25888,64	50586,56	74049,58	96339,46	117514,84	137631,45	156742,23	174897,47	192144,95	208530,06	224095,91	238883,47
8	Коэф.дисконтирования		1	0,978	0,956	0,935	0,914	0,894	0,874	0,855	0,836	0,818	0,800	0,782
9	ДПДН	тыс.ру б.	25888,64	24151,49	22436,30	20842,91	19362,69	17987,58	16710,14	15523,41	14420,97	13396,82	12445,40	11561,55
10	ЧТС	тыс.ру б.	25888,64	50040,13	72476,43	93319,34	112682,03	130669,61	147379,75	162903,16	177324,13	190720,94	203166,34	214727,89

В таблице 15 представлен анализ чувствительности проекта к ВОЗМОЖНЫМ ИЗМЕНЕНИЯМ.

Таблица 15 - Анализ чувствительности проекта к ВОЗМОЖНЫМ ИЗМЕНЕНИЯМ

Наименование варьируемого параметра	Базисный ЧТС	Изменённое значение ЧТС, тыс. р.	Разница	В %	Отношение изменения ЧТС (%) к изменению (%) параметра	Ранг параметра
Снижение объёма добычи нефти на 20%	229203,9291	190042,3484	-39161,58069	-17,0859116	0,85429558	1
Уменьшении цена на нефть 20%	229203,9291	160933,6007	-68270,32834	-29,78584557	1,489292278	3
Увеличение текущих затрат на 20%	229203,9291	214552,4738	-14651,4553	-6,392322925	0,319616146	2
Увеличение налогов на 20%	229203,9291	214727,8914	-14476,03762	-6,315789474	0,315789474	4

	-20%	0	20%
Объём добычи	-39161,58069	0	39161,58069
Текущие затраты	68270,32834	0	-68270,32834
Цена на нефть	-14651,4553	0	14651,4553
Налог	-14476,03762	0	14476,03762

Получающиеся данные можно использовать для построения «паукообразных» (лучевых) диаграмм (рисунок 9). На них серия графиков

показывает, как изменяются одни (зависимые) параметры финансово-экономической оценки при изменении одного из независимых показателей проекта.

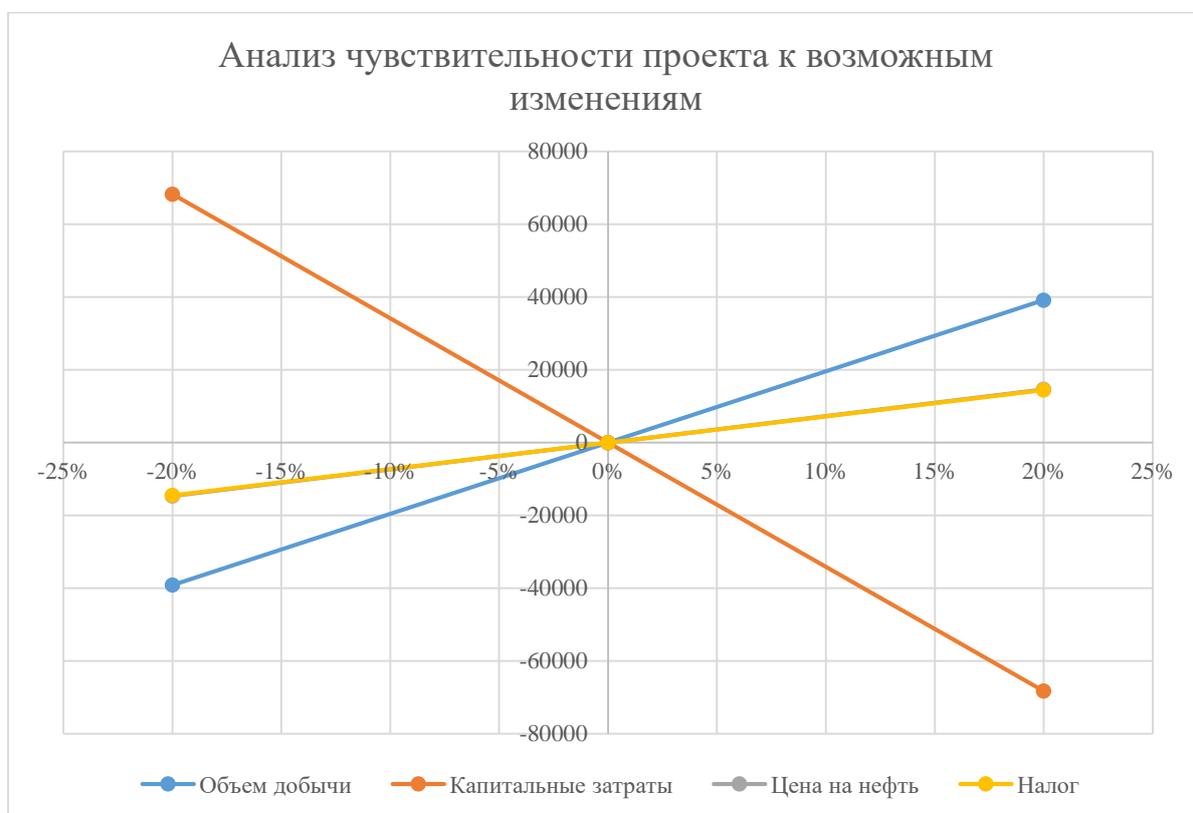


Рисунок 9 – Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям

Вывод к разделу:

Внедрение новых современных методов нефтеотдачи пластов имеет большое значение для рационального использования сырьевых, топливно-энергетических и других материальных ресурсов.

