

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки (специальность): Нефтегазовое дело
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ методов применяемых на призабойную зону пласта на 3... месторождении (Томская область)

УДК 622.323:622.245.545(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗГ	Мартемьянов Никита Игоревич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Заведующая кафедрой	Чернова Оксана Сергеевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая Ольга Вячеславовна	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРНМ	Чернова Оксана Сергеевна	К.Г.-М.Н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

Министерство 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
Профиль: Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой
_____ Чернова О.С.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврская работа

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗГ	Мартемьянов Никита Игоревич

Тема работы:

Анализ методов применяемых на призабойную зону пласта на 3... месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	От 22.03.2017 г. № 1959/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	6 июня 2017 года
--	------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Методы, применяемые на ПЗП на 3... месторождении, расположенном в Томской области
--------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Геофизические методы исследования скважин 2. Поддержание пластового давления 3. Методы закачки химреагентов 4. Характеристики нефти З... месторождения 5. Характеристика З... месторождения 6. Экономическая часть 7. Социальная ответственность.
Перечень графического материала	<ol style="list-style-type: none"> 1. Экономическая эффективность бурения новых скважин 2. Экономическая эффективность вариантов разработки З... месторождения.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	08 февраля 2017 года
---	----------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедры	Чернова Оксана Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗГ	Мартемьянов Никита Игоревич		

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»
 Уровень образования: бакалавриат
 Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений
 Период выполнения: весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ–ПЛАН
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2016
--	------------

Дата текущего контроля*	Название раздела / вид работы	Процент выполнения
30.09.2017	Введение	5
05.10.2017	Литературный обзор о применяемых методах	10
20.12.2017	Постановка цели и определение задач исследования	8
10.01.2017	Методическая часть: методика моделирования	5
15.02.2017	Характеристика метода и объекта исследования	5
30.03.2017	Исследование влияния химреагентов	20
30.04.2017	Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	5
	Раздел «Социальная ответственность»	5
15.05.2017	Заключение	7
01.06.2017	Реферат	5
10.06.2017	Окончательное оформление работы	10
13.06.2017	Подготовка доклада	5
15.06.2017	Оформление презентации	5
	Итого	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой	Чернова О.С.	К.Г.-М.Н.		

Согласовано:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРНМ	Чернова О.С.	К.Г.-М.Н.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3Г	Мартемьянову Никите Игоревичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	21.03.01. Нефтегазовое дело Профиль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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

1. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.</i>
2. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>
--	--

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Экономическая эффективность бурения новых скважин на 3... месторождении</i>	
2. <i>Экономическая эффективность вариантов разработки на 3... месторождении</i>	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Пожарницкая О.В.	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3Г	Мартемьянову Никите Игоревичу		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3Г	Мартемьянову Никите Игоревичу

Институт	Институт природных ресурсов	Кафедра	Геологии и разработки нефтяных месторождений
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.	Объектом исследования ВКР являются применяемые методы на призабойную зону пласта. Все методы проводятся на 3... месторождении.
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - высокий уровень шума; - высокий уровень вибрации. - отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе - утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - электрический ток - пожаровзрывобезопасность <p>Средства защиты</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); 	<p>2. Экологическая безопасность:</p> <p>Охрана атмосферного воздуха Охрана водной среды Охрана земельных ресурсов Охрана флоры и фауны</p>

<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	Охрана недр в процессе эксплуатации
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; <p>разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</p>	3.Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные, природные, экологические, биологические, социальные. Пожар, фонтанирование, нападение диких животных.
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	4. Рассмотрены специальные нормы, связанные с выделением ряда норм трудового права в отдельные категории, организация работ рабочей зоны. Нормативно-правовые документы.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова О.А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗГ	Мартемьянов Н.И.		

РЕФЕРАТ

Данная выпускная квалификационная работа состоит из 87 страниц, 2 рисунков и 15 таблиц.

Ключевые слова: закачка химических реагентов, призабойная зона пласта, поддержание пластового давления, геофизическое исследование скважин, нефтяное месторождение.

Объектом анализа являются методы, применяемые на призабойную зону пласта на З... месторождении.

В работе представлены сведения о геолого-физических характеристиках, геофизических исследованиях, составе нефти и воды месторождения З...

Актуальностью данной работы является повышению нефтеотдачи, что в конечном итоге приведет к повышению конкурентоспособности нефтяной компании в условиях упадка нефтяной отрасли в мировой экономике.

Данные исследования имеют практическое значение для предприятия «Х», ведущего добычу нефти на месторождении З...

В данном разделе описано геологическое строение (стратиграфия, тектоника, история геологического развития, промышленная нефтегазоносность) З... месторождения.

АННОТАЦИЯ

В первой главе представлена общая информация о З... месторождении. Описывается геологическая изученность, стратиграфии, где определяется литолого-фациальный состав пород различного возраста, нефтегазоносность пластов, характеристика добываемой продукции.

Во второй главе описаны методы, применяемые на призабойную зону пласта, такие как поддержание пластового давления, закачка рабочих агентов в пласт на примере термогелеобразующей композиции “Галка”, композиции на основе термостойкого полиэлектролита ВПК-402, композиции ИХН и технологии комплексной обработки призабойной зоны пласта. Также был рассмотрен метод геофизического исследования скважин.

В третьей главе произведено: технико-экономическое обоснование работ. Проведены расчеты основания рентабельности.

В четвертой главе проведен анализ на наличие и влияние вредных и опасных факторов, при эксплуатации резервуарного парка, технологий и оборудования нефтяной отрасли на исследуемом объекте, а так же действия при чрезвычайных ситуациях.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	13
1. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ	14
1.1 Стратиграфия.....	14
1.2 Тектоника	17
1.3 Промышленная Нефтегазоносность.....	20
1.4 Состав и свойства нефти.....	26
2. МЕТОДЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА НА 3... МЕСТОРОЖДЕНИИ	31
2.1 Характеристика комплекса ГИС, реализованного на 3... месторождении	31
2.2 Система поддержания пластового давления	34
2.3 Технология и техника приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при внедрении методов повышения нефтеотдачи.....	37
2.3.1 Технология закачки термогелеобразующей композиции “Галка”.....	38
2.3.2 Технология закачки композиции на основе термостойкого полиэлектролита ВПК-402	39
2.3.3 Технология закачки композиции ИХН.....	40
2.3.4 Технология КОПЗ.....	41
3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	43
3.1 Варианты разработки 3... месторождения.....	43
3.2 Показатели экономической оценки	44
3.3 Налоговая система.....	46
3.4 Оценка капитальных вложений	46
3.5 Оценка эксплуатационных затрат	46
3.6 Оценка экономической эффективности геолого-технических мероприятий	50
3.7 Техничко-экономический анализ вариантов разработки 3...месторождения	52
3.8 Анализ чувствительности и оценка риска рекомендуемого варианта	56
4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	57
4.1 Производственная безопасность.....	61
4.1.1 Анализ вредных факторов.....	61
4.1.1.1 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	61
4.1.1.2 Повышенный уровень шума	63
4.1.1.3 Повышенный уровень вибрации.....	64
4.1.1.4 Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу.....	65
4.1.2 Анализ опасных факторов.....	67
4.1.2.1 Электрический ток	67
4.1.2.2 Пожаровзрывоопасность	67
4.2 Экологическая безопасность	69

4.2.1 Охрана атмосферного воздуха	69
4.2.2 Охрана водной среды	72
4.2.3 Охрана земельных ресурсов	74
4.2.4 Охрана недр в процессе эксплуатации	76
4.2.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	77
4.2.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	79
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	86
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:	87

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день эффективность извлечения нефти современными методами разработки во многих странах, добывающих нефть, считается неудовлетворительной. При этом потребление нефтепродуктов во всем мире с каждым годом увеличивается.

Средняя мировая нефтеотдача пластов варьируется от 25 до 40%. Увеличение объема добычи при применении методов увеличения нефтеотдачи в России за последние 10-15 лет в общей динамике остается незначительным (не более 4% от общей добычи в стране, к примеру в США – более 10%). Проблему низкой нефтеотдачи пластов высказывает Министерство природных ресурсов и экологии РФ. В нераспределенном фонде недр отсутствуют перспективные лицензионные участки. Как следствие, нефтяным компаниям приходится увеличивать свою активность в разработке и применении новых технологий и методов увеличения нефтеотдачи.

В данной работе рассматриваются методы, применяемые на призабойную зону пласта, с целью увеличения нефтеизвлечения путем закачки различных рабочих химреагентов и метод поддержания пластового давления путем закачки воды на примере З... месторождения. Также рассмотрен метод геофизического исследования скважин.

1 Геолого-геофизическая изученность

Нефтегазоносность З... месторождения установлена в отложениях коры выветривания, верхней части разреза известняков доюрского комплекса (горизонт М) и верхнеюрских отложениях (горизонты Ю₂ и Ю₁).

Форма и тип залежи в коре выветривания и трещиноватых карбонатах доюрского комплекса не выяснены и требуют дальнейшего изучения.

Промышленная нефтегазоносность З... месторождения связана с продуктивными песчано-алевролитовыми коллекторами юрских отложений Ю₁ и Ю₂. Горизонт Ю₁ васюганской свиты содержит 92 % запасов нефти и газа и разделяется на пять продуктивных пластов Ю₁⁴, Ю₁³, Ю₁², Ю₁¹, Ю₁⁰, разбросанных глинистыми перемычками толщиной от 1-2 до 10 и более метров. Каждый из перечисленных пластов можно рассматривать как самостоятельную пластовую сводовую залежь.

Пласты Ю₁³ и Ю₁⁴, залегающие в нижней части васюганской свиты и содержащие вместе около 80% суммарных запасов УВ месторождения, выдержаны по площади. Коллекторы верхних пластов Ю₁⁰, Ю₁¹, Ю₁² часто замещаются глинистыми породами, образуя серию линз.

Продуктивный горизонт Ю₂ залегает в кровле тюменской свиты.

1.1 Стратиграфия

Геологический разрез представлен мощной толщей терригенных пород мезозойско-кайнозойского возраста, залегающих на размытой поверхности палеозойских отложений промежуточного комплекса.

Отложения промежуточного комплекса вскрыты одиннадцатью скважинами: семью разведочными (№№ 151, 160, 170, 180, 182, 186, 190) и четырьмя эксплуатационными (№№ 734, 804, 850, 1166). Наиболее полный разрез промежуточного комплекса (толщина 1525 м) вскрыт в скв.170, где он

представлен толщей известняков с прослоями терригенных и эффузивных пород различной мощности.

По палеозойским отложениям развиты древние коры выветривания. Кора выветривания охарактеризована керном из скважины 151Р и представлена переотложенной каолинизированной и карбонатизированной породой, сильно выветрелой, в остальных скважинах она выделена только по каротажу. Толщина коры выветривания - от нескольких метров до 25 м.

Отложения мезозойско-кайнозойского платформенного комплекса вскрыты всеми пробуренными скважинами и представлены породами юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем.

Юрская система представлена средним и верхним отделами. В основании разреза юрских отложений, на размытой поверхности доюрского промежуточного комплекса, залегают породы тюменской свиты, представленные континентальной толщей средней и низов верхней юры. В кровле тюменской свиты залегает продуктивный горизонт Ю₂. Толщина свиты 140 м

Верхнеюрские отложения представлены в основном породами переходного генезиса от морского к континентальному (васюганская, георгиевская и баженовская свиты). Отложения васюганской свиты сложены песчаниками и алевролитами, переслаивающимися с аргиллитами, углистыми аргиллитами и редкими пропластками углей. Толщина свиты 50-85 м.

Согласно с общепринятым расчленением разреза васюганской свиты, основной продуктивный горизонт Ю₁, выделяемый в разрезе свиты, повсеместно разделяется на три толщи: подугольную, межугольную и надугольную. Нижняя подугольная толща включает в себя достаточно выдержанные по площади песчаные пласты Ю₁⁴ и Ю₁³ прибрежно-морского

генезиса, залежи которых вмещают основную долю запасов нефти и газа Лугинецкого месторождения.

Межугольная толща представлена аргиллитами и прослоями углей и углистых аргиллитов с редкими линзами песчаников и алевролитов континентального происхождения. Верхняя - надугольная толща - сложена невыдержанными по площади и разрезу пластами песчаников и алевролитов Ю₁² и Ю₁¹. Песчано-алевролитовый пласт Ю₁⁰, включенный в состав продуктивного горизонта Ю₁, так как он составляет с продуктивными пластами васюганской свиты единый массивно-пластовый резервуар, стратиграфически относится к георгиевской свите, отложения которой на значительных участках Лугинецкого месторождения отсутствуют.

Баженовская свита распространена повсеместно и сложена глубоководно-морскими битуминозными аргиллитами, являющимися надежной крышкой толщиной до 40 м для нефтегазовой залежи васюганской свиты.

Меловая система представлена двумя отделами: нижним и верхним. Нижний отдел включает четыре свиты (снизу вверх): куломзинскую, тарскую, киялинскую и низы покурской, верхний - верхи покурской свиты, кузнецовскую, ипатовскую, славгородскую, ганькинскую свиты. Общая толщина меловых отложений 1850-2080 м.

Палеогеновая система представлена тремя отделами: палеоценом, эоценом и олигоценом. Толщина отложений 250-280 м.

На размытой поверхности палеогеновых отложений залегают осадки четвертичной системы толщиной 10-40 м.

1.2 Тектоника

В тектоническом отношении район расположен в центральной части Западно-Сибирской плиты. Здесь выделяются структуры 1-го, 2-го и 3-го порядков.

Исследуемая территория расположена в зоне сочленения Нюрольской впадины и Пудинского мегавала, на склоне последнего. В обрамлении Пудинского мегавала с севера располагается Средневасюганский мегавал, с запада Нюрольская впадина, с юго-запада Лавровский наклонный вал, которые относятся к структурам первого порядка и осложнены структурами второго порядка.

Нюрольская впадина - это наиболее крупная отрицательная структура Обь-Иртышского междуречья. Наиболее погруженной является центральная часть депрессии, где выделяется Кулан-Игайская котловина. Периферийные части впадины осложнены более мелкими структурами второго порядка. В восточном борту впадины выявлен фестивальный вал, в юго-восточном - Лавровский наклонный вал. Локальные поднятия, как правило, тяготеют к участкам пологих погружений юга и юго-востока впадины, где градиент наклона верхнеюрского сейсмического репера (горизонт Па) не превышает 4 м/км.

Пудинский мегавал, в пределах западного склона которого сосредоточена основная часть исследованных месторождений, ограничивает восточный борт Нюрольской впадины. По морфологическим особенностям это крупная антиклиналь размерами 150х60 км. Структурным ядром ее является Лугенецкое, Юбилейное, Горело-Ярское куполовидное поднятия и Останинский вал. Общее северо-западное простирание мегавала предопределило пространственное расположение выделенных поднятий. Градиент наклона горизонта Па в прекинальных и крыльевых частях

мегавала примерно одинаков и равен 20 м/км. В формировании структурного плана Западно-Сибирской плиты большую роль сыграла дизъюнктивная тектоника.

Детальный анализ разрывных нарушений позволил провести их систематизацию по двум признакам: пространственной ориентировке и глубине проникновения в платформенные отложения. Выделено четыре основных направлений ориентировки разломов: северо-западное, северо-восточное, субмеридианальное и субширотное. При этом в группе разрывов северо-восточного и северо-западного простирания наблюдаются сквозные и, выявленные на дневной поверхности, с неясной глубиной проникновения.

Среди нарушений субмеридианального простирания преобладают разрывы, затухающие в осадочном чехле, а в группе субширотного – затухающие в фундаменте. По времени относительного проявления, более древние (домезозойского возраста) нарушения отмечены только в фундаменте, а наиболее молодые – сквозные, затухающие с глубиной и выявленные на поверхности, зафиксированы в отложениях мезозойского, кайнозойского и четвертичного периодов. Длина нарушений меняется от первых километров до 500 км (разрывы рифтовых зон). Выделенные в фундаменте разломы в своей совокупности формируют блочный каркас его строения.

