

Министерство образования и науки Российской Федерации

федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт: Природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Кафедра: Геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы	
«Методы повышения нефтеотдачи пластов на П..месторождении (ХМАО)»	

УДК 622.276.6(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Кирдин Юрий Андреевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Гладких М.А.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Вазим А.А	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е.Н	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой	Чернова О.С.	к.г.—м.н., доцент		

Томск – 2017г.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА
21.03.01 Нефтегазовое дело

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, ОК–8) (ЕАС–4.2a) (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), (АВЕТ3e)
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)

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
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 образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт: Природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Кафедра: Разработки и эксплуатации нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой
_____ Чернова О.С.
(Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Кирдин Юрий Андреевич

Тема работы:

«Методы повышения нефтеотдачи пластов на П.. нефтяном месторождении (ХМАО)»
Утверждена приказом директора

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов геолого–технического отдела, фондовая и периодическая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Общие сведения о месторождении 2. Геолого–физическая характеристика П.. месторождения 3. Методы увеличения нефтеотдачи пластов 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность
Перечень графического материала	1. Обзорная карта района работ 2. Карта-схема развития коллекторов и кровли быстринских глин северной части П.. месторождения 3. Распределение различных зон по длине пласта при ТГВ 4. зависимость времени воспламенения от начальной пластовой температуры 5. Динамика нефтеизвлечения на одном из участков П..

	6. Схема расстановки оборудования при ТГВ 7. Схема установки компримирования воздуха 8. Зависимость объема прогретой породы и ВВО 9. Накопленная добыча нефти при разном содержании окислителя в рабочем агенте 10. Накопленная добыча нефти при комплексном регулировании параметров ТГВ
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Вазим А.А
Социальная ответственность	Грязнова Е.Н
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Гладких М.А.			10.02.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Кирдин Ю.А.		10.02.2016

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Кирдину Юрию Андреевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ГРHM
Уровень образования	Бакалавр	Направление подготовки	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально–технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Рабочая документация, локальные сметы затрат на проведение ТГВ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Принять нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Действующая система налогообложения.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка финансовой составляющей инженерных решений (ИР)	Определить объем и стоимость работ по проведению ТГВ.
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Выявить, эффективность проведение ТГВ на месторождении.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Вазим А.А.	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Кирдину Юрию Андреевичу		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Кирдину Юрию Андреевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление подготовки	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования данной работы является кустовая площадка П.. нефтяного месторождения, на которой работает установка термогазового воздействия (ТГВ), применяемая для увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – физико–химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно–технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т. ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);	1. Производственная безопасность 1.1 Проанализировать вредные и опасные факторы. 1.2 Вредные факторы: -превышение уровня шума; -превышение уровня вибрации; -отклонение показателей климата на открытом воздухе; 1.3 Опасные факторы: -пожарная безопасность; -электробезопасность; -аппараты под давлением; Разработать рекомендации по обеспечению защиты от вредных и опасных производственных факторов.
---	---

– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).	
2. Экологическая безопасность: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	2.1 Анализ влияния термогазового воздействия на окружающую среду 2.2 Мероприятия по защите окружающей среды
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	3.1 Анализ вероятных ЧС на месте проведения работ. 3.2 Мероприятия по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	4.1 Организационные мероприятия. 4.2 Специальные правовые нормы трудового законодательства. 4.3 Особенности законодательного регулирования.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Елена Николаевна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Кирдину Юрию Андреевичу		

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

Институт: Природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Кафедра: Геологии и разработки нефтяных месторождений

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ–ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Характеристика П.. нефтяного месторождения	10
	Применение методов повышения нефтеотдачи для извлечения нефти из пластов	20
	Метод термогазового воздействия на пласт	30
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение при расчете эффективности ТГВ	15
	Социальная ответственность при работе оператора ДНГ с установкой ТГВ на П..месторождении в условиях кустовой площадки	15
	Оформление работы	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Гладких М.А.			

СОГЛАСОВАНО:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой	Чернова О.С.	к.г—м.н., доцент		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 98 страницы, 12 рисунков, 7 таблиц, 25 источника.

Ключевые слова: месторождение, пласт, повышение нефтеотдачи, термогазовое воздействие, водовоздушное отношение, окисление нефти, компрессорная установка.

Объектом исследования является П.. месторождения ХМАО-Югра.

Цель работы – рассмотрение современных методов увеличения нефтеотдачи пластов и изучение термогазового воздействия.

В работе представлена классификация методов увеличения нефтеотдачи, процесс термогазового воздействия на пласт, установка ТГВ, параметры для регулирования воздействия, сведения о геолого-физических характеристиках П.. месторождения.

В процессе работы предложено внедрение термогазового воздействия на пласты и проанализированы лабораторные исследования на кернях месторождения.

В экономической части работы рассчитана экономическая эффективность внедрения ТГВ на опытном участке месторождения.

Для выполнения выпускной квалификационной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word расчеты и графики в – Microsoft Excel, презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

Список сокращений

КИН – коэффициент извлечения нефти;
МУН – методы увеличения нефтеотдачи;
ТГВ – термогазовое воздействие;
УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;
УПР – условно постоянный режим;
ППД – поддержание пластового давления;
ГРП – гидравлический разрыв пласта;
ПАВ – поверхностно активные вещества;
ПАА – полиакриламид;
ПДС - полидисперсные системы;
ВГ – внутрипластовое горение;
ВВО – водовоздушное отношение;
ТГС – термогазовая смесь.

Оглавление

Введение	14
1 ХАРАКТЕРИСТИКА П.. НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	16
1.1 Общие сведения П.. нефтяного месторождения.....	16
1.2 Краткая геолого-физическая характеристика продуктивных пластов	18
1.3 Стратиграфия и геология	19
1.4 Тектоника	23
1.5 Свойства и состав пластовых флюидов.....	25
1.5.1 Свойства нефти и растворенного газа	25
1.5.2 Свойства пластовых вод	25
1.6 Запасы нефти и газа.....	25
1.7 Состояние разработки месторождения.....	27
2 ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ДЛЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТОВ	29
2.1 Основные факторы, влияющие на полноту извлечение нефти из пласта	29
2.2 Классификация современных методов повышения нефтеотдачи пластов	30
2.2.1 Газовые методы	31
2.2.2 Тепловые методы	34
2.2.3 Химические методы	36
2.3 Критерии применения методов повышения нефтеотдачи пластов	40
2.3.1 Геолого-физические критерии	41
2.3.3 Величина запасов нефти.....	42
2.3.4 Система разработки залежи	43
2.3.5 Стадия применения метода	43
2.3.6 Нефтевытесняющая способность агента	43
2.3.7 Ресурсы реагентов.....	44
2.3.8 Техническая оснащенность	44
3 МЕТОД ТЕРМОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ	45
3.1 Физико-химические основы технологии термогазового воздействия на пласт	46
3.2 Экспериментальные исследования термогазового воздействия на пласт на участке П..месторождения.....	51

3.3 Физико-геологические условия участка, предлагаемого для опытно-промышленных работ.....	54
3.4 Технология и оборудование для проведения работ	55
3.5 Контроль параметров термогазового воздействия на примере П..месторождения	58
3.5.1 Водовоздушное отношение.....	58
3.5.2 Регулирования темпа закачки	61
3.5.3 Содержание окислителя в рабочем агенте.....	62
3.5.4 Комплексное регулирование параметров ТГВ.....	62
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	64
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ РАБОТЕ ОПЕРАТОРА С УСТАНОВКОЙ ТЕРМГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ.....	72
5.1 Производственная безопасность.....	72
5.1.1 Анализ вредных и опасных факторов.....	72
5.1.2 Вредные факторы	73
5.1.3 Опасные факторы	76
5.2 Экологическая безопасность.....	80
5.2.1 Анализ влияния термогазового воздействия на окружающую среду	80
5.2.2 Мероприятия по защите окружающей среды	83
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	84
5.3.1 Анализ вероятных ЧС на П.. месторождении.....	84
5.3.2 Мероприятия по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС.....	85
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	85
5.4.1 Организационные мероприятия	85
5.4.2 Специальные правовые нормы трудового законодательства	87
5.4.3 Особенности законодательного регулирования	87
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	89
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	91

Введение

В настоящее время в России все большее количество запасов нефти относят к категории трудноизвлекаемым. Основная часть нефти извлекается из неоднородных, с высокой степенью расчлененности коллекторов. Также большая часть нефти относится к так называемой «тяжелой» нефти, с высокой вязкостью и с высоким содержанием различных нежелательных примесей. Наблюдается и рост обводненности продукции. Эти факторы предопределили низкий коэффициент извлечения нефти (КИН). Все это снижает рентабельность добычи нефти. Исходя из всего этого, поиск новых методов увеличения нефтеотдачи (МУН) является актуальной проблемой нефтегазовой отрасли.

Решение проблемы низкого коэффициента извлечения нефти представляется в применение третичных методов повышения нефтеотдачи. Правильно подобранный метод под заданные условия месторождения, позволит вовлечь в разработку ранее не затронутые запасы.

Существует множество методов повышения нефтеотдачи пластов, которые основаны на различных процессах, происходящих в пласте. Одним из перспективных методов является термогазовое воздействие (ТГВ), которое является совокупностью тепловых и газовых методов. Впервые данный метод был предложен в 1971 году, но не получал большого распространения. И только сейчас начинается активное изучение и внедрение на месторождения.

П.. месторождение является одним из самых уникальных месторождений, с оцененными запасами в 5 млрд тонн нефти. Коллектора данного месторождения являются высоконеоднородными, с высокой степенью расчлененности. Коэффициент извлечения составляет приблизительно 27%. Актуальным является применение на месторождении

методов увеличения нефтеотдачи, в том числе и термогазовое воздействие, которые позволят увеличить коэффициент извлечения нефти. Термогазовое воздействие позволит увеличить КИН до 40-45%.

Поэтому на данный момент является актуальным изучение различных методов увеличения нефтеотдачи пластов. В данной работе будет более подробно рассмотрен метод термогазового воздействия, изучены его особенности, принцип действия и критерии применимости, а также проанализированы лабораторные исследования на П.. месторождении по внедрению этого метода.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА П.. НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Общие сведения П.. нефтяного месторождения

П.. нефтяное месторождение открыто в 1982 году, в 1988 – введено в разработку. Разрабатывается с 1988 года. Ближайшими соседними месторождениями являются: Салымское и Приразломное.

Объектами промышленной разработки на месторождении в данное время являются пласты АС₁₀, АС₁₂ черкашинской свиты.

П.. нефтяное месторождение находится в центральной части Западно-Сибирской равнины. В административном отношении месторождение расположено в Ханты-Мансийском районе Ханты-Мансийского автономного округа РФ.

Территория работ удалена на восток от г. Ханты-Мансийска на 69 км, на запад от г. Нефтеюганск на 180 км, на юго-запад от п. Горноправдинск на 75 км, на юго-запад от г. Тобольск на 325 км. К юго-востоку от месторождения проходят трассы газопровода Уренгой – Челябинск – Новополюцк и нефтепровода Усть – Балык – Омск.

Изучаемая территория, включающая в себя П.. месторождение, субширотно пересекается рекой Обь (рисунок 1).

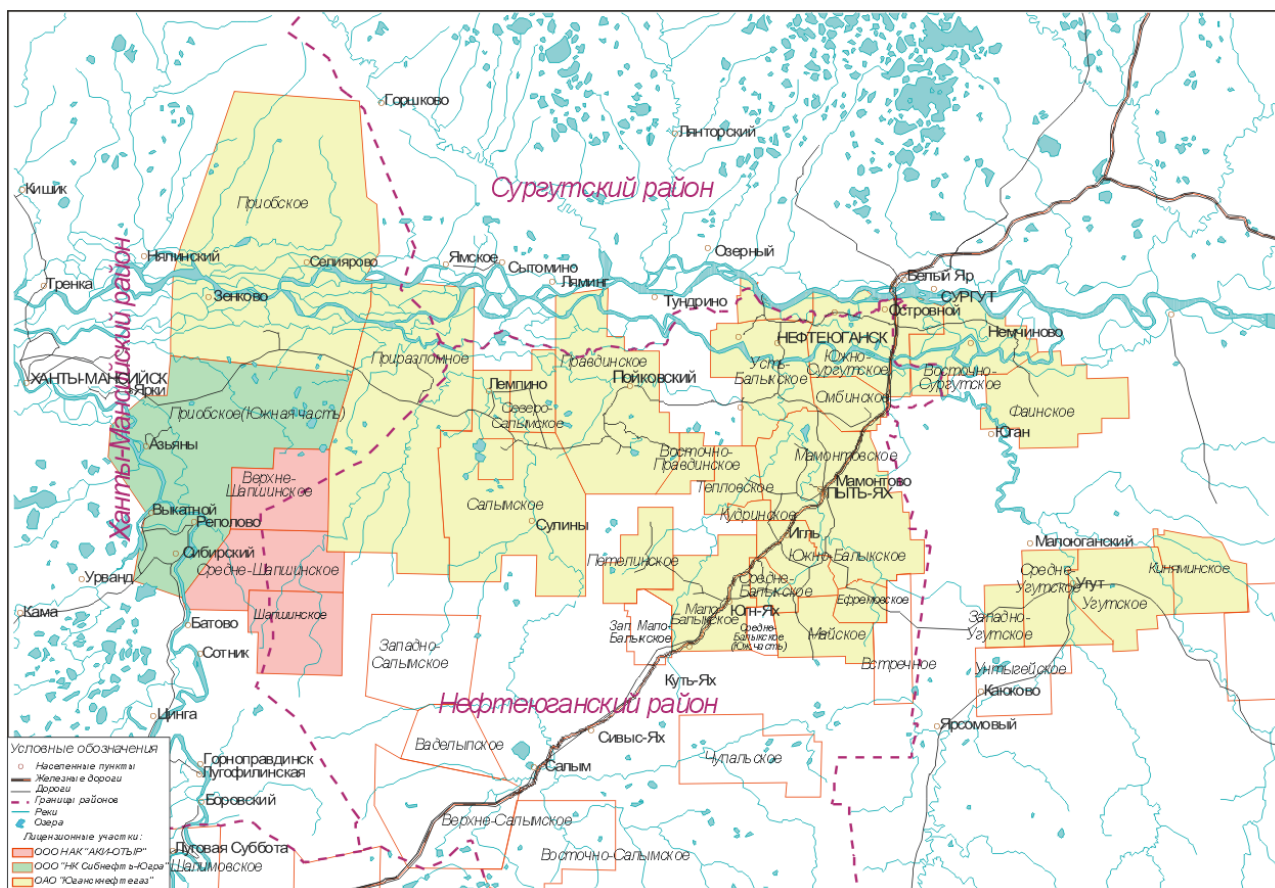


Рисунок 1 - Обзорная схема района работ

Пойма полноводной северной реки составляет большую часть ландшафта П.. месторождения. Это заболоченная равнина с абсолютными отметками +27 - +35 метров. Болота в большинстве своем непроходимые, торфяного типа, замерзают к концу января. Часть болот не замерзает в течение всего зимнего периода. Толщина торфяного покрова изменяется от 0 до 10 метров. Широкое развитие на площади имеют озера различной конфигурации. Наиболее крупными из озер являются озеро Левашкина, озеро Окуневое и другие.

Ближайшими соседями П.. месторождения являются Салымское месторождение, Приразломное месторождение. Южная часть территории месторождения в геоморфологическом отношении более приподнята (на 10 -15 м) по сравнению с северной частью. Представлена она практически плоской, аллювиальной равниной со слабо выраженными формами речной

эрозии и аккумуляции. Абсолютные отметки поверхности составляют здесь 48-55 м. Южнее и юго-западнее (Эргинская, Фроловская площади) происходит резкое понижение поверхности до отметок 30-35 м (пойменная часть р.Иртыш).