Результаты расчета накопленного потока денежной наличности (НПДН) и чистой текущей стоимости (ЧТС) показали, что проведение такого мероприятия, как закачка в пласт СПС и ЭС экономически выгодно, поскольку:

- | | |
|--|----------------------|
| 1) Прирост добычи нефти составил | 86,4тыс.тонн |
| 2) Накопленный поток денежной наличности | 254987,97 тыс.рублей |
| 3) Чистая текущая стоимость составила | 229203,93 тыс.рублей |

Проведя анализ чувствительности проекта к риску и построив диаграмму «Паук», определили, что внедрение такого мероприятия, как воздействие на пласт с целью повышения нефтеотдачи путем закачки в пласт СПС и ЭС, экономически выгодно.

Анализ чувствительности проекта к риску позволил выявить склонность проекта к риску при увеличении текущих затрат, но не на много значительнее остальных факторов, влияющий на проект.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Надворняк Вячеслав Юрьевич

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

Тема ВКР:

Анализ эффективности физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на Ватьеганском месторождении (ХМАО)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: Физико-химические МУН Область применения: Месторождения с трудноизвлекаемыми запасами
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	ГОСТ 12.1.007 - 76 ССБТ ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ ГОСТ 12.4.103-83 ССБТ ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: -пониженная температура воздуха рабочей зоны; -повышенный уровень шума и вибрации -Неудовлетворительное освещение Опасные факторы: -движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования -Пожаро- и взрывобезопасность на рабочем месте -Опасность утечки хим. веществ
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: выброс газа хим. веществ в атмосферу Гидросфера: разлив нефти и хим. веществ на воде Литосфера: загрязнение почвы хим. веществами

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: наводнения, ураганы, лесные пожары, возгорания ГСМ, нефтегазоводопроявления на скважине Наиболее типичная ЧС: утечка нефтепродуктов и химических веществ
--	---

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Надворняк Вячеслав Юрьевич		

5 Социальная ответственность.

Единая система управления промышленной безопасностью и охраной труда является составной частью комплексной системы управления производством и устанавливает единые требования к безопасной организации работ в области промышленной безопасности и охраны труда.

Объектом исследования данной работы являются физико-химические методы повышения нефтеотдачи пластов на Ватъеганском месторождении(ХМАО).

Руководители обязаны осуществлять организационно-технические и санитарно-гигиенические мероприятия по созданию и обеспечению промышленной безопасности, охраны труда, безопасных и здоровых условий труда на производственных объектах филиалов, обязаны контролировать соблюдение работниками установленных правил и норм безопасности, инструкций по охране (безопасности) труда.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Знание и соблюдение трудового и гражданского кодекса, а также налогового законодательства Российской Федерации является важной обязанностью технолога предприятия. При этом работу вахтовым методом строго регламентируют статьи 297-302 главы 47 трудового кодекса Российской Федерации [10]. В федеральных государственных учреждениях и органах порядок выплаты и размер надбавки за вахтовый метод работы устанавливаются нормативными правовыми актами Правительства Российской Федерации.

Лица до 18 лет, к проведению химической обработки не допускаются. Выполнение работ по интенсификации притока жидкости следует проводить лицам, прошедшим обучение и проверку знаний в соответствии с требованиями правил охраны труда, пожарной, промышленной и противоданной безопасности.

Инженерно-техническим работникам, занятым проведением работ по интенсификации притока жидкости с применением физико-химической обработки, для выявления пригодности к выполнению обязательно прохождение обязательных предварительного (при поступлении на работу) и периодических (в возрасте до двадцати одного года – ежегодные) медицинские осмотры. Работники могут проходить внеочередные медицинские осмотры (обследования) при наличии соответствующих медицинских рекомендаций. Допуск к работе лиц, не прошедших медицинский осмотр, осуществляется в соответствии с трудовым законодательством.

В пределах профессиональных обязанностей инженерно-техническим работникам и рабочим следует соблюдать правила трудового распорядка, в том числе производственную и трудовую дисциплину; выполнять требования инструкций по охране труда по профессиям и видам работ, производственной санитарии и пожарной безопасности; быстро и правильно ориентироваться в производственной обстановке, своевременно обнаруживать неисправности, знать и оперативно реагировать на первые признаки опасности.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ 12.2.049-80 [11]. Эргономические требования к производственному оборудованию должны устанавливать его соответствие антропометрическим, физиологическим, психофизиологическим и психологическим свойствам человека и обусловленным этими свойствами гигиеническим требованиям с целью сохранения здоровья человека и достижения высокой эффективности труда.

