

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.04.01. Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Обоснование методов повышения нефтеотдачи на нефтяных оторочках Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения»

УДК 622.276–027.236(571.56)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Усенко Юрий Алексеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькикова М.Р.	К.Г.Н		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зютиков П.Н.	Д.Т.Н		

Томск – 2019 г.

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Проявлять профессиональную осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в моделировании динамически вязких сред и низкопроницаемых коллекторов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов, материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин, прогнозировать режимы безопасной работы нефтегазового оборудования по динамическим, локальным и осредненным параметрам
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

<i>энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Введение</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Особенности геологического строения и фильтрационно-емкостных свойств оторочки ботуобинского горизонта Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения 2. Анализ результатов опытно-промышленной эксплуатации 3. Обоснование применения методов интенсификации добычи УВС и повышения коэффициента извлечения углеводородного сырья 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5 Социальная ответственность <p>Заключение Перечень публикаций студента Перечень использованных источников</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обзорная карта южной части Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции с элементами тектоники и гидрографии 2. Обзорная карта района работ 3. Геологический разрез НГКМ 4. Схема проведения опытно-промышленных работ на нефтяной оторочке Северного блока ботуобинского горизонта Чайядинского НГКМ 5. Параметры работы при испытании горизонтального ствола скважины 1ОЦ 6. Билогарифмические графики цикла КВД 7. Планшет скважины 1ОЦ по результатам ПГИ 8. Разрез по линии скважин Чайядинского НГКМ
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент</p>	<p>Романюк В.Б.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Черемискина М.С.</p>
<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульникова М.Р.	к.г.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Усенко Ю.А		.

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01. Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела
 Форма представления работы:

магистерская диссертация

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2017
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.09.2018	<i>Общие сведения о месторождении</i>	10
09.10.2018	<i>Геолого-физическая характеристика месторождения</i>	
03.11.2018	<i>Текущие состояние дел по опытно-промышленной эксплуатации</i>	10
01.12.2018	<i>Методы интенсификации добычи УВС и повышения коэффициента извлечения УВС пластов</i>	10
22.01.2019	<i>Сравнение конструкций скважин месторождения с другим месторождением данного региона</i>	10
25.03.2019	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
22.04.2019	<i>Социальная ответственность</i>	10
25.04.2019	<i>Оформление работы</i>	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульникова М.Р.	к.г.н		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зютиков П.Н.	д.т.н		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 121с., 28 рис., 46 табл., 34 источников.

Ключевые слова: месторождение, горизонт, нефтяная оторочка, опытно-промышленные работы, нефть, газ, геолого-геофизическая модель, запасы, углеводородное сырье, разработка, объект.

Объект исследования – Нефтяная оторочка Ботуобинского горизонта северного блока Чаяндинского НГКМ (ЧНГКМ).

Цель работы – проанализировать результаты и методы повышения нефтеотдачи на опытно-промышленных работ на нефтяной оторочке ботуобинского горизонта Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения для дальнейшей его разработ.

Методы исследования и используемая аппаратура – ГИС, ПГИ, ГДИ, лабораторные анализы керна и проб флюидов, комплексная интерпретация геолого-геофизической информации, компьютерные методы моделирования.

Аппаратура – компьютеры и их внешние устройства.

Актуальность исследований обусловлена получением новейших данных по продуктивности пласта и дополнительной геофизической информации.

Основные результаты и новизна. Впервые проведен анализ результатов лабораторных исследований пластовых флюидов, промыслово-геофизических и гидродинамических исследований в горизонтальных скважинах по изучаемому объекту. Проведен сравнительный анализ опытно-промышленных работ для обоснования методов с другим месторождениями региона. На основе комплексного анализа материалов бурения, ГИС, ПГИ и испытания пласта в горизонтальных эксплуатационных скважинах предложено изменение конструкции скважин и длины горизонтальных участков для дальнейшей разработки залежи Ботуобинского горизонта Чаяндинского НГКМ.

Степень внедрения. Результаты работы могут быть использованы при составлении технологических документов на разработку Чаяндинского НГКМ.

Область применения. Результаты исследования на могут применяться для дальнейшей разработки месторождения.