В геологическом отношении равнина молодая, аллювиальная с широко развитыми довольно значительной толщины четвертичными отложениями.

Реки Обь и Иртыш – основные водные артерии не только на площади работ, но и Западной Сибири в целом. Они судоходны весь навигационный период, длящийся с конца мая по октябрь. Остальные реки за исключением Большой Салым не судоходны. Плавание судов по ним возможно только в период высоких паводков.

1.2 Краткая геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

По величине извлекаемых запасов П.. месторождение относится к уникальным, по геологическому строению – к очень сложным.

В региональном тектоническом плане П.. месторождение, расположено во Фроловской впадине между Сырьегайской террасой и Тундринской седловиной.

Геологический разрез представлен песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, которые подстилаются метаморфизованными породами палеозойского складчатого фундамента.

Коллекторами являются мелкозернистые алевритистые песчаники и крупнозернистые алевролиты. По минералогическому составу коллекторы относятся к полимиктовому типу.

Залежи нефти приурочены к объектам AC_{10} и AC_{12} . Основными пластами в них являются AC_9^2 , AC_{10}^1 и AC_{12}^1 , AC_{12}^2 соответственно. В

стратиграфическом плане данные пласты относятся к меловым отложениям верхневартовской свиты.

Продуктивные пласты характеризуются большой литологической изменчивостью по площади и разрезу и имеют клиноформное строение, представлены переслаиванием линз коллекторов со сложной геометрией распространения. Выделяются зоны залегания коллекторов ундаформного, клиноформного и фондаформного строения.

Залежи нефти сложнопостроенные, неантиклинальные, литологически-экранированные, границами залежей являются линии литологического замещения коллекторов.

Продуктивные пласты характеризуются крайне низкими значениями фильтрационно-емкостных свойств, которые сильно различаются в зависимости от фациальных зон накопления горных пород.

Нефти тяжелые, среднепарафинистые, смолистые, сернистые с незначительной вязкостью.

1.3 Стратиграфия и геология

Геологический разрез П.. месторождения нефти сложен мощной (3100-3300м) толщей осадочных пород мезозойского и кайнозойского возраста. В основу стратиграфического расчленения геологического разреза П.. месторождения положены «Региональные стратиграфические схемы мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины», принятые V Межведомственным стратиграфическим совещанием 14 – 17 мая 1990 года и утвержденные МСК СССР.

Повсеместно осадки осадочного чехла несогласно залегают на породах гетерогенного фундамента (доюрского основания).

На изучаемой территории по данным сейсморазведки МОГТ породы доюрского основания залегают на глубинах 3200-3300м.

С поверхностью пород доюрского основания связан сейсмический отражающий горизонт «А».

На денудированной поверхности пород доюрского фундамента залегают отложения осадочного чехла толщиной до 3300м.

В составе юрских отложений изучаемой территории выделяются осадки всех трех отделов: нижнего, среднего и верхнего. В их строении можно выделить два комплекса пород: нижний континентального генезиса и верхний – морского.

В нижний комплекс группируются осадки нижнего, среднего и низов верхнего отделов в составе ягельной, горелой и тюменских свит. В верхний комплекс группируются осадки абалакской и баженовской свит верхнеюрского возраста.

Отложения четвертичной системы представлены в нижней части неравномерным чередованием песков серых разнотекстурных с глинами зеленовато- и буровато-серыми, вязкими, песчанистыми, а также лессовидными суглинками и супесями. В верхней части залегают – болотные и озерные отложения: глины, суглинки и супеси, торф, ил.

На П.. нефтяном месторождении этаж нефтеносности охватывает значительные по толщине отложения осадочного чехла от среднеюрского до аптского возраста и составляет более 2,5 км. Непромышленные притоки нефти и керн с признаками УВ получены из пластов Ю₁ и Ю₃, и Ю₀. Из-за ограниченного числа имеющихся геолого-геофизических материалов строение залежей к настоящему времени не достаточно обосновано. Промышленная нефтеносность установлена в неокомских пластах группы АС, где сосредоточено 90 % разведанных запасов.

Отсутствие при многочисленных испытаниях в продуктивной части разреза пластовой воды доказывает, что залежи нефти, связанные с пластами этих пачек, представляют собой замкнутые линзовидные тела, полностью заполненные нефтью, а контуры залежей для каждого

песчаного пласта определяются границами его распространения. Исключение составляет пласт AC_7 , при испытании которого получены притоки пластовой воды из песчаных линз, заполненных водой. В составе продуктивных неомских отложений выделено 9 подсчетных объектов: AC_{12}^3 , AC_{12}^2 , AC_{11}^{2-4} , AC_{11}^1 , AC_{11}^0 , AC_{10}^{1-2} , AC_{10}^0 , AC_9 , AC_7 . Залежи пластов AC_7 и AC_9 промышленного интереса не представляют.

Основные запасы нефти на П. месторождении сосредоточены в отложениях неомского возраста. Особенностью геологического строения залежей, связанных с неомскими породами, является то, что они имеют мегакоослоистое строение, обусловленное формированием их в условиях бокового заполнения достаточно глубоководного морского бассейна (300–400 м) за счёт выноса обломочного терригенного материала с востока и юго-востока. Формирование неомского мегакомплекса осадочных пород происходило в целой серии палеогеографических условий: континентального осадконакопления, прибрежно-морского, шельфового и очень замедленного осаднения осадков в открытом глубоком море. По мере продвижения с востока на запад происходит наклон (по отношению к баженовской свите, являющейся региональным репером) как глинистых выдержанных пачек (зонального репера), так и содержащихся между ними песчано-алевролитовых пород.

В условиях отсутствия в залежах свободной воды основной задачей геологического сопровождения разработки месторождения является прогнозирование развития коллектора как по площади, так и по разрезу. Если для отложений в области палеошельфа поиск решения не вызывает затруднений вследствие выдержанности нефтесодержащих интервалов, то для глубоководных образований ситуация коренным образом отличается. Продуктивная часть разреза сосредоточена в небольших по размеру, литологически экранированных линзах, слабо связанных между собой, и, на первый взгляд, «хаотично разбросанных» по площади. В связи с этим

бурение новых скважин сопровождается значительными рисками неподтверждения прогнозных эффективных нефтенасыщенных толщин коллекторов. На более ранних этапах разбуривания месторождения риски компенсировались природным фактором: над глубоководными отложениями пласта AC_{12} всегда присутствовали выдержанные по площади пласты AC_{10} и AC_{11} . В областях бурения новых скважин продуктивные интервалы полностью представлены глубоководным типом отложений пласта AC_{12} , и для достоверного прогноза необходим комплексный анализ всех имеющихся данных.

Одной из таких площадей является Горшковская (рисунок 2), расположенная в северной неразбуренной части П.. месторождения, где сосредоточено более 1 млрд. т геологических запасов нефти и запланировано бурение около 2000 скважин. Рассматриваемая территория занимает площадь 700 км^2 , изучена 48 разведочными скважинами, в которых проведен полный комплекс геофизических исследований скважин (ГИС), по 9 скважинам имеется керновый материал, пригодный для литологического описания. Кроме того, в 2008-2009 гг. Была проведена сейсмическая съемка 3D высокого качества общей площадью 1400 км^2 .

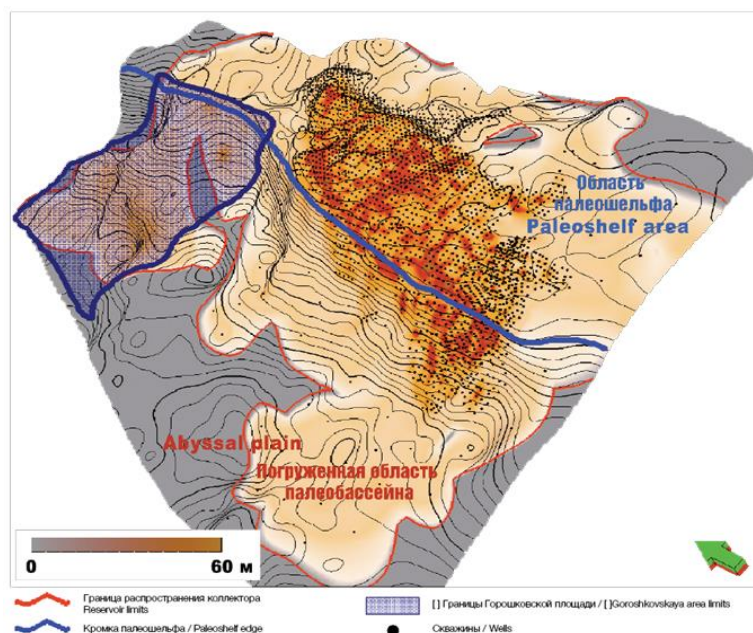


Рисунок 2 – Карта-схема развития коллекторов и кровли быстринских глин северной части П.. месторождения.

В результате детальной корреляции, в процессе проведения которой активно использовались результаты сейсморазведки 3D, в горизонтах AC10-AC12 были выделены шесть продуктивных пластов: $AC_{10}^{0(2)}$, AC_{10}^{1-3} , AC_{11}^0 , AC_{11}^1 , AC_{12}^{0-1} и AC_{12}^{2-5} .

1.4 Тектоника

Западно-Сибирская плита (ЗСП) представляет собой молодой комплекс земной коры в виде огромной зоны прогиба, в котором выделено три структурных этажа (снизу вверх): складчатый палеозойско-допалеозойский, параплатформенный (промежуточный) и осадочный мезозойско-кайнозойский. Толщина осадочного чехла возрастает от районов обрамления впадины к центру до 8 - 9 км, залегающего несогласно на гетерогенном фундаменте.

В региональном тектоническом плане П.. месторождение, согласно тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты (главный

редактор В. И. Шпильман 1998 г.), расположено во Фроловской впадине между Сырьегайской террасой и Тундринской седловиной.

Амплитуда антиклинальных структур по нижним горизонтам чехла достигает 100- 150 м. Вверх по разрезу амплитуда локальных поднятий заметно сокращается и наблюдается уменьшение амплитуды тектонических нарушений, развитых в нижней части осадочного чехла, вплоть до полного их затухания в неокомских отложениях. Из чего следует, что первостепенную роль при формировании юрского комплекса играл тектонический фактор.

В меловое время первостепенное значение приобретают условия осадконакопления. Современный структурный план доюрского основания изучен по отражающему горизонту «А». На структурной карте по отражающему горизонту «А» находят отображение все структурные элементы. Современный структурный план юрских отложений изучен по горизонтам «Б» и «Т2». Наиболее достоверной и информативной картой является структурная карта по опорному отражающему горизонту «Б» .

Анализ схемы изопакит толщи Б - А свидетельствует о юрском времени заложения всех структур. Перекрывающие фундамент отложения нижней юры резко сокращается вплоть до полного выклинивания на его выступах. Наличие подобных зон дает основание для поисков стратиграфических ловушек углеводородов.

По отражающему горизонту «Дб», приуроченному к кровле быстринской пачки прослеживаются П.. куполовидное поднятие, Западно-П.. малоамплитудное поднятие, Западно-Сахалинская, Новообская структуры. Все вышеуказанные особенности подтверждаются при изучении структурных карт по различным горизонтам. В качестве опорных поверхностей принимались кровли черкашинской свиты, быстринской пачки, алымской, викуловской, ханты-мансийской, уватской, кузнецовской, березовской, ганькинской и талицкой свит.

По кровле викуловской, ханты-мансийской и уватской свит структурный план, в основном, сохраняется.

Для описываемых выше структур так же, как и в целом для структур Западно-Сибирской плиты, свойственен унаследованный характер развития с постепенным выполаживанием тектонических элементов вверх по разрезу. По кровле березовской, ганькинской и талицкой свит П.. структурная зона представляет собой пологую моноклиналь, погруженную в восточном направлении. На фоне общего погружения выделяются малоамплитудные П.. и Ханты-Мансийское локальные поднятия.

1.5 Свойства и состав пластовых флюидов

1.5.1 Свойства нефти и растворенного газа

1.5.2 Свойства пластовых вод

1.6 Запасы нефти и газа

Подсчет запасов П.. месторождения первоначально выполнены совместно ОАО АНК «Югранефть» и «Амоко Евразия Петролеум Компани» в 1997 году по результатам геологоразведочных работ (бурение 78 разведочных скважин и проведение сейсморазведки методом 2D в объеме 2650 погонных километров), на основе двухмерной геологической модели в пределах нефтяных залежей продуктивных горизонтов АС₁₀ и АС₁₂. Начальные запасы нефти П.., были утверждены ГКЗ РФ в количестве:

по категории С₁ – 941 436 / 180 903 тыс. т., КИН – 0,192;

по категории C_2 – 261 176 тыс.т., КИН – 0,140.

В связи с активным разбуриванием представление о геологическом строении менялось. Возникла необходимость уточнения запасов в период 2007-2008 г.г. осуществлено два оперативных пересчета. Первый из них был утвержден протоколом Роснедра № 18/581 от 19.07.2007 г., второй протоколом Роснедра № 18/388 от 11.06.2008 г.

На 01.01.2009 г. в целом по месторождению на государственном балансе числятся запасы углеводородов:

Пласт AC_{10}

геологические:

категория $B+C_1$ 165 156 тыс.т.

категория C_2 28 558 тыс.т.

извлекаемые:

категория $B+C_1$ 44 759 тыс.т., КИН – 0,271

категория C_2 7 739 тыс.т., КИН – 0,271.

Пласт AC_{12}

геологические:

категория $B+C_1$ 878 730 тыс.т.

категория C_2 232 618 тыс.т.

извлекаемые:

категория $B+C_1$ 238 136 тыс.т., КИН – 0,271

категория C_2 63 040 тыс.т., КИН – 0,271.

Итого по месторождению

геологические:

категория $B+C_1$ 1 043 886 тыс.т.

категория C_2 261 176 тыс.т.

извлекаемые:

категория $B+C_1$ 282 895 тыс.т., КИН – 0,271

категория С₂

70 779 тыс.т., КИН – 0,271.

1.7 Состояние разработки месторождения

По состоянию на 05.06.2016 года на П.. месторождении в ЦДНГ-Х: Х добывающих скважин, Х нагнетательных, скважин.

В бездействующем фонде – Х нагнетательных скважин, Х нефтяные скважины.

Практически весь фонд добывающих скважин эксплуатируется механизированным способом с использованием установок ЭЦН. Х скважин из них работают в постоянном режиме. Х скважин в режиме УПР, в режиме АПВ – Х скважин. Фонтанным способом эксплуатируются 13 скважины.

Расчетная добыча на 04.06.2016 жидкости – Х м³/сут, нефти -Х т/сут. Фактическая добыча на 04.06.2016 жидкости – Х м³/сут, нефти – Х т/сут.

Средняя приемистость по фонду ППД составляет 143 м³/сут.

Разработка каждого эксплуатационного объекта АС10, АС11, АС12 проводилась при размещении скважин по линейной трехрядной треугольной схеме с плотностью сетки 25 га/скв, с бурением всех скважин до пласта АС12.

С дебитом жидкости до Х т/сут работают Х скважины (3%), из них 17 скважин работают с обводненностью меньше Х %; обводненность малодебитных скважин не превышает 50%.

С дебитом жидкости от 5 до 10 т/сут работают Х скважин (7%), на Х скважинах обводненность меньше 5%; обводненность других скважин не превышает 50%.

С дебитами жидкости от Х до Х т/сут работают Х скважин (18 %), из них Х скважин имеют обводненность менее 50 % (на всех скважинах при вводе проведено ГРП); с обводненностью свыше 50 % работают 2 скважины: Х куст 16 обводненность 64% – обводнение от нагнетательной скважины Х и

X куст 36, обводненность 81% – скважина левобережного участка, где выявлена недонасыщенность коллектора. Все скважины данного района отличаются высокой начальной обводненностью.