5.2 Производственная безопасность

Процессы, связанные с подготовкой, транспортировкой и закачиванием химических реагентов с целью увеличения нефтеотдачи включают в себя определенные опасные и вредные факторы, основные из которых перечислены в таблице 16

Таблица 16 - Возможные опасные и вредные факторы

Факторы	Этапы работы	Нормативные документы
	Эксплуатация	
1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	+	ГОСТ 12.1.007 - 76 ССБТ [1] ГН 2.2.5.3532-18 [2] ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [3]
2. Пожаро- и взрывобезопасность на рабочем месте	+	ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ [4]
3. Отсутствие или неудовлетворительное освещение	+	СП 52.13330.2016 [5]
4. Отклонение показателей климата рабочей зоны	+	СанПиН 2.2.4-548-96 [6] ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [1] ГОСТ 12.4.103-83 ССБТ [7]
5. Повышенный уровень шума и вибрации	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [8] ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [9]

5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов

5.3.1 Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны

Наибольшую опасность для организма представляет проникновение токсичных веществ через органы дыхания. Это обусловлено тем, что слизистая оболочка дыхательных органов обладает большой всасывающей способностью.

По степени воздействия на организм человека ГОСТ 12.1.007. -76 ССБТ подразделяет вредные вещества на четыре класса опасности [1].

Проводимые на Ватьеганском месторождении различные работы, несмотря на применение самых современных технологий и оборудования, в той или иной степени будут загрязнять окружающую среду токсичными веществами разной экологической значимости и воздействовать на обслуживающий персонал.

Основной продукцией скважин являются нефть и попутный газ. В результате длительного контакта с углеводородами у рабочих развиваются вегетативные нарушения. Они характеризуются повышенной утомляемостью, бессонницей, понижением тонуса капилляров. Постоянный контакт с предельными углеводородами вызывает покраснение, пигментацию кожи и зуд. Концентрация паров нефти от 100 мг./л. и выше опасно для жизни даже при вдыхании в течение 5-10 мин.

Немалую опасность представляет оксид углерода, ПДК которого составляет в воздухе рабочей зоны 20 мг/м³, а на рассматриваемом месторождении-8 мг/м³.

Предельно-допустимые концентрация пыли в воздухе составляет 6 мг/м³. При проектировании и эксплуатации необходимо руководствоваться ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [3].

5.3.2 Пожаро- и взрывобезопасность на рабочем месте

Нефтяная промышленность с точки зрения пожарной опасности характеризуется взрыво - и огнеопасностью нефти и газа. Эти свойства их особенно проявляются при высоких давлениях и температурах. Нефть относится к горючим жидкостям, способным самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.

Взрывоопасная смесь газов и паров нефти с воздухом относится к категории 2А группы ТЗ. В соответствии с ПУЭ кустовая площадка относится в зоне класса В-1г. Это характеризует объект как объект повышенной степени пожароопасности. Все производственные помещения должны быть обеспечены средствами пожаротушения. На промыслах применяются в основном порошковые и пенные огнетушители. К пенным относятся ОХП-10 и ОХП-14. Применяют воздушнопенные огнетушители типа ОВП-10. Порошковые огнетушители типа ОПС-6 и ОПС-10.

Чтобы избежать производственной опасности необходимо строгое соблюдение технологического регламента проведения работ, осуществлять постоянный контроль за техническим состоянием эксплуатационного оборудования. Обслуживающий персонал должен соблюдать трудовую и производственную дисциплину.

5.3.3 Отсутствие или неудовлетворительное освещение

При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности регулируется СП 52.13330.2016 [5].

При недостаточном освещении рабочей зоны у работника проявляется повышенная утомляемость, развивается близорукость и становится более затруднительным проведение длительных работ. Также низкий уровень освещенности вызывает общее недомогание и сонливость. Помимо этого, в таких условиях может развиваться чувство тревоги. При длительном пребывании в плохо освещенной рабочей зоне у работника могут возникать проблемы с обменом веществ и скоростью реакции. интенсивности обмена веществ в организме и ослаблением его реактивности.

И наоборот, слишком яркое освещение, нарушая механизм вечернего и ночного зрения, приводит к снижению работоспособности, излишней возбужденности нервной системы, понижению зрительных функций. Кроме этого, яркий свет может ослепить работника во время выполнения его обязанностей, что может сопровождаться фотоожогом глаз, кератитом, катарактой и подобными нарушениями.

В газодобывающей промышленности освещение зданий, помещений, сооружений, устройств и оборудования обязано удовлетворять правилам пожаро и взрывобезопасности.

Выбор вида освещения участков, цехов и вспомогательных помещений опасных производственных объектов должен производиться с учетом максимального использования естественного освещения.

5.3.4. Отклонение показателей климата рабочей зоны

Одна из главных особенностей условий труда при добыче нефти - это работа на открытом воздухе (кустах скважин, трассах трубопроводов). Поэтому важную роль играют метеорологические факторы, такие как: температура, влажность и скорость движения воздуха, естественные излучения. Для улучшения метеорологических условий в производственных помещениях применяют различные системы отопления, осуществляют вентиляцию и другие мероприятия. Метеорологические условия для рабочей зоны производственных помещений регламентируется в ГОСТ 12.1.005-88 СББТ и СанПиН 2.2.4-548-96 [3] [6]. Рабочим должна выдаваться специальная одежда в соответствии с ГОСТ 12.4.103-83 [7].