Тектоническая трещиноватость мезозойско-кайнозойских отложений является результатом тех напряжений в земной коре, которые имели место в период формирования осадочного чехла. В пределах изучаемой территории основные направления трещиноватости в осадочном чехле имеют северо-западную и северо-восточную ориентировку. Напряжения, возникающие в земной коре, и связанные с ними колебания блоков фундамента определяют интенсивность и асимметрию движения крыльев локальных поднятий.

Большое значение в исследуемом районе также имеет развитие сбросовых дислокаций в результате растяжения земной коры, что приводит к образованию открытых трещин и благоприятных условий для миграции флюидов.

Что же касается непосредственно самого 3... месторождения, то в тектоническом отношении месторождение приурочено к Лугинецкому локальному поднятию - структуре третьего порядка, расположенной в северо-западной периклинальной части Пудинского мегавала - положительной структуры первого порядка.

С северо-запада Пудинский мегавал граничит с Усть-Тымской рифогенной зоной, сочленяясь с ней моноклинально с углом наклона 2-3°. Моноклиальный склон постепенно переходит в северный борт Лугинецкого поднятия, которое имеет изометрическую форму, характерную для структур плитных комплексов платформ.

По отражающему горизонту Φ_1 (кровля до юрских отложений) Лугинецкое локальное поднятие оконтуривается изогипсой - 2450 м. Его размеры составляют 24x23 км, амплитуда - 130 м. По горизонту Φ_2 в центральной, западной и восточной частях Лугинецкого локального поднятия выделяются три приподнятые зоны унаследованно отражающиеся в структурной поверхности вышезалегающих юрских отложений. Характерной особенностью является осложненность структуры по горизонту Φ_2 множеством разрывных нарушений, которые по мнению большинства исследователей затухают в юрских отложениях.

По отражающему горизонту Π_a (подошва баженовской свиты) размеры Лугинецкого л.п. в пределах оконтуривающей изогипсы - 2260 м равны 22x20 км, амплитуда - 120 м. Углы падения изменяются от 1°15' до 1°55' на северном и восточном.

В настоящее время установлено, что Лугинецкая структура осложнена множеством приподнятых зон, структурных носов, мысов, впадин и ложбин, контролирующих площадное распространение контуров нефте- и газоносности. По результатам бурения скважин кустов 47 и 36 месторождение разделилось на два купола - западный и восточный.

В западной части Лугинецкого поднятия выделяется Западно - Лугинецкий структурный мыс - локальное поднятие, перспективное для расширения площади нефтегазоносности, где пробурена скв. 186 и намечается продолжение разведочного бурения.

1.3 Промышленная нефтегазоносность

Промышленная нефтегазоносность Лугинецкого месторождения связана с продуктивными песчано-алевролитовыми коллекторами горизонтов Ю₂ и Ю₁ (верхняя юра). Горизонт Ю₂ вскрыт большинством пробуренных разведочных и эксплуатационных скважин на глубине 2314,4-2426,8 м. Литологически горизонт неоднородный. Общая толщина его варьирует в очень большом диапазоне от 1,5 м до 75,1 м средняя эффективная нефтяная и газо-насыщенная толщина равна, соответственно: 6,8 м и 17 м.

По площади его распространения отмечаются зоны отсутствия пласта, либо - коллектора. Нефтяная залежь с газовой шапкой приурочена к центральной части структуры и простирается с севера на юг. Газовая шапка вскрыта двумя скважинами, пробуренными в сводовой части структуры. При опробовании скв.151 в интервале 2327-2336 м. получен фонтан газа дебитом 464,3 тыс.м³/сут через 17,5 мм шайбу при депрессии на пласт - 5,42 МПа. Одновременно вместе с газом из скважины поступал конденсат, дебит его 39,8 м³/сут через 15,4 мм шайбу. Пластовое давление - 24,39 Мпа.

Нефтеносность горизонта подтверждена исследованием эксплуатационных скважин. В результате исследования скв. 728 в интервале

2468-2474 м. получен приток нефти начальным дебитом 39,2 т/сут на 4 мм штуцере. Запасы УВ по горизонту Ю₂ подсчитаны по категории С1. Среднее значение коэффициента пористости принятое для подсчета запасов равно 0,176 - для нефтяной части пласта, 0,187 - для газовой, коэффициент нефтенасыщенности - 0,556, газонасыщенности - 0,83.

Горизонт Ю₁ васюганской свиты, содержащий около 95% запасов нефти и газа месторождения разделяется на пять продуктивных пластов снизу вверх: Ю₁⁴; Ю₁³; Ю₁²; Ю₁¹ и Ю₁⁰ разобщенных глинистыми перемычками толщиной от 1-2 до 10 и более метров. Каждый из перечисленных пластов можно рассматривать как самостоятельную пластовую сводовую залежь.

Достаточно выдержанными по площади и разрезу являются пласты Ю₁⁴ и Ю₁³, залегающие в нижней части васюганской свиты и содержащие вместе около 80% суммарных запасов УВ месторождения.

Пласт Ю₁⁴ вскрыт практически всеми пробуренными скважинами на глубине 2298-2413 м. Исключение составляют небольшие участки в восточной части структуры, где пласт либо отсутствует, либо представлен непроницаемыми разностями. Покрышкой для пласта служит перемычка, представленная аргиллитами и алевролитами, толщиной от 0,8 м до 16,8 м.

Пласт Ю₁⁴ неоднородный и представлен песчаниками с небольшими прослоями алевролитов, толщина его колеблется от 2,2 м до 26,8 м. Залежь, выявленная в пласте, четко разделена на две части, приуроченных к западному и восточному куполам и имеющие самостоятельные газо-жидкостные контакты, отбиваемые на одинаковой отметке (ГНК - 2225 м, ВНК - 2244 м). Среднее значение нефте- и газонасыщенных толщин в целом по пласту равно, соответственно: 5,8 и 7,1 м. Для восточной части структуры - 4,4 м и 1,7 м. Среднее значение пористости, принятое для

подсчета запасов, колеблется от 0,172 для нефтяной части пласта до 0,179 для водонефтяной. Коэффициент нефтенасыщенности минимальный 0,62 в водонефтяной части пласта, максимальное его значение в газонефтяной части пласта и равно 0,694, газонасыщенности - 0,723.

Пласт Ю₁³ имеет повсеместное распространение по площади и вскрыт на глубине 2278,8-2386,4 м. В разрезе большинства скважин пласт состоит из двух частей, разделенных между собой алевролитовыми пропластками.

Общая толщина его колеблется в широком диапазоне от 2,0 м до 25,4 м. Среднее значение нефте- и газонасыщенных толщин в целом по пласту равно, соответственно: 6,2 м и 7,2 м. Среднее значение пористости принятое для подсчета запасов колеблется от 0,164 для газонефтяной части пласта до 0,173 для водонефтяной. Минимальный коэффициент нефтенасыщения 0,601 в водонефтяной части пласта, максимальный - 0,626 приняты для газонефтяной части пласта, коэффициент газонасыщенности для газовой зоны - 0,706, газонефтяной - 0,724.

Пласт Ю₁³ опробован и исследован в большинстве пробуренных скважин. Максимальный дебит нефти 75,7 м³/сут на 11,5 мм штуцере при давлении 15,99 МПа получен при опробовании скв.154 в интервале 2337-2333 м. Максимальный дебит газа - 269,2 тыс.м³/сут через 12,5 мм шайбу при давлении 6,49 МПа получен при опробовании скв.162 в интервале 2332 - 2322 м. Газовый фактор составил 234 м³/м³. Запасы УВ по пласту Ю₁³ посчитаны по категориям В и С1.

Пласт Ю₁² вскрыт большинством пробуренных скважин на глубине 2269,6-2372 м и представлен группой песчаных пропластков, залегающих в пачке переслаивания песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей континентального генезиса. По площади распространения выделяют зоны либо полного отсутствия пласта, либо отсутствия коллектора. Наибольшее

количество обширных и небольших зон выделено в центральной и южной частях структуры. Общая толщина пласта варьирует в очень большом диапазоне от 0,8 м до 22 м. Эффективные нефте- и газонасыщенные толщины в целом по пласту равны, соответственно: 2,2 м и 3,2 м. Коэффициент открытой пористости принятый для подсчета запасов изменяется от 0,156 для нефтяной до 0,169 - для водонефтяной зон, коэффициент нефтенасыщенности равен 0,599, газонасыщенности - 0,63 для нефтяной и 0,64 - для газовой зон.

Пласт Ю₁² испытывался в основном как самостоятельный объект, но в ряде скважин испытан совместно либо с нижележащим пластом Ю₁³, либо с вышележащим Ю₁¹. Максимальный дебит газа 316,1 тыс.м³/сут через 15,4 мм шайбу при депрессии на пласт равной 10,76 МПа получен при опробовании пласта Ю₁² совместно с кровельной частью пласта Ю₁³ в интервале 2306-2286 м. Фонтанный приток нефти дебитом 24,9 м³/сут на 4 мм штуцере получен при исследовании пласта и интервале 2451-2446 м. в скв.735. Запасы УВ по пласту Ю₁² посчитаны по категории С₁.

Пласт Ю₁¹ вскрыт на глубине 2260-2376 м. и имеет также зональный характер распространения по площади. Наиболее обширные зоны отсутствия пласта или коллектора выделяют в северо-западной и юго-восточной частях структуры, на остальной части площади это небольшие участки, выделяемые в пределах 1-2 реже 4-х скважин. Общая толщина пласта изменяется от 1,0 м до 20,4 м. Песчаники пласта Ю₁¹ являются типичными отложениями руслового генезиса. Средние значения эффективных нефте- и газонасыщенных толщин в целом по пласту равны, соответственно: 2,9 м и 2,7 м. Коэффициент пористости, принятый для подсчета запасов колеблется 0,152 для ГНЗ до 0,156 для НЗ и ВНЗ, коэффициент нефтенасыщения - 0,648, газонасыщения - 0,736 для ГЗ, 0,715 - для ГНЗ. Пласт испытан в большинстве скважин как самостоятельный объект, так и совместно с пластами Ю₁⁰ и Ю₁². Максимальный дебит газа при опробовании скв.152 в интервале 2285-2279 м.

составил 120 тыс-м³/сут через 15,4 мм шайбу при депрессии на пласт равной 4,17 МПа. Дебит нефти при совместном опробовании пластов Ю₁¹+Ю₁² в скв.165 в интервале 2326-2312м. составил 21,7 м³/сут на 8 мм штуцере при депрессии на пласт равной 16,6 МПа. Запасы УВ по пласту Ю₁¹ подсчитаны по категории С₁.

Пласт Ю₁⁰ залегает непосредственно под аргиллитами баженовской свиты и имеет более ограниченное распространение по площади. Выделяется большое количество зон его отсутствия, либо отсутствия коллектора, что подтверждается одной третью скважин. Обширные зоны замещения и отсутствия пласта выделяются в северо-восточной и южной частях структуры. Глубина залегания пласта 2270,8-2353,2 м. Общая толщина пласта изменяется в относительно небольшом диапазоне от 1,2 м до 13 м, по сравнению с ранее описанными пластами. Пласт Ю₁⁰ имеет весьма сложный характер строения. Средние значения эффективных нефте- и газонасыщенных толщин в целом по пласту равны, соответственно: 4,7 м и 2,6 м. Коэффициент нефтенасыщения для подсчета запасов принят равным 0,77, газонасыщенность - 0,73. Коэффициент пористости для газонефтяной зоны - 0,14, для остальных - 0,165.

Пласт Ю₁⁰ испытан в разведочной скв.163 в интервале 2312-2309 м. При опробовании получен приток газа дебитом 58,9 тыс.м³/сут через 8,9 мм шайбу при депрессии на пласт 16,1 МПа, пластовое давление 24,3 МПа. При совместном опробовании пластов Ю₁⁰+Ю₁¹ в скв.152 в интервале 2354-2344 м. получен приток нефти дебитом 17 м³/сут на 61 мм штуцере, газа - 3,8 тыс.м³/сут при депрессии на пласт 7,36 МПа, газовый фактор - 226 м³/м³. Запасы УВ по пласту Ю₁⁰ посчитаны по категории С₁.

Несмотря на то, что каждый из шести продуктивных пластов представлен самостоятельной залежью, по которой посчитаны запасы УВ, все они характеризуются едиными уровнями газожидкостных контактов, что

позволяет рассматривать всю песчано-алевролитовую толщу верхнеюрского отдела, как единый массивно-пластовый резервуар. ГНК проводится на средней отметке - 2225 м, ВНК на отметке - 2244 м. Однако необходимо отметить, что в ряде случаев в отдельных скважинах или на отдельных участках наблюдается отклонение от принятых средних значений абсолютных отметок ГНК и ВНК. Это объясняется особенностями формирования нефтегазовых залежей. В связи со сложным литологическим строением пластов возможно наличие изолированных линз и тупиковых зон коллектора гидродинамически не связанных с основной частью залежи, что определяет возможность наличия скопления нефти или воды, соответственно, выше или ниже средних отметок газожидкостных контактов.

Наряду с этим одной из важных проблем является вопрос о характере нефтяной оторочки З... месторождения. Ранее представлялся вариант строения З... месторождения с нефтяной оторочкой подстилающего типа. Основанием для этого послужило наличие песчаников пласта Ю₃ в скв.151, которые не были опробованы, но по данным ГИС интерпретированы, как нефтенасыщенные. Окончательно этот вопрос был выяснен при опробовании скв.180, пробуренной в непосредственной близости от скв.151. При испытании пласта Ю₃ в интервале 2365-2355 м. был получен слабый приток минерализованной воды дебитом 0,5 м³/сут при Нд = 178,5 м. Отсутствие нефтяной залежи в пласте Ю₃ позволяет считать, что нефтяные оторочки продуктивных пластов верхней юры имеют кольцеобразный вид.

Необходимо отметить, что в абсолютном большинстве скважин Лугинецкого месторождения этаж нефтеносности близок к 19-20 м, т.е. равен разнице между утвержденными отметками ГНК (-2225 м) и ВНК (-2244 м). Постоянство этажа нефтеносности сохраняется при значительных отклонениях положения отбитого в скважине ВНК от утвержденной ГКЗ отметки в любую сторону, т.е. ГНК тоже как бы синхронно отклоняется с ВНК вверх или вниз по разрез.

1.4 СОСТАВ И СВОЙСТВА НЕФТИ

Физико-химические свойства нефти и газа Лугинецкого месторождения изучены по результатам глубинных и поверхностных проб. Анализы выполнялись по общепринятым методикам. В процессе разбуривания месторождения до проведения пересчета запасов нефти и газа 1992 года было отобрано и исследовано 40 глубинных проб из 4 разведочных и 14 эксплуатационных скважин.

За период, прошедший после переоценки запасов, дополнительно отобраны 43 глубинные пробы из 20 эксплуатационных скважин, из них отбракованы 16 проб.

В данной работе физико-химические свойства пластовых нефтей 3... месторождения охарактеризованы по данным 107 поверхностных и 67 глубинных проб, отобранных соответственно из 79 и 38 скважин.

Пластовая нефть характеризуется следующими свойствами: давление насыщения 24,3 МПа, газосодержание 223 м³/т (185 м³/м³), объемный коэффициент 1,630, вязкость 0,3 мПа*с, плотность 638,6 кг/м³, коэффициент сжимаемости 22,5 1/МПа*10⁻⁴.

При однократном разгазировании пластовая нефть характеризуется следующими свойствами: давление насыщения 18,4 МПа, газосодержание 181,5 м³/т, объемный коэффициент 1,541, вязкость 0,546 мПа*с, плотность 673 кг/м³.