Среднедебитный фонд (X-X т/сут) составляют X скважин (42 %), X из них работают с обводненностью выше 50 %, это скважины нагнетательных рядов, отрабатываемые на нефть, в таких скважинах время прорыва нагнетаемой воды существенно ниже, чем к скважинам добывающих рядов, вследствие ориентации техногенных трещин параллельно нагнетательным рядам. Максимальная обводненность отмечается по скважине X – 96%, скважина X обводненность 83%.

С дебитом жидкости выше 50 т/сут работают X скважина (23%), из них X скважин работают с обводненностью меньше 50%; с обводненностью выше 80% работают X скважины: X - высокая обводнённость скважин связана с прорывом воды от нагнетательных скважин.

С дебитом жидкости выше 100 т/сут работают X скважин (5,6%), из них X скважин работают с обводненностью меньше 50 %; с обводненностью выше 80% работают X скважины, находящиеся на южном участке месторождения: X куст 7 обводнённость 83% и 15978 куст 6 обводненность 87% – прогрессирующее обводнение от нагнетательных скважин 12277 и 15961.

2 ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ДЛЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТОВ

2.1 Основные факторы, влияющие на полноту извлечение нефти из пласта

Процесс извлечения нефти водой из нефтеносных пластов весьма сложен. Нефтяные пласты представляют собой сложные гидродинамические системы, неоднородные по проницаемости, пористости и смачиваемости, насыщенные несмешивающимися флюидами.

Большинство известных МУН предполагает устранение одной из трех основных причин снижения эффективности вытеснения нефти: капиллярного удержания нефти в порах; неблагоприятного соотношения подвижностей вытесняющего агента и вытесняемой нефти; неоднородности продуктивного коллектора. Эти методы предназначены для повышения либо степени вытеснения нефти (закачка различных газов, щелочи, ПАВ), либо охвата пластов процессом вытеснения (закачка полимерных растворов, водогазовых смесей, пен, виброволновое и микробиологическое воздействие, гидродинамические методы).

Основными факторами, влияющими на коэффициент охвата пласта процессом вытеснения, являются соотношение вязкостей нефти и воды, степень неоднородности и расчлененности пластов.

Неблагоприятное соотношение вязкостей и большая степень неоднородности пласта приводят к неравномерности продвижения фронта воды по отдельным пропласткам и зонам пласта. В результате значительные зоны остаются не охваченными процессом вытеснения.

Коэффициент нефтевытеснения характеризует эффективность вытеснения нефти водой. Факторами, влияющими на коэффициент

нефтевытеснения, являются соотношение вязкостей нефти и воды, неоднородность пористой среды и избирательная смачиваемость.

Экспериментальными и аналитическими исследованиями установлено, что эффективность нефтевытеснения водой существенно зависит от соотношения капиллярных и гидродинамических сил в зоне вытеснения.

Однако на нефтеизвлечение большое влияние оказывают поверхностные явления – процессы взаимодействия нефти, воды и пористой среды в зонах их контакта. Все это приводит к тому, что в зонах пласта, промытых водой, остается существенное количество нефти и коэффициент нефтеизвлечения редко достигает 70-75%.

2.2 Классификация современных методов повышения нефтеотдачи пластов

В соответствие с принятой в настоящее время классификацией методы повышения нефтеотдачи пластов подразделяют на несколько групп: тепловые, газовые, физико-химические, и гидродинамические.

К группе тепловых методов относятся:

- паротепловое воздействие на пласт;
- внутрипластовое горение;
- вытеснение нефти горячей водой;
- пароциклические обработки скважин.

К группе газовых методов относятся:

- воздействие на пласт двуокисью углерода;
- воздействие на пласт углеводородным газом (в том числе ШФЛУ);
- воздействие на пласт азотом, дымовым газом и др.

К группе химических методов относятся:

- вытеснение нефти водными растворами ПАВ (включая пенные системы);

- вытеснение нефти растворами полимеров и другими загущающими агентами (метилцеллюлоза, полимерно-дисперсные системы, сернокислый алюминий и др.);
- вытеснение нефти щелочными растворами (в том числе раствором тринатрийфосфата, дистиллярной жидкостью и пр.);
- вытеснение нефти кислотами;
- вытеснение нефти композициями химических реагентов (в том числе мицелярные растворы и др.);
- системное воздействие на призабойные зоны скважин;
- микробиологическое воздействие.

К группе гидродинамических методов относятся:

- вовлечение в разработку недренируемых запасов;
- барьерное заводнение на газовых залежах;
- нестационарное (циклическое) заводнение;
- форсированный отбор жидкости;
- ступенчато-термальное заводнение.

2.2.1 Газовые методы

Под газовыми методами понимаются такие методы повышения нефтеотдачи пласта, при которых при воздействии на пласт применяются углеводородный, углекислый, инертный либо дымовой газ, как в чистом виде, так и в сочетании с заводнением; растворители в комбинации с закачкой газа и воды.

Закачка углеводородного газа высокого давления и углеводородных растворителей. При закачке углеводородного газа в продуктивные пласты процесс вытеснения нефти может осуществляется в одном из следующих основных режимов: газовой репрессии, ограниченной и неограниченной взаимной растворимости.

Режим газовой репрессии характеризуется практически полным отсутствием массообмена между жидкой и газовой фазами. Вытеснение нефти осуществляется под действием гидродинамических сил при наличии области двухфазного потока. Коэффициент вытеснения нефтегазом из пористых сред при этом режиме, как правило, ниже коэффициента вытеснения нефти водой. Он реализуется, например, при вытеснении тяжелых, вязких нефтей метаном, когда давление вытеснения и газонасыщения нефти равны между собой.

Режим ограниченной взаимной растворимости характеризуется массообменом между жидкой и газовой фазами. Особенностью этого режима является наличие массопереноса, в результате чего образуется переходная зона. Состав и свойства жидкой и газообразной фаз в переходной зоне изменяются по длине при наличии двухфазного потока. Коэффициент вытеснения нефти при режиме ограниченной растворимости, как правило, превосходит коэффициент вытеснения нефти водой. Режим может быть реализован при вытеснении легких маловязких нефтей из глубоко залегающих залежей сухим и попутным газами.

Сопоставление критериев применимости рассматриваемого метода с геолого-физическими условиями залегания нефтяных залежей, свойствами пластовых нефтей, пластовыми давлениями и температурами показывает, что данный метод наиболее пригоден для залежей пластов группы Ю, характеризующихся более высокими термодинамическими параметрами, благоприятными свойствами нефти (низкая плотность и вязкость) и низкими коллекторскими свойствами (проницаемостью).

Закачка двуокиси углерода. При высоких термодинамических условиях, характерных для многих залежей, взаимодействие между нагнетаемой CO_2 и вытесняемой нефтью во многом аналогично процессу смешиваемого вытеснения нефти углеводородным газом высокого

давления. В результате испарения легких фракций из остаточной нефти в газ CO_2 и последующего растворения его в подвижной нефти, а также выпадения асфальто-смолистых веществ из насыщенной CO_2 и легкими нефтяными углеводородами подвижной нефти, между закачиваемым газом CO_2 и вытесняемой нефтью образуется переходная зона, обуславливающая однофазный переход от подвижной нефти к закачиваемому газу CO_2 . Для образования переходной зоны необходимо некоторое количество нефти, которое остается в пласте в виде обедненной легкими компонентами нефти и обогащенной асфальто-смолистыми веществами остаточной нефти. Коэффициент вытеснения нефти в режиме смесимости в лабораторных условиях достигает 90-95%. При закачке CO_2 коэффициент охвата пласта воздействием может быть выше, чем для метода закачки сухого газа высокого давления, поскольку в пластовых условиях вязкость CO_2 почти на порядок выше вязкости метана.

Водогазовое воздействие на пласт. Метод представляет собой сочетание высокой нефтевытесняющей способности, характерной для закачки газа высокого давления, и более полного охвата при закачке воды в пласт. Механизм действия основан на том, что в области фильтрации водогазовой смеси создается повышенный градиент давления, который способствует более полному вытеснению нефти из заводненной области пласта. Более высокому увеличению нефтеотдачи способствует применение газа и растворителей, вытесняющих нефть в режиме смесимости. Отличительной чертой метода является близкая по величине технологическая эффективность его применения как до, так и после заводнения. Из заводненных месторождений и залежей наиболее перспективны те, которые имеют большие целики нефти охваченные в пласте водой. Обычно коллекторы этих залежей сильно неоднородны по проницаемости.

Существует несколько способов создания водогазовой смеси в пласте: путем последовательной закачки агентов (в виде оторочки газа, проталкиваемой водой, или нагнетание газа в заводненый пласт), попеременной (циклическая закачка нескольких чередующихся друг с другом оторочек газа и воды) и совместной закачки газа и воды в определенных соотношениях. Существует также метод внутрискважинного водогазового воздействия. Этот метод наиболее дешев и эффективен. Сущность данного технического решения заключается в том, что образование водогазовой смеси внутри скважины уменьшает опасность разделения водогазовой смеси в скважине, что в конечном итоге приводит к повышению эффективности вытеснения нефти, кроме того, исключается опасность гидратообразования в случае, когда температура нагнетаемой воды у устья скважины ниже температуры гидратообразования, т.к. с увеличением глубины вода в нагнетательной колонне нагревается.

2.2.2 Тепловые методы

В настоящее время теоретические исследования и промышленные работы по тепловым методам повышения нефтеотдачи ведутся по трем основным направлениям:

- воздействие нагнетанием теплоносителей;
- воздействие внутрислоевым фронтом горения;
- растворение нефти водой с высокими термодинамическими параметрами.

Возможность и целесообразность применения каждого из вышеназванных методов на конкретных объектах зависит, в первую очередь, от свойств пластовой нефти, глубины залегания пластов, а также от особенностей геологического строения залежи (проницаемости, пористости,

нефтенасыщенности и др.). Применяются тепловые МУН в основном при добыче высоковязких парафинистых и смолистых нефтей.

Закачка теплоносителей. Применение этого метода основано на внесении в пласт тепла с поверхности. В качестве теплоносителей применяют пар и горячую воду. Метод рекомендуется для разработки залежей высоковязких нефтей (вязкостью более 40-50 мПа.с), для которых метод заводнения не пригоден, а также с целью повышения коэффициента извлечения нефти из залежей высокопарафинистых нефтей для предотвращения выпадения парафина в пласте. Применение метода позволяет достигать высокой величины КИН – 0,4-0,6 иногда и более.

Высокая эффективность метода обеспечивается благодаря снижению вязкости пластовой нефти, дистилляции нефти в зоне пара, гидрофилизации породы-коллектора вследствие расплавления и удаления со стенок пор смол и асфальтенов. Выбор залежи с благоприятной для применения метода геолого-промысловой характеристикой основывается, главным образом, на необходимости создания условий для минимальных потерь тепла при перемещении теплоносителя по скважине и затем по пласту. Глубина залегания пласта ограничивается примерно 1000 м во избежание чрезмерно высоких утечек тепла в породы через ствол нагнетательной скважины. Рекомендуемая нефтенасыщенная мощность – 10-40 м. При меньшей мощности резко возрастают потери тепла в породы, покрывающие и подстилающие продуктивный пласт. Из вышеизложенного следует, что выбор объектов для воздействия теплоносителем должен резко лимитироваться величиной теплопотерь в скважине и в пласте.

Внутрипластовое горение. Метод основан на способности пластовой нефти вступать в реакции с нагнетаемым в пласт кислородом (воздухом), сопровождающиеся выделением большого количества тепла. Метод

предусматривает генерирование тепла непосредственно в продуктивном пласте путем инициирования процесса горения у забоя и перемещения зоны (фронта) горения по пласту при последующем нагнетании воздуха. Для разработки нефтяных залежей могут быть применены следующие методы:

- прямоточное «сухое» горение, когда на забое воздушно-нагнетательной скважины производится поджог нефти и зона горения перемещается нагнетаемым воздухом в направлении к добывающим скважинам;
- прямоточное «влажное» горение или «сверхвлажное» горение, при котором в пласт нагнетаются в определенном соотношении воздух и вода. Это обеспечивает образование впереди фронта горения оторочки горячей воды, т.е. принос тепла в зону впереди фронта горения и способствует увеличению коэффициента извлечения нефти при значительном уменьшении расхода нагнетаемого воздуха.

Методы могут быть рекомендованы для залежей, расположенных на глубине не более 1500-2000 м, с вязкостью пластовой нефти от 10 до 1000 мПа.с и более, проницаемостью пород более 0,1 мкм и нефтенасыщенностью более 30 %. Мощность пласта должна быть более 3-4 м.

2.2.3 Химические методы

Эта группа новых методов основана на нагнетании в продуктивные пласты водных растворов химических веществ с небольшой концентрацией (0,02-0,2 %). Растворы нагнетаются в объеме 10-30 % от общего объема пустот залежи для создания оторочки, вытесняющей нефть. Затем оторочку перемещают путем нагнетания в пласт обычной воды, называемой в этом случае рабочим агентом. Методы могут применяться при тех же плотностях сеток скважин, что и обычное заводнение с их помощью может быть

существенно расширен диапазон значений вязкости и состава нефти, межфазного натяжения, свойств поверхности пористой среды и др.

В однородном пласте при симметричной схеме расстановки скважин поток жидкости, и первую очередь, формируется по прямой до нефтяной скважины, где градиент давления будет наивысшим. При этом лишь часть пласта между нагнетательной и добывающими скважинами остается заводненной. Эта заводненная часть пласта и определяет площадной коэффициент заводнения (охвата пласта заводнением). В реальных условиях при разработке неоднородных пластов имеет место неоднородность, как по простиранию, так и по разрезу коллекторов. За рубежом и в отечественной нефтепромысловой практике используется множество методов и технологий повышения нефтеотдачи пластов, позволяющих прирастить извлекаемые запасы за счет повышения охвата пласта воздействием. В большинстве это использование полимерных и других химических реагентов, изменяющих в пластовых условиях свое фазовое состояние, вязкостные или структурно-механические свойства. В последнее время широкое распространение среди полимерных материалов за рубежом получили биополимеры.

Заводнение с применением полимеров. Наиболее приемлемым для этого процесса считается раствор полиакриламида (ПАА) известкового способа нейтрализации. Добавка ПАА к нагнетаемой воде повышает ее вязкость и, следовательно, уменьшает относительную вязкость пластовой нефти. Это повышает устойчивость раздела между водой и нефтью (фронта вытеснения), способствуя улучшению вытесняющих свойств воды и более полному вовлечению объема залежи в разработку. Метод рекомендуется для залежей с повышенной вязкостью пластовой нефти – 10-50 мПа.с, значительной проницаемостью пород-коллекторов – более 0,1мкм, низкой глинистостью коллекторов (не более 8-10 %), при температуре пласта не выше 70-90 С.

В отечественной нефтепромысловой практике наиболее широкое применение получили полимерно-дисперсные системы (ПДС) и вязкоупругие составы. Удельная технологическая эффективность ПДС, как показали результаты опытно-промышленных закачек, достигает до 10-11 тыс. т. дополнительно добытой нефти на один участок воздействия. Высокую эффективность проявляют и вязкоупругие растворы. Однако эти методы не применимы в условиях низкопроницаемых пластов. Объясняется это большими размерами частиц глинопорошка (компонента ПДС), превышающими размеры пор низкопроницаемых коллекторов.

Заводнение с ПАВ. Судя по эксплуатационным данным, добавка ПАВ в нагнетаемую воду улучшает отмывающие свойства воды: снижается поверхностное натяжение воды на границе с нефтью, уменьшается краевой угол смачивания, капли нефти легче деформируются, благодаря чему уменьшается работа на проталкивание их через сужение пор, возрастает скорость течения их в пласте.