Список сокращений

- АНПД – аномально низкое пластовое давление;
- ВНК – водонефтяной контакт;
- ВНР – водонефтяной раздел;
- ГВНЗ – газоводонефтяная зона;
- ГДИ – гидродинамические исследования скважины;
- ГДМ – гидродинамическая модель;
- ГИС – геофизические исследования скважин;
- ГНК - газонефтяной контакт;
- ГР – газорегулирующая скважина;
- ГРП – гидроразрыв пласта
- ГС – горизонтальная скважина;
- ГФ – газовый фактор;
- ИК(Д) – индикаторная кривая (диаграмма);
- КВД – кривая восстановления давления;
- КПД – кривая падения давления;
- КСД – кривая стабилизации давления;
- МОГТ – метод общей глубинной точки;
- НАЛ – неантиклинальная ловушка;
- НБА – Непско-Ботуобинская антеклиза;
- НГО - нефтегазоносная область;
- НГП - нефтегазоносная провинция;
- НГР – нефтегазоносный район;
- НКТ- насосно-компрессорные трубы;
- ОГ – отражающий горизонт;
- ОПР – опытно-промышленные работы;
- ОЦ – оценочная скважина;

ПГИ – промыслово-геофизические исследования;
ПЖ – промывочная жидкость;
ПЗП – призабойная зона пласта;
ППД – поддержание пластового давления;
УВ – углеводороды;
УВС- углеводородное сырье;
УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;
ЧНГКМ – Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение;
ФБР – фильтрат бурового раствора;
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;
ФМ - фильтрационная модель.

СОДЕРЖАНИЕ

<i>Введение</i>	11
1 Особенности геологического строения и фильтрационно-емкостных свойств оторочки ботубобинского горизонта Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения	13
1.1 Особенности геологического строения Чаяндинского месторождения.....	13
1.2 Нефтегазоносность месторождения	22
1.3 Состав пластового газа и конденсата ботубобинского горизонта.....	30
1.4 Состав и свойства пластовой нефти ботубобинского горизонта	31
2 Анализ результатов опытно-промышленной эксплуатации.....	35
2.1 Характеристика фонда скважин	35
2.2 Результаты эксплуатации скважин	35
2.3 Гидродинамические исследования скважины куста №17.....	42
2.3 Промыслово-геофизические исследования скважин (ПГИ).....	47
2.4 Анализ полученных данных и сопоставление с результатами фильтрационного моделирования.....	47
3 Обоснование применения методов интенсификации добычи УВС и повышения коэффициента извлечения углеводородного сырья.....	60
3.1 Анализ эффективности применяемых методов	60
3.2 Сравнение с другими месторождениями региона.....	70
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	75
4.1 Продолжительность работ.....	75
4.2 Стоимость работ.....	76
4.3 Анализ стоимости работ.....	88
5 Социальная ответственность.....	92
5.1 Производственная безопасность.....	93
5.2 Анализ вредных факторов.....	93
5.3 Анализ опасных факторов.....	100
5.4 Охрана окружающей среды.....	104
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	110
5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	112
<i>Заключение</i>	116
Список публикаций студента.....	118
Список используемых источников.....	119
Приложение А.....	122

Введение

В магистерской работе проведен анализ методов повышения нефтеотдачи на нефтяных оторочках на основе результатов опытно-промышленных работ Чаяндинского НГКМ, которое готовится к промышленной разработке. Актуальность исследований обусловлена получением новейших данных по продуктивности пласта и дополнительной геолого-геофизической информации.

Объектом исследования является нефтяная оторочка ботубинского горизонта северного блока Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения, в пределах которого впервые пробурены 8 горизонтальных скважин.

Цель исследования – проанализировать результаты и методы повышения нефтеотдачи на опытно-промышленных работ на нефтяной оторочке ботубинского горизонта Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения для дальнейшей его разработки.