При ступенчатом разгазировании газосодержание 163,2 м³/т, объемный коэффициент 1,415, плотность 825 кг/м³.

Анализ изменения свойств пластовой и разгазированной нефти по пластам не выявил четких отличий между ними. Физико-химические свойства нефтей плотность, объемный коэффициент, газосодержание близки

по значениям и приняты едиными для всех пластов при подсчете запасов углеводородов.

Усредненные значения физико-химических свойств нефтей в стандартных условиях: нефти легкие, плотность изменяется от 799 до 850 кг/м³, среднее значение ее 828 кг/м³, маловязкие, динамическая вязкость при 20°C. по всем пластам находится в пределах 1,53-9,9 мПа*с. По классификации нефтей дегазированные нефти характеризуются как малосернистые, содержание серы 0,11-0,79%, малосмолистые, содержание смол колеблется от 2,7-7,2%, парафинистые, содержание парафинов находится в пределах 2,36-8,36%. По фракционному составу нефти характеризуются высоким содержанием легких фракций, выкипающих до 300°C (до 59%).

В таблице 1.4.1 приведен усредненный компонентный состав пластовых разгазированных нефтей и газов при однократной и ступенчатой сепарации для пластов Ю₁⁰ - Ю₂.

Таблица 1.4.1 – Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти

Компонент	Компонентный состав, % мольн.				
	нефти при одно-кратном разгазиро- вании	нефти при дифферен- циальном разгазиро- вании	газа при одно- кратном разгазиро- вании	газа при дифферен- циальном разгазиро- вании	пластовой нефти
Пласт Ю₁⁰⁺²					
СО ₂		0,05	1,95	2,05	1,13
N ₂ +редкие			0,97	1,11	0,60
Метан	0,08	0,25	78,60	82,83	44,87
Этан	0,20	0,49	5,44	5,49	3,19
Пропан	0,86	2,36	5,80	4,69	3,62
i-Бутан	0,82	2,02	1,85	0,82	1,37
n-Бутан	1,81	2,91	2,64	1,76	2,29
i-Петан	1,61	2,50	1,06	0,27	2,29
n-Петан	2,60	3,04	0,94	0,44	1,64
Гексан+высшие	92,02	86,39	0,75	0,55	39,00
Молярная масса	168,2	160,60	22,44	20,71	85,00
Плотность, кг/м ³	830,2	823,4	0,950	0,861	661,0
Пласт Ю₁¹					
СО ₂		0,40	0,91		0,54
N ₂ +редкие			0,91	1,15	0,76
Метан	0,14	0,22	69,20	74,34	40,20
Этан	0,41	0,95	6,07	6,83	3,39
Пропан	1,35	3,02	10,53	9,33	6,20
i-Бутан	1,14	2,59	2,50	1,75	1,84
n-Бутан	2,36	4,47	5,35	3,89	4,20
i-Петан	2,06	3,23	1,58	0,73	4,20
n-Петан	3,08	5,03	1,75	0,76	2,66
Гексан+высшие	89,47	80,09	1,20	0,52	36,02
Молярная масса	187,0	173,2	25,62	23,37	92,70
Плотность, кг/м ³	835,3	824,0	1,078	0,984	680,4
Пласт Ю₁²⁺³					
СО ₂		0,05	1,88	2,57	1,41
N ₂ +редкие			0,89	0,81	0,44
Метан	0,04	0,26	80,25	83,38	45,04
Этан	0,18	0,46	5,22	5,18	2,98
Пропан	0,84	2,12	5,13	4,22	3,25
i-Бутан	0,97	2,00	1,71	0,83	1,39
n-Бутан	2,35	2,90	2,47	1,78	2,32
i-Петан	2,03	2,76	1,02	0,31	2,32
n-Петан	2,90	3,22	0,84	0,47	1,74
Гексан+высшие	90,69	86,23	0,59	0,47	39,11
Молярная масса	179,0	173,0	22,03	20,640	90,9
Плотность, кг/м ³	839,0	831,9	0,932	0,858	675,1

Продолжение таблицы 1.4.1

Компонент	Компонентный состав, % мольн.				
	нефти при однократном разгазиро- вании	нефти при дифферен- циальном разгазиро- вании	газа при одно- кратном разгазиро- вании	газа при дифферен- циальном разгазиро- вании	пластовой нефти
Пласт Ю₁³					
СО ₂			1,26	1,34	0,76
N ₂ +редкие			1,65	1,82	0,82
Метан	0,06	0,19	71,13	76,45	41,34
Этан	0,15	0,48	6,42	6,61	3,51
Пропан	0,90	2,84	8,78	7,33	4,60
i-Бутан	0,86	2,03	2,44	1,26	1,62
n-Бутан	2,38	3,88	4,68	3,24	3,15
i-Петан	1,94	2,77	1,42	0,49	3,15
n-Петан	3,22	3,62	1,43	0,82	2,06
Гексан+высшие	90,52	84,19	0,79	0,65	38,98
Молярная масса	174,5	165,5	25,08	22,71	93,21
Плотность, кг/м ³	829,2	819,7	1,055	0,944	676,4
Пласт Ю₁³⁺⁴					
СО ₂		0,05	1,70	1,78	0,97
N ₂ +редкие			1,19	1,28	0,79
Метан	0,03	0,22	75,99	80,78	43,60
Этан	0,13	0,49	5,80	5,86	3,34
Пропан	0,72	2,80	6,65	5,97	4,85
i-Бутан	0,60	1,97	1,81	0,78	1,30
n-Бутан	2,00	4,01	3,73	2,28	3,12
i-Петан	1,54	2,59	1,16	0,27	3,12
n-Петан	2,86	3,54	1,27	0,49	1,88
Гексан+высшие	92,12	84,33	0,70	0,52	37,03
Молярная масса	166,0	156,7	23,47	21,275	82,67
Плотность, кг/м ³	830,8	822,2	0,99	0,885	659,1
Пласт Ю₁⁴					
СО ₂			1,51	1,67	0,82
N ₂ +редкие			1,68	1,69	1,03
Метан	0,15	0,19	76,74	77,57	41,92
Этан	0,19	0,65	5,71	6,49	3,44
Пропан	1,10	2,49	7,13	6,98	4,94
i-Бутан	1,16	2,15	2,00	1,22	1,56
n-Бутан	2,70	3,36	3,41	2,72	3,21
i-Петан	2,21	2,67	1,06	0,45	3,21
n-Петан	3,14	3,20	1,05	0,66	1,95
Гексан+высшие	89,29	85,31	0,83	0,54	39,17
Молярная масса	186,3	166,7	24,83	22,25	93,91
Плотность, кг/м ³	832,7	824,2	1,022	0,930	657,1

По результатам анализов содержание метана в газе, растворенном в нефти, колеблется в пределах от 74.30 до 83.4%. В незначительном количестве присутствует углекислый газ - 1.15-2.57% и азот- 0.81-1.82%. По классификации природных газов, предложенной К.П.Кофановым, В.Ф.Никоновым, И.С.Старобинцем, его можно отнести к полужирным газам.

2 Методы, применяемые на призабойную зону пласта на 3... месторождении

2.1 Характеристика комплекса ГИС, реализованного на 3... месторождении

На месторождении был реализован стандартный комплекс промыслово-геофизических исследований, который показал, что стандартный каротаж, боковое каротажное зондирование (БКЗ), индукционный каротаж (ИК) и радиоактивный каротаж (ГК и НК) проведены практически во всех скважинах. Исключение составляют скважины, по которым отсутствуют: БКЗ – в скв.189, 191, 1168; ИК – в скв.189, 516, 569; РК – в скв.781.

Боковой каротаж (БК) не выполнен в 27 скважинах.

Микрозондирование (МКЗ) проведено в 60 скважинах, боковой микрокаротаж – в 34 скважинах, резистивиметрия – в 98 скважинах, кавернометрия (измерение диаметра скважины ДС) – в 63 скважинах.

Стандартный каротаж предназначен для литологического расчленения и корреляции разрезов скважин. Исследования проводились подошвенным и кровельным градиент-зондами размером АО=2.25, потенциал-зондами А0.5М6.0N и N11.0М0.5А с одновременной записью кривой потенциала собственной поляризации (ПС). Масштаб по глубине 1:500 и 1:200. Масштаб записи кривых кажущегося сопротивления равен 2,5 Ом/см, кривой ПС-12,5 мВ/см. Скорость регистрации до 2500 м/ч.

Боковое каротажное зондирование проводилось в интервале продуктивных пластов комплектом подошвенных градиент-зондов: А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А2.0М0.5N, А4.0М0.5N, А8.0М1N и использовалось для выделения пород-коллекторов, определения характера насыщения, параметров зоны проникновения и неизменной части пласта. Масштаб по глубине 1:200. Масштаб записи кривых кажущегося сопротивления 2,5 Ом/см. Скорость регистрации 2500 - 3000 м/ч.

Боковой каротаж проводился с целью выделения проницаемых и плотных пропластков, уточнения эффективных толщин, определения сопротивления зоны проникновения и неизменной части пласта в комплексе с БКЗ и ИК. Масштаб записи кривой сопротивления 2.5 Ом/см в линейном масштабе, в логарифмическом масштабе с модулем 4.0. Масштаб глубин 1:200. Скорость регистрации 2500-3000 м/ч.

Индукционный каротаж проводился в интервале БКЗ и является основным методом при определении удельного электрического сопротивления пород-коллекторов ограниченной мощности (<5 м), используется для определения характера насыщения, положения водонефтяного контакта. Масштаб записи кривой проводимости - $20 \frac{мСим}{м} / см$. Масштаб глубин 1:200. Скорость регистрации 2000-3000 м/ч.

Микрозондирование проводилось в интервале БКЗ с целью выделения проницаемых интервалов и плотных пропластков, для определения и уточнения границ пластов. Запись производилась микроградиент-зондом А0.025М0.025N и микропотенциал-зондом А0.05М одновременно. Скорость регистрации до 1000 м/ч. Масштаб записи кривых 2,5 Ом/см.

Боковой микрокаротаж в комплексе с БК проводился с целью выделения проницаемых и плотных пропластков, для выделения и уточнения границ пластов. Масштаб записи кривой 2,5 Ом/см. Масштаб глубин 1:200. Скорость регистрации до 1000 м/ч.

Радиоактивный каротаж включает в себя гамма-каротаж (ГК) и нейтронный каротаж (НГК или НКТ). Проводился для литологического расчленения разрезов скважин, корреляции, выделения коллекторов и определения пористости. Масштаб записи ГК - 1 мкр/ч/см, НГК - 0.1 у.е./см, для НКТ - 0.1 у.е./см. Масштаб по глубине 1:500 по всему стволу, 1:200 - в продуктивной части разреза.

В канале ГК и НГК используются счетчики NaJ размером 40*80 (30*70) (аппаратура ДРСТ) или СИ-23Г (аппаратура СП-62). В канале НКТ применяются счетчики СНМ-18. Мощность плутониево-бериллиевых (Pu + Be) источников $4.79 \cdot 10^6$ - $9.4 \cdot 10^6$ н/с. Скорость регистрации в продуктивной части разреза – 180-200 м/час, по всему стволу – 360-400 м/час. Постоянная интегрирующей ячейки - 3 - 6 сек.

Акустический каротаж предназначен для литологического расчленения разреза, определения коллекторских свойств и уточнения геоакустических характеристик разреза. Производилась одновременная запись скоростных T1, T2, dT и амплитудных A1, A2 и α параметров. Масштаб записи кривых T1 и T2 -50 мк сек/см, dT - 20 мк сек/м/см, A1 и A2 - 0,5 в/см, α – 0,5 - 1дб/см. Масштаб глубин -1:200, скорость регистрации-1200 м/час.

Кавернометрия проводилась с целью определения диаметра скважины, выделения проницаемых пропластков, уточнения эффективных мощностей. Масштаб записи кривой ДС - 2 см/см. Масштаб глубин 1:500, 1:200. Скорость регистрации 1500-2000 м/ч.

Резистивиметрия проводилась с целью определения удельного сопротивления промывочной жидкости (ρ_c), которое использовалось при обработке БКЗ, ИК, БК. Масштаб записи кривой 0,5 Ом/см. Масштаб глубин 1:500. Скорость регистрации до 3000 м/ч.

Инклинометрия проводилась с целью определения местоположения ствола скважины в пространстве и для определения абсолютных отметок глубин пластов. Шаг измерения по глубине составляет 25 метров, а в наклонно-направленных скважинах 10 м.

Для оценки технического состояния колонны и качества крепления ствола скважины выполнялись исследования методами термометрии, АКЦ, гамма-цементометрии.

Привязка интервалов перфорации осуществлялась по гамма каротажу с записью магнитного локатора муфт до и после перфорации.

Исследования проводились станциями АКС-Л-7, АКСП-65, АКС-64. Цифровая регистрация осуществлялась регистратором ЮГРА-1.

При проведении замеров использовался кабель типа КОБД-4, КОБД-6, КГ-3.

В большинстве разведочных скважин представлен из комплекса ГИС только стандартный каротаж.

В целом, проведенный комплекс геофизических исследований позволяет проводить литологическое расчленение разреза скважин, выделять пласты - коллекторы, определять их характер насыщения, коллекторские свойства, нефтенасыщенность и соответствует требованиям Технической инструкции на проведение геофизических исследований скважин.

2.2 Система поддержания пластового давления

Для обеспечения компенсации отбора и стабильной работы системы ППД предусматривается строительство дополнительных водоводов высокого давления к новым кустовым площадкам. Предполагается использовать для этих целей толстостенные стальные термообработанные трубы с легирующими добавками, увеличивающими коррозионную стойкость. Трубопроводы системы ППД предполагается прокладывать подземно с заглублением верхней образующей трубы ниже уровня зимнего промерзания грунта, в одном коридоре с нефтесборными трубопроводами. Расчетное давление водоводов высокого давления предполагается в пределах 17-19 МПа. Максимальная закачка рабочего агента ожидается в объеме 5340 тыс.м³ в год. Оборудование действующих БКНС-2 (ЦНС-180-1900 3 агрегата) и БКНС-3 (ЦНС-180-1900 4 агрегата) позволяет реализовать планируемые объемы закачки.

Для получения требуемых объемов воды и подачи их в систему ППД предполагается использовать сточную пластовую воду с УПСВ и УПН и существующие водозаборные скважины (эксплуатационный фонд 14, в

консервации 7). Для обеспечения более надежной работы насосного оборудования рекомендуется использовать установки погружные для добычи воды БПЭЦПК 14- 1000- 1600 ОАО «Борец», 226 УЭЦНАКИ6 - 1000 ПК АНЗ «Алнас» или струйные насосы.

Для учета закачиваемой воды нагнетательный фонд скважин оборудован расходомерами типа СВУ, устанавливаемыми в водораспределительном блоке на кусте. На выкиде насосов установлены дифманометры (ДМ), на каждом напорном водоводе на БКНС предусматриваются СВУ.

Экономически целесообразный способ стабилизации приемистости нагнетательных скважин должен быть определен для вариантов – непосредственное воздействие на пласт и воздействие на рабочий агент (подготовка воды до требуемой кондиции).

Не реже одного раза в год необходимо производить проверку технического состояния водозаборных скважин (установление степени износа водоподъемного оборудования и образования песчаных пробок).

Согласно варианту разработки, при средней приемистости нагнетательных скважин 190 м³/сут, предусматривается максимальное забойное давление в нагнетательной скважине 42 МПа, т.е. максимальное устьевое давление может составлять на отдельных скважинах 19 МПа, что потребует защиты обсадных колонн от влияния высокого давления. Для этой цели низ колонны НКТ оборудуется пакером для перекрытия затрубного пространства. Установка пакера также предотвращает коррозионные процессы в эксплуатационной колонне.