Водные растворы ПАВ улучшают отмывающую способность по отношению к нефти, покрывающей поверхность породы тонкой пленкой на гидрофобных участках, способствуя разрыву пленки и диспергированию нефти в водной фазе. В результате действия этих факторов увеличиваются фазовые проницаемости пористой среды для нефти и воды, также увеличивается коэффициент охвата пласта заводнением.

Технология применения метод весьма простая. Метод является улучшенным вариантом обычного заводнения. Повышение эффективности достигается добавлением в закачиваемую воду ПАВ в определенной небольшой концентрации (около 0,05%), которая выбирается в зависимости от свойств пласта, насыщающих его жидкостей и свойств самого ПАВ, обеспечивающего наименьшее поверхностное напряжение между нефтью и водой

Концентрация раствора ПАВ неионогенного типа изменяется от 0,02 - 0,1 %. Объем закачиваемых растворов с малой концентрацией химических реагентов может быть равным 0,5 - 1 объема пор дренируемой части пласта.

Метод рекомендуется для залежей с водонасыщенностью пласта не более 15% (с учетом способности реагента к селективной адсорбции на стенках водонасыщенных пустот породы), при вязкости пластовой нефти 5 - 30 мПа.с, проницаемости пласта выше 0,03 - 0,04 мкм, температуре пласта до 70 °С.

Щелочное заводнение. Главной особенностью растворов щелочей является их способность в контакте с нефтью, содержащей органические кислоты (особенно нафтеновые), снижать поверхностное натяжение до сотых и тысячных долей мН/м. В этом случае происходит омыление этих кислот с образованием ПАВ. Снижение поверхностного натяжения способствует диспергированию нефти в пласте, в результате чего снижается подвижность вытесняющего агента и уменьшается вероятность его прорыва. Это явление способствует повышению охвата пласта, особенно в неоднородных коллекторах снижает текущую обводненность и увеличивает конечную нефтеотдачу.

В качестве щелочного агента могут применяться: каустическая сода, кальцинированная сода, силикат натрия, аммиак.

Эффективность данного метода зависит от активности нефти. Содержание органических кислот должно быть не менее 0,3 %, а кислотное число не менее 0,2. В противном случае этот метод не эффективен.

Технология применения заключается в закачке 1 % раствора щелочи в объеме 25 - 50 % порового пространства.

Заводнение с применением кислот. Повышение охвата пластов воздействием достигается и при использовании нефтевытесняющих агентов

– серной кислоты и тринатрийфосфата в условиях пластов с минерализованными водами. При их закачке также образуются нерастворимые в воде осадки гипса (сульфатов) и фосфатов кальция и магния. Анализ результатов экспериментальных исследований, испытаний и внедрения методов, основанных на коагулировании высокопроницаемых зон пластов, показывает, что длительность эффекта незначительна. Это объясняется недостаточно высокими структурно-механическими свойствами осадка его способностью претерпевать усадку вследствие плотной упаковки «малых частиц» осадка, т.е. кристаллизации и размыву в объеме пористой среды в условиях дренирования пласта при заводнении.

Несомненным преимуществом этих методов является то, что используемые реагенты, являясь гомогенными маловязкими средами, имеют хорошие фильтрационные свойства и могут создавать высокопротяженные потокоотклоняющие зоны. Таким образом, они представляют собой несомненный интерес при выборе и обосновании направления теоретических и экспериментальных исследований повышения охвата пластов.

2.3 Критерии применения методов повышения нефтеотдачи пластов

Эффективность внедрения того или иного метода повышения нефтеотдачи в значительной степени зависит от обоснования выбора для конкретного месторождения. Рекомендуемые для его применения залежи нефти должны удовлетворять определенным критериям, которые представляют собой совокупность геолого-физических технологических экономических условий, определяющих пригодность метода для промышленного внедрения.

2.3.1 Геолого-физические критерии

Основные геолого-физические условия эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи включают условия залегания пласта, свойства коллектора и пластовой нефти, водонасыщенность пласта и специфические дополнительные факторы. Следует отметить некоторые условия, оказывающие влияние на эффективность применения некоторых методов.

Так, эффективность водорастворимых ПАВ возрастает с увеличением полярности и плотности нефти и зависит от их адсорбции. При толщине пласта более 15 м начинает отрицательно сказываться более интенсивное гравитационное разделение воды и нефти в присутствии ПАВ.

При заводнении с полимерными растворами большое значение имеет адсорбция полимера в высокопроницаемых пропластках т.к. через них фильтруются значительные объемы его раствора. Адсорбция обуславливает фактор сопротивления, ее значение еще более увеличивает избыточное содержание глинистого материала (выше 5 – 10 %). Кроме того, это может вызвать взаимную коагуляцию двух различных типов коллоидных систем, что также ухудшает фильтрацию полимерного раствора.

Метод заводнения мицеллярными растворами в карбонатных пластах применять не рекомендуется.

Закачку серной кислоты целесообразно применять в сочетании с пресными или слабоминерализованными водами, во избежание закупорки пор. В условиях пластов-коллекторов полимиктового состава на месторождениях Западной Сибири закупорка пор нерастворимыми солями происходит наиболее интенсивно, лучшие результаты наблюдаются в терригенных преимущественно кварцевых коллекторах.

Наиболее эффективное вытеснение нефти газом высокого давления достигается при режиме взаимной смешиваемости нефти и газа, который

обеспечивается при давлении свыше 15 Мпа. Это определяет минимальную глубину залегания пласта (1500 - 1800 м). Процесс рекомендуется применять для пластов с маловязкими, легкими нефтями, имеющими малую молекулярную массу.

Минимальная глубина залегания нефтяного пласта, необходимая для обеспечения эффективного водогазового воздействия, должна быть не менее 1500 - 1800 м. Однако при нагнетании обогащенного газа она уменьшается, а сухого (метана) – увеличиваться. Применение этого метода более предпочтительно для легких и маловязких нефтей с небольшим молекулярным весом, недонасыщенных растворенным газом, с давлением насыщения ниже начального пластового на 25 – 50 %.

К неблагоприятным условиям для осуществления водогазового воздействия относятся: наличие в породе пласта-коллектора набухающих глинистых компонентов (монтмориллонита) и большая диспропорция между общей и нефтенасыщенной толщиной горизонта. Первое снижает эффективность, второе затрудняет контроль и регулирование процесса.

Эффективность вытеснения нефти паром увеличивается при наличии в ней достаточного количества легких фракций, испаряющихся в поровую фазу, и снижается с уменьшением пористости и проницаемости пласта. Нижний предел пористости 18 – 20 %, проницаемости 0,1 мкм. Вследствие потерь тепла по стволу скважины, эффективность метода с увеличением глубины залегания пласта уменьшается.

2.3.3 Величина запасов нефти

Запасы нефти должны быть достаточными для получения прироста извлекаемых запасов, обеспечивающего рентабельность применения метода при современном состоянии техники. Минимальная величина запасов нефти

во многом определяется географическим положением залежи; ее можно принять равной 5 млн. т. для обустроенных месторождений (районов) и 15 млн. т. для необустроенных удаленных месторождений.

2.3.4 Система разработки залежи

При проектировании применения методов, сочетающихся с заводнением, приемлемы те же системы, которые используются при обычном заводнении. Однако для внедрения закачки газа и водогазовых смесей более предпочтительны площадные системы размещения скважин с плотностью сетки, аналогичной применяемой при обычной технологии заводнения.

2.3.5 Стадия применения метода

Практически все методы повышения нефтеотдачи наиболее эффективны на ранней стадии разработки залежи, когда нефтенасыщенность продуктивного пласта близка к первоначальной. Лишь водогазовое воздействие и мицеллярное заводнение позволяют повысить конечную нефтеотдачу из пластов с высокой обводненностью и то, с худшими экономическими показателями по сравнению с ранней стадией.

2.3.6 Нефтевытесняющая способность агента

Нефтевытесняющая способность агента должна быть изучена для каждого метода в лабораторных условиях на представительных образцах пластов-коллекторов типичных залежей продуктивных горизонтов в условиях приближенных к пластовым. Благоприятными для применения

считаются те методы, которые обеспечивают увеличение коэффициента вытеснения нефти по сравнению с водой не менее чем на 4 – 5 %.

2.3.7 Ресурсы реагентов

Возможность использования МУН определяется наличием достаточных ресурсов физико-химических реагентов. Удовлетворение потребности в физико-химических реагентах зависит от современного объема их производства и своевременного завоза их на промысел.

2.3.8 Техническая оснащенность

МУН не равнозначны по потребностям в техническом отношении и в дополнительном спецоборудовании. Наиболее капиталоемкими являются методы вытеснения нефти газом высокого давления, водогазовой смесью, CO₂, а также метод внутрипластового горения, нуждающиеся в компрессорных станциях и другом специальном оборудовании.

3 МЕТОД ТЕРМОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

Способ разработки нефтяных месторождений активным воздействием с помощью закачки воздуха в пласт известен с 1930-х годов. В этот период разрабатывались неглубокие месторождения с низкой пластовой температурой. Поскольку термобарические условия обеспечивали условия возгорания, вытеснение нефти воздухом происходило за счет гидродинамических процессов дренирования пор коллектора сухим газом (смесь дымовых газов и непрореагировавшего кислорода). Масштабы применения способа проталкивания воздухом до 1954 года превышали объемы применения заводнения. Практическое использование этого способа разработки завершилось в конце 1950-х годов, из-за того что заводнение показало себя как более универсальный и эффективный способ разработки нефтяных месторождений по сравнению с закачкой воздуха. Вытеснение нефти дымовыми газами и азотом с остатками непрореагировавшего кислорода является наиболее неблагоприятным развитием процесса при закачке воздуха в пласт. Этот процесс имеет место в том случае, когда пластовой энергии или внешнего воздействия (прогрева, закачки теплоносителя) недостаточно для развития экзотермической реакции нефти с кислородом воздуха.

Начиная с начала 1970-х годов применяется интегрированный метод – термогазовое воздействие (ТГВ). Принципиальной особенностью термогазового метода по сравнению со способом проталкивания является сочетание теплового и газового воздействия на пласт, при этом инициируются внутрипластовые окислительные процессы. Реакции окисления являются экзотермическими, поэтому в зоне окислительных процессов происходит существенное повышение температуры. Тепловому воздействию подвергаются порода коллектора и пластовая нефть. Под

действием температуры из нефти выделяются легкие фракции, которые, смешиваясь с газами – продуктами окислительных реакций (азот, углекислый газ, монооксид углерода и т. п.), образуют фронт вытеснения. При соответствующих термобарических условиях пласта и свойствах пластовой нефти обеспечивается вытеснение нефти в режиме смешиваемости.

Таким образом, способ разработки пласта путем закачки в пласт воздуха может быть применен на любом нефтяном месторождении, при этом технологическая эффективность будет определяться тем, какая именно технология будет реализована в данном конкретном случае.

3.1 Физико-химические основы технологии термогазового воздействия на пласт

Формально, схема реализации этого метода совпадает со схемой внутрипластового горения (ВГ). В пласт закачивается газообразный окислитель (в основном, воздух). В результате этого в пласте начинаются экзотермические химические реакции пластовой нефти с закачанным окислителем и возникает движущийся источник тепла в пласте.

Определены два основных внутрипластовых механизма, реализуемых при закачке в пласт кислородсодержащего агента. Первый – это реакция углеводородов с кислородом, с образованием альдегидов, спиртов, кетонов и гидропримесей и выделением тепловой энергии. Компоненты в последующем взаимодействуют один с другим и полимеризируются с образованием тяжелых, менее желательных компонентов, таких как асфальтены и кокс.

Второй механизм, реализуемый при закачке в пласт кислородсодержащего агента, это традиционная реакция окисления, включающая деструктивное окисление углеводородов с получением оксидов углерода (CO_2 и CO) и воды.

Нефть вытесняется к добывающим скважинам за счёт паров воды; газами, возникающими при реакции нефти с окислителем; при смешивающемся вытеснении нефти и растворяющейся в ней двуокиси углерода; конденсированной горячей водой; валом нагретой нефти.

Реакции окисления, происходящие в обоих случаях – ВГ и ТГВ – одинаковы, но меняется их относительная доля. Таким образом, если при ВГ для повышения нефтеизвлечения используются высокотемпературные реакции нефти с кислородом воздуха, то при ТГВ – низкотемпературные и высокотемпературные, но последние менее интенсивны, чем при ВГ.

Распределяются зоны при ТГВ следующим образом: зона окислительных процессов, содержащая воздух; зона испарения; переходная зона; зона смешивающегося вытеснения; нефтяной вал и зона, не охваченная воздействием.

Схематично эти зоны показаны на рисунке 3:

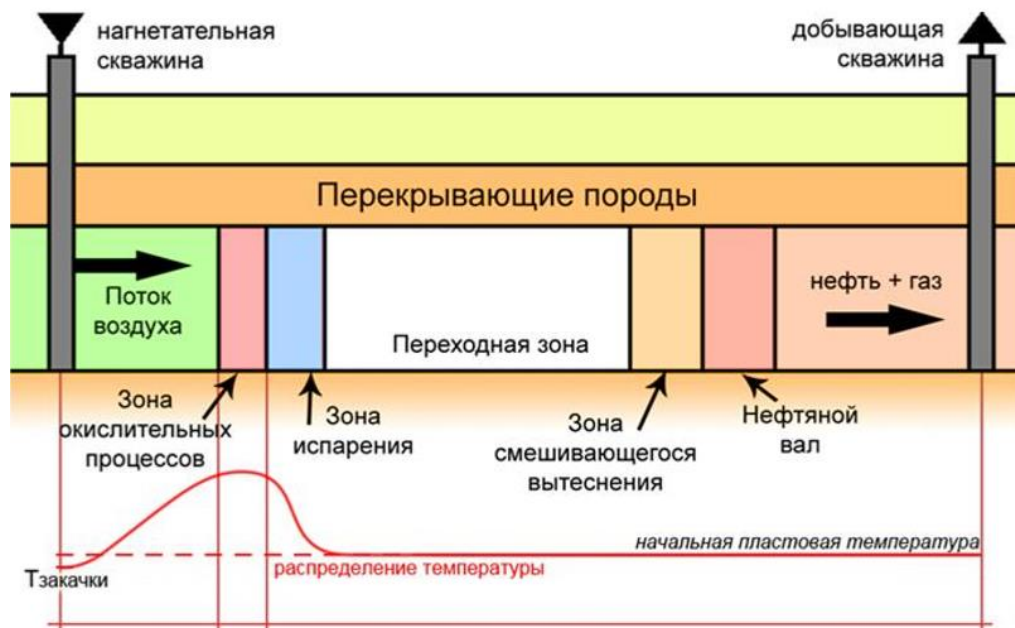


Рисунок 3 - Распределение различных зон по длине пласта при ТГВ

Вне вала нефти характеристики пласта постепенно приближаются к исходным величинам. Эта зона мало или практически совсем не затронута процессом горения, хотя в ней может наблюдаться повышенная концентрация газов горения (CO , CO_2 , N_2).

Одна из главных особенностей состоит в том, что технология ТГВ использует важные энергетические особенности месторождений, характеризующихся не только высоким пластовым давлением, но и повышенными пластовыми температурами (60°C и более). Такие температуры при закачке воздуха в результате высокой скорости расходования кислорода воздуха на окисление нефти создают условия для полного потребления кислорода, гарантируют безопасное ведение процесса и обеспечивают внутрипластовую генерацию высокоэффективного вытесняющего газового агента, обеспечивающего кардинальный прирост нефтеотдачи.