Для поставленной цели необходимо было решить следующие задачи:

1. Оценить добываемые возможности скважин на месторождении.
2. Изучить методы повышения нефтеотдачи которые применяются на Чаяндинском НГКМ).
3. Обосновать применение методов повышения нефтеотдачи на нефтяных оторочках Чаяндинского НГКМ

Основные результаты и новизна - выполнен анализ результатов промыслово-геофизических и гидродинамических исследований в горизонтальных скважинах по изучаемому объекту и предложены подходы к выбору методов повышения нефтеотдачи ботубинского горизонта на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении с учетом (опытно-промышленных работ) ОПР и результатов начального этапа разработки. На основе комплексного анализа материалов бурения, геофизических исследований скважин (ГИС), промыслово-геофизических исследований

(ПГИ) и испытания пласта в горизонтальных эксплуатационных скважинах предложено изменение конструкции скважин и длины горизонтальных участков для дальнейшей разработки залежи ботубинского горизонта Чаяндинского месторождения. Анализ методов повышения нефтеотдачи применяемых на Чаяндинском НГКМ.

Практическая значимость работы заключается в том, что результаты сравнительного анализа могут учитываться при составлении новой технологической схемы разработки НГКМ.

1 Особенности геологического строения и фильтрационно-емкостных свойств оторочки ботуобинского горизонта Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения

1.1 Особенности геологического строения Чаяндинского месторождения

Чаяндинское НГКМ находится на территории Ленского и Мирнинского районов Республики Саха (Якутия), Ленского и частично Мирнинского районов Республики Саха (Якутия) – РС (Я), в 170 км западнее г. Ленска, в 240 км юго-западнее г. Мирный. Основной транспортной магистралью этого района является р. Лена, протекающая в 120 км к югу - юго-востоку от месторождения. Города Мирный и Ленск – крупные промышленные центры РС (Я). Населённые пункты на месторождении отсутствуют. Ближайшие крупные населённые пункты пос. Витим (130 км к югу) и пос. Пеледуй (115 км к югу – юго-востоку) расположены на левом берегу р. Лены (рисунок 1.2).

В нефтегазоносном отношении месторождение находится в пределах Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (НГО), в тектоническом отношении – расположено в северо-восточной части Непско-Пеледуйского свода Непско-Ботуобинской антеклизы.

Чаяндинское НГКМ расположено на юге Сибирской платформы в пределах Непского свода (рисунок 1.1). Согласно нефте-геологическому районированию данная территория относится к Непско-Ботуобинской НГО – богатейшей по разведанным запасам УВ и прогнозным ресурсам частью Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП). В пределах Непско-Ботуобинской НГО в настоящее время разведано 18 месторождений нефти и газа, среди которых три крупных (Верхнечонское, Среднеботуобинское, Талаканское) и одно уникальное (Чаяндинское). Главные нефтегазоносные объекты – отложения рифей-венд-нижнекембрийского терригенно-карбонатного комплекса [1, 2].

Всего пробурено (по состоянию на 01.09.2013) на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении (в пределах лицензионного участка) 121 скважин (6 параметрических, 13 поисковых и 102 разведочных (из них – 2 субгоризонтальные), в том числе, пробуренные ПАО «Газпром» после 2000 г. – 49 скважин; из них вскрыли продуктивные отложения: ботубинского горизонта – 115 скважин, хамакинского горизонта – 99 скважин, талахского горизонта – 69 скважин. Плотность изученности бурением составляет 32,5 пог. м / км².

Изученность сейсморазведкой 2D за период 1970 – 2008 г.г. 4200 пог. км (из них в контуре нефтегазоносности 3090 пог. км, в том числе 690 пог. км МОВ. Информационная плотность сейсмопрофилей составляет 0,59 пог. км / км². За период 2009 – 2015 г.г. изученность 2D составляет 1500 пог. км, 3D – 500 км² (в пределах нефтяной оторочки) и 3416 км² (в пределах газовой шапки).

Месторождение является многопластовым. Продуктивны – терригенные отложения венда.

Геологические запасы свободного газа, нефти и конденсата подсчитаны по продуктивным отложениям ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов объемным методом. Месторождение по запасам УВС относится к уникальным.

В настоящее время на Чаяндинское НГКМ завершены опытно-промышленные работы на нефтяной оторочке ботубинского горизонта, идет масштабное разбуривание газовых залежей в трех горизонтах.

Месторождение включает в себя два ранее открытых месторождения – Озерное и Нижне-Хамакинское. Чаяндинское НГКМ приурочено к крупной неантиклинальной ловушке в северо-восточной части Непского свода и связано с зонами выклинивания песчаников венда.