Оборудование нагнетательной скважины:

- устьевая арматура АНК1- 65 - 350 с колонной головкой ОКК - 1 - 210 - 245 - 146, производства ПО «Баррикады» (г. Волгоград) или Воронежский механический завод (г.Воронеж), в соответствии с ГОСТ 13846-89 (для $P_y > 18$ МПа);

- или более современная модель - АУН - 50 - 21 (для $P_y \leq 18$ МПа) производства ОАО «Станкомаш» (г. Челябинск);
- насосно-компрессорные трубы $\varnothing 73$ мм марки К по ГОСТ 633-80 производства Синарского трубного завода
- пакер-гильза конструкции ОАО «ТатНИПИнефть» или ПСМ-1М 122-52-500 производства ООО «Югсон-Сервис» г. Тюмень для защиты затрубного пространства от высокого давления и коррозии (с заполнением затрубного пространства обезвоженной нефтью или пресной водой с антисептиком и ингибитором коррозии).

Для защиты от замерзания устьев нагнетательных скважин и открытых участков водоводов применить ленточные электрообогреватели во взрывозащищенном исполнении типа ЭНГЛЕх-1-1,7 (30)220 - 56,8 (НПО «Техэнергосинтез», г. Санкт-Петербург) с поверхностной теплоизоляцией асбестовым полотном или стеклотканью. Открытые участки водоводов высокого давления на БКНС рекомендуется выполнить с применением теплоизоляции (пенополиуретан) и поверхностной гидроизоляцией.

Такие же меры по предохранению эксплуатационной колонны от высокого давления и коррозии, по утеплению водовода, учету сбрасываемой воды должны быть предусмотрены и для поглощающей скважины.

2.3 Технология и техника приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при внедрении методов повышения нефтеотдачи

Основными особенностями продуктивных пластов Ю₁⁰⁻⁴, Ю₂ являются высокие пластовые температуры (81 °С), низкие значения проницаемости коллекторов изменяющиеся в диапазоне от 0.006 до 0.024 мкм². В связи с этим главными требованиями к технологиям воздействия на продуктивные пласты (потокоотклоняющим технологиям, технологиям усиления процесса нефтевытеснения и нефтеизвлечения) являются необходимая высокая термостойкость композиций реагентов и их способность к “мягкой” обратимой изоляции воды. Последнее очень важно в условиях низкой проницаемости коллекторов, поскольку “жесткие” изолирующие системы, действующие необратимо, могут привести к потере приемистости нагнетательных скважин.

Как было сказано выше, из потокоотклоняющих технологий для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин и создания фильтрационных барьеров в высокопроницаемых пропластках по всем критериям для применения в наибольшей степени подходят технологии на основе разбавленных растворов термогелеобразующих композиций (Галка, Галка-ПАВ, РВ-ЗП-1) и технология на основе водорастворимого поликатионита (ВПК-402). Для доотмыва остаточной нефти и подключения к работе слабодренируемых пропластков предлагается технология закачки композиции ИХН-КА, ИХН-100, которые стабильны при температурах 95-100 °С. Для восстановления и увеличения приемистости нагнетательных скважин предлагается технология КОПЗ.

Ниже приводится краткое описание требований к каждой из рекомендуемых технологий и технике при закачке рабочих составов в пласт. При проведении обработок используется специально предназначенное для этих целей серийное оборудование.

2.3.1 Технология закачки термогелеобразующей композиции

“Галка”

Закачка композиции Галка осуществляется как в отдельные нагнетательные скважины, так и через КНС с целью обработки группы скважин. При обработке индивидуальных нагнетательных скважин технология предусматривает следующую последовательность операций. Необходимый объем товарной формы композиции Галка (из расчета 3-5 м³ на 1 метр нефтенасыщенной толщины пласта) разбавляется технической водой в соотношении 1:10 и более с добавлением до 2 % ПАВ и с помощью насосных агрегатов через нагнетательную скважину закачивается в пласт. Давление нагнетания композиции в пласт такое же, как и при закачке воды, так как гелеобразующие системы способны растворять карбонатные минералы породы пласта и снижать набухаемость глин. После закачивания рабочего раствора композиции и ее продавливания в пласт скважина закрывается на время необходимое для реакции гелеобразования, а затем запускается в работу под закачку воды. Время гелеобразования в основном зависит от температуры пласта и соотношения компонентов (карбамида и соли алюминия) гелеобразующей системы и составляет в условиях пластов ЮС₁⁰⁻⁴ и ЮС₂ порядка 72 часов. Обработку нагнетательной скважины композицией Галка необходимо проводить до снижения приемистости не более чем на 20-30 % от первоначальной (в среднем 3 цикла по 70 м³). Общий объем оторочки композиции для обработки одной нагнетательной скважины составляет порядка 250-300 м³ рабочего разбавленного раствора. Для упрощения процесса проведения закачки допускается расчетное количество товарной формы композиции Галка дозировать в поток нагнетаемой в скважину воды [1].

Расход реагентов на проведение одного цикла закачки:

- | | |
|--------------------------------------|----------|
| 1. Композиция Галка (товарная форма) | -10-30 т |
| 2. ПАВ типа Нефтенол ВВД, Неонол ВКС | - 0.4 т |

Наиболее облегченным вариантом технологии является закачка готовой жидкой товарной формы композиции РВ-ЗП-1, поскольку отпадает необходимость приготовления композиции в промышленных условиях. Товарная форма жидкой термогелеобразующей композиции РВ-ЗП-1 по степени воздействия на организм относится к веществам малотоксичным четвертого класса опасности по ГОСТ 12.1.007-76.

Для исключения влияния композиции на процессы коррозии нефтепромыслового оборудования и водоводов при закачке ее в пласт, а также при хранении и перевозке могут применяться ингибиторы коррозии И-1-А, ИКАП-11, Нефтехим-1, ГИПХ-9 при концентрациях 50-100 мг/л, что обеспечивает степень защиты оборудования порядка 55-75 %. При реализации технологии используется стандартное насосное оборудование, предназначенное для работы с растворами кислот, а для транспортирования и хранения композиции использовать гумированные стальные емкости и ингибиторы коррозии.

2.3.2 Технология закачки композиции на основе термостойкого полиэлектролита ВПК-402

Данную композицию рекомендуется применять с целью повышения эффективности воздействия при повышенных температурах продуктивного пласта (до 120 °С). Технология предусматривает следующую последовательность операций. Расчетный объем раствора полимера ВПК-402 предварительно смешивают с натриевым жидким стеклом в соотношении от 1:1 до 1:2 по массе. Затем в нагнетательную скважину через НКТ производится закачка буферного объема пресной воды (в объеме НКТ), собственно приготовленного объема полимера требуемой концентрации (0.5-4.0 %), второго буферного объема пресной воды. Продавливание оторочек полимера в пласт осуществляется технической водой в объеме не менее 25-30 м³. После чего скважина останавливается на 2-3 суток для реакции

гелеобразования. Повторение циклов по закачке композиции в каждую скважину производится согласно плана работ [2].

Расход реагентов на проведение обработки одной нагнетательной скважины составляет:

1. Полимер ВПК-402 - 7-14 т (товарная форма);
2. Силикат натрия - 7 т (товарная форма);

Для реализации технологии необходимы следующие технические средства:

- емкости для хранения и приема полимера и других реагентов;
- автоцистерны АЦ-7,5, АЦН-8, АЦН-10 для перевозки реагентов;
- передвижной агрегат ЦА-320 М для закачки и продавки композиции.

Среднее время для осуществления технологического процесса на одной нагнетательной скважине составляет от трех до пяти суток.

2.3.3 Технология закачки композиции ИХН

Нагнетание композиции ИХН в пласт может быть произведено:

- непрерывной оторочкой в размере 0.2 % от нефтенасыщенного порового объема пласта;
- дозированием ее в водовод или в скважину в соотношении с водой 1:4 с целью создания в пласте оторочки 10 %-го раствора композиции ИХН в размере 1 % первоначального нефтенасыщенного объема пласта;
- попеременным нагнетанием композиции ИХН и воды в скважину в соотношении 1:4 с целью получения оторочки 10 % раствора композиции от первоначального нефтенасыщенного порового объема пласта.

После нагнетания оторочек композиции ИХН и воды суммарным объемом, составляющим 1 % от начального нефтенасыщенного порового

объема пласта скважина переводится под нагнетание воды от водонапорного водовода. Закачка композиции в нагнетательную скважину осуществляется с “колес” автоцистерны или из емкостей для хранения композиции насосными агрегатами. Количество каждого реагента определяется по процентному содержанию его в композиции [3].

Так, например, для приготовления композиции ИХН-КА объемом 50 м³ необходимы следующие реагенты и их концентрации в композиции:

НПАВ (неонол - 4.8 %)	- 2.4 т
АПАВ (сульфанол - 2.4 %)	- 1.2 т
аммиачная селитра (14.2 %)	- 7.1 т
карбамид (28.4 %)	- 14.2 т
ингибитор коррозии (0.2 %)	- 0.1 т

В композиции ИХН-100 карбамид отсутствует. Приготовление композиции должно производиться на специальном реагентном хозяйстве. Для снижения коррозии скважинного оборудования в композицию добавляются ингибитор коррозии (роданистый аммоний).

Для реализации технологии рекомендуется применять стандартное насосное оборудование, предназначенное для работы с растворами кислот, а для транспортирования и хранения композиции использовать гуммированные стальные емкости и ингибиторы коррозии.

2.3.4 Технология КОПЗ

Технология комплексной обработки призабойной зоны пласта (КОПЗП) направлена на восстановление и увеличение приемистости нагнетательных скважин. Технология заключается в поочередном (циклическом) воздействии на ПЗП комплексом реагентов: СКО (ГКО), Нефрас, ПАВ [4].

Набор химреагентов, применяемых в том или ином случае, определяется с учетом конкретных геолого-геофизических параметров коллекторов. Используются для ОПЗ углеводородные растворители и их смеси, солянокислотные и глинокислотные составы и растворы ПАВ. На нагнетательных скважинах с целью увеличения приемистости применяется следующий комплекс химреагентов:

- смесь растворителей (нефрас А 150/330, нефрас С₄ 120/220) с расходом 0.5-1.0 м³ на 1 м мощности пласта;
- соляная кислота (11 % водный раствор) с расходом 1м³ на 1м мощности пласта;
- грязевая кислота (11 % HCl + 1-3 % HF) с расходом 1м³ на 1м мощности пласта;
- 1-3 % -ый водный раствор неонола СНО, АФ 9-6, нефтенола ВВД с расходом 1-15 м³ на 1 м мощности пласта.

Химреагенты последовательно закачивают в пласт, затем скважины оставляют на реакцию и запускают в работу, при этом кислотные составы и НПРАВ закачиваются циклически до достижения необходимого уровня приемистости.

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

3.1 Варианты разработки З... месторождения

Экономическая оценка вариантов разработки З... месторождения проведена с целью выбора наиболее эффективной системы разработки.

Технико-экономический анализ проектных решений разработки З... месторождения проведен по пяти технологическим вариантам. Расчеты выполнены за расчетный период 29 лет (2002 г. – 2030 г.).

В первом варианте предусматривается продолжение разработки месторождения без дополнительных капитальных вложений. Добыча нефти за расчетный период составит 16.2 млн.т.

Во втором варианте планируется отказ от системы ППД. За период разработки добыча нефти составит 13.3 млн. т.

По варианту 3 предусматривается бурение 64 наклонно-направленных скважин (37 добывающих и 27 нагнетательных) при плотности сетки 1000х1000м. За расчетный период 29 лет будет отобрано 23.8 млн. т нефти.

В варианте 4 планируется бурение 120 наклонно-направленных скважин (75 добывающих и 45 нагнетательных) при уплотнении сетки размещения скважин до 750х750м. Суммарная добыча нефти за расчетный период составит 27,2 млн. т.

В пятом варианте предусматривается бурение 241 наклонно-направленных скважин (177 добывающих и 64 нагнетательных) при плотности сетки 500х500м. За расчетный период будет отобрано 30.5 млн. т нефти.

По всем вариантам осуществляются физико-химические методы воздействия на пласт.

Показатели, характеризующие эффективность разработки З... месторождения определены при условии сбыта 70% добываемой продукции на внутреннем рынке и 30% на внешнем рынке в условиях действующей налоговой системы. При расчете прибыли от реализации принята цена нефти на внешнем рынке 3300 руб. за тонну (110 долларов США по курсу 30 руб.), на внутреннем рынке 2400 руб./т с учетом НДС. Средневзвешенная цена по проекту составит 2670 руб./т с учетом НДС. Цена реализации газа устанавливается Федеральной Энергетической Комиссией РФ (Постановление от 30.01.2002 г.) и составляет для третьего пояса 600 руб./тыс. м³ (с НДС). Транспортные и коммерческие расходы при экспортной поставке учтены в размере 20 долл./т (600 руб./т), экспортная пошлина в размере 10 950 руб. за тонну.

Расчеты выполнены в ценах 2012 года без учета инфляции.

3.2 Показатели экономической оценки

Коммерческая эффективность разработки З... месторождения оценивалась с использованием системы показателей, отражающих деятельность предприятия применительно к условиям рыночной экономики, с включением в экономические расчеты платежей и налогов, предусмотренных действующим законодательством в области налогообложения согласно действующим «Методическим рекомендациям по оценке эффективности инвестиционных проектов» (издательство «Экономика», 2000 г.) [5] и Регламенту составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений (РД 153-39-007-96), утвержденным Минтопэнерго РФ 23 сентября 1996 года.

В соответствии с этими документами принимается:

- *дисконтированный поток денежной наличности* - сумма прибыли от реализации углеводородов и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину капиталовложений, направляемую на освоение месторождения, приведенная к начальному году по ставке дисконта 10 и 15%;

- *срок окупаемости* капитальных вложений определяется количеством лет, по истечении которых начальные негативные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются последующими ее положительными значениями;

- *рентабельный срок разработки* - период от начала реализации проекта до момента, когда величина накопленного дисконтированного денежного потока (NPV) после достижения положительного значения начинает уменьшаться;

- *внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR)* представляет собой значение дисконта, при котором величина суммарного потока наличности за расчетный период равна нулю. IRR не может быть вычислена в следующих ситуациях: все значения годового потока наличности отрицательны, все значения годового потока наличности положительны;

- *индекс доходности дисконтированных инвестиций (PI)* – отношение суммы дисконтированных элементов денежного потока от операционной деятельности к абсолютной величине дисконтированной суммы денежного потока от инвестиционной деятельности. PI равен увеличенному на единицу отношению NPV к накопленному дисконтированному объему инвестиций;

- *доход государства* - налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные фонды страны.

Экономическая оценка разработки месторождения (в условиях безналоговой среды) отражает эффективность проекта с точки зрения интересов недропользователя и государства в целом и определяется как разница между выручкой от реализации углеводородов и затратами - капитальными вложениями и чистыми эксплуатационными (текущими) расходами.

3.3 Налоговая система

Недропользователь выплачивает все налоги, предусмотренные действующим законодательством.

3.4 Оценка капитальных вложений

Капитальные вложения на разработку 3... месторождения включают в себя затраты на бурение скважин и их обустройство.

Затраты на строительство одной наклонно-направленной скважины составят 13.6 млн. руб.(без НДС).

Прочие капитальные вложения рассчитываются в процентном отношении (10%) к сумме затрат на нефтепромысловое строительство.

Затраты на природоохранные мероприятия исчисляются в процентах: 3% от стоимости строительства скважины и 15% от общей суммы капитальных затрат на обустройство скважин.

Отдельно по всем вариантам проведены расчеты с включением в капитальные вложения затрат на строительство газокompрессорной станции, которая введена в эксплуатацию весной 2011 года.