Нагрев пласта происходит без классического горения - при низкотемпературном окислении нефти также идут экзотермические реакции, сопровождающиеся выделением тепла и газообразных продуктов - CO , CO_2 , N_2 . При закачке воздуха в нефти происходят реакции: а) с разрывом химических связей и б) с присоединением кислорода. Именно первые играют важнейшую роль при высокотемпературном горении. Но начинаются они обычно при температурах выше $250\text{--}270^\circ\text{C}$. При более низких температурах протекают реакции присоединения, с образованием кислородсодержащих углеводородных соединений. Во многих «лёгких нефтях», обладающих повышенной плотностью, при закачке воздуха преобладают именно реакции с разрывом химических связей, являющиеся экзотермическими. Наличие в конкретной нефти реакций окисления с разрывом связей является одним из важных критериев успешности ТГВ на таком месторождении.

Таким образом, даже при низкотемпературном окислении нефти пласт нагревается и все процессы вытеснения пластовой нефти, описанные выше при высокотемпературном горении, также имеют место. Следует отметить, что нагрев при низкотемпературном окислении нефти трактуется как «тление». При внешнем сходстве, при низкотемпературном окислении по сравнению с высокотемпературным горением доля и значимость различных физико-химических процессов изменяется.

При закачке водовоздушной смеси в пласты в трещиноватых пропластках продвигается зона генерации тепла, которая разогревает окружающие слои породы.

При инициировании горения в пластах вязкой нефти основную роль в увеличении нефтеотдачи играет рост температуры, вызывающий резкое изменение вязкости нефти. Быстрое инициирование активных внутрипластовых окислительных процессов является одним из важнейших следствий использования энергетики пласта для организации закачки воздуха на месторождениях легкой нефти. Скорость инициирования зависит от начальной пластовой температуры (рис.4).



Рисунок 4 – зависимость времени воспламенения от начальной пластовой температуры

При закачке воздуха в пласт с лёгкой нефтью рост температуры играет второстепенную роль, а главным фактором, увеличивающим

нефтеотдачу, становится вытеснение нефти газами горения. Термические эффекты при ТГВ становятся важными лишь на поздних стадиях процесса – после прокачки воздуха в объёме, равном поровому пространству разрабатываемой части пласта, то есть, по сути, при довытеснении остаточной нефти. Они также существенны в незатронутой окислением (горением) части пласта, в которой снижение вязкости может произойти за счёт кондуктивного нагрева от фронта окисления (горения).

Важным преимуществом возможности применения ТГВ на месторождении с лёгкой нефтью является сравнительно высокая подвижность нефти в неизменённой зоне пласта, примыкающей к добывающей скважине. В случае тяжёлой высоковязкой нефти гидродинамическое сопротивление этой зоны может быть столь велико, что действие всех факторов, увеличивающих подвижность нефти непосредственно перед фронтом горения, будет недостаточным для «проталкивания» холодной нефти из неизменённой зоны пласта в добывающую скважину. При применении закачки воздуха на месторождении лёгкой нефти отрицательное влияние этого фактора значительно снижается.

В зависимости от технологических режимов закачки и состава закачиваемых агентов выделяют несколько вариантов ТГВ:

- Сухое окисление - закачивается только воздух, или смесь воздуха и кислорода;
- Влажное окисление – одновременно с воздухом закачивается вода, чтобы образовывать пар и увеличить коэффициент вытеснения нефти, перенести вперёд тепло из зоны за фронтом окисления;
- Совместная закачка воздуха и пара с поверхности;
- Циклическая закачка воздуха и пара.

3.2 Экспериментальные исследования термогазового воздействия на пласт на участке П.. месторождения.

Большая часть запасов углеводородов на П.. месторождении находятся в низкопроницаемых и высокорасчлененных коллекторах. Данные запасы относят к трудноизвлекаемым и их часть составляет около 70% от извлекаемых запасов извлекаемой нефти.

На П.. месторождении применяется заводнение и конечный коэффициент извлечения нефти составляет около 30%. Отсюда возникает потребность в применение методов увеличения нефтеотдачи, одним из которых является термогазовое воздействие, которое по критериям применимости подходит под данные виды коллекторов и геологофизических условий месторождения.

Основными проблемами разработки месторождения явились низкая продуктивность добывающих скважин, низкая естественная (без разрыва пластов нагнетаемой водой) приемистость нагнетательных скважин, а также плохое перераспределение давление по залежам при осуществлении ППД (вследствие слабой гидродинамической связи отдельных участков пластов). В отдельную проблему разработки месторождения следует выделить эксплуатацию пласта AC_{12} . Из-за низких дебитов многие скважины этого пласта должны быть остановлены, что может привести к консервации на неопределенный срок значительных запасов нефти. Одним из направлений решения этой проблемы по пласту AC_{12} является осуществление мероприятий по интенсификации добычи нефти. П.. месторождение характеризуется сложным строением продуктивных горизонтов как по площади, так и по разрезу. Коллектора горизонтов AC_{10} и AC_{11} относятся к средне- и низкопродуктивным, а AC_{12} – к аномально низкопродуктивным. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов месторождения указывает на невозможность

освоения месторождения без активного воздействия на его продуктивные пласты и без использования методов интенсификации добычи. Это подтверждает опыт разработки эксплуатационного участка левобережной части .

Основной особенностью пластов месторождения является повышенный уровень пластовой температуры, который составляет 90-100 °С. Это и является важной предпосылкой к использованию технологии термогазового воздействия. В связи с этим были проведены лабораторные и промысловые исследования для дальнейшего внедрения технологии.

В лабораторных исследованиях использовались керны с месторождения и пробы пластовых флюидов, а так же планируется ввод опытных участков, на которых будет применяться термогазовое воздействие.

Смеси для термогазового воздействия изготавливались путем смешивания в бомбе PVT газов, состав которых (CO₂, N₂, легкие углеводороды) определен по результатам экспериментов по окислению нефтей на трубных моделях. Эксперименты по фильтрации на кернах показали, что при растворении термогазовой смеси (ТГС) в нефти понижается вязкость и плотность нефти, а при фильтрации ТГС на кернах происходит многоконтантная смесимость с нефтью и практически полное ее вытеснение.

Экспериментальные исследования, а также математическое моделирование процесса ТГВ на П.. месторождении показывает следующие значения коэффициентов вытеснения нефти:

- при фильтрации продуктов окисления нефти в насыпной слим-модели пласта (длиной 9,9 м) $K_{\text{выт}}=0,90-0,95$;
- при фильтрации ТГС на кернах (ТГС соответствует составу передней части оторочки смешивающегося агента при ТГВ) $K_{\text{выт}}=0,93$;
- при математическом моделировании ТГВ с применением модели CMG STARS на основе использования уравнений трехмерной трехфазной

многокомпонентной фильтрации и описания тепловых процессов $K_{\text{выт}}=0,90-0,93$.

Для достижения таких коэффициентов вытеснения необходимо контролировать параметры ТГВ, о которых будет сказано далее. Были выполнены несколько расчетов для участков П.. месторождения. Проведены оценка технологических показателей применения ТГВ и их сопоставление с показателями заводнения (рис. 5).

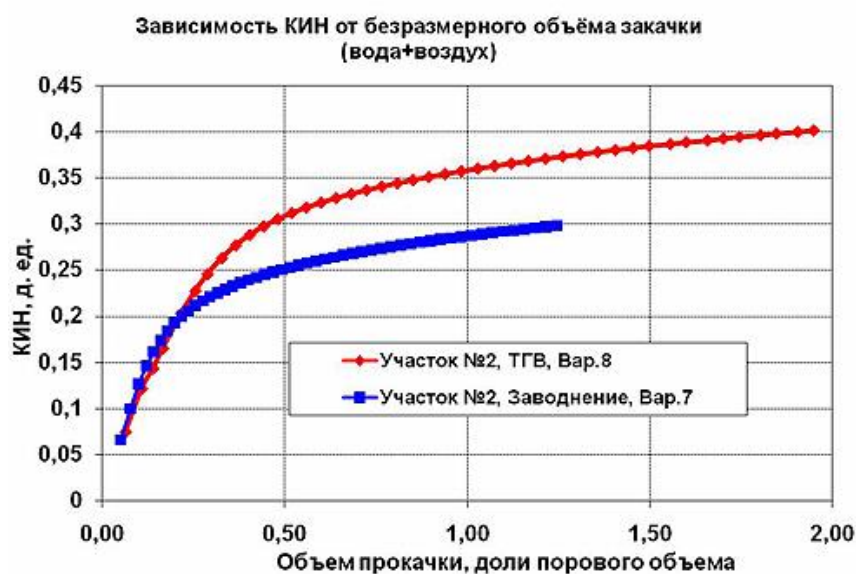


Рисунок 5 - Динамика нефтеизвлечения на одном из участков П.. месторождения при разработке с применением заводнения и с термогазовым воздействием

На рисунке 10 приведено сопоставление расчетных показателей разработки на режиме изотермического заводнения и ТГВ для одного из участков месторождения, насчитывающем X скважин.

Видно, что ТГВ при разработке участка, находящегося на начальной стадии разработки, позволяет достичь значения КИН X при объеме закачки воздуха, составившего 30% от порового объема участка.

Накопленный удельный расход воздуха на добычу нефти не превысил 440 нм³/т.

Потенциал прироста извлекаемых запасов нефти П.. месторождения в случае масштабного применения термогазового МУН оценивается в размере Х млн. т.

3.3 Физико-геологические условия участка, предлагаемого для опытно-промышленных работ

Для принятия решения о комплексном применении термогазового воздействия на месторождении, необходимо поэтапное расширение масштабов работ от малых опытных участков до всего месторождения, предусматривая для каждого этапа соответствующие виды и объемы работ по исследованию, контролю и регулированию процесса для уточнения технологии и системы разработки, а также однозначного определения эффективности применения технологии и планирования добычи нефти.

Основными требованиями к эксплуатационному объекту для термогазового воздействия для его успешной реализации являются:

- Начальная нефтенасыщенность – от 30 до 94 %;
- Применяется на месторождениях как легкой нефти, так и тяжелой.
- Можно использовать со значительным углом наклона пластов;
- Данный метод можно использовать как в достаточно проницаемых породах, так и в породах с проницаемостью порядка 10 мД;
- Наиболее выигрышными для применения ТГВ считаются пласты с начальной пластовой температурой 85–120 0С;
- Приемлемо использовать и в песчаниках, и в карбонатах;
- Пористость от 15 до 39%;
- Глубина от 60 до 3000 метров;

- Приемистость скважин, планируемых под закачку, должна быть не менее $150 \text{ м}^3 / \text{сутки}$;
- Максимальная обводненность продукции 98%;

3.4 Технология и оборудование для проведения работ

Для реализации технологии ТГВ на месторождении разработана технологическая схема основного оборудования установки ТГВ, которая включает в себя:

- блочную компрессорную станцию, обеспечивающую закачку воздуха под давлением до 37 МПа, темп закачки до 48 тыс. норм. м³ /сут с помощью двух параллельно подсоединенных станций по 24 тыс. норм. м³ /сут каждая;
- насосную станцию, обеспечивающую закачку воды в необходимом расчетном диапазоне;
- системы контроля, мониторинга и автоматизации ТГВ.
- блоки управления индивидуальными замерными установками «Мера-Массомер»
- индивидуальные замерные установки «Мера-Массомер»

Общая схема контроля ТГВ представлена на рисунке 6:

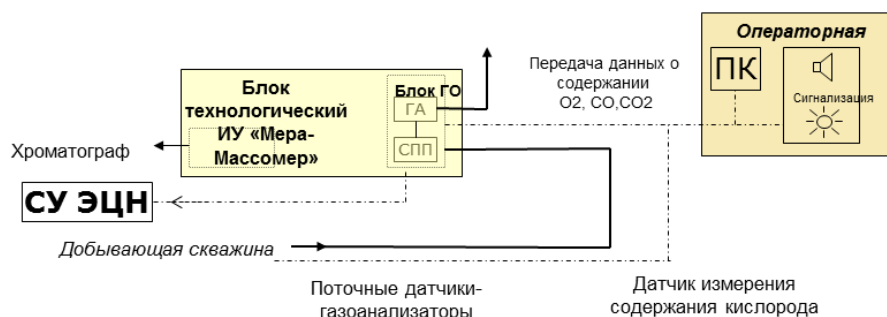


Рисунок 6 – Схема расстановки оборудования при ТГВ

Специально для термогазового воздействия на пласт была разработана компрессорная установка высокого давления (рис. 7). Она предназначена для компремирования воздуха и закачки его в пласт при разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Установка включает многоступенчатый компрессор в единой одно или многомодульной конструктивной схеме, что решает задачу выработки сжатого воздуха оптимально сбалансированным путем, как составляющую общего технологического процесса термогазового воздействия на нефтяной пласт.

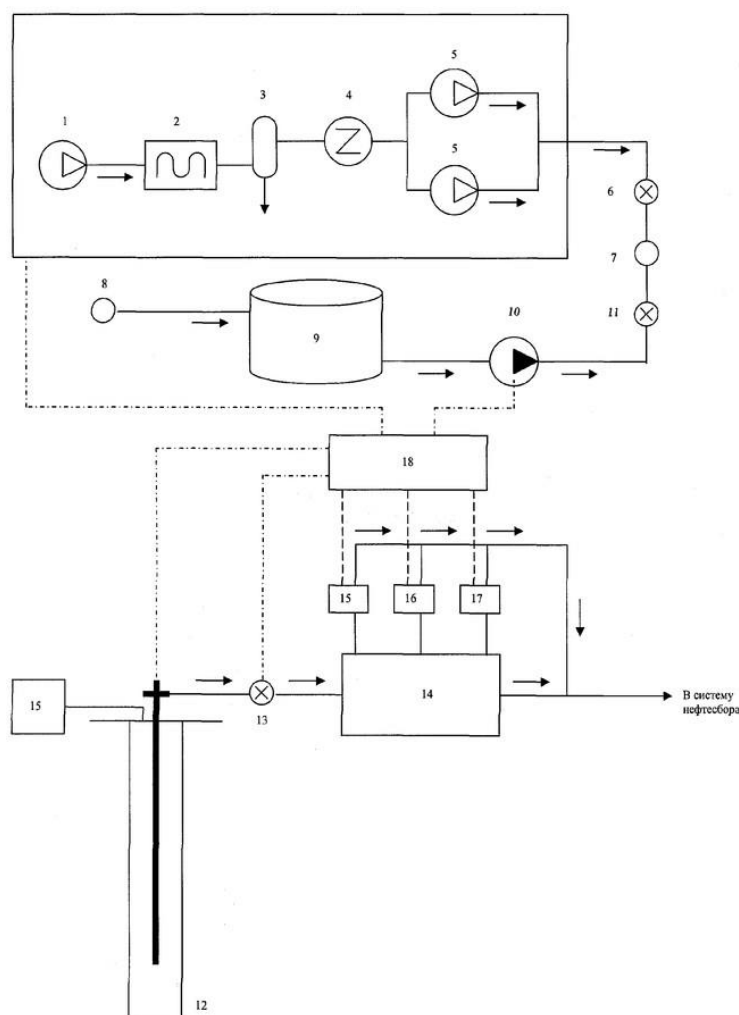


Рисунок 7 – Схема установки компремирования воздуха

Установка термогазового воздействия состоит из: линии нагнетания воздуха и линии нагнетания воды и оборудования добывающей скважины.

Линия нагнетания воздуха состоит из последовательно соединенных компрессора первой ступени компримирования (1), охладителя (2), влагоотделителя (3), воздушного ресивера (4), компрессоров второй ступени компримирования (5) (два компрессора соединенных параллельно), задвижки (6) и нагнетательной скважины (7).