Основные газовые и нефтяные залежи находятся в ботубинском и хамакинском продуктивных горизонтах венда. Ботубинский горизонт

соответствует нижней подсите бюкской свиты; хамакинский горизонт – верхней подсите паршинской свиты.

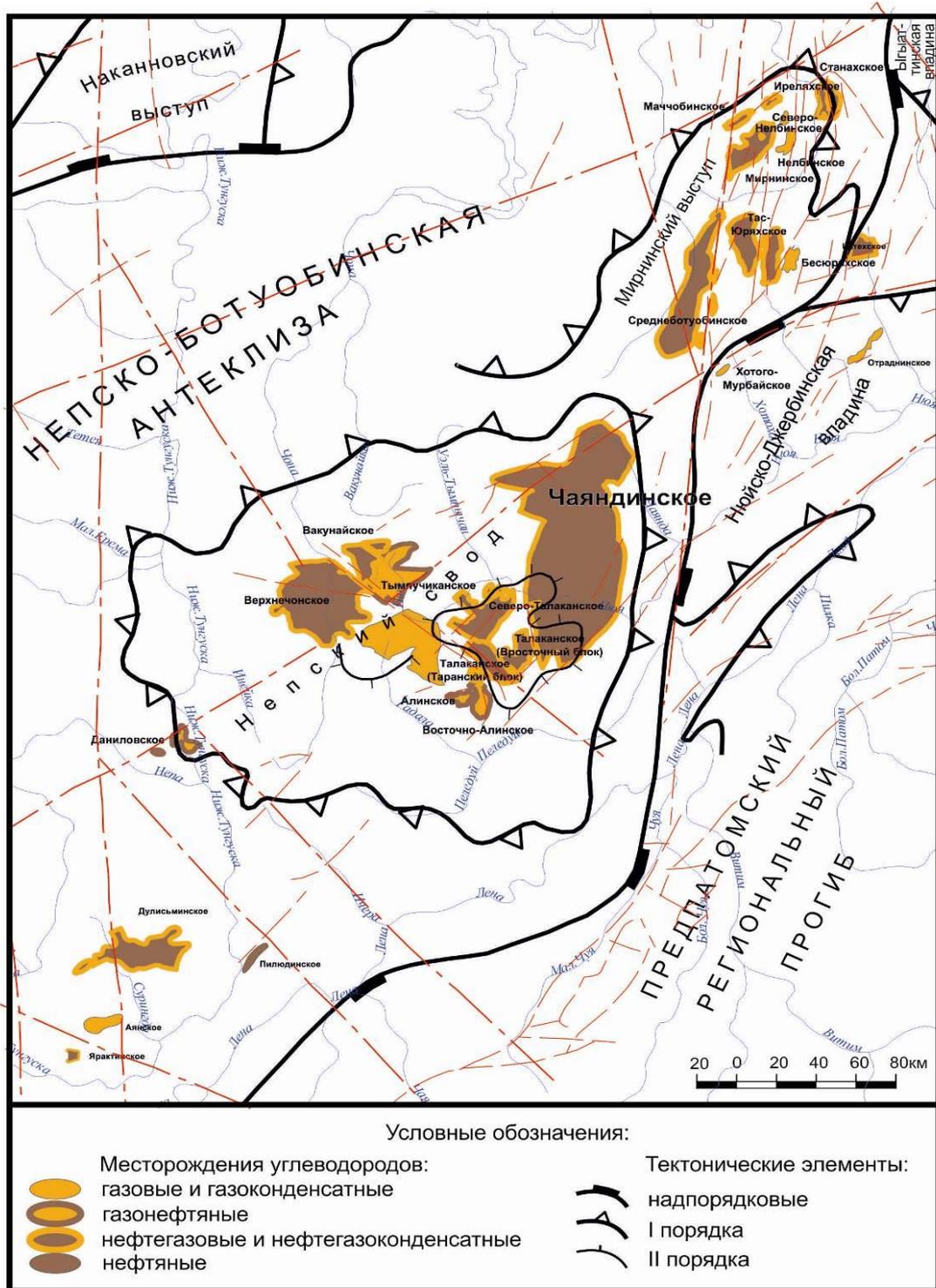


Рисунок 0.1 – Обзорная карта южной части Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции с элементами тектоники и гидрографии

Горизонты сложены линзовидными телами преимущественно средне- и мелкозернистых хорошо отсортированных песчаников с кварцевым и сульфатно-карбонатным цементом. Мощность тел достигает 20 м.