3.5 Оценка эксплуатационных затрат

Эксплуатационные затраты на добычу нефти рассчитаны в соответствии с удельными текущими затратами и объемными технологическими показателями вариантов разработки на основе

фактических издержек на добычу нефти в НГДУ "Х" ООО «У» за 2011 г. Для выполнения расчетов в ценах 2012 г. нормативы эксплуатационных затрат были увеличены на 30% для приведения эксплуатационных затрат к расчетному году. Такое увеличение принято, основываясь на анализе имеющихся данных по себестоимости добычи нефти ООО «У» за период 2008 – 2011 гг.

Себестоимость определена в разрезе следующих статей:

- обслуживание добывающих скважин;
- обслуживание нагнетательных скважин;
- капитальный ремонт скважин;
- электроэнергия на извлечение жидкости;
- поддержание пластового давления;
- сбор и транспорт нефти;
- технологическая подготовка нефти;
- амортизационные отчисления.

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

Расходы на капитальный ремонт скважин определяются, исходя из действующего фонда скважин, межремонтного периода, в нашем случае его величина принята равной 5-ти годам, и средней стоимости одного капитального ремонта по данным НГДУ "Х" 587.7 тыс.руб.

Энергетические затраты рассчитаны в соответствии с прогнозным расчетом объемов механизированного подъема жидкости.

Расходы по поддержанию пластового давления складываются из затрат на обслуживание нагнетательных скважин и затрат на закачку воды.

Расходы на сбор и транспорт нефти, технологическую подготовку нефти рассчитываются в зависимости от объема добываемой жидкости и затрат по этим статьям калькуляции без учета амортизационных отчислений.

Эксплуатационные расходы на содержание газокompрессорной станции составят в среднем 133.6 млн. руб./год.

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из классификации основных средств по амортизационным группам и срока полезного использования в соответствии со статьей 258 Налогового кодекса РФ и Постановления Правительства РФ от 1.01.2001 №1.

На себестоимость относятся затраты на работы по увеличению депрессии, за счет изменения диаметра штуцера. Во всех технологических вариантах объемы работ по данному мероприятию сохраняются неизменными (2 операции в год) и затраты составят 9.7 млн.руб.

Так же в составе текущих расходов учтены затраты на физико-химические методы воздействия на пласт. Планируются потокоотклоняющие технологии, комплексные ОПЗ нагнетательных и добывающих скважин. Проведение перечисленных физико-химических методов планируется в вариантах 1, 3-5, в варианте 2 предполагается только ОПЗ добывающих скважин. Затраты на выполнение данного вида работ по вариантам 1, 3-5 составят 313.1 млн.руб. и по варианту 2 – 26.4 млн. руб.

Целевые средства для финансирования работ по завершению эксплуатации месторождения были оценены исходя из существующего фонда скважин месторождения и новых капитальных затрат. Оценочно величина ликвидационного фонда принята в размере стоимости одного капитального ремонта на существующую скважину и 10% от величины

капитальных затрат. Отчисления ликвидационных затрат осуществляются ежегодно пропорционально добыче нефти.

Исходные данные для расчета эксплуатационных затрат представлены в таблице 3.5.1.

Таблица 3.5.1 – Исходные данные для расчета эксплуатационных затрат

Показатели	Ед. изм.	Значение
ЦЕНА РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТИ		
на внутреннем рынке	руб./т	2400,0
на внешнем рынке	руб./т (долл./т)	3300(110)
ПЛАТЕЖИ И НАЛОГИ		
НДС	%	18
акцизный сбор на газ	%	15
экспортная пошлина нефти	руб./т	10950
налог на имущество	%	2,2
налог на прибыль	%	20
налог на добычу полезн. ископаемых с 2010 по 2012 г.	руб./т	766
страховые взносы в пенсионный фонд	%	30,0
страхование от несчастного случая	%	0,8
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ		
обслуживание добывающих скважин	тыс.руб./скв.год	3980,3
обслуживание нагнетательных скважин	тыс.руб./скв.год	476,6
технологическая подготовка нефти	руб./т жид.	37,4
сбор и транспорт нефти и газа	руб./т жид.	2,0
стоимость 1 кВт.-часа электроэнергии	руб./1 кВт-час	2,93
стоимость капитального ремонта скважин	тыс.руб./рем.	587,7
стоимость закачки воды	руб./м ³	0,6
ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ДАННЫЕ		
Транспортные расходы	руб./т	600
Норма амортиз. отчислений на реновацию скважин	%	6,67
Удельный расход электроэнергии :		
добыча нефти	кВт-ч/т жид.	3,0

Продолжение таблицы 3.5.1

закачка воды	кВт-ч/т м ³	7,4
Коэффициент инфляции	%	0
Доля экспорта	%	30
Коэффициент дисконтирования	%	10 и 15
Курс доллара США	руб./долл.	30,0

3.6 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ.

По технологическим мероприятиям, включая бурение новых скважин, рассчитана эффективность их внедрения за счет дополнительных объемов нефти, которые будут получены после их проведения.

Экономическая эффективность определена с использованием системы показателей, изложенной в п. 2. Результатом расчетов является разница потока наличности, полученного до и после проведения мероприятия.

Эффективность внедрения рассчитана в целом по всем мероприятиям в зависимости от технологического варианта. Результаты расчетов представлены в таблице 3.6.1 и показаны на рисунке 3.6.1.

Таблица 3.6.1 – Экономическая эффективность бурения новых скважин на 3... месторождении

Показатели		Варианты		
		3	4	5
1.	Расчетный срок разработки, лет	29	29	29
2.	Дополнительная добыча нефти, тыс.т.	7 528	10 961	14 225
3.	Дополнительная добыча газа, млн.м ³	154	225	209
4.	Капитальные вложения (с НДС), млн.руб.	1 618	2 604	4 725
	в том числе:			
	-на бурение скважин	1 041	1 952	3 921
	-на обустройство месторождения	577	652	804

Продолжение таблицы 3.6.1

5.	Эксплуатационные затраты, млн. руб.	9 239	16 103	25 091
	в том числе:			
	-текущие затраты	3 925	8 010	13 206
	-отчисления и налоги в себестоимости	3 833	5 709	7 552
	-амортизация	1 348	2 170	3 937
	- ликвидационный фонд	133	214	396
6.	Транспортные расходы, млн. руб.	1 400	2 039	2 646
7.	Выручка от реализации продукции, млн.руб.	27 984	40 745	52 830
8.	Прибыль после выплаты налогов, млн.руб.	10 253	12 915	13 590
9.	Поток наличности, млн.руб.	9 983	12 481	12 802
10.	Срок окупаемости, лет	4,1	4,0	3,8
11.	Внутренняя норма рентабельности, %	89,0	96,1	96,7
	Коэффициент дисконтирования 10%			
12.	Дисконтированный поток наличности, млн.руб.	3 646	4 617	4 514
13.	Срок окупаемости, лет	4,2	4,1	4,0
14.	Индекс доходности инвестиций, доли ед.	3,74	3,37	2,65
	Коэффициент дисконтирования 15%			
15.	Дисконтированный поток наличности, млн.руб.	2 459	3 101	2 989
16.	Срок окупаемости, лет	4,3	4,2	4,1
17.	Индекс доходности инвестиций, доли ед.	3,02	2,80	2,35

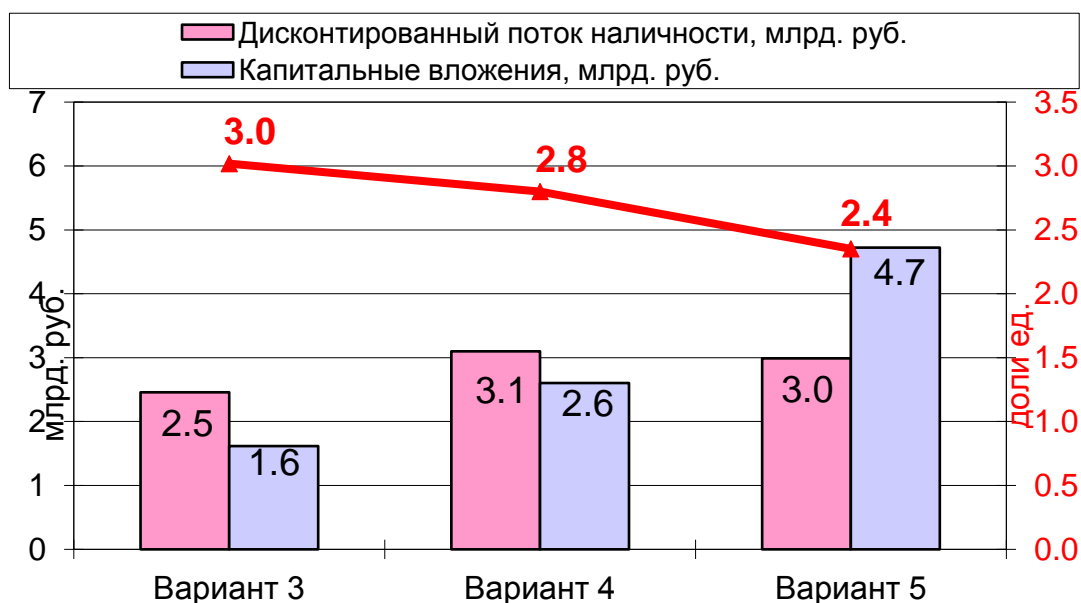


Рисунок 3.6.1 – Экономическая эффективность бурения новых скважин

Экономическая оценка эффективности затрат на бурение в необустроенной зоне З... месторождения показала, что все предложенные варианты обладают высокой экономической эффективностью. Однако наибольшая величина дисконтированного потока наличности (3.1 млрд. руб.) достигается в результате реализации мероприятий предложенных в варианте 4.

3.7 Технико-экономический анализ вариантов разработки З... месторождения

Сопоставление основных экономических показателей по вариантам разработки в целом по З... месторождению за расчетный период 29 лет представлено в таблице 3.7.1 и на рисунке 3.7.1.

Таблица 3.7.1 – Сопоставление основных технико-экономических показателей разработки З... месторождения

Показатели	Варианты				
	1	2	3	4	5
Расчетный срок разработки, лет	29	29	29	29	29
Накопленная добыча нефти, тыс.т.	16 241	13 322	23 769	27 202	30 466
Накопленная добыча газа, млн.м ³	43 593	43 549	43 747	43 818	43 802
Капитальные вложения (с НДС), млн.руб.	0	0	1 618	2 604	4 725
в том числе:					
-на бурение скважин	0	0	1 041	1 952	3 921
-на обустройство месторождения	0	0	577	652	804
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	47 603	42 367	56 842	63 706	72 694
в том числе:					
-текущие затраты	30 802	27 466	34 727	38 811	44 008
-затраты на проведение МУН	323	36	323	323	323
-отчисления и налоги в себестоимости	12 791	11 177	16 623	18 500	20 343
-амортизация	2 983	2 983	4 331	5 153	6 920
- ликвидационный фонд	705	705	838	919	1 101
Транспортные расходы, млн. руб.	3 021	2 478	4 421	5 060	5 667
Выручка от реализации продукции, млн.руб.	86 138	75 298	114 122	126 883	138 967
Прибыль после выплаты налогов, млн.руб.	14 444	11 763	24 697	27 359	28 034

Продолжение таблицы 3.7.1

Поток наличности, млн.руб.	17 427	14 746	27 410	29 908	30 229
Рентабельный срок разработки, лет	29	29	29	29	29
Доход государства (налоги и платежи), млн.руб.	33 860	29 868	44 785	49 258	52 916
- в федеральный бюджет	28 194	25 055	36 133	39 623	42 620
- в областной бюджет	5 666	4 813	8 652	9 635	10 296
Коэффициент дисконтирования 10%					
Дисконтированный поток наличности, млн.руб.	8 567	7 681	12 213	13 184	13 082
Доход государства (налоги и платежи), млн.руб.	14 130	12 901	18 523	20 167	21 059
Коэффициент дисконтирования 15%					
Дисконтированный поток наличности, млн.руб.	6 877	6 299	9 337	9 978	9 866
Доход государства (налоги и платежи), млн.руб.	10 901	10 100	14 083	15 207	15 692
Экономическая эффективность, млн. руб.	51 287	44 613	72 195	79 166	83 145

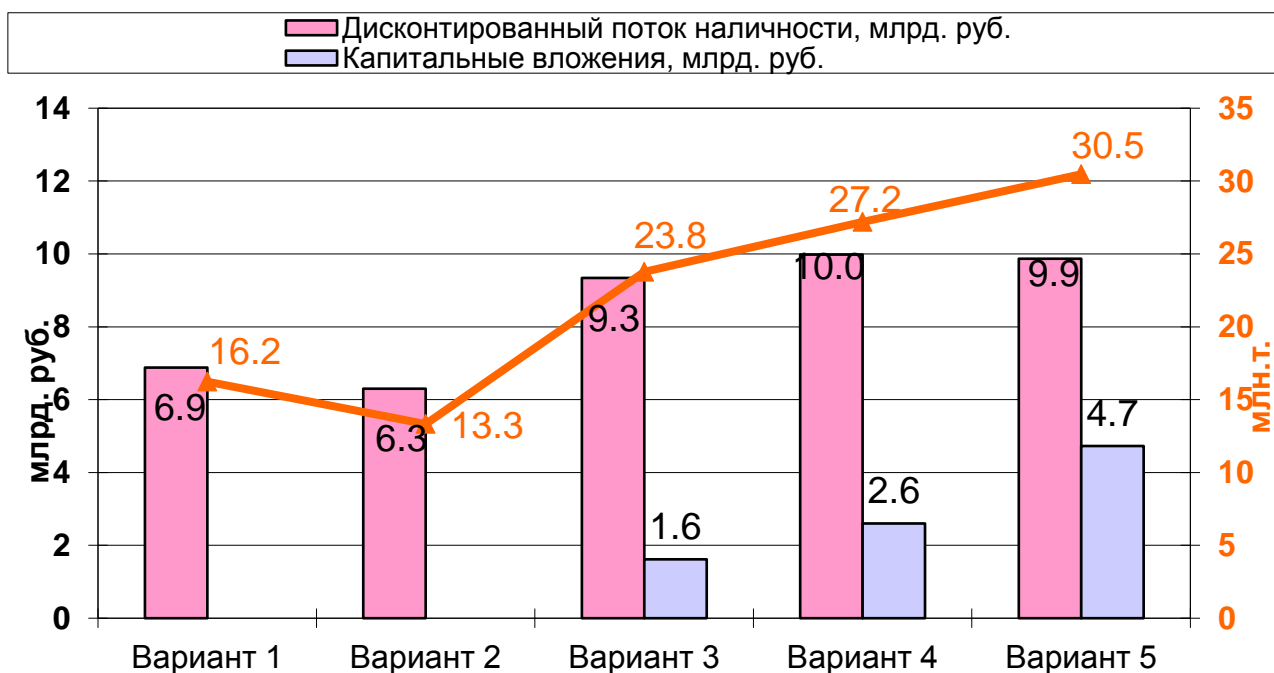


Рисунок 3.7.1 – Экономическая эффективность вариантов разработки 3... месторождения

Оценка экономической эффективности варианта 1 с продолжением разработки 3... месторождения без дополнительных капитальных вложений показала, что за расчетный период 29 лет предприятие получит дисконтированный доход в размере 6,9 млрд. руб., государству в виде налогов и платежей (с дисконтом 15%) будет перечислено 10,9 млрд. руб.

По варианту 2 предусматриваются отказ от системы ППД. За расчетный период планируется отобрать 13.3 млн. т нефти, что на 22% меньше аналогичного значения в варианте 1, дисконтированный поток наличности уменьшится на 9% (6.3 млрд. руб.), дисконтированные доходы государства - на 8% (10,1 млрд. руб.).