Линия нагнетания воды состоит из последовательно соединенных источника воды (8), резервуара для хранения воды (9), насоса для закачки воды (10), задвижки (11) и нагнетательной скважины (7).

Комплекс оборудования добывающей скважины состоит из последовательно соединенных добывающей скважины (12), аварийной задвижки (13), индивидуальной замерной установки (14), датчиков-газоанализаторов (15, 16, 17) (три датчика соединенных параллельно), контрольно-измерительной аппаратуры (18). На выходе из затрубного пространства добывающей скважины установлен пробоотборник 19 для отбора пробы затрубного газа.

Установка термогазового воздействия работает следующим образом.

Воздух забирается из атмосферы и подается на прием компрессора первой ступени компримирования 1, после чего проходит через охладитель 2 и попадает во влагоотделитель 3, где происходит сброс конденсата, после этого воздух проходя через воздушный ресивер 4 попадает в два параллельно установленных компрессора второй ступени компримирования 5. После компримирования сжатый воздух проходит через задвижку 6 и через нагнетательную скважину 7 закачивается в пласт.

Вода поступает из источника воды 8 в резервуар для хранения воды 9, откуда забирается насосом для закачки воды 10, проходит через задвижку 11 через нагнетательную скважину 7 закачивается в пласт.

Добываемая продукция поступает из добывающей скважины (12) через аварийную задвижку (13) в индивидуальную замерную установку (14), где сепарируется. Полученный в ходе сепарации газ направляется на датчики-газоанализаторы (15, 16, 17), а жидкость идет в систему нефтесбора месторождения. Прошедший анализ газ также поступает в систему нефтесбора месторождения. Информация о составе газа с датчиков-газоанализаторов поступает на контрольно-измерительную аппаратуру (18). Кроме того предусмотрена возможность отбора проб газа из пробоотборника (15), установленного на выходе из затрубного пространства добывающей скважины, что повышает уровень безопасности проведения процесса термогазового воздействия.

Применение предлагаемой установки позволит увеличить нефтеотдачу залежи за счет извлечения нефти из недренируемой матрицы, вытеснения нефти из дренируемых зон, а также повысить уровень безопасности процесса термогазового воздействия.

3.5 Контроль параметров термогазового воздействия на примере П.. месторождения

Размер теплогенерируемой оторочки в дренируемой зоне и скорость ее перемещения в значительной степени определяется темпом закачки кислородсодержащей смеси, в частности воздуха и воды, и водовоздушным отношением. При этом если темп закачки рабочих агентов приводит к увеличению размеров зоны теплогенерации, то водовоздушное отношение может приводить как к ее увеличению, так и ее сокращению.

3.5.1 Водовоздушное отношение

Регулирование ВВО осуществляется на основе конкретного геологического строения залежей с необходимостью учета соотношения

объемов дренируемых и недренируемых зон, а также их взаимного расположения.

Увеличение водовоздушного отношения ВВО приводит:

- 1) К увеличению размера тепловой оторочки;
- 2) к увеличению глубины прогрева окружающих слоев породы;
- 3) к увеличению скорости продвижения тепловой оторочки.

Управление величиной ВВО и её оптимизацию следует осуществлять на основе математического моделирования с учетом конкретных геологических условий применения ТГВ. При этом величина ВВО должна обеспечивать формирование зоны генерации тепла в дренируемой зоне, размеры, уровень температуры и скорость перемещения которых позволяют реализовать тепловое воздействие на окружающие дренируемые зоны породы на заданные расстояния и средний уровень температуры.

$$B = \frac{r_k}{3850[C_v \cdot (T_n - T_{зак}) + r_n x]}$$

где B – водовоздушное отношения закачиваемых компонентов в продуктивный пласт;

C_v – удельная теплоемкость воды, при температуре $T_{зак} \leq T < T_n$;

r_n – теплота парообразования;

r_k – выделение тепла при сгорании одного килограмма кислорода;

x – сухость пара;

T_n – температура насыщенного пара;

$T_{зак}$ – температура закачиваемой воды

С увеличением размера тепловой оторочки увеличивается и размер зоны прогрева недренируемой матрицы. Одновременно с увеличением скорости перемещения тепловой оторочки в дренируемой зоне уменьшается глубина прогрева примыкающей к ней недренируемой матрицы.

В свою очередь размер теплогенерируемой оторочки в дренируемой зоне и скорость ее перемещения в значительной степени определяется темпом закачки кислородсодержащей смеси, в частности воздуха и воды, и водовоздушным отношением. При этом если темп закачки рабочих агентов приводит к увеличению размеров зоны теплогенерации, то водовоздушное отношение может приводить как к ее увеличению, так и ее сокращению.

С увеличением водовоздушного отношения B , с одной стороны, увеличивается длина тепловой оторочки, с другой стороны, увеличение водовоздушного отношения приводит к увеличению скорости продвижения тепловой оторочки.

Увеличение скорости уменьшает время прогрева недренируемой матрицы тепловой оторочкой (разогретая тепловая оторочка быстрее продвигается вдоль матрицы), что, соответственно, уменьшает глубину прогрева.

Поэтому должно существовать некоторое оптимальное значение водовоздушного отношения B , при котором охват прогревом недренируемой матрицы будет максимальным.

Для оценки эффективности управляющих параметров может быть использовано приведенное ниже математическое выражение, устанавливающее связь между объемом прогретой недренируемой матрицы V и водовоздушным отношением B при заданных темпах закачки воздуха и необходимой температуры прогрева матрицы:

$$V = c_1 + c_2 B - c_3 B^2,$$

Выражение $V=c_1+c_2B-c_3B^2$ представляет собой параболу, ветви которой направлены вниз (рис.8). Вершина параболы соответствует максимальному объему прогретой матрицы, который достигается при конкретном значении водовоздушного отношения.

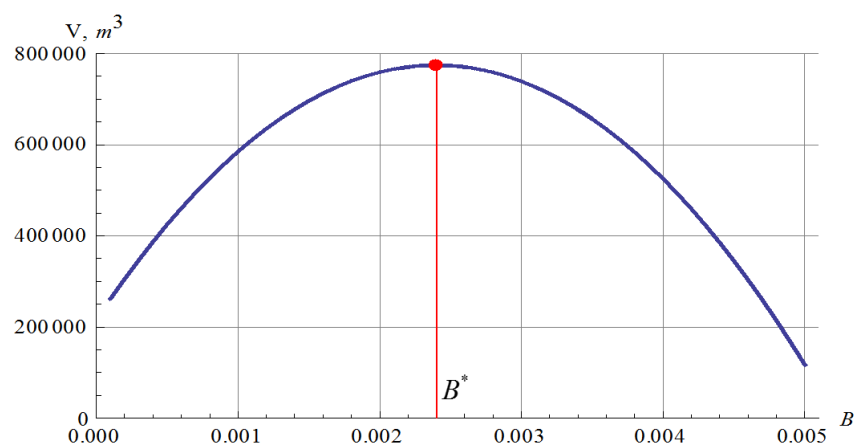


Рисунок 8 – Зависимость объема прогретой породы и ВВО.

Таким образом, величина водовоздушного отношения закачиваемой смеси является важным управляющим параметром термогазового воздействия на породы, на основании регулирования которой возможна оптимизация размера тепловой оторочки, глубины прогрева и температуры недренируемых зон.

3.5.2 Регулирования темпа закачки

Для регулирования фронта вытеснения и обеспечения высокого охвата воздействием на каждой добывающей скважине должен вестись контроль за дебитом газа. В случае превышения значения $q_{\text{газ}} = Q_{\text{закачка}}/N_{\text{скважин}}$ ($Q_{\text{закачка}}$ – текущий темп закачки воздуха в пласт, $N_{\text{скважин}}$ – количество работающих скважин в этот момент) дебита газа на скважине повышается давление, вследствие чего происходит перераспределение фильтрационных потоков, фронт меняет свое направление и распространяется более равномерно.

Максимальный темп закачки поддерживается на начальном этапе реализации технологии, в последующем, вследствие вывода из эксплуатации добывающих скважин, темп закачки снижается.

3.5.3 Содержание окислителя в рабочем агенте

На рисунке 9 видно, что увеличение содержания кислорода в закачиваемой смеси значительно влияет на накопленную добычу. При этом удельный прирост накопленной добычи нефти при увеличении содержания кислорода в воздухе снижается начиная с 60% и более. С учетом снижения прироста накопленной добычи нефти при увеличении содержания кислорода в воздухе с учетом погрешности расчётов эффективное содержание окислителя в рабочем агенте ТГВ составило 53-80%. Темп закачки рабочего агента при этом составил 22-27 тыс. норм. м³ /сутки.



Рисунок 9 - Накопленная добыча нефти при разном содержании окислителя в рабочем агенте

3.5.4 Комплексное регулирование параметров ТГВ

Подтверждается эффективность комплексного параметров ТГВ. Максимальный объем накопленной добычи нефти получен при следующем

варианте работы установки ТГВ (точка В5, рис.10): темп нагнетания атмосферного воздуха 50 тыс. норм. м³ /сутки, водовоздушное отношение 0,002

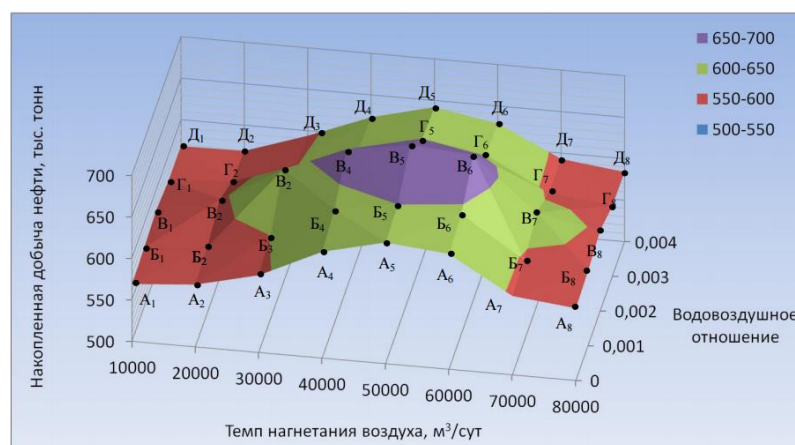


Рисунок 10 - накопленная добыча нефти при комплексном регулировании параметров ТГВ.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Основная цель расчетов – экономическая оценка предлагаемого проекта по внедрению технологии термогазового воздействия (ТГВ) на П.. месторождении, с помощью которой возможно более полное извлечение запасов и вовлечение запасов, не затронутых ранее разработкой. Технология должна отвечать критерию достижения максимального экономического эффекта за счет дополнительной добычи при соблюдении требований экологии и охраны окружающей среды.

Экономическая эффективность проекта выражается в расчете прибыли от дополнительной добычи нефти. При этом учитываются все статьи затрат: затраты на подготовительные работы, внедрение ТГВ (закупка установок и их демонтаж), эксплуатационные затраты, затраты на электроэнергию, налоговые исчисления.

Таким образом, целью данного раздела является экономическое обоснование предлагаемых мероприятий.

Для оценки экономической целесообразности осуществления мероприятия используются следующие основные показатели эффективности:

- прирост потока денежной наличности;
- чистый дисконтированный доход;
- индекс доходности.

Стоимость одного барреля нефти берём 40,048\$, то есть тонна нефти, плотностью 850 кг/м³ на мировом рынке стоит 296,324\$, или 20150 рублей при стоимости одного доллара 68 рублей.

Технико-экономическая оценка эффективности внедрения технологии ТГВ выполнена на основе одного из наиболее перспективных вариантов.

Данный вариант предполагает создание опытного участка ТГВ на П. месторождении, который включает капитальные затраты на бурение скважин, строительно-монтажные работы, проектные работы, а также закупку и монтаж комплекса оборудования.

Разработка опытного участка с применением технико-технологического комплекса ТГВ. Основное оборудование установки ТГВ:

- блочная компрессорная станция, обеспечивающая закачку воздуха под давлением до 37 МПа, темп закачки до 48 тыс. норм. м³ /сут с помощью двух параллельно подсоединенных станций по 24 тыс. норм. м³ /сут каждая;
- насосная станция, обеспечивающая закачку воды в необходимом расчетном диапазоне;
- системы контроля, мониторинга и автоматизации ТГВ;
- индивидуальные замерные установки «Мера-Массомер»;
- блоки управления индивидуальными замерными установками «Мера-Массомер»;
- газоанализаторы (для определения в постоянном режиме состав газа).

При обустройстве опытного участка большая часть затрат – 950 млн рублей – это инвестиции в строительство скважин опытного участка, которые не будем учитывать, т.к. они приблизительно одинаковы при применении любого из методов увеличения нефтеотдачи. ТГВ не требует никак конструктивных особенностей в строительстве скважин. Ниже в таблице 1 представлена стоимость установок для внедрения ТГВ:

Таблица 1.

№ п/п	Оборудование	Стоимость, руб. за единицу
1	БКНС;	70 000 000
2	Насосная станция;	45 000 000
3	Системы контроля;	10 000 000
4	АГЗУ и блоки управления, «Мера-Массомер»;	29 000 000
5	Газоанализаторы.	2 000
6	Всего	160 000 000

Таким образом оценочная стоимость установки ТГВ с учетом рекомендуемых параметров составляет 160 млн рублей.

Данные компрессорные и насосные установки производится на Уральском компрессорном заводе, в городе Екатеринбурге. Екатеринбург был выбран расчетом на то, что он находится ближе к месторождению и тем, что качества производства установок очень высоки. Расстояние от Екатеринбурга до П.. месторождения примерно 1100 км. Цена 1 км провоза составляет примерно 120 рублей.

Исходя из этого, стоимость доставки установок до месторождения составит:

$$1100 \cdot 120 = 132000 \text{ рублей.}$$

Затраты на оплату труда

Для внедрения технологии необходимо произвести различные операции по монтажу и выставлению необходимых параметров ТГВ.

Таблица 2.

№ п/п	Виды работ	Ед. изм.	Объем по проекту
1	Монтаж БКНС	Количество дней для выполнения работы	20
2	Монтаж насосной станции		8
3	Монтаж замерных установок и блоков управления		6
4	Подготовка скважин для ТГВ		6

В общей сложности монтаж всего оборудования занимает 20 дней. Для этого требуется 2 бригады подрядчиков, в среднем по 10 человек. Стоимость работы одного дня бригады составляет 80 тыс.руб. Итого получается:

$$20 \cdot 80000 \cdot 2 = 3200000 \text{ рублей.}$$

Социальные взносы на заработную плату

$$164000000 \cdot 0,15 = 24,6 \text{ млн. руб.}$$

Накладные расходы

Накладные расходы составляют 20% от основных:

$$164000000 \cdot 0,2 = 32,8 \text{ млн. руб.}$$

НДС – 18%

$$221400000 \cdot 0,18 = 39,8 \text{ млн. руб.}$$

Всего расходов на внедрение технологии ТГВ 261 млн. руб.

Срок реализации технологии 10 лет.

Амортизация приобретённого оборудования

$$НА = 1/10 \cdot 100\% = 0,1$$

$$А = Ц \cdot НА$$

$$261000000 \cdot 0,1 = 26,1 \text{ млн. рублей,}$$

НА – норма амортизации;

А – годовая амортизация.