Менее крупная газовая залежь сосредоточена в породах талахского продуктивного горизонта, соответствующего талахской свите венда. Однако она распространена локально, только в центральных частях месторождения. Коллектор терригенный.

Все залежи пластовые, литологически и тектонически экранированные. Глубина залегания залежей – 1450 – 1850 м. Разрывные нарушения делят месторождение на два блока – северный и южный. Газ метановый (86 %), низкоуглекислый, азотный (до 8 %) и низкоконденсатный (13-17 г/м³). Газы содержат значительную примесь гелия (~0,4 %) [3].

Газовые залежи ботубинского и хамакинского горизонтов содержат нефтяные оторочки. Нефть тяжелая, смолистая, сернистая, парафиновая.

После утверждения 2013 году «Дополнения к технологической схеме разработки Чаяндинского НГКМ» (Протокол ЦКР №5679 от 17.10.2013), запасы газа, конденсата и нефти по месторождению несколько раз пересчитывались и утверждались по результатам проведения геологоразведочных работ. В 2014 г впервые были оперативно подсчитаны и утверждены в государственной комиссии по запасам (ГКЗ) запасы нефти по Хамакинскому горизонту. Ниже приведена таблица 1.1 с информацией о запасах УВС Чандинского НГКМ по состоянию на 01.01.2014 [1].

Таблица 1.1 – Информация о состоянии запасов УВС по Чандинского НГКМ по состоянию на 01.01.2014.

Блок, горизонт	Категория запасов	Нефть (извл.), тыс. т	Раств. газ, млн. м3	Газ (ГШ+СВ), млн. м3	Конденсат, тыс. т
Северный блок, ботубинский горизонт	C1	47616	3438		
	C2	-	-		
	C1+C2	47616	3438		

Продолжение таблицы 1.1

Всего по ботуобинскому горизонту	C1	48137	3475	354481	5928
	C2	-	-	76214	1276
	C1+C2	48137	3475	430695	7204
Всего по месторождению	C1	49528	3586	913271	13453
	C2	7648	617	499865	6225
	C1+C2	57176	4203	1363136	19678

Для проектирования по месторождению в целом приняты запасы газа в объеме C_1+C_2 , что составило 1 373,136 млрд м³. Степень геологической изученности месторождения по доле запасов категории C_1 – 73 %. При этом, наиболее разведанными являются нефтяные залежи (100 %) и газоконденсатные залежи (93%) Ботуобинского горизонта, степень разведанности газоконденсатных залежей Хамакинского и Талахского горизонтов составляет 66 и 62 %, соответственно.

Запасы газа, конденсата и нефти по ботуобинскому горизонту уточнились по результатам бурения 8 скважин, проведения сейсморазведочных работ 2D – 2000 пог. км и сейсморазведочных работ МОГТ-3D - 3416 км². Запасы газа, нефти и конденсата по Хамакинскому и Талахскому горизонтам уточнились по результатам бурения 13 и 8 скважин соответственно. Месторождение относится к разрабатываемым.

Чаяндинское месторождение расположено в 600 км северо-восточнее крупного Ковыктинского газового месторождения, являющегося базовым в Иркутской области.