При реализации варианта 3 предусматривается бурение 64 скважин при плотности сетки 1000x1000 м. Добыча нефти составит 23.8 млн. т, капитальные вложения в размере 1,6 млрд. руб. принесут предприятию дисконтированный доход в размере 9.3 млрд. руб., индекс доходности затрат на бурение новых скважин составит 3.02 доли ед., государству в виде налогов и платежей с учетом ставки дисконтирования 15% будет перечислено 14.1 млрд. руб.

По варианту 4 при более уплотненной сетке 750x750 объемы бурения возрастут до 120 скважин, что приведет к увеличению капитальных вложений на 62% (2.6 млрд. руб.). Добыча нефти возрастет на 13% и составит 27,2 млн. т, дисконтированный поток наличности ($NPV_{15\%}$) увеличится на 6.4% (10 млрд. руб.), индекс доходности затрат на бурение снизится до 2.8 доли ед. Дисконтированные поступления государству составят 15.2 млрд. руб.

В варианте 5 сетка бурения уплотняется до 500x500м., объемы бурения возрастут до 241 скважины. Добыча нефти возрастет на 11% и составит 30,5 млн. т., капитальные вложения составят 4.7 млрд. руб. (увеличение на 45%), дисконтированный поток наличности и дисконтированные доходы

государства уменьшатся и составят 9.9 млрд. руб. и 15.7 млрд.руб. соответственно. Индекс доходности инвестиций уменьшится до 2.35 доли ед.

При учете в капитальных вложениях стоимости строительства газокompрессорной станции, введенной в эксплуатацию весной 2002 года, доходы недропользователя снижаются по всем вариантам одинаково на 2780 млн. руб.

Приведенные выше результаты экономической оценки вариантов разработки 3... месторождения показывают, что при реализации технологического варианта 4 достигается наибольший дисконтированный поток наличности, а дальнейшее уплотнение бурения приводит к уменьшению доходов недропользователя.

Таким образом, инвестирование средств в разработку 3... месторождения по варианту 4 является экономически эффективным и рекомендуется к практическому применению.

Расчет потока наличности по рекомендуемому варианту 4 представлены в таблице 3.7.2.

Таблица 3.7.2 – Поток наличности в случае рекомендуемого варианта 4

Годы	Прибыль после выплаты налогов	Амортизационные отчисления	Поступление финансов	Капитальные вложения	Поток наличности	Накопленный поток наличности	Дисконт. (15%) поток наличности	Дисконт. (15%) накопленный поток наличности
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2002	1055,4	217,6	1273,1	0,0	1273,1	1273,1	1273,1	1273,1
2003	1235,0	250,7	1485,6	599,8	885,9	2158,9	770,3	2043,4
2004	1415,0	283,0	1698,0	588,1	1109,9	3268,8	839,2	2882,6
2005	1524,1	310,6	1834,7	500,7	1334,0	4602,8	877,1	3759,7
2006	1588,3	314,7	1903,1	181,1	1722,0	6324,8	984,5	4744,3
2007	1666,5	323,1	1989,6	256,2	1733,4	8058,2	861,8	5606,1
2008	1698,7	334,3	2033,0	307,5	1725,5	9783,6	746,0	6352,0

Продолжение таблицы 3.7.2

2009	1628,4	337,9	1966,3	170,8	1795,5	11579,1	675,0	7027,0
2010	1515,9	332,1	1848,0	0,0	1848,0	13427,1	604,1	7631,1
2011	1389,0	331,8	1720,7	0,0	1720,7	15147,9	489,1	8120,3
2012	1236,6	331,5	1568,1	0,0	1568,1	16716,0	387,6	8507,9
2013	1111,2	331,2	1442,4	0,0	1442,4	18158,4	310,0	8817,9
2014	995,4	330,9	1326,3	0,0	1326,3	19484,6	247,9	9065,8
2015	893,4	330,6	1224,0	0,0	1224,0	20708,7	198,9	9264,8
2016	817,7	330,3	1148,0	0,0	1148,0	21856,7	162,2	9427,0
2017	852,0	144,7	996,7	0,0	996,7	22853,4	122,5	9549,5
2018	777,6	111,4	889,0	0,0	889,0	23742,4	95,0	9644,5
2019	712,9	78,7	791,6	0,0	791,6	24533,9	73,6	9718,1
2020	657,1	50,9	707,9	0,0	707,9	25241,9	57,2	9775,3
2021	595,0	40,8	635,8	0,0	635,8	25877,7	44,7	9819,9
2022	547,8	26,6	574,3	0,0	574,3	26452,1	35,1	9855,0
2023	516,6	9,5	526,1	0,0	526,1	26978,1	28,0	9883,0
2024	485,6	0,0	485,6	0,0	485,6	27463,7	22,4	9905,4
2025	459,8	0,0	459,8	0,0	459,8	27923,5	18,5	9923,9
2026	443,8	0,0	443,8	0,0	443,8	28367,3	15,5	9939,4
2027	412,6	0,0	412,6	0,0	412,6	28779,9	12,5	9951,9
2028	391,7	0,0	391,7	0,0	391,7	29171,7	10,3	9962,3
2029	375,6	0,0	375,6	0,0	375,6	29547,2	8,6	9970,9
2030	360,5	0,0	360,5	0,0	360,5	29907,8	7,2	9978,1
Итого	27359,2	5152,8	32512,0	2604,2	29907,8		9978,1	

3.8 Анализ чувствительности и оценка риска рекомендуемого варианта

Для оценки влияния неточности прогнозирования основных параметров проекта на показатели эффективности, была рассчитана чувствительность проекта к изменению таких факторов, как: цена реализации нефти, капитальные вложения и эксплуатационные затраты на добычу нефти.

Исследование степени устойчивости проекта к изменению возмущающих факторов на базе рекомендуемого варианта 4 выполнено на основе широкого спектра расчетов, сводные результаты которых представлены в таблицах 3.8.1-3.8.3.

Таблица 3.8.1 – Анализ чувствительности цены продукции

<u>Экономические показатели:</u>	Цена продукции				
	+40%	+20%	0	-20%	-40%
Срок окупаемости бурения новых скважин, лет	окупается в год вложения	окупается в год вложения	4,2	11,7	не окупается
Индекс доходности инвестиций, доли ед.	6,13	4,49	2,80	1,11	-0,79
Накопленный дисконтированный поток наличности в целом по месторождению, млн. руб.	15724	12888	9978	7069	3791
- в том числе за счет бурения новых скважин	8847	6010	3101	191	-3086
Доход государства, млн. руб.	70627	59831	49258	38684	29305

Таблица 3.8.2 – Анализ чувствительности капитальных вложений

<u>Экономические показатели:</u>	Капитальные вложения				
	+30%	+15%	0	-15%	-30%
Срок окупаемости бурения новых скважин, лет	4,7	4,4	4,2	3,9	3,4
Индекс доходности инвестиций, доли ед.	2,37	2,56	2,80	3,09	3,44
Накопленный дисконтированный поток наличности в целом по месторождению, млн. руб.	9690	9834	9978	10122	10267
- в том числе за счет бурения новых скважин	2812	2956	3101	3245	3389
Доход государства, млн. руб.	49127	49192	49258	49323	49389

Таблица 3.8.3 – Анализ чувствительности эксплуатационных затрат

<u>Экономические показатели:</u>	Эксплуатационные затраты				
	+30%	+15%	0	-15%	-30%
Срок окупаемости бурения новых скважин, лет	6,8	5,2	4,2	2,8	окупается в год вложения
Индекс доходности инвестиций, доли ед.	1,77	2,29	2,80	3,30	3,79
Накопленный дисконтированный поток наличности в целом по месторождению, млн. руб.	8199	9097	9978	10843	11692
- в том числе за счет бурения новых скважин	1322	2219	3101	3966	4814
Доход государства, млн. руб.	47550	48411	49258	50089	50906

Расчеты анализа чувствительности в целом по варианту 4 показали, что показатели эффективности наиболее чувствительны к изменению цены реализации нефти. Оценка изменения цены на нефть проводилась для возможных колебаний значений в диапазоне от $\pm 20\%$ до $\pm 40\%$. Так при ее максимальном уменьшении на 40% (12 долл./барр.) эффективность разработки в целом по 3... месторождению сохраняется. Но бурение новых скважин становится нерентабельно, капитальные вложения не окупаются.

Изменение капитальных и эксплуатационных затрат не оказывает значительного влияния на экономические показатели. Их анализ проводился для возможных колебаний в интервале от $\pm 15\%$ до $\pm 30\%$. При изменении объемов капитальных вложений и эксплуатационных расходов в указанном диапазоне проект остается эффективным.

Для количественной оценки риска разработки 3... месторождения применялось имитационное моделирование на основе метода Монте-Карло.

Оценка производилась для рекомендуемого варианта 4.

В качестве независимых переменных, имеющих нормальное распределение, рассматривались следующие показатели:

- цена реализации нефти +/- 40%;
- эксплуатационные затраты +/- 30%;
- капитальные вложения +/- 30%;
- начальный дебит новых скважин +/- 30%;

Колебание цены нефти в интервале +/-40% установлено из анализа среднегодовых мировых цен на нефть за период с 2004 по 2011 гг. (минимальная цена – 25 долл./бар (2004г.); максимальная – 70 долл./бар (2010г.)).

Колебание эксплуатационных затрат в интервале +/-30% обусловлено погрешностью расчетов, в виду не точного распределения затрат по основным статьям калькуляции себестоимости.

Колебания капитальных вложений в интервале от +/-30% определены исходя из погрешности определения размера капвложений и статистики бурения скважин сложившейся в ООО «У».

Изменение начального дебита новых скважин в диапазоне +/-30% от расчетного дебита принято экспертно.

В качестве результирующей переменной, для которой проводится анализ риска, рассматривался накопленный дисконтированный поток наличности при ставке дисконта 15% ($NPV_{15\%}$).

Имитационное моделирование продемонстрировало следующие результаты (таблица 3.8.4):

Таблица 3.8.4

Показатели	Вариант 4
Расчетное значение NPV_{15} , млн. руб.	9 978
Наиболее ожидаемое значение NPV_{15} , млн. руб.	9 997
Минимальное значение NPV_{15} , млн. руб.	2 326
Максимальное значение NPV_{15} , млн. руб.	17 273
Количество расчетных вариантов	1 500
Коэффициент вариации NPV_{15} , %	24
Стандартное отклонение, млн. руб.	2 395

4 «Социальная ответственность»

Введение

В разделе проведена экологическая оценка воздействия на компоненты природной среды рекомендуемого технологической схемой варианта разработки месторождения. Предусмотрены мероприятия, обеспечивающие безопасность населения, охрану окружающей среды и недр от возможных негативных воздействий, связанных с рекомендуемым вариантом планируемой разработки Лугинецкого месторождения. При разработке раздела учитывались действующие нормативно-технические документы, обеспечивающие безопасность и экологичность проекта.

4.1 Производственная безопасность

Администрация предприятий обязана обеспечивать надлежащее техническое оборудование и создавать для них условия работы, соответствующие правилам охраны труда (правилам по технике безопасности, санитарным нормам и правилам и др.).

Согласно ГОСТ 120003-74. ССБТ, вредные и опасные факторы на кустовой площадке могут быть весьма разнообразными, их можно классифицировать по нескольким группам: механические, физические, химические, психофизиологические. [6]

4.1.1 Анализ вредных факторов

4.1.1.1 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

К вредным производственным факторам, которые могут возникнуть при обслуживании объектов нефтегазодобывающих предприятий относят сложные климатические условия.

Основными параметрами характеризующий климат определяют следующие условия: температура, относительная влажность, скорость ветра, барометрическое давление. Все эти параметры влияют на организм человека, по которым можно определить самочувствие.

Климатические условия меняются как по сезонам, так и в течении дня. Терморегуляция организма поддерживается температурой тела в пределах 36-37°C. Обеспечивается температурное равновесие между человеческим организмом и внешней средой. Регулярное нахождение работника в среде с высокой температурой увеличивает вероятность перегрева организма, тем самым вызвав гипертермию, что в дальнейшем может привести к тепловому удару с потерей сознания. Основными симптомами перегрева являются: общая слабость, тошнота, головокружение, шум в ушах. Интенсивное потоотделение – угроза дегидратации организма. Например, при температуре 38,8°C в состоянии покоя человека достигает 300 г/ч. При движении они

значительно увеличиваются. Влажность воздуха окружающей среды также значительно сильно влияет на организм. При высокой влажности воздуха 70-85% человеку сложнее работать, а если она сочетается с высокой температурой, то вдвойне, так как пот испаряется с трудом. В таблице 1.1 приведено время пребывания человека (мин) в условиях высоких температур, со скоростью ветра 0,1-0,2 м/с. [7]

Длительность пребывания человека в условиях высоких температур Табл. 1.1.

Относительная влажность воздуха, %	Степень воздействия	Время пребывания человека, мин, в условиях температур, °С			
		40	50	60	70
15-20	Безопасное	40 и выше	30	20	10
	Допустимое	40 и выше	60	40	20
	Максимально допустимое	40 и выше	90	60	35
70-75	Безопасное	120	15	10	5
	Допустимое	180	30	15	10
	Максимально допустимое	240	60	30	20

Неблагоприятное воздействие оказывает не только высокая, но и низкая температура. Наибольшую опасность для человека представляет переохлаждение организма (гипотермия). При температуре тела 30°C у человека начинает возникать трепетное сердцебиение, а в дальнейшем остановка дыхания. Очень тяжело работать в низких температурах с высокой влажностью и скоростью ветра. Во избежание переохлаждения работникам не следует во время перерывов в работе находиться на холоде в течение более 10 мин при температуре воздуха до -10°C и не более 5 мин при температуре воздуха ниже -10°C. Для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения. Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м – для необогреваемых помещений. В целях нормализации теплового состояния температура воздуха в местах обогрева должна поддерживаться на уровне 21-25°C.

4.1.1.2 Повышенный уровень шума

Беспорядочные звуковые колебания на рабочем месте при контакте с человеком могут оказывать влияние на весь организм работника, повышает его утомляемость, а при выполнении задач, требующих внимания и сосредоточенности, способен привести к росту ошибок и увеличению продолжительности выполнения задания. Длительное воздействие шума приводит к нарушению артериального давления, ритма сердца, а также влечет тугоухость работника вплоть до его полной глухоты.

Основные источники шума: машины, механизмы, шум от трансформаторов на станции управления, агрегаты.

Шум в пределах 30-35 дБ комфортен для человека и не вызывает беспокойства. При 40-75 дБ создает нагрузку на организм человека, вызывает утомляемость, нервозы при длительном воздействии. Свыше 80 дБ может привести к потере слуха. В таблице 1.2 приведены результаты повышенного воздействия шума на слух работников [7].

Воздействие шума на работников приведено в таблице 1.2

Показатели	Эквивалентный уровень звука, дБ									
	80	90	90	90	100	100	100	110	110	110
Стаж работы, лет	25	5	15	25	5	15	25	5	15	25
Доля заболевших тугоухостью, %	0	4	14	17	12	37	43	26	71	78

Предельно допустимые значения (80 дБ), характеризующие шум, регламентируются согласно СанПиН 2.2.2.3359-16 [8]. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	1,5	3	25	50	100	200	400	800	1600	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	70	55	45	35	28	22	18	15	12	80

Мероприятия по устранению повышенного уровня шума: ликвидация шума в источнике его возникновения путем своевременного устранения неисправности технологического оборудования, применение средств индивидуальной защиты (беруши, наушники, вкладыши, шлемы). применение звукопоглощающих материалов в конструкциях шумящих механизмов и оборудования [9].

4.1.1.3 Повышенный уровень вибрации

Воздействие вибрации на организм человека происходит при осуществлении работ на спецтехнике, при спуске и подъеме труб, также вибрация при регулировании расхода воды, закачиваемой в пласт. Последствие вибрации может привести к различным профессиональным болезням: нарушение работы сердечно-сосудистой и нервной системы, появление грыж, ревматизм.