Для выявления экономической эффективности сравним два схожих по геологическим условиям участка: уже работающий и участок, который планируется внедрить (таблица 3)

Таблица 3 – План по добычи нефти с 2012 по 2015 год

	Добыча жидкости, тонн	
	План. добыча без ТГВ	План. с внедрения ТГВ
2012	16 062	19274,4
2013	17 668	21201,8
2014	17 138	20565,8
2015	17 186	20623,6

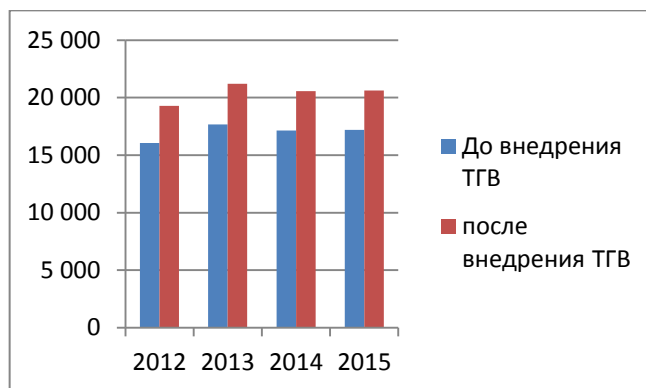


Рисунок 1 – Добыча нефти без применения ТГВ и с его применением.

Исходя из данных прирост добычи составил около 19%, в среднем на 280 тонны в месяц с опытного участка.

4.1 Дополнительная добыча нефти

Дополнительная добыча нефти за 2012 год.

$$\Delta Q_{2012} = Q_{\text{н}} * K_{\text{э}} = 3212,4 * 0,97 = 3116 \text{ т.}$$

4.2.2 Дополнительная добыча нефти за 2013 год.

$$\Delta Q_{2013} = Q_{\text{н}} * K_{\text{э}} = 3533,64 * 0,97 = 3427,6 \text{ т.}$$

Дополнительная добыча нефти за 2014 год.

$$\Delta Q_{2014} = Q_{\text{н}} * K_{\text{э}} = 3427,6 * 0,97 = 3324,8 \text{ т.}$$

4.2.4 Дополнительная добыча нефти за 2015 год.

$$\Delta Q_{2015} = Q_{\text{н}} * K_{\text{э}} = 3437,2 * 0,97 = 3334,15 \text{ т.}$$

4.2 Выручка от реализации.

Цена реализации нефти на рынке принята 20150 руб/т.

$$\Delta B_{2012} = \Delta Q_{2012} * \text{Ц} = 3116 * 20150 = 62,7 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta B_{2013} = \Delta Q_{2013} * \text{Ц} = 3427,6 * 20150 = 69 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta B_{2014} = \Delta Q_{2014} * \text{Ц} = 3324,8 * 20150 = 66,99 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta B_{2015} = \Delta Q_{2015} * \text{Ц} = 3334,15 * 20150 = 67,1 \text{ млн. руб}$$

4.3 Эксплуатационные затраты.

Затраты на дополнительную добычу нефти в год

$$З_{\text{доп 2012}} = \Delta Q'_{2012} * З_{\text{пер}} = 3116 * 1517,75 = 4,7 \text{ млн. руб}$$

$$З_{\text{доп 2013}} = \Delta Q'_{2013} * З_{\text{пер}} = 3427,6 * 1517,75 = 5,2 \text{ млн. руб}$$

$$З_{\text{доп 2014}} = \Delta Q'_{2014} * З_{\text{пер}} = 3324,8 * 1517,75 = 5,04 \text{ млн. руб}$$

$$З_{\text{доп 2015}} = \Delta Q'_{2015} * З_{\text{пер}} = 3334,15 * 1517,75 = 5,06 \text{ млн. руб}$$

Текущие затраты на проведение мероприятия.

$$\Delta З_{\text{тек 2012}} = З_{\text{ТГВ}} + З_{\text{доп 2012}} = 26,1 + 4,7 = 30,8 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta Z_{\text{тек } 2013} = Z_{\text{ТГВ}} + Z_{\text{доп } 2013} = 26,1 + 5,2 = 31,3 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta Z_{\text{тек } 2014} = Z_{\text{ТГВ}} + Z_{\text{доп } 2014} = 26,1 + 5,04 = 31,14 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta Z_{\text{тек } 2015} = Z_{\text{ТГВ}} + Z_{\text{доп } 2015} = 26,1 + 5,06 = 31,16 \text{ млн. руб}$$

Прирост прибыли от проводимого мероприятия.

$$\Delta П_{2012} = \Delta В_{2012} - \Delta Z_{\text{тек } 2012} = 62,7 - 30,8 = 31,9 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta П_{2013} = \Delta В_{2013} - \Delta Z_{\text{тек } 2013} = 69 - 31,3 = 37,7 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta П_{2014} = \Delta В_{2014} - \Delta Z_{\text{тек } 2014} = 66,9 - 31,14 = 35,76 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta П_{2015} = \Delta В_{2015} - \Delta Z_{\text{тек } 2015} = 67,1 - 31,16 = 35,94 \text{ млн. руб}$$

4.4 Налоги.

Прирост налога на прибыль в год.

$$\Delta Н_{\text{Пр } 2012} = \frac{\Delta П_{2012} * Н}{100} = \frac{31,9 * 24}{100} = 7,6 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta Н_{\text{Пр } 2013} = \frac{\Delta П_{2013} * Н}{100} = \frac{37,7 * 24}{100} = 9 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta Н_{\text{Пр } 2014} = \frac{\Delta П_{2014} * Н}{100} = \frac{35,76 * 24}{100} = 8,6 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta Н_{\text{Пр } 2015} = \frac{\Delta П_{2015} * Н}{100} = \frac{35,94 * 24}{100} = 8,7 \text{ млн. руб}$$

4.5 Расчет экономических показателей проекта.

Прирост потока денежной наличности в год

$$\Delta ПДН_{2012} = \Delta П_{2012} - \Delta Н_{\text{Пр } 2012} = 31,9 - 7,6 = 24 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta ПДН_{2013} = \Delta П_{2013} - \Delta Н_{\text{Пр } 2013} = 37,7 - 9 = 28,7 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta ПДН_{2014} = \Delta П_{2014} - \Delta Н_{\text{Пр } 2014} = 35,76 - 8,6 = 27,16 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta ПДН_{2015} = \Delta П_{2015} - \Delta Н_{\text{Пр } 2015} = 35,94 - 8,7 = 27,24 \text{ млн. руб}$$

Коэффициент дисконтирования.

$$\alpha_{2012} = \frac{1}{(1 + E)^{t-1}} = \frac{1}{(1 + 0.15)^0} = 1$$

$$\alpha_{2013} = \frac{1}{(1 + E)^{t-1}} = \frac{1}{(1 + 0.15)^{2-1}} = 0.87$$

$$\alpha_{2014} = \frac{1}{(1 + E)^{t-1}} = \frac{1}{(1 + 0.15)^{3-1}} = 0.76$$

$$\alpha_{2015} = \frac{1}{(1 + E)^{t-1}} = \frac{1}{(1 + 0.15)^{4-1}} = 0.66$$

Дисконтированный прирост потока денежной наличности в год

$$\Delta\text{ДПДН}_{2012} = \Delta\text{ПДН}_{2012} * \alpha_{2012} = 24 * 1 = 24 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta\text{ДПДН}_{2013} = \Delta\text{ПДН}_{2013} * \alpha_{2013} = 28,7 * 0,87 = 24,97 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta\text{ДПДН}_{2014} = \Delta\text{ПДН}_{2014} * \alpha_{2014} = 20,65 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta\text{ДПДН}_{2015} = \Delta\text{ПДН}_{2015} * \alpha_{2015} = 17,9 \text{ млн. руб}$$

Чистый дисконтированный доход за 4 года

$$\text{ЧДД} = \sum_t^T \Delta\text{ДПДН}_t = 87,52 \text{ млн. руб}$$

После проведения экономических расчетов, было установлено, что внедрения технологии ТГВ экономически целесообразно для данных условий П.. месторождения. Срок работы технологии 10 лет, за 4 года по расчетам мы получили прирост дополнительной нефти – 13 тыс. тонн; ЧДД от данного мероприятия (за 4 года) составил 87,5 млн. руб. Как видно из графика (рис. 2) срок окупаемости проекта 4 года.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ РАБОТЕ ОПЕРАТОРА С УСТАНОВКОЙ ТЕРМГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

Рабочее место оператора установки термогазового воздействия (ТГВ) располагается непосредственно вблизи скважины.

Рабочая зона представляет собой открытую площадку (куст). В этой зоне располагаются скважины, электрические приборы, компрессорные установки, которые работают под высоким давлением, генераторы, замерные установки и системы контроля и автоматизации ТГВ, которые включают в себя различные компьютеры.

5.1 Производственная безопасность

5.1.1 Анализ вредных и опасных факторов

При работе с установками ТГВ может возникать множество опасных и вредных факторов, которые могут нести угрозу здоровью оператора. Более подробно выявлены вредные и опасные факторы в таблице 1.

Таблица 1 – Опасные и вредные факторы при термогазовом воздействии на пласт

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Обслуживание компрессорных установок; 2. Обслуживание фонда скважин;	1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе;	1. Аппараты под давлением; 2. Электричес кий ток;	1. СанПиН 2.2.4- 548-96 2. ГОСТ 12.1.012– 90 ССБТ и ГОСТ 12.1.003–2014

3. Контроль за трубопроводами и различными коллекторами; 4. Работа с электроустановками и трансформаторами.	2. Превышение уровней шума и вибрации; 3. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.	3. Пожароопасный фактор.	ССБТ. 3. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. 4. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ 5. ГОСТ 12.2.061–81 ССБТ
--	---	--------------------------	--

5.1.2 Вредные факторы

—Превышения уровня шума

В непосредственной близости от рабочего места оператора находятся компрессорные установки, которые создают уровень звукового давления в децибелах, не превышающий допустимый уровень шума, согласно требованиям [7]. Норма для помещения управления составляет 75 дБА [7].

Допустимые уровни шума для производственных объектов приведены в таблице 2.

Таблица 2– Предельно допустимые уровни звукового давления [7].

№пп	Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивален- тные уровни
Выполнение всех видов на постоянных рабочих местах и на территории предприятий		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	(в дБА)
		107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Индивидуальные мероприятия для устранения уровня шума: наушники, противозумные вкладыши, перерывы на отдых от данного помещения.

К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

—Превышения уровня вибрации

Генераторы, позволяющие бесперебойную работу, и сами компрессорные установки создают определенный уровень вибрации. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0 \div 28$ мм [11].

В связи с длительной работой данного оборудования, происходит его износ, поэтому в будущем может произойти превышения уровня вибрации. Мероприятия для устранения уровня вибрации: установить прокладки между полом и работающим оборудованием. Так же можно увеличить количество крепежей. При соприкосновении с вибрирующими предметами такие материалы — резина, войлок, асбест, пробка — противодействуют колебаниям и ослабляют вибрацию.

В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы.

—Отклонение показателей климата на открытом воздухе

При проведении работ на открытых площадках X нефтяного месторождения указываются:

- период времени года выполняемых работ,
 - метеорологические параметры воздуха территории района
- (минимальные и максимальные температуры,

- скорость движения, относительная влажность, давление).

Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе зависят от климатических регионов, тяжести и времени выполняемых работ.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

- запретить допуск к работам при отсутствии у работников СИЗ, отвечающим климатическим условиям.

- в летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать СИЗ от гнуса и клеща.

- при температуре наружного воздуха ниже минус 25 °С работающих на открытом воздухе ежечасно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживать температура плюс 25 °С. Пункты обогрева оборудуют и эксплуатируют по соответствующей инструкции.

- в зимнее время, независимо от состояния погоды, выход людей за пределы жилой или производственной зоны допустим только группой в составе не менее двух человек по письменному разрешению (записью в журнале).

— Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

В процессе производственных операций оператор может подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

Предельно допустимые концентрации вещества: азота диоксид – 2 мг/м³, бензол – 10 мг/м³, углерода оксид – 20 мг/м³ [9].

Коллективные средства защиты - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы.

5.1.3 Опасные факторы

- Пожаровзрывобезопасность

Для обеспечения пожаробезопасности применяются активные и пассивные способы пожаротушения. При активном способе процесс горения подавляют при помощи огнегасительных средств, воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара, разбавлением реагирующих веществ. Химическое торможение введением в зону горения антикатализаторов – (ингибиторов) и т.д. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя или инертизации среды, в которой находится очаг горения. Для тушения пожаров используются жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные и твердые вещества, вода, химическая и воздушно–механическая пена, водяной пар, гидроаэрозоли, галоидированные углеводороды, инертные газы и порошковые составы.

При работе с пожароопасными и взрывопожароопасными веществами и материалами соблюдаются требования маркировки и предупредительных надписей [15]. Первичные средства пожаротушения представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Первичные средства пожаротушения.

Наименование		ГОСТ	Количество, шт.
Огнетушитель пенный ОХП–10		ГОСТ 16005–70	12
Ящики с песком	0,5 м ³	—	4
	1 м ³		2
Лопаты		ГОСТ 3620–70	5

Лом пожарный легкий	ГОСТ 16714–71	2
Топор пожарный поясной	ГОСТ 16714–71	2
Багор пожарный	ГОСТ 16714–71	2
Ведро пожарное	ТУ 220	4

На стадии проектирования необходимо предусмотреть противопожарные разрывы между узлом приготовления раствора, емкостями для его хранения и устьем скважины не менее 50 м [15]. Вся циркуляционная система, механизмы по обработке и заготовке раствора, площадка для хранения порошкообразных реагентов должны быть под навесом для защиты от атмосферных осадков. Все деревянные и тканевые покрытия привышечных сооружений, находящиеся в непосредственной близости от циркуляционной системы и приемных емкостей, пропитываются 25–30%-ным раствором жидкого стекла. Над желобами и приемными емкостями должна быть обеспечена естественная вентиляция.

Электросварочные работы можно вести только после соответствующей подготовки свариваемых деталей, узлов и прилегающего к ним района (очистка, пропарка и др.). В случае воспламенения раствора необходимо остановить насосы, выключить дизели и электродвигатели. Горящий раствор при плотности менее 1000 кг/м^3 тушится пеной, а при более высокой плотности допускается применение воды.

- Электробезопасность.

Поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т. е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. При этом повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека, является опасным фактором.

В зависимости от условий производственной среды и нормативным документам [13], рассматриваются следующие вопросы: требования к электрооборудованию, анализ соответствия реального положения на производстве перечисленным требованиям, выбор и обоснование категории помещения по степени опасности поражения электрическим током, мероприятия по устранению обнаруженных несоответствий, обоснование мероприятий и средств защиты работающих от поражения электрическим током. При работе вблизи воспламеняющихся материалов, взрывоопасных паров или пыли разрешается использовать только специальные электроинструменты (во взрывобезопасном исполнении или не создающие искр). Запрещается работать с электрооборудованием в дождь.

Основные коллективные способы и средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль; установка ограждающих устройств; предупредительная сигнализация и блокировки; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов; применение малых напряжений; защитное заземление; зануление; защитное отключение. При необходимости производится расчет защитного заземления, зануления, выбор устройств автоматического отключения.

Индивидуальные основные изолирующие электрозащитные средства способны длительно выдерживать рабочее напряжение электроустановок, поэтому ими разрешается касаться токоведущих частей под напряжением. В установках до 1000 В – это диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками, указатели напряжения [13].

Индивидуальные дополнительные электрозащитные средства обладают недостаточной электрической прочностью и не могут самостоятельно защитить человека от поражения током. Их назначение – усилить защитное действие основных изолирующих средств, с которыми они должны применяться. В установках до 1000 В – диэлектрические боты, диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки. В рабо-

те необходимо провести обоснование выбора индивидуальных основных и дополнительных изолирующих электрозащитных средств данного рабочего места.

-Аппараты под давлением

Превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Высокий уровень давления в технологическом и оборудовании, и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам в том числе не совместимые с жизнью. Аппараты под давлением, например компрессорная установка, регулируются нормативным документом [29].