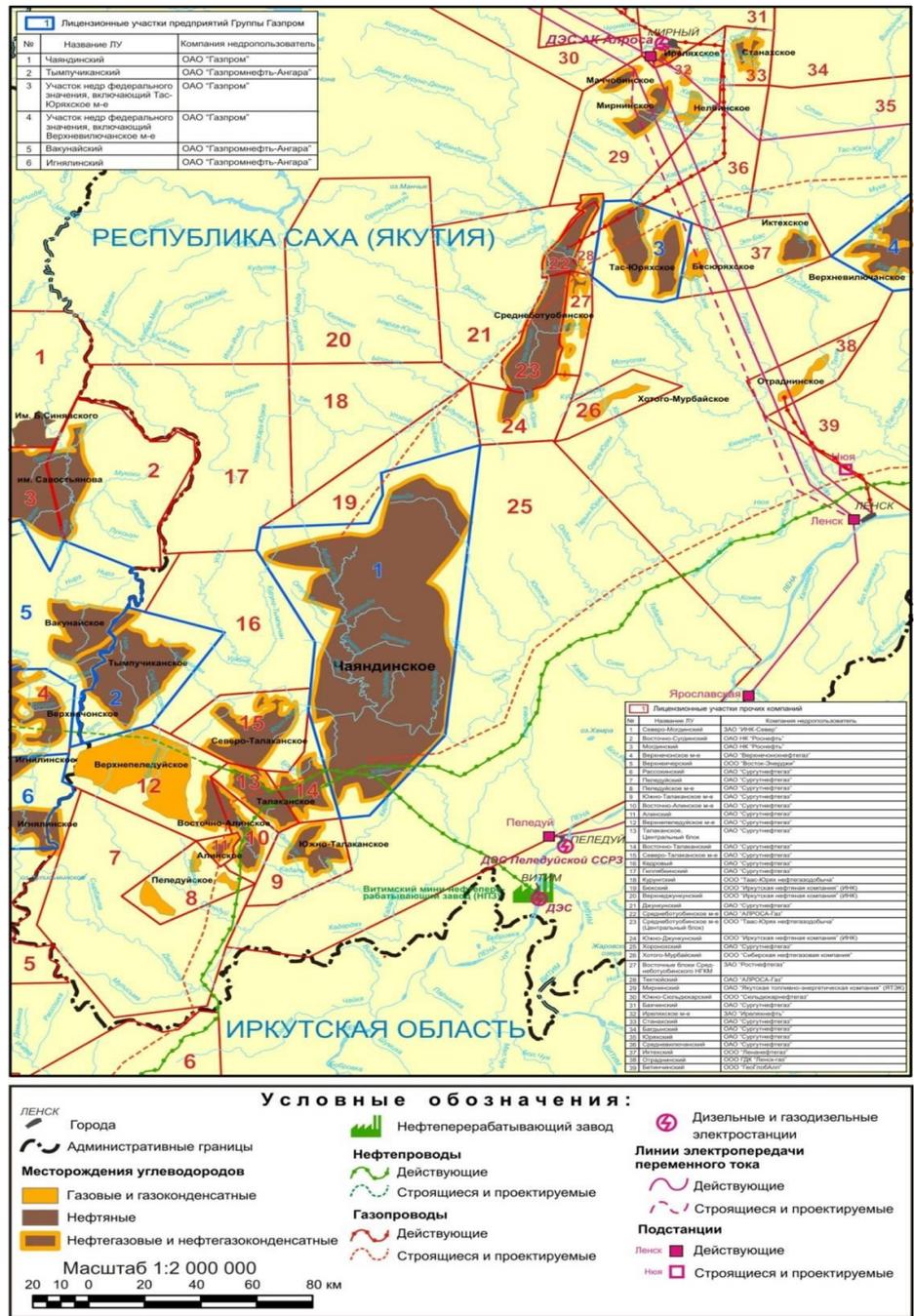


Рисунок 0.2 – Обзорная карта района работ

Геологический разрез района Чаяндинского месторождения характеризуют нижнепротерозойские образования кристаллического фундамента и рифейские, вендские, кембрийские, юрские, четвертичные отложения осадочного чехла (рисунок 1.3). Основную роль в строении осадочного чехла играют терригенно-карбонатные отложения венда и галогенно-карбонатные образования кембрия.

Вскрытая скважинами толщина осадочного чехла изменяется от 1712 м (скважина № 841) до 2024 м (скважина № 321-1).

Характерной особенностью осадочного разреза является закономерное увеличение мощностей терригенных отложений венда с северо-запада на юго-восток в сторону Предпатомского прогиба. Минимальные и максимальные толщины их вскрыты соответственно в скважинах: № 741–42 м и № 803-610 м. Средняя толщина в пределах Чаяндинского месторождения около 200 м.