5.3.5 Повышенный уровень шума и вибрации

Некоторые производственные процессы сопровождаются значительным шумом и вибрацией. Источники интенсивного шума и вибрации-машины и механизмы с неуравновешенными вращающимися массами, а также технические установки и аппараты, в которых движение газов и жидкостей происходит с большими скоростями и имеет пульсирующий характер. Обычно параметры шума и вибрации оцениваются в октавных полосах. Среднегеометрические частоты октавных полос стандартизированы ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [8]. Допустимые уровни вибрации регламентирует ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [9].

Отрицательное действие шума на организм человека в наибольшей степени сказывается на органах слуха и центральной нервной системе. Даже незначительный шум (50-60 дБА) создает значительную нагрузку на нервную систему, воздействует на нее психологически. Отсутствие необходимой

тишины, особенно в ночное время, приводит к преждевременной усталости, а иногда и к заболеваниям. Длительное воздействие сильного шума (более 80 дБА) вызывает общее утомление, снижает слуховую чувствительность, может привести к профессиональной тугоухости и даже к шумовой травме (при уровнях более 120 дБА). При этом у пострадавших отмечаются головокружение, шум и боль в ушах, может лопнуть барабанная перепонка.

Однако производственный шум негативно влияет не только на органы слуха. При уровне шума более 90 дБА наблюдается повышение давления, головокружение и боли в голове, изменения ритма сердцебиения и дыхания, снижение остроты зрения. Его действие может приводить к замедлению скорости реакций и ослаблению внимания. Такие изменения в условиях газодобывающего промысла увеличивают риск возникновения чрезвычайных ситуаций. Также имеет место рост заболеваемости персонала, снижение производительности и трудоспособности.

Вибрация вызывает в организме человека многочисленные реакции, которые являются причиной функциональных расстройств различных органов. Под воздействием вибрации происходят изменения в периферической и центральной нервной системах, сердечно-сосудистой системе, опорнодвигательном аппарате. Вредное воздействие вибрации выражается в виде повышенного утомления, головной боли, болях в суставах костей и пальцах рук, повышенной раздражительности, нарушении координации движения. В отдельных случаях длительное воздействие интенсивных вибраций приводит к развитию «вибрационной болезни», ведущей к частичной или полной потере трудоспособности.

К коллективным средствам защиты от шума и вибрации относят устройства: звукоизолирующие, звукопоглощающие, глушители шума, виброизолирующие, виброгасящие и вибропоглощающие.

5.4 Экологическая безопасность

При эксплуатации месторождений, проведении химической обработки скважин в основу всех технологических процессов заложены мероприятия по охране недр и окружающей среды. Целью таких мероприятий является увеличение объема извлекаемых запасов, более полное использование горючих ископаемых, создание безаварийности производства и обеспечение высокой эффективности. При осуществлении природоохранных мероприятий должны учитываться специфические особенности процесса интенсификации притока жидкости. Технические средства и технологии должны учитывать природноклиматические условия района ведения работ и быть направлены на исключение загрязнения или сведение его к минимуму.

5.4.1 Мероприятия по охране атмосферы

Охрана воздушной среды в нефтяной промышленности проводится, главным образом, в направлении борьбы с потерями нефти за счет уменьшения испарения ее при сборе, транспортировке, подготовке и хранении. Для этого проектируются герметизированные системы сбора нефти и антикоррозионные наружные и внутренние покрытия трубопроводов и емкостей, устанавливаются непримерзающие клапаны, расширяется применение резервуаров с понтонами или плавающими крышами и другие технические решения. С целью уменьшения вредных выбросов в атмосферу сокращается сжигание нефтяного газа в факелах.

5.4.2 Мероприятия по охране гидросферы

Современная технология крепления скважин в процессе бурения несовершенна и не обеспечивает надёжного разобщения пластов за обсадной колонной. По этой причине, происходят перетоки флюидов из высоконапорных пластов в низконапорные, т.е. чаще всего снизу-вверх. Витоге резко ухудшается качество всей гидросферы.

Основной мерой предотвращения загрязнения пресных вод продукцией добывающих скважин на нефтяных промыслах является использование

закрытой, полностью герметизированной системы сбора, первичной обработки и транспорта всей продукции, включая нефть, газ и попутную воду.

Важным мероприятием служит полная утилизация всех попутных вод путем закачки их в нефтеносные пласты или в глубокие поглощающие горизонты.

Важным мероприятием по предотвращению истощения пресноводных горизонтов является использование соленых вод более глубоких горизонтов для технического водоснабжения буровых и для заводнения нефтяных пластов.

5.4.3 Мероприятия по охране литосферы

Основными источниками загрязнения почв в нефтегазовом строительстве являются нефтепродукты (ГСМ), проливаемые на землю при заправках или ремонте техники, промышленные и бытовые стоки, еще нередко сбрасываемые на стройплощадках и базах на рельеф, а также отходы стройматериалов и твердые бытовые отходы.

В целях рационального использования недр и их охраны от негативного воздействия предусматривается:

- использование при строительстве новых скважин малотоксичных химреагентов IV класса опасности;
- изоляция водоносных и нефтегазоносных пластов цементированием заколонного пространства;
- закачка в продуктивные нефтяные пласты минерализованной воды взамен изымаемой из пласта нефти;
- изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных пластов;
- сбор и обезвреживание отходов буровых работ;
- осуществление консервации или ликвидации скважин по индивидуальному плану, согласованному с местными органами Госгортехнадзора и военизированным отрядом по предупреждению и ликвидации открытых фонтанов.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

К сожалению, даже в наше время не редки случаи чрезвычайных ситуаций на нефтяных месторождениях. Действие ЧС на человека, и окружающую среду, чрезвычайно велико. Человек возможно получит глубокие травмы, а окружающая среда может подвергнуться сильному загрязнению.