Гигиенические нормы уровней вибрации в таблице 1.4 по ГОСТ 12.1.012-90

Таблица 1.4

Вид вибрации	Допустимый уровень колебательных скоростей, дБ										
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Общая	-	108	99	93	92	92	92	-	-	-	-
Локальная вибрация	-	-	-	115	109	109	109	109	109	109	109

К методам защиты от вибрации являются: усовершенствование техники и оборудования, поиск наилучших материалов, поглощающих вибрационное воздействие. Что касается индивидуальной защиты, то работнику необходимо носить рабочую обувь с толстой резиновой подошвой, специальные перчатки, соблюдать режим труда и отдыха [10].

4.1.1.4 Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

К химическим факторам относятся вредные вещества, при контакте с человеком вызывают ухудшения здоровья или летальный исход, при высокой дозе. Приведем и проанализируем основные вредные химические вещества встречающихся при работе на производстве.

Итак, вредные вещества делятся несколько подгрупп: токсические, раздражающие, сенсibiliзирующие (аллергия), канцерогенные (развитие опухолей), мутагенные (изменение ДНК человека). Пути проникновения химических веществ происходит через дыхательные пути, желудочно-кишечный тракт, кожные покровы. Наиболее распространенный и опасный путь проникновения вредных веществ через дыхательные пути. Газообразные вещества попадают в организм человека, растворяясь в крови и накапливаются, тем самым вызвав иммунодефицит, аллергию, гайморит, бронхит, рак легких, головные боли и т.д. Играет значительную роль и попадание на кожный покров жидких вредных веществ, принцип такой же как через дыхательные пути, только есть большая вероятность получения химического ожога.

Работникам приходится сталкиваться с такими вредными веществами как: нефть, газ, конденсат, оксид углерода, ингибиторы, деэмульгаторы, пыль, ПАВ, присадки, бутиловый спирт, этиловый эфир этиленгликоля, сольвент нафта, уайт-спирит, оксид азота, азотная кислота, аммиак, борная кислота, соляная кислота, кислота серная, натрия ортофосфат, дым сигарет.

Основной величиной экологического нормирования содержания вредных химических является предельно допустимая концентрация (ПДК) – мг/м³. ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны: нефть – 100 мг/м³, уайт-спирит – 300 мг/м³, бензол – 5мг/м³, С1-С5 – 3 мг/м³, сероводород – 10 мг/м³, хлор – 1 мг/м³ [9].

По степени воздействия на организм вредные вещества подразделяют на четыре класса опасности: 1-й - вещества чрезвычайно опасные; 2-й - вещества высокоопасные; 3-й - вещества умеренно опасные; 4-й - вещества малоопасные.

Основными местами вредных веществ на кустовой площадке являются автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ), где очень часто происходит загазованность помещения; фонтанная арматура. В АГЗУ следует проветривать помещение, а при работе со скважиной, например, при отборе проб пробоотборщик должен стоять спиной к ветру в целях предотвращения вдыхания паров нефти.

К средствам индивидуальной защиты относятся: каска, очки, спец одежда, шланговые противогазы ПШ-1 или ПШ-2. для защиты органов дыхания. Каждому работнику выдается фильтрующий противогаз с фильтрующей коробкой БКФ [7]. Особое внимание нужно уделять питанию персонала. Перед работой рекомендуется хорошо поесть, т.к. еда является отличным адсорбентом, и тем самым уменьшит риск отравления.

4.1.2 Анализ опасных факторов

4.1.2.1 Электрический ток

Действие электрического тока на человека носит многообразный характер. Проходя через организм человека, электрический ток вызывает термическое(ожоги), электролитическое (разложение крови), биологическое (раздражение тканей, нарушение кровообращения и дыхания) и механическое действие (судороги, разрывы кожи, сосудов, переломы костей) [11]. Минимальная величина тока, при котором возникает судорожное сокращение мышц – частота 50 Гц при силе тока 6-16 мА. В таблице 1.6 приведены значения тока, влияющие на человека с такой же частотой, но при высокой силе тока [7].

Таблица 1.6 – Значения тока, влияющие на человека

Сила тока, мА	Воздействие
20-25	Паралич рук, дыхание затруднено
50-80	Паралич дыхания
90-100	Фибрилляция сердца
≥ 300	Паралич сердца

На кустовой площадке присутствует огромное количество металлических конструкций. В таких условиях администрации предприятия необходимо применять мероприятия на защиту персонала от поражения электрическим током. Для защиты применяют такие меры как: обеспечение недоступности токоведущих частей, находящихся под напряжением; защитное заземление, зануление, отключение; использование специальных электрозащитных средств, организация безопасной эксплуатации электроустановок [11].

4.1.2.2 Пожаровзрывоопасность

Так как наше предприятие связано с добычей нефти и газа, то очень велик риск взрывов и пожаров. Контроль над противопожарным режимом осуществляется обслуживающим персоналом.

Пожаровзрывоопасность производства определяется параметрами пожароопасности и количеством используемых в технологических процессах материалов и веществ, конструктивными особенностями и режимами работы оборудования, наличием возможных источников зажигания и условий для быстрого распространения в случае пожара. Подразделяют на 5 категорий: А, Б, В, Г, Д. Категорию производства по взрыво-пожарной опасности присваиваем "А"[7].

По правилам техники безопасности на производстве должен быть пожарный инвентарь - огнетушители типа ОП-10, ОУ-2, ОУ-5, лопата, лом, ведра, ящики с песком, а также предусматривать специальные места для курения.

Возникновение пожара при работе с электронной аппаратурой может быть по причинам как электрического, так и неэлектрического характера.

Причины возникновения пожара неэлектрического характера [12]:

- халатное неосторожное обращение с огнем (курение, оставленные без присмотра нагревательные приборы, использование открытого огня);
- самовоспламенение и самовозгорание веществ.

Причины возникновения пожара электрического характера: короткое замыкание, перегрузки по току, искрение и электрические дуги, статическое электричество и т. п.

Для устранения причин возникновения пожаров в помещении цеха должны проводиться следующие мероприятия:

- сотрудники предприятия должны пройти противопожарный инструктаж;
- сотрудники обязаны знать расположение средств пожаротушения и уметь ими пользоваться;
- необходимо обеспечить правильный тепловой и электрический режим работы оборудования;

- пожарный инвентарь и первичные средства пожаротушения должны содержаться в исправном состоянии и находиться на видном и легко доступном месте.

4.2 Экологическая безопасность

С началом разработки месторождения происходит активное техногенное влияние человека на окружающую среду. Эта опасность носит глобальный характер, она нарушает и видоизменяет естественный природный баланс. Если на начальном этапе поисково-разведочных работ происходит минимальное локальное воздействие, то при строительстве скважин имеет большее площадное и глубинное воздействие из-за масштабов проводимых работ.

4.2.1 Охрана атмосферного воздуха

Основным видом деятельности на 3... месторождении является добыча, подготовка и транспортировка нефти. Внутрипромысловый сбор нефти осуществляется по герметизированной однетрубной системе. Продукция скважин по выкидным линиям поступает на замерные установки (ЗУ), после чего по нефтесборным коллекторам на дожимную насосную станцию ДНС, которая предназначена для предварительного выделения газа, отделения пластовой воды. Отсепарированная нефть поступает на установку подготовки нефти УПН, попутный газ сжигается на факеле высокого давления (ФВД). Технологический комплекс сооружений УПН обеспечивает обезвоживание и обессоливание нефти, дополнительную очистку газа первой ступени для использования на собственные нужды (печь ПТБ). Газ первой ступени сепарации сжигается на факеле высокого давления, последней ступени - на факеле низкого давления (ФНД). Нефть поступает в товарные резервуары, откуда насосами внешней перекачки подается в нефтепровод Лугинецкое – Парабель.

На 3... месторождении существует 79 источников выброса загрязняющих веществ (ЗВ), из них – 22 организованных, 57 неорганизованных и 1 передвижной. Основными существующими источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются: факельные установки (факелы высокого и низкого давления), котельные, технологические печи, дизельные электростанции и 51 кустовая площадка.

В приземный слой атмосферы выбрасываются следующие вещества: углеводороды по метану, диоксид азота, оксид азота, оксид углерода, диоксид серы, сажа, марганец и соединения, оксид кремния, масло минеральное, пыль абразивная, бенз(а)пирен, СН пред. С1-С5, СН пред. С6-С10, СН по бензину, бензол, толуол, ксилол, фтористый водород, железа оксид.

Валовый выброс загрязняющих веществ от существующих источников загрязнения атмосферы (в целом по месторождению) составляет 92995,251 т/год.

При планируемой разработке месторождения на планируемой УПСВ (бывшей ДНС-2) планируется подготовка дополнительного объема нефти 654 тыс. т/год, газа – 696.118млн. м³/год. На существующей УПН планируется подготовка дополнительного объема нефти 766.7 тыс. т/год, газа – 817.182 млн. м³/год.

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу от планируемых объектов разработки 3... месторождения являются:

- передвижная котельная с котлами ПКН–2С, работающая в период строительства эксплуатационных скважин;
- передвижная котельная с котлами ППУ, работающая в период освоения эксплуатационных скважин;

- дизельная установка А-50, работающая в период подготовительных работ к бурению скважин, первичного монтажа и демонтажа бурового оборудования, при строительстве скважин;
- 11 планируемых кустовых площадок (выбросы ЗВ от 73 новых добывающих скважин и 11 замерных установок нефти) и 2 новые добывающие скважины, планируемые к бурению с существующей кустовой площадки №68;
- УПСВ (подготовка планируемого объема нефти 654 тыс. т/год, газа – 696.118млн. м³/год);
- УПН (подготовка на существующей УПН планируемого объема нефти 766.7 тыс. т/год, газа – 817.182 млн. м³/год).

От планируемых источников выбрасываются в приземный слой атмосферы следующие загрязняющие вещества: углеводороды, оксид азота, диоксид азота, оксид углерода, оксид серы, взвешенные вещества (мазутная зола), сажа, бенз(а)пирен, формальдегид. Нормативы ПДК и ОБУВ которых представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Перечень предельно-допустимых концентраций и ориентировочно-безопасных уровней воздействия загрязняющих веществ от планируемых источников в атмосферном воздухе

Выбрасываемые загрязняющие вещества	Класс опасности	ПДК м.р., мг/м ³	ОБУВ мг/м ³
Углеводороды (по метану)	4	-	50.0
Диоксид азота	2	0.085	
Оксид азота	3	0.4	-
Оксид углерода	4	5.0	-
Оксид серы	3	0.5	-
Сажа	3	0.15	-
Бенз(а)пирен	1	10 ⁻⁵	
Формальдегид	2	0.035	
Взвешенные вещества (мазутная зола в пересчете на ванадий)	2	0.002	-

Источники выброса ЗВ в атмосферу рассредоточены на обширной площади планируемой разработки месторождения, равнинность территории и отсутствие застойных явлений в атмосфере способствуют рассеиванию загрязняющих веществ.

Минимизация негативного воздействия на атмосферный воздух достигается:

- полной герметизацией всего технологического оборудования;
- контролем швов сварных соединений трубопроводов;
- защитой оборудования от коррозии;
- оснащением предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;
- сбросом газа с предохранительных клапанов на факел;
- откачкой нефти при аварийной ситуации в дренажные емкости;
- испытанием оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;
- направлением попутного нефтяного газа на ГКС.

Контроль за выбросами ЗВ в атмосферу на промысле осуществляется лабораторией промсанитарии ЛНГКМ НГДУ “Х”.

4.2.2 Охрана водной среды

Негативное воздействие планируемой разработки месторождения на водную среду осуществляется при строительстве кустовых площадок эксплуатационных скважин, коридора инженерных сетей, использовании подземного водозабора (пресных вод для производственных и хозяйственно-питьевых нужд, минерализованных вод в системе ППД), сбросе сточных вод, аварийных разливах минерализованных вод и нефти.

Загрязнения поверхностных и приповерхностных грунтовых вод возможно при переносе загрязнений с поверхности водосбора ручьев и рек территории планируемого обустройства, с частичным адсорбированием загрязнений в тальвегах логов и в донных отложениях водотоков. Изменения качества воды и донных отложений, обусловленные техногенным воздействием, приводят к изменению структуры сообществ водных организмов.

Основными специфическими загрязнителями поверхностных и подземных вод могут быть нефтепродукты, ПАУ, СПАВ, метанол, взвешенные вещества. Загрязнение вод может проявляться в изменении содержания неорганических компонентов (нитратов, нитритов, аммония, хлоридов, фосфатов, сульфатов, карбонатов, бикарбонатов и др.), pH, ХПК, БПК, температуры и др.

В целях снижения негативного воздействия на водную среду при планируемой разработке месторождения предусматриваются следующие мероприятия:

- строительство обвалованных кустовых площадок и амбаров (для сбора и обезвреживания отходов бурения при традиционном способе строительства скважин) с гидроизоляцией тела кустовых площадок, обваловок, дна и стенок амбаров глинистым грунтом;
- изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных пластов;
- организация зон санитарной охраны водозаборных артезианских скважин;
- сбор и обезвреживание отходов бурения;
- повторное (оборотное) использование воды при бурении и освоении эксплуатационных скважин;

- использование очищенных производственно-дождевых стоков в системе ППД;
- применение сорбентов и устройств для борьбы с возможными разливами нефти на земную поверхность;
- покрытие внутренней поверхности водоводов и емкостей системы ППД антикоррозионными составами;
- применение антикоррозионной защиты нефтесборных трубопроводов;
- устройство водопрпускных труб для перепуска поверхностных вод при строительстве автодорог на суходолах.
- предупреждение нарушения фильтрационного потока болотных вод устройством фильтрационных насыпей автодорог из песчаного грунта.

Реализация перечисленных мероприятий обеспечит рациональное использование водных ресурсов и позволит снизить до минимума негативное воздействие разработки месторождения на поверхностные и подземные воды.

4.2.3 Охрана земельных ресурсов

В соответствии с земельным законодательством для размещения буровых скважин, трасс и дорог ежегодно оформляется отвод земельных участков. Земельные участки под объекты строительства отводятся во временное (долгосрочное и краткосрочное) пользование.

Земли, отведенные во временное долгосрочное пользование (в составе раздела - постоянное) на период эксплуатации месторождений, предназначены для размещения площадок промыслового оборудования (в т.ч. кустов скважин), автомобильных дорог.

Земли, отведенные во временное краткосрочное пользование (в дальнейшем - земли временного отвода) на период строительства объектов,

предназначены для размещения шламовых амбаров и площадок бурового оборудования, линейных трубопроводов, линий электропередачи, автомобильных дорог, карьеров грунта.

При выборе площадок и трасс под строительство основным критерием является минимальное использование земель в пределах лесов 1 группы и кедрачей, а также водоохраных зон, рек, озер и болот.

При проектировании обустройства и при эксплуатации объектов необходимо предусмотреть мероприятия, позволяющие снизить воздействие строящихся объектов на окружающую среду.

- сформировать единые коридоры коммуникаций (автодороги, трубопроводы), что позволит снизить площадь занимаемых земель на 30-35%;

- отвод земельных участков под трассы и площадки производить в соответствии с действующими нормами отвода земель на основании акта выбора площадок и трасс под строительство;

- нефтепромысловые объекты разместить вне земель с ограничениями хозяйственной деятельности, а при невозможности этого обеспечить соблюдение дополнительных природоохранных мероприятий по согласованию с природоохранными органами;

- линейные сооружения разместить на менее уязвимых угодьях (в обход лесов 1 группы, кедрачей, мест нагула, гнездования птиц, путей миграции животных и рыб);

- земли, занимаемые во временное пользование, восстановить (рекультивировать).