Для коллективной защиты аппараты под высоким давлением должны оснащаться системами взрывозащиты, которые предполагают наличие различных гидрозатворов и огнепреградителей. Также используются устройства аварийного сброса давления (обратные и предохранительные клапаны). Оператор должен использовать следующие средства индивидуальной защиты: костюм (халат) хлопчатобумажный, рукавицы комбинированные, сапоги резиновые.

Объем контроля определяется в зависимости от группы сосуда (аппарата), который работает под давлением и определяется в зависимости от температуры стенки, расчетного давления и характера рабочей среды (таблица 3)

Таблица 3 – Определение группы сосуда

Группа сосуда	Расчетное давление, МПа (кгс/см ²)	Температура стенки, °С	Характер рабочей среды
1	Свыше 0,07 (0,7)	Независимо	Взрывоопасная, или пожароопасная, или 1, 2 классов опасности по ГОСТ 12.1.007

2	До 2,5 (25)	Ниже минус 70, выше 400	Любая, за исключением указанной для 1-й группы сосудов
	Свыше 2,5 (25) до 4 (40)	Ниже минус 70, выше 200	
	Свыше 4 (40) до 5 (50)	Ниже минус 40, выше 200	
	Свыше 5 (50)	Независимо	
3	До 1,6 (16)	От минус 70 до минус 20	
		От 200 до 400	
	Свыше 1,6 (16) до 2,5 (25)	От минус 70 до 400	
	Свыше 2,5 (25) до 4 (40)	От минус 70 до 200	
	Свыше 4 (40) до 5 (50)	От минус 40 до 200	
4	До 1,6 (16)	От минус 20 до 200	

5.2 Экологическая безопасность

5.2.1 Анализ влияния термогазового воздействия на окружающую среду

При работе и обслуживании технологических установок создаются воздействия на окружающую среду.

При термогазовом воздействии на пласт в основном загрязняющими атмосферу веществами являются углеводороды, сероводород, оксиды хрома и серы, механические взвеси.

К выбросам их при добыче нефти приводят следующие случаи: аварийное фонтанирование, опробование и испытание скважин. Значительное количество углеводородов выделяется в атмосферу в результате негерметичности оборудования и арматуры.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества (таблица 4).

Таблица 4– Вредные вещества [5]

	Наименование загрязняющих веществ	ПДК м.р. в воздухе населенных мест, мг/м ³	Класс опасности	Параметры выбросов	
				г/сек	т/год
	Двуокись азота	0,085	2	0,078	1,230
	Окись углерода	5,000	4	0,220	4,88
	Углеводороды	50(ОБЦВ)	4	9,140	298,8
	Сажа	0,15	3	0	2
	Метанол	1	3	0,041	1,290

Источниками оксидов углерода, азота и серы могут являться сами скважины, при их негерметичности.

Происходит загрязнение литосферы за счет твердых отходов, а также при разливах нефти.

Нефть, попадая в почву, опускается вертикально вниз под влиянием гравитационных сил и распространяется вширь под действием поверхностных и капиллярных сил. При содержании в грунте 10-12 % (уровень остаточного насыщения) нефть становится неподвижной.

Движение прекращается также при достижении нефтью уровня грунтовых вод. Нефть начинает перемещаться в направлении уклона поверхности грунтовых вод. Для предотвращения миграции разлитой нефти бурят серию скважин и извлекают загрязненные грунтовые воды. В некоторых случаях на пути движения грунтовых вод ставится

водонепроницаемый барьер (резиновые гидроизолирующие мембраны). Нефть, скопившаяся около барьера, удаляется при помощи специального оборудования.

Проявление капиллярных сил хорошо прослеживается при значительной проницаемости и пористости грунта. Пески и гравийные грунты, например, благоприятны для миграции нефти; глины и илы неблагоприятны. В горных породах нефть движется в основном по трещинам.

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти и вод с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

При этом опасное загрязнение природных вод возможно как при сбросе в них неочищенных вод, так и при разливе, смыве собственно токсичных веществ в водоемы, грунтовые и подземные воды. Такие случаи довольно часто возникают в процессе бурения и крепления нефтяных и газовых скважин, при перетоках нефти или пластовых минерализованных вод из нижележащих горизонтов в вышележащие и наоборот.

Большое значение для предотвращения загрязнения пресноводных горизонтов имеют правильный выбор конструкции скважины и качество цементирования колонн. Конструкция скважины должна изолировать все пресноводные горизонты от продуктивных нефтяных (газовых) залежей. К временным источникам загрязнения относятся:

- негерметичностьзаколонного пространства скважин из-за некачественного его цементирования или по другим причинам, приводящая к межпластовым перетокам и загрязнению водоносных горизонтов;

- поглощение бурового раствора в процессе помывки скажин и фильтрации его водной фазы в проницаемые отложения.

В состав пластовых входят воды, добываемые совместно с нефтью, отделяемые от нее на центральных пунктах сбора и подготовки нефти. В общем объеме сточных вод пластовые воды составляют 82-84 %. По мере увеличения срока эксплуатации нефтяного месторождения объем пластовых вод непрерывно растет. В составе сточных вод пластовые воды наиболее минерализованы. Провсе большей закачке пресных вод в нефтяные пласты минерализация пластовых вод снижается. Помимо минеральных солей пластовые воды содержат нефть, песок, глинистые частицы.

5.2.2 Мероприятия по защите окружающей среды

Для обеспечения охраны окружающей среды и недр в процессе добычи газа выполняется комплекс требований. На аварийных факельных установках необходимо обеспечить полное и бездымное сгорание газов. Предусмотреть очистку сбрасываемого газа на факел от капельной нефти, оборудовать факела устройствами для дистанционного розжига горелок.

Мероприятия по рациональному использованию и охране водных ресурсов: установление и поддержание водо-охранных зон; вынесение объектов из экологически уязвимых зон; герметизированная система сбора и транспорта продукции скважин; рассредоточение объема закачки воды по пласту; использование труб из синтетических материалов, соответствующих климатическим условиям района; контроль качества сварных швов; сбор разлившихся нефтепродуктов в аварийную емкость с последующей перекачкой на УПН; при ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химических реагентов обеспечивается: контролем давления в общем коллекторе и замерном сепараторе с сигнализацией предельных значений на ЗУ; в случае аварии на УПН автоматическим переключением потока нефти в аварийные емкости; аварийным отключением насосных агрегатов на УПН и узлах дозирования

ингибиторов; закреплением трубопроводов на проектных отметках грузами и анкерами, препятствующими всплытию и порыву; прокладкой трубопроводов в кожухах через автомобильные дороги; контролем качества сварных швов трубопроводов методом радиографирования и магнитографирования и гидравлическое испытание на прочность и герметичность.

Регулирует отношения в сфере взаимодействия общества и природы, возникающие при нефтедобычи, Федеральный "Об охране окружающей среды" от 10.01.2002 N 7-ФЗ.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.3.1 Анализ вероятных ЧС на П..месторождении

В основе аварий могут лежать как технические причины, так и человеческий фактор, они могут быть объективными и субъективными, а также быть следствием экологических и стихийных факторов. Необходимо разработать перечень мероприятий по повышению устойчивости проектируемого объекта (повышение прочности конструкций, резервирование запасов сырья, систем электро-газо-водоснабжения и т.д.).

Для П.. месторождения характерны следующие чрезвычайные ситуации:

- природные (большая продолжительность периода с устойчивыми морозами (до –45 оС) составляет 164 дня, сильные метели и снежные заносы, лето короткое (50–60 дней), умеренно теплое (+23 оС) и пасмурное, с частыми заморозками);

- технические: сильные взрывы газовоздушных смесей (образуются в результате утечки газа или легких фракций нефти), крупномасштабные пожары на нефтепроводах и территории резервуарного парка, разливы на больших площадях ядовитых сильнодействующих веществ;

– военно – политические (захват заложников, военные действия, действие экстремистских группировок и т.д.).

5.3.2 Мероприятия по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС

Для снижения последствий и недопущения ЧС необходим анализ и выявление чрезвычайных потенциальных ситуаций. Для этого на предприятии принимают следующие меры[17]:

- контроль и прогнозирование опасных природных явлений и негативных последствий хозяйственной деятельности людей;
- оповещение населения, работников и органов управления предприятия об опасности возникновения ЧС;
- планирование действий по предупреждению ЧС и ликвидации их последствий;
- обучение работников к действиям в ЧС и поддержание в готовности средств защиты.

Все виды перечисленных профилактических мероприятий выполняются заблаговременно, чтобы обеспечить более надежную защиту населения и территории.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1 Организационные мероприятия

Подготовка рабочего участка и допуск бригады к работе осуществляется только после получения разрешения от оперативного персонала, в управлении и ведении которого находится оборудование ТГВ. Не допускается изменять предусмотренные нарядом меры по подготовке рабочих мест.

Подготовка рабочего места – выполнение до начала работ технических мероприятий для предотвращения воздействия наработающих опасных производственных факторов на рабочем месте.

Допускающий перед допуском к работе должен убедиться в выполнении технических мероприятий по подготовке рабочего места – личным осмотром, по записям в оперативном журнале, по оперативной схеме и по сообщениям персонала оперативного и оперативно–ремонтного других задействованных организаций.

Началу работ по наряду (распоряжению) должен предшествовать целевой инструктаж.

При включении в состав бригады нового члена бригады инструктаж, как правило, проводит производитель работ (наблюдающий)

Выдающий наряд (распоряжение), ответственный руководитель работ, производитель работ в проводимых или целевых инструктажах, помимо вопросов электробезопасности, должны дать четкие указания по технологии безопасного проведения работ, безопасному использованию грузоподъемных машин и механизмов, инструмента и приспособлений.

Допуск к работе оформляется в обоих экземплярах наряда, из которых один остается у производителя работ (наблюдающего), а второй – у допускающего.

После полного окончания работы производитель работ (наблюдающий) должен удалить бригаду с рабочего места, снять установленные бригадой временные ограждения, плакаты и заземления, закрыть двери электроустановки на замок и оформить в наряде полное окончание работ. Ответственный руководитель после проверки рабочего места также оформляет в наряде полное окончание работ.

Окончание работы по наряду (распоряжению) также оформляется оперативным персоналом в «Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям» и в оперативном журнале.

5.4.2 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Перед включением установки после полного окончания работ оперативный персонал убеждается в готовности установки к включению (проверяется чистота рабочего места, отсутствие инструмента и т.п.), снимает временные ограждения, переносные плакаты безопасности и заземления, восстанавливает постоянные ограждения.

В аварийных случаях до полного окончания работ оперативный персонал или допускающий могут включить в работу выведенное в ремонт электрооборудование или электроустановку в отсутствие бригады при условии, что до прибытия производителя работ и возвращения им наряда на рабочих местах расставлены работники, обязанные предупредить производителя работ и всех членов бригады о включении электроустановки и запрете возобновления работ.

5.4.3 Особенности законодательного регулирования

Законодательством РФ регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др.

Продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. Для работников, работающих на местах, отнесенных к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов.

Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на

работах с опасными или вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск.

Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться, перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается. Всем работникам предоставляются выходные дни, работа в выходные дни производится только с письменного согласия работника[28].

Законодательством РФ запрещены дискриминация по любым признакам, а также принудительный труд.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были рассмотрены различные методы увеличения нефтеотдачи пластов, которые применяются в настоящее время в нефтегазовой отрасли.

Запасы углеводородов П.. месторождения относятся к категории трудноизвлекаемым, коллектора неоднородны, с высокой степенью расчлененностью. На данный момент КИН составляет приблизительно 30%.

Средний дебит по месторождению составляет 20-50 т/сут. Из-за применения системы заводнения и проведения множества операций ГРП обводненность с каждым годом растет.

Как показывают различные лабораторные и промысловые исследования, гидравлический разрыв пласта увеличивает охват воздействием, что непосредственно связано с повышением КИН. Но указанный эффект по длительности не превышает 5 - 6 лет. Затем снова начинает действовать эффект кольтмации, обусловленный условиями первичного и вторичного вскрытия пласта и усиливающаяся впоследствии использованием жидкостей глушения низкого качества.

В связи с этим необходимо внедрять новые методы увеличения нефтеотдачи, которые позволят извлечь запасы, ранее не затронутые разработкой. Одним из перспективных методов является термогазовое воздействие.

В работе был проведен экономический анализ экспериментального участка с применением технологии термогазового воздействия и доказана его эффективность внедрения. В среднем с применением ТГВ дебит скважины увеличивается на 15%.

Хоть на месторождении и ведутся массовые операции ГРП и ЗБС, внедрение новой технологии ТГВ позволит увеличить добычу нефти и улучшить технико-экономические показатели разработки месторождения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Батурин Ю. Е., Сонич В. П., Малышев А. Г., Зарипов О. Г. Оценка перспектив применения метода гидротермического воздействия в пласте Ю0 месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» // Интервал. – 2002. – №1. – С. 17–36.
2. Боксерман А. А., Власов В. Н., Плынин В. В., Ушакова А. С., Фомкин А. В. Первичная оценка влияния водовоздушного отношения на эффективность разработки баженовской свиты термогазовым методом // Нефтепромысловое дело. – №2. – 2011. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда : учебное пособие для вузов /П. П. Кукин [и др.]. — 5-е изд., стер. — Москва: Высшая школа, 2009. — 335 с.: ил. — Для высших учебных заведений. — Безопасность жизнедеятельности. — Библиогр.: с. 333.
3. Боксерман А. А., Грайфер В. И., Кокорев В. И., Чубанов О. В. Термогазовый метод увеличения нефтеотдачи // Интервал. – №7 (114). – 2008.
4. Боксерман А.А., Ямбаев М.Ф. Термогазовый метод повышения нефтеотдачи месторождений легкой нефти. // Сб. научн. тр. ВНИИнефть. – 2003. – Вып. 129. Теория и практика разработки нефтяных месторождений. – С. 14–21.
5. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
6. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
7. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

8. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
9. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
10. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
11. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.
12. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.
13. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
14. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
15. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
16. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.
17. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.
18. Кокорев В. И. Техничко-технологические основы инновационных методов разработки месторождений с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами нефти : диссертация доктора техн. наук. — М., 2010. — 399 с
19. Кокорев В.И. Основы управления термогазовым воздействием на породы баженовской свиты применительно к геологическим условиям СреднеНазымского и Галяновского месторождений // Нефтепромысловое дело, №6. 2010. с. 29-32.
20. Максименко, Георгий Тарасович. Техника безопасности при применении пожароопасных, взрывоопасных и токсичных материалов / Г. Т. Максименко, В. М. Покровский. — 3-е изд., перераб. и доп. —

Киев: Будівельник, 1987. — 150 с.: ил.: 22 см. —Библиогр.: с. 148 (27 назв.).

21. Методы увеличения нефтеотдачи // OIL LOOT RU
<http://oilloot.ru/component/content/article/77-geologiya-geofizika-razrabotkanefityanykh-i-gazovykh-mestorozhdenij/465-metody-uvelicheniyanefteotdachi>
22. Патент РФ №2418944 от 16.04.2010. Способ разработки нефтекерогеносодержащих месторождений / А. А. Боксерман, В. И. Грайфер, Н. М. Николаев, В. И. Кокорев, О. В. Чубанов, А. С. Якимов, В. Б. Карпов, А. П. 95 Палий. Кокорев В. И. Инновационному пути развития сегодня нет альтернативы // Нефть и капитал. — 2007. — №3. — С. 2–5.
23. Патент РФ №90492. Установка термогазового воздействия / В. И. Грайфер, В. И. Кокорев, А. С. Якимов, В. Б. Карпов, О. В. Чубанов, А. А. Боксерман. — Заявл. 25.09.2009.
24. Соломатин А.Г. Термогазовое воздействие и месторождения Сибири.
<http://www.energyland.info/analitic-show-52541>
25. Технологическая схема разработки П.. месторождения