Проектирование, строительство и эксплуатация промышленных трубопроводов должны осуществляться в соответствии с требованиями ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [12], ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» [13], ПБ 07-601-03 «Правила охраны недр» [14], Постановление Госгортехнадзора РФ от 06.06.03 г. No 71, Постановление Госгортехнадзора России от 10.06.03 г. No 80.

Планы ликвидации аварий должны включать: постановку первоочередных задач; перечисление необходимых экстренных действий; определение порядка отчетности, связи; подготовку и обучение персонала, выделенного на ликвидацию аварий; документирование всех предпринимаемых действий;

На месторождении могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации:

а) Природного характера:

- паводковые наводнения
- лесные и торфяные пожары
- ураганы
- метели и снежные заносы

б) Техногенного характера:

- прекращение подачи электроэнергии;
- пожар на объекте;
- нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности,

утечки нефтепродуктов и химических веществ, возможности отравления продуктами горения, пожару, взрыву.

Наиболее типичной чрезвычайной ситуацией для исследуемого процесса является утечка нефтепродуктов и химических веществ, а в следствие возможно химическое отравление или возгорание.

Действия производственного персонала по спасению людей, ликвидации аварийных ситуаций и аварий:

- Сообщить об аварии непосредственному руководителю;
- Оповестить об аварии руководителей и специалистов согласно списку оповещения;
- Оценив обстановку, в зависимости от степени опасности, дать распоряжение о вызове требуемых для ликвидации специалистов;
- Определить опасную зону. Вывести людей, не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии из опасной зоны. Выставить посты, предупредительные знаки на путях возможного появления людей и техники. Оказать первую помощь пострадавшим;
- Вывести технику за пределы территории куста скважин или заглушить;
- Отсечь аварийный участок, закрыть задвижки на скважине и в АГЗУ, произвести сброс давления с поврежденного участка;
- Приступить к ремонтно-восстановительным работам;
- При возникновении открытого фонтана вызвать аварийную бригаду по ликвидации открытых фонтанов. Дальнейшие работы производить под руководством штаба по ликвидации открытых фонтанов.

Вывод к разделу:

Таким образом, работы, связанные с химической обработкой скважин, должны выполняться в строгом соответствии с требованиями и правилами нефтяной и газовой промышленности.

Их соблюдение позволит обеспечить требуемый уровень промышленной безопасности и минимизировать негативное воздействие на окружающую среду.

Важным аспектом рассматриваемых работ, является качество подготовки персонала и контроль со стороны предприятия, за соблюдением правил.

Заключение

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пласта на Ватъеганском месторождении. С помощью данных технологий увеличивается охват пласта заводнением, что приводит к увеличению нефтеотдачи.

На месторождении применяются различные технологии для повышения коэффициента извлечения нефти закачка осадкогелеобразующих составов, заводнение с применением ПАВ. Но наиболее эффективной и рентабельной технологией является заводнение с использованием сшитого полимерного состава и эмульсионных систем.

Для максимального эффекта от технологии необходимо подбирать состав полимерного раствора для конкретных условий. Также важно соблюдать технологический режим подготовки раствора и режим закачки в пласт. Эффективность применения технологии зависит от нескольких факторов: вязкости нефти в пластовых условиях; характеристики пласта – тип коллектора, проницаемость и минерализация воды.

Была рассчитана экономическая эффективность применения технологии закачки СПС и ЭС. Также был произведен анализ чувствительности проекта к возможным изменениям. Проекта чувствителен к риску при увеличении текущих затрат, но не на много значительно больше остальных факторов, влияющих на проект.

Были рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ по закачке полимерного раствора в пласт, которые позволяют избежать наступления вредных и опасных производственных факторов. Также были рекомендованы мероприятия по их устранению. При использовании физико-химических МУН возможно загрязнение окружающей среды, поэтому также нужно уделять должное внимание экологической безопасности.

Список литературы

1. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями N 1, 2)
2. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
3. ОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1)
4. ОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1)
5. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* (с Изменением N 1)
6. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
7. ГОСТ 12.4.103-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Одежда специальная защитная, средства индивидуальной защиты ног и рук. Классификация
8. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (Переиздание)
9. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования
10. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020)
11. ГОСТ 12.2.049-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие эргономические требования
12. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»

13. ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»
14. ПБ 07-601-03 «Правила охраны недр»
15. Юрчук А.М., Истомин А.З. «Расчеты в добыче нефти» // «Недра» - 1979г - 270с.
16. Алиев З.З., «Повышение эффективности эксплуатации глубоких скважин штанговыми установками (на примере Ватъеганского месторождения) // Диссертация- 2010 г. – 118 с.
17. Мурзабулатов Н.К «Гидрогеологические особенности Ватъеганского нефтяного месторождения» // сборник научных трудов по материалам XI Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых: в 3 т. Пермский государственный национальный исследовательский университет. - Том. 2 – 2018 г. – 157-160 с.
18. Ханты-Мансийский Центр по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ugrameteo.ru/klimatUgra.php#:~:text=Абсолютный%20максимум%20температуры%20воздуха%20на,34%2C%2B39%20%C>
19. Аксенова А. А. Твердые полезные ископаемые Ханты-Мансийской части Северного и Приполярного Урала // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ]. — 2002. — Т. 305, вып. 6 : Геология, поиски и разведка полезных ископаемых Сибири. — [С. 117-127].
20. Каримов Р.М., «Влияние особенностей геологического строения и формирования залежей на эффективность выработки запасов основных продуктивных пластов Повховского и Ватъеганского месторождений» // Диссертация – Уфа – 2002 г. – 171 с.
21. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» // Под ред. Э.А. Ахпателова и др. – Екатеринбург: «ИздатНаукаСервис», 2004. – 413 с.

22. Хафизов Ф.З. «Анализ запасов нефти» // под ред. А.Э. Конторович – изд.: Тюменский индустриальный университет – г. Тюмень – 2015 – 360 с.
23. Авторский надзор за разработкой Ватьеганского месторождения. Тюмень СибНИИ НП 1989-1990 г.г.
24. Технологическая схема разработки Ватьеганского месторождения. – Тюмень: СибНИИ НП, 1985.
25. ООО «Лукойл-инжиниринг» «Зональное изменение фильтрационно-емкостных свойств пород Ватьеганского месторождения по результатам исследования керна» // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016 г. – 6(34) – 22-24 с.
26. Мурзабулатов Н.К. «Гидрогеологические особенности Ватьеганского нефтяного месторождения» // Геология в развивающемся мире. – 2018 г. – 157-160 с.
27. История создания ООО «Лукойл-Западная Сибирь» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://zs.lukoil.ru/ru/About/History>
28. Гладков Е.А. «Оптимизация третичных МУН для месторождений с длительной историей разработки» / Национальный исследовательский Томский политехнический университет // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014 г. – 3 – 58-67 с.
29. Вайншток С.М., Калинин В.В., Тарасюк В.М., Некрасов В.И. «Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений Когалымского региона» М.: Издательство академии горных наук, 1999. – 319 с.: ил.
30. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. – М.: Наука, 2000. – 414 с.
31. Русских К.Г., Лозин Е.В., Мурзагулов Г.Г., Загиров Р.Р., Шувалов А.В. «Лабораторные исследования эффективности применения осадкогелеобразующих технологий для извлечения остаточной

нефти» / ЗАО "Издательство "Нефтяное хозяйство" (Москва) //
Нефтяное хозяйство – 2011 – 12 – 104-107 с.

Приложение А

Свойства пластовой нефти Ватъеганского месторождения (однократное разгазирование). Пласт АВ₁₋₂

Наименование	Количество исследованных скважин	Диапазон измерения	Среднее значение
Пластовое давление, МПа	7	18,9-19,5	19,2
Пластовая температура, °С	7	62-66	65
Давление насыщения, Мпа	7	4,2-10,9	6,9
Газосодержание, м ³ /т	7	23,56-52,10	37,17
Объемный коэффициент	7	1,046-1,128	1,1016
Плотность нефти, кг/м ³	7	796,3-848,2	815
Вязкость нефти, мПа*сек	7	2,16-3,78	2,78
Коэффициент объемной упругости, (1/Мпа)х10 ⁻⁴	6	7,59-12,4	10,1

Свойства пластовой нефти Ватъеганского месторождения (ступенчатая сепарация). Пласт АВ₁₋₂

Наименование	Количество исследованных скважин	Диапазон измерения	Среднее значение
Пластовое давление, Мпа	5	18,9-19,4	19,2
Пластовая температура, °С	5	64-66	65,3
Давление насыщения, Мпа	4	4,7-9,6	7,8
Газосодержание, м ³ /т	10	23,3-44,92	33,6
Газовый фактор при условии сепарации, м ³ /т	5	20,99-44,92	33,08
Плотность нефти, кг/м ³	5	802,0-827,0	813,5
Объемный коэффициент при условии сепарации	5	20,99-44,92	33,08
Коэффициент объемной упругости, (1/Мпа)х10 ⁻⁴	2	9,67-10,0	9,835

Продолжение приложения А.

Физико-химические свойства и состав разгазированной нефти

Ватьеганского месторождения. Пласт АВ₁₋₂

Наименование	Количество исследован ных скважин	Диапазон измерения	Среднее значение	
Плотность, кг/м ³	21	852-898	870,0	
Вязкость, мПа*сек при 20°С при 50°С	21	6,45-43,66	17,9	
	21	3,48-12,52	6,9	
Молярный вес	21	182-316	233,9	
Температура застывания, °С	--	--	--	
Температура насыщения нефти парафином, °С			-14	
Массовое содержание, % серы смола асфальтенов парафинов селикагелевых	21	0,64-1,04	0,84	
	21	21	4,81-11,5	7,55
	21		1,07-5,54	2,5
	21		1,21-3,99	2,76
Начало кипения нефти, °С	--	--	--	
Фракционный состав до 100°С	--	--	--	
Массовое содержание фракций, до 150 °С до 200 °С до 250 °С до 300 °С	21		11,1	
	21		20,9	
	21		30,7	
	21		43,3	