Рекультивация нефтезагрязненных земель выполняется в соответствии с «Лесоводственными требованиями к размещению, строительству и эксплуатации объектов нефтедобычи на землях лесного фонда в таежных лесах Западной Сибири».

Требования к землям, передаваемым землепользователям по окончании строительных работ, приведены в «Регламенте приемке земель, временно использованных при разведке, обустройстве и эксплуатации месторождений нефти и газа в ХМАО», разработанном Тюменской лесной опытной станцией ВНИИЛМ в 1994 году.

4.2.4 Охрана недр в процессе эксплуатации

Охрана недр в процессе разработки месторождения сводится к контролю за работой эксплуатационных скважин в установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета продуктивных пластов, рациональную выработку запасов и не допускающих преждевременного обводнения скважин.

При планируемой разработке месторождения предусматривается добыча нефти с применением системы поддержания пластового давления. Контроль за выработкой запасов обеспечивается учетом добываемой продукции и ее потерь, учетом закачки воды для системы ППД, контролем за состоянием надпродуктивной части разреза в процессе всего периода эксплуатации месторождения.

Добывающие скважины рассчитаны на длительный срок эксплуатации. Нарушение герметичности эксплуатационных колонн может привести к образованию грифонов, межпластовых перетоков и открытому фонтанированию. На случай аварийного состояния коллекторов в групповых замерных установках предусматривается устройство автоматической блокировки скважин. Причиной потери герметичности обсадных колонн может электрохимическая коррозия наружной поверхности труб. Защита промышленного оборудования проводится с использованием ингибиторов коррозии, применением оборудования из коррозионностойких сталей и защитных металлических и неметаллических покрытий, для предотвращения

коррозионного разрушения применяется цементирование колонн до устья скважин.

В процессе эксплуатации скважин приповерхностная зона ствола скважин подвержена максимальным нагрузкам на верхние секции эксплуатационных колонн и интенсивным температурным напряжениям, ухудшающим условия крепления ствола скважин и герметичность обсадных колонн. В целях охраны недр при эксплуатации скважин контроль за условиями крепления ствола скважин и герметичностью обсадных колонн проводится на уровне обязательных технологических решений, выполняемых нефтедобывающим управлением.

Своевременное выполнение изоляционно-ликвидационных работ в скважинах, подлежащих ликвидации или консервации, предупреждает их негативное влияние на сохранность и рациональное использование природных ресурсов.

Контроль за охраной недр и окружающей природной средой при строительстве и освоении скважин осуществляет служба охраны окружающей среды предприятия, выполняющего буровые работы и на всех этапах разработки месторождения - отдел охраны окружающей среды НГДУ "Х".

Предусматриваемые при разработке месторождения мероприятия по охране недр являются составной частью всех основных технологических процессов, направленных на обеспечение безаварийности производства и рациональное использование природных ресурсов.

4.2.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные опасности, неожиданно возникая и обладая высокими уровнями воздействия на человека, как правило, его травмируют, а промышленные объекты, селитебные зоны и природу разрушают [7].

Чрезвычайные ситуации подразделяются на несколько групп:

I. По природе возникновения:

1) природные – связанные с проявлением стихийных сил природы (землетрясения, ураганы, наводнения, сели т.д.).

2) техногенные – связано с техническими объектами (взрывы, пожары, аварии, выбросы, обрушение зданий, транспортные катастрофы).

3) экологические – аномальное изменение окружающей среды (загрязнение биосферы, разрушение озонового слоя, опустынивание, кислотные дожди).

4) биологические – эпидемии, эпизоотии, эпифитотии.

5) антропогенные - насилие, экстремизм, теракты.

6) социальные – межнациональные конфликты, терроризм, голод.

II. По причине возникновения: случайные и преднамеренные

III. По режиму времени: внезапные (землетрясения, взрывы), стремительные (пожар, разливы ядовитых веществ), умеренные (наводнение).

На кустовой площадке возможны следующие аварийные ситуации:

1) открытое фонтанирование скважины

2) порыв нефтесборного коллектора и системы ППД

3) пожар в АГЗУ, на площадке дренажной емкости

4) стихийные явления, нападение диких животных

При первых признаках ЧС следует сообщить начальству о произошедшем, остановить все производственные работы, вывести людей из опасной зоны, если есть пострадавшие, то оказать первую помощь. Если произойдет порыв – сбросить давление с участка с порывом, закрыть задвижки на скважине, устранить дефект, вызвать ремонтную бригаду. При пожаре отключить электроэнергию от технологического блока, воспользоваться имеющимися средствами пожаротушения для ликвидации пожара, вызвать пожарную бригаду. От нападения диких животных никто не застрахован, к этому нужно отнестись очень внимательно. В первую очередь нужно сохранять спокойствие. Если есть возможность спрятаться в закрытом

помещении или взобраться на высокую высоту - это большая удача, если же нет, то следует обороняться всеми подручными средствами. Опять же, к каждому животному есть свой сугубо индивидуальный подход.

Самое важное заключается в разработке технических и организационных мероприятий, снижающие риск возникновения ЧС, а также подготовки персонала к действиям в этих условиях. Затем разрабатываются мероприятия по повышению устойчивости и подготовке объекта к восстановлению после ЧС.

Компетенция и профессионализм являются неотъемлемой частью стабильной, безопасной работы на нефтегазодобывающем предприятии.

4.2.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работник осуществляет свою деятельность в составе бригады по обслуживанию скважин и обеспечению их безотказной работы. Работы происходят под руководством лиц технического надзора. Операции, связанные с добычей нефти относятся к перечню тяжелых работ, связанных с вредными и опасными условиями труда, применение труда женщин запрещается (Постановление Правительства РФ). За вредность рабочим компенсируется выдачей молочной продукции. Выдача молока происходит еженедельно. Рабочие могут быть привлечены к работе в ночное время, к сменному графику работы. Рабочие, находящиеся во вредных и опасных условиях труда должны проходить обязательные предварительные и периодические медосмотры для определения пригодности для выполняемых работ.

Для работы, связанной с повышенной опасностью (влияние вредных веществ, неблагоприятные условия работы), рабочие должны проходить обязательное психиатрическое обследование не реже 1 раза в 5 лет, установленном Правительством РФ.

Работы, проводимые в районах Крайнего Севера и приравненных местностях, а также вахтовым методом предусматривают надбавки и коэффициенты к заработной плате.

Работодатель предоставляет социальные пакеты (оплата санаторно-курортного лечения, оплата путевок в детские оздоровительные лагеря, медицинское страхование, выплаты в пенсионный фонд и др.)

Специальные нормы связаны с выделением ряда норм трудового права в отдельные категории. Они отражены в положениях, регулирующих условия труда специальных категорий работников (несовершеннолетние, инвалиды, женщины, сезонные работники, лица, проживающие в районах Крайнего севера и т. д.). Виды специальных норм трудового права:

Нормы-льготы (компенсации для лиц, проживающих на севере, работающих на производствах с вредными условиями труда, пособия и льготы одиноким матерям, беременным женщинам, условия труда инвалидов и т. д.);

Нормы-приспособления (адаптируют общие нормы к специфике отрасли, например, дифференциация по отрасли нефтегазодобывающего предприятия).

Нормы-изъятия (представляют собой обоснованные ограничения общих трудовых прав, например, временный характер работы у сезонного работника).

Оператором может быть человек, достигший совершеннолетия, прошедший медицинское обслуживание, инструктаж, производственное обучение, стажировку, проверку знаний комиссией, назначенной для данного подразделения приказом по предприятию.

Перед началом работ оператор проверяет в вахтовом журнале записи о работе предыдущих смен и распоряжениями руководителя, расписывается в приеме смены; проверяет и приводит в порядок спецодежду и другие средства индивидуальной защиты, средства защиты и предохранительные приспособления, средства пожаротушения и аптечки на исправность,

укомплектованность и нахождение в специально отведенном месте; проверяет наличие и правильность документов, их соответствие характеру работы и размещает их в безопасном и удобном месте.

Нормативно-правовые документы:

Законы РФ

1. Конституция Российской Федерации от 12.12.1993.
2. Водный кодекс Российской Федерации от 03.06.2006 №74-ФЗ.
3. Земельный кодекс Российской Федерации от 25.10.2001 №136-ФЗ.
4. Лесной кодекс Российской Федерации от 04.12.2006 №200-ФЗ.
5. ФЗ «Об особо охраняемых природных территориях» от 14.03.1995 №33-ФЗ.
6. ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» от 04.05.1999 №96-ФЗ.
7. ФЗ «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 №7-ФЗ.
8. ФЗ «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998 №89-ФЗ.
9. ФЗ «Об экологической экспертизе» от 23.11.1995 №174-ФЗ.
10. ФЗ «О животном мире» от 24.04.1995 №52-ФЗ.
11. Закон РФ от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах».
12. ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» от 30.03.1999 №52-ФЗ.
13. ФЗ «О территориях традиционного природопользования коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока Российской Федерации» от 07.05.2001 №49-ФЗ.
14. ФЗ «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» от 25.06.2002 №73-ФЗ.

Нормативные акты Правительства и министерств РФ

1. Положение об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в РФ. Приказ Госкомэкологии РФ от 16.05.2000 №372.

2. Экологическая доктрина Российской Федерации. Распоряжение Правительства РФ от 31.08.2002 №1225-р.

3. Нормативы платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ стационарными источниками. Приложение №1 к постановлению Правительства Российской Федерации от 12.06.2003 №344.

4. Положение об осуществлении государственного мониторинга земель. Постановление Правительства РФ от 28.11.2002 №846.

5. Положение об осуществлении государственного мониторинга водных объектов. Постановление Правительства РФ от 10.04.2007 №219.

6. Методические указания по разработке проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение. Приказ Ростехнадзора от 19.10.2007 №703.

7. Положение о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с пользованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами. Постановление Правительства РФ от 03.03.2010 №118.

8. Федеральный классификационный каталог отходов. Приказ МПР РФ от 02.12.2002 №786.

9. О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы. Постановление Правительства Российской Федерации от 23.02.1994 №140.

10. Требования к структуре и оформлению проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 08.07.2010 №254.

Нормативно-методические документы

1. ГОСТ 17.5.1.02-85. Охрана природы. Земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации.

2. ГОСТ 17.5.3.04-83. Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель.

3. ГОСТ 17.4.3.02-85. Охрана природы. Почвы. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ.
4. ВНТП-03-170-567-87. Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса.
5. ВСН 26-90. Инструкция по проектированию и строительству автомобильных дорог нефтяных и газовых промыслов Западной Сибири.
6. ВСН 51-3-85. Проектирование промысловых стальных трубопроводов.
7. СНиП 2.05.02-85. Автомобильные дороги. Постановление Госстроя СССР от 17.12.1985 №233.
8. СНиП 3.02.01-87. Земляные сооружения, основания и фундаменты. Постановление Госстроя СССР от 30.12.1987 №213.
9. СНиП 2.05.02-85. Генеральные планы промышленных предприятий. Постановление Госстроя СССР от 17.12.1987 №233.
10. СН 467-74. Нормы отвода земель для автомобильных дорог. Постановление Госстроя СССР 19.12.1974 №248.
11. СН 459-74. Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин. Постановление Госстроя СССР от 25.03.1974 № 4.
12. ПБ 03-585-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов. Постановление Госгортехнадзора России от 10.06.2003 №80.
13. Основные положения о рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы. Приказ Минприроды России и Роскомзема от 22.12.1995 №525/67.
14. Методические рекомендации по выявлению деградированных и загрязненных земель. Утверждены Роскомземом от 28.12.1994, Минсельхозпродом РФ от 26.01.1995, Минприроды РФ от 15.02.1995.
15. СП 11-102-97. Инженерно-экологические изыскания для строительства, одобрены письмом Госстроя РФ от 10.07.1997 № 9-1-1/69.

16. Пособие к СНиП 11-01-95 по разработке раздела проектной документации «Охрана окружающей природной среды». М., 2000.

17. ОНД-86. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. Государственный комитет СССР по гидрометеорологии и контролю природной среды от 04.08.1986 № 192.

18. Рекомендации по оформлению и содержанию проекта нормативов предельно допустимых выбросов в атмосферу для предприятий. М. Госкомприрода СССР, 1989.

19. Положение о порядке организации, учета и функционирования ведомственной наблюдательной сети. Приказ Федеральной службы России по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды от 21.01.2000 №13.

20. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03.2.1.1/2.1.1. Проектирование, строительство, реконструкция и эксплуатация предприятий, планировка и застройка населенных мест. Постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 25.09.2007 №74.

21. ГОСТ 17.2.3.02-78. Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями. Постановление Госстандарта СССР от 24.08.1978 №2329.

22. ГОСТ 17.2.4.02-81. Охрана природы. Атмосфера. Общие требования к методам определения загрязняющих веществ. Постановление Госстандарта СССР от 09.11.1981 № 4837.

Законы и постановления Томской области:

1. О защите населения и территории Томской области от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 11.11.2005 года №206-ОЗ;

2. «Об особо охраняемых природных территориях в Томской области» от 12.08.2005 г. №134-ОЗ;

3. Постановление Главы администрации Томской области «Об утверждении критериев чрезвычайных ситуации на территории Томской области» от 20 августа 2004 года №146;

4. Постановление Главы администрации Томской области «Об утверждении Положения о территориальной подсистеме единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций Томской области» от 30 апреля 2004 года №75 (с изменениями на 18 октября 2005 года);

5. Постановление Главы администрации Томской области «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов» от 23 января 2001 года №22.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломной работе освещена общая информация о З... месторождении, черты геологического строения, стратиграфия, тектоника, состав и свойства нефти.

В работе описываются технологии воздействия на продуктивные пласты на основе разбавленных растворов термогелеобразующих композиций. Особенностью продуктивных пластов месторождения являются высокие пластовые температуры и низкие значения проницаемости коллекторов. Как следствие, главными требованиями к технологиям воздействия на пласты являются высокая термостойкость композиций реагентов и их способность к «мягкой» обратимости изоляции воды.

В работе проведен анализ вариантов разработки месторождения. Из рассмотренных – наиболее эффективным является вариант с сеткой размещения скважин 750x750 м.

Проведена экологическая оценка воздействия на окружающую среду. Описаны виды вредных и опасных факторов и мероприятия по их устранению. Разработка месторождения - активное влияние на окружающую среду, поэтому необходимо свести к минимуму негативное воздействие, рационально использовать водные и земельные ресурсы, соблюдать меры безопасности, разрабатывать мероприятия, снижающие риск возникновения чрезвычайных ситуаций. Кроме того, необходимо проводить обучение и подготовку персонала.

Список литературы

1. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/oiloot.ru/>– (Дата обращения: 5.05.2017).
2. Полиэлектролит ВПК-402 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.td-bkh.ru/products/150> – (Дата обращения: 6.05.2017)
3. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи с использованием композиций на основе ПАВ: работы института химии СО РАН / Российский химический журнал, т. 39, № 5, с. 16-24 / Л.К. Алиунина, В.А. Кувшинов – 1995.
4. Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского менабассейна (опыт инновации) / Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 265 с.
5. Методические рекомендации по оценке эффективности / В.В. Коссов, В.Н. Лившиц, А.Г. Шахназаров. – М.: Москва, 2000. – 421 с.
6. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы»
7. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (техносферная безопасность): учебник для академического бакалавриата/ С.В. Белов. – 5-е изд., перераб., М.: Издательство Юрайт; ИД Юрайт, 2016. – 702 с. – Серия: Бакалавр. Академический курс
8. ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности»
9. СНиП II-12-77 «Защита от шума»
10. ГОСТ 12.0.012-90 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования»
11. Безопасность жизнедеятельности: Учебник. 13-е издание., испр./ Под ред. О.Н. Русака. – СПб.: Издательство «Лань», 2010. – 672 с.:
12. СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. М.: Гострой России, 1997.-с. 12.