Нижний протерозой (PRI)

Образования нижнего протерозоя слагают кристаллический фундамент. Возраст его определен К-Ar методом на образцах из скважин Чаяндинского и Среднеботуобинского месторождений.

В пределах ЧНГКМ кристаллический фундамент вскрыт 22 скважинами. Максимально вскрытая толщина 91 м. Сложен фундамент гранитами, диоритами, амфиболитами, плагиогнейсами.

Талахская свита (Vtlh) сложена переслаиванием песчаников с алевролитами реже аргиллитами и гравелитами в основании. Песчаники от мелко- до крупнозернистых, часто разнозернистые, палевошпатово-кварцевые, участками глинистые, слоистые. Алевролиты и аргиллиты пестроокрашенные, иногда тонкослоистые, на поверхностях наслоения отмечаются отдельные гравийные зерна кварца. Толщина свиты на изучаемой территории изменяется от 21 до 88 м.

Свита несогласно залегает на породах кристаллического фундамента и хоронохской свите. Она имеет повсеместное распространение на ЧНГКМ и выклинивается только на северо-западе Непско-Ботуобинской антеклизы.

В составе свиты выделяется талахский продуктивный горизонт. Общая толщина талахского продуктивного горизонта плавно увеличивается в юго-восточном направлении от 30 до 90 м и только в юго-западной части

Верхняя подсвита (V_{rg2}) по литологическим признакам делится условно на две пачки. Нижнюю, представленную песчаниками и верхнюю, сложенную аргиллитами с прослоями доломитов и алевролитов.

К нижней пачке приурочен хамакинский продуктивный горизонт.

Хамакинский горизонт по особенностям геологического строения разделяется на две части. Его нижняя, основная часть имеет большее распространение, а верхняя - с резким угловым несогласием перекрывает ее и распространена только в Северном блоке и в северной части Южного блока месторождения.

Общая толщина нижней части горизонта (до воздействия поверхности размыва) достаточно выдержана и изменяется, в основном, в диапазоне 60-90 м.

Бюкская свита (V_{bk}) подразделяется на две подсвиты: нижнюю – терригенную и верхнюю – карбонатную.

Нижняя подсвита (V_{bk1}) сложена преимущественно кварцевыми песчаниками, реже полевошпато-кварцевыми, разномерными. Толщина подсвиты до 40 м. В объеме нижнебюкской подсвиты выделяется ботубинский продуктивный горизонт.

Ботубинский горизонт представлен практически чистыми кварцевыми и полевошпатово-кварцевыми песчаниками. В некоторых скважинах подошвенная часть горизонта представлена переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Отмечается карбонатизация отдельных пластов и прослоев горизонта преимущественно в кровельной и подошвенной его частях. Засолонение песчаников отмечается, в основном, в виде отдельных тонких прослоев.

Проницаемые породы ботубинского продуктивного горизонта представлены преимущественно средне- и мелко-среднезернистыми песчаниками, и крупнозернистыми алевролитами. Толщина однородных прослоев и пластов коллекторов изменяется в диапазоне 0,4-5,6 м.

Максимальная суммарная толщина коллекторов в пределах месторождения составляет 24 м в скважине 321-07.

1.2 Нефтегазоносность месторождения

В соответствии с нефтегазогеологическим районированием Чаяндинское месторождение относится к Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, Непско-Ботубинской нефтегазоносной области, Ботубинскому нефтегазоносному району (НГР).

За 30 летний период геологоразведочных работ в Ботубинском районе, в пределах Республики Саха (Якутия) выявлено 18 месторождений углеводородного сырья (таблица 1.2). Наиболее крупными из них являются: нефтегазоконденсатные Чаяндинское, Среднеботубинское, Тас-Юряхское, нефтегазовое Верхневилючанское и газонефтяное Талаканское месторождения.

Промышленные скопления нефти и газа в целом по району известны в широком диапазоне разреза от подсолевого карбонатного комплекса венд-нижнего кембрия (осинский горизонт, пласты О-I и О-II, юряхский - пласты Ю-I, Ю-II, Ю-III) до терригенной базальной толщи венда (ботубинский, харыстанский, улаханский, хамакинский, талахский, вилючанский горизонты).