Приложение Б

Свойства пластовых вод Ватьеганского месторождения

Группа пластов	Количество исследованных скважин	Минерализация (г/л)	Плотность (г/см ³)
АВ	9	20,5-23,4	1,014-1,017
БВ		16,5-16,8	1,011-1,010
Ач	3	15,8	1,009
Ю	5	25,1	1,018

Приложение В

Сравнение проектных и фактических показателей разработки объекта АВ1-2

Показатели	Годы			
	1998		1999	
	Проект	Факт	Проект	Факт
Добыча нефти всего, тыс.т/год	8581,4	6832,9	8501,3	8071,489
в том числе: из переходящих скважин		6655,4	8501,3	7962,312
из новых скважин		177,5	0	109,177
Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	98635,1	87967,0	107719	96132,303
Накопленная добыча нефти, тыс.т	99635	88048	107719	96132,303
Добыча нефтяного газа, млн.м ³ /год	283,19	225,485		173,8
Накопленная добыча газа, млн.м ³	2413	2521,2		412,6
Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	33	64,7	50,5	68,1
Добыча жидкости всего, тыс.т/год	12813	19341,1	17174,3	25332,508
Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	93110,3	127156,4	169978	177310,049
Закачка рабочего агента, тыс.м ³ (год)	25113	23886	25226	26650,055
Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м ³	0	188936	0	218359,066
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2566	1839	2689	2178
Ввод новых добывающих скважин	0	25	0	33
Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт	1272	502	1294	532
Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	0	472	0	491
Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0	23,6	0	25
Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0	82,9	0	67,1
Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	129,6	0	132,3
Средняя глубина новой скажины, м	0	2295	0	2299
Средняя приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	0	173,4	0	171,2
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0	0,1	0	0
Компенсация отбора: текущая, %	132	95,9	131,0	96,8
Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	32,2	25,2	34,5	27,3
Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2,84	2,4	2,72	2,3
Темп отбора от текущих утвержденных запасов, %	0	3	0	3,1

Продолжение приложения В.

Показатели	Годы			
	2000		2001	
	Проект	Факт	Проект	Факт
Добыча нефти всего, тыс.т/год	8083,8	8145,027	7626,5	7993,522
в том числе: из переходящих скважин	8065,9	7858,103	7616,1	7704,907
из новых скважин	179	286,924	104	288,615
Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	115802,7	104277,3	123429	112270,852
Накопленная добыча нефти, тыс.т	115802,7	104277,3	123429	112270,852
Добыча нефтяного газа, млн.м ³ /год		196,1		201,6
Накопленная добыча газа, млн.м ³		608,7		810,3
Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	53,5	72,2	56,0	74,5
Добыча жидкости всего, тыс.т/год	17384,5	29312,84	17333	31303,092
Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	187362,9	206622,9	204696	237925,976
Закачка рабочего агента, тыс.м ³ (год)	25347	29423,4	25115,8	32528,848
Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м ³	0	247782,5	300516	280311,315
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2328	2067	2299	2177
Ввод новых добывающих скважин	4	71	4	101
Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт	1314	559	1343	588
Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	0	508	1195	517
Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	28	28,7	16,2	19,6
Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	31,6	51,3	18,8	31,9
Среднее число дней работы новой скважины, дни	160,0	141,0	160,0	145,7
Средняя глубина новой скажины, м	2314	2293	0	2376
Средняя приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	0,0	170,1	62,5	182,4
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0	0	0,138	0,12
Компенсация отбора: текущая, %	0,0	93,2	131,0	96,9
Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	37,1	29,6	39,6	31,6
Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2,59	2,3	2,4	2,2
Темп отбора от текущих утвержденных запасов, %	0	3,2	0	3,2

Продолжение приложения В.

Показатели	Годы			
	2002		2003	
	Проект	Факт	Проект	Факт
Добыча нефти всего, тыс.т/год	7795,4	7887,448	7786,5	7954,719
в том числе: из переходящих скважин	7496	7428,59	7449,4	7740,895
из новых скважин	299,4	458,858	337	213,824
Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	120073,8	120158,3	127853	128113,019
Накопленная добыча нефти, тыс.т	120073,8	120158,3	127853	128113,019
Добыча нефтяного газа, млн.м ³ /год		182,8		163,4
Накопленная добыча газа, млн.м ³		993,1		1156,5
Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	76,1	75,3	76,4	75,9
Добыча жидкости всего, тыс.т/год	32557,8	31887,19	32928,1	32957,783
Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	237923,1	269813,2	303409	302768,087
Закачка рабочего агента, тыс.м ³ (год)	30500,8	34240,85	30923,7	36559,814
Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м ³	314294,7	314552,2	344745	351111,98
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2246	2243	2261	2185
Ввод новых добывающих скважин	96	105	96	49
Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт	596	605	638	631
Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	537	557	572	599
Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	19,5	23,8	21,9	28,4
Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	37,6	29,6	41,1	37,4
Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	183,9	160	153,5
Средняя глубина новой скажины, м	2477	2429	2518	2641,9
Средняя приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	0,0	179,3	147,4	180,4
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,118	0,13	0,126	0,139
Компенсация отбора: текущая, %	87,5	100,1	87,8	103,5
Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	37,2	39,1	39,7	42,5
Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2,4	2,6	2,4	2,6
Темп отбора от текущих утвержденных запасов, %	3,9	4,1	4	4,4

Продолжение приложения В.

Показатели	Годы			
	2004		2005	
	Проект	Факт	Проект	Факт
Добыча нефти всего, тыс. т/год	7782,2	8057,955	7773,1	8175,222
в том числе: из переходящих скважин	7532,2	7963,99	7406	8131,336
из новых скважин	250	93,965	367,2	43,886
Добыча нефти с начала разработки, тыс. т.	135635	136171	143408	144346,196
Накопленная добыча нефти, тыс. т	135635	136171	143408	144346,196
Добыча нефтяного газа, млн. м ³ /год	240,3	199,4	254,8	215,3
Накопленная добыча газа, млн. м ³	1332,7	1648,2	1587,4	1847,6
Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	77,1	78,4	77,7	80,803
Добыча жидкости всего, тыс. т/год	34017,3	37369,96	34782,4	42586,278
Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т.	337426,3	340138,1	372209	382724,328
Закачка рабочего агента, тыс. м ³ (год)	32234,9	38990,6	33811,3	42117,4
Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. м ³	376980,3	390102,6	410792	432219,98
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2294	2144	2324	2167
Ввод новых добывающих скважин	97	20	115	14
Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт	681	661	731	693
Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	612	623	658	652
Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	16,1	19,9	20	28,8
Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	27,5	39,6	34,4	42,111
Среднее число дней работы новой скважины, дни	160	236,1	160	108,9
Средняя глубина новой скажины, м	2421	2892	2546	2822
Средняя приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	144	181,4	140,7	195,950
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,134	0,147	0,141	0,156
Компенсация отбора: текущая, %	88,8	98,0	91,2	93,481
Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	42,1	45,2	44,5	47,565
Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2,4	2,7	2,4	2,694
Темп отбора от текущих утвержденных запасов, %	4,2	4,7	4,3	4,887

Продолжение приложения В.

Показатели	Годы					
	2006		2007		2008	
	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт
Добыча нефти всего, тыс.т/год	8326,6	8343,95	8099.0	8086,13	7617.4	7625,615
в том числе: из переходящих скважин	8087,3	8053,82	7826.3	7821,06	7306.1	7274,6
из новых скважин	239,3	290,14	272.7	265,07	311.2	351,015
Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	152665,0	152690,1	160789	160776,28	168406,0	168401,9
Накопленная добыча нефти, тыс.т	152665,0	152690,1	160789	160776,28	168406,0	168401,9
Добыча нефтяного газа, млн.м ³ /год	266,6	220,1	275,8	227,9	283,19	225,485
Накопленная добыча газа, млн.м ³	1854	2067,8	2129,8	2295,6	2413	2521,2
Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	81,9	81,78336	83.0	82,97	84.9	85,0
Добыча жидкости всего, тыс.т/год	45913,8	45804,01	47675.3	47474,25	50330.2	50975,2
Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	428591,2	428528,3	476204	476002,59	526534,0	526977,8
Закачка рабочего агента, тыс.м ³ (год)	44807,5	44470,87	49184.5	48799,95	52651.5	51103,3
Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м ³	480088,6	476690,9	525875	525490,8	578527,0	576594,1
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	2339	2108	2127	2082	2217,0	2136,0
Ввод новых добывающих скважин	75	75	75	76	77	87
Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт	729	720	743	746	817,0	760,0
Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	690	667	690	661	764,0	685,0
Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	19,9	28,2	19,1	18,06	25,3	26,8
Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	29,576	46,96079	33.1	32,47	36.4	36,6
Среднее число дней работы новой скважины, дни	160	137,1	190.7	193,14	160.0	150,3
Средняя глубина новой скажины, м	2779	2879	2648.0	2750,01	3006.9	2970,0
Средняя приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	193,1	206,8996	208.4	227,04	208.2	219,5
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,2	0,166227	0.177	0,18	0.185	0,182
Компенсация отбора: текущая, %	93,97	92,71302	98.3	98,73	100.1	96,9
Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	47,3	51,01371	54.3	54,30	56.9	55,9
Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2,6	2,78771	2,7	2,73	2,6	2,5
Темп отбора от текущих утвержденных запасов, %	4,7	5,384383	5,6	5,64	5,6	5,4

Приложение Г

Диапазон значений геолого-физических параметров пластов на участках применения физико - химических МУН [29]

Метод с использованием	Тип коллектора	$K_{пр}$	μ_n	$T, ^\circ C$	$H, м$	$h_{нн}, м$
		$мкм^2$	$мПа*с$			
Мицелярных растворов	Терригенный	0,058-0,861	3,4-11,7	32-38	1300-1700	1,1-7,55
Полимеров	Терригенный, карбонатный	0,153-1,753	0,86-75	24-57	600-2760	2-20,4
Щелочей	Терригенный, карбонатный	0,0625-1,233	1-49	26-80	800-2470	4-46
ПАВ	Терригенный, карбонатный	0,005-0,38	1,1-31	29-91	960-3500	2,1-68,5
Кислот	Терригенный, карбонатный	0,244-1,6	3,7-38	22-40	1025-1920	2,1-13,3