Отложения осинского горизонта на территории Чаяндинского месторождения вскрыты в восьми скважинах скв.321-1, 321-5, 213-04, 321-47, 321-52, 321-55, 321-56, 321-57). Отложения представлены известняками и доломитами с подчиненными прослоями мергелей и аргиллитов. В латеральном плане горизонт имеет ограниченное распространение в центральной и юго-западной частях месторождения (блоки Южный-I и Южный-II). По ГИС выделены нефте-и газонасыщенные пропластки толщиной от 0,5 до 1,8м, по испытаниям получены единичные притоки газа до 2,4 тыс. м³/сут (скв.751) и притоки пленки нефти с ФБР (2,2-2,8 м³, скв.808). В основном при испытаниях в открытом стволе притоков флюидов

не получено. На отобранных образцах керна проведены лабораторные исследования. Получены значения пористости 4,2-15,6% при граничном значении 5% и остаточной водонасыщенности 37,7% при граничном значении 33% [1, 3, 8].

Таблица 1.2. - Распределение залежей по продуктивным горизонтам (пластам) и типам углеводородного насыщения по месторождениям Ботубинского нефтегазоносного района

№ п/п	Месторождения	Продуктивные горизонты, пласты								Состояние работ на 1.01.2017 г.
		нижний кембрий	н. кембрий - венд	в е н д						
				Осинский, О-I, О-II	Юрхский, Ю-I, Ю-II, Ю-III	Ботубинский	Улаханский	Хамакинский	Талаканский	
1	Алинское						ГН			врем. консервация
2	Бес-Юрхское				Г					"-"
3	Вилочско-Джербинское		Г (Ю-I, Ю-II)						Г	"-"
4	Верхневилочанское		НГ (Ю-I), Г (Ю-II)						Г	закончено разведкой,
5	Восточно-Талаканское						Г			врем. консервация
6	Иреляхское				ГНК	ГНК				в ОПЭ
7	Иктехское		НГ (Ю-I), Г (Ю-III)							врем. консервация
8	Маччобинское				НГ	ГН				"-"
9	Мирнинское				НГ	Н				"-"
10	Нелбинское				Г	Г				"-"
11	Нижнехамакинское						Г	Г		"-"
12	Северо-Нелбинское									врем. консервация
13	Станаское				НГ	Г				врем. консервация
14	Среднеботубинское	ГН			НГ К	Г		Г		в промышленной разработке
15	Талаканское	ГН					Г			в промышленной разработке
16	Тас-Юрхское				НГ К			Г		подготовлено для пром. освоения
17	Тымпучиканское						Г	ГН		врем. консервация

Продолжение таблицы 1.2.

18	Чаяндинское	НГ		НГ К		НГ К	ГК	Г	врем. консервация; ОПЭ ботуобинского горизонта
<i>Примечание.</i> Г – газовый, ГН – газонефтяной, НГ – нефтегазовый, НГК – нефтегазоконденсатный, ГНК – газонефте-конденсатный, Н – нефтяной									

Эти данные свидетельствуют о возможном наличии небольших залежей УВ в отложениях осинского горизонта, однако перспективы его невысоки на данном уровне изученности.

Чаяндинское месторождение является самым крупным по запасам газа в Республике Саха (Якутия). К промышленно газоносным отнесены пласты трех горизонтов, которые частично перекрываются по разрезу. Основные ботуобинский и хамакинский продуктивные горизонты имеют более высокие коллекторские свойства. Залежь талахского горизонта локально распространена в центральной части месторождения и характеризуется ухудшенными фильтрационно-емкостными параметрами. Залежи относятся к ловушкам неантиклинального типа, осложненным тектоническими и литологическими экранами.

Продуктивные отложения ботуобинского горизонта представлены мелко-среднезернистыми, песчаниками массивными, хорошо отсортированными. В нижней части разреза в ряде скважин песчаники нижней части ботуобинского горизонта замещаются переслаиванием аргиллитов, песчаников и алевролитов (скважины 321-19, 321-2, 847, 849). Выделено самостоятельных 12 залежей.

Продуктивные отложения хамакинского горизонта представлены в основном песчаниками мелко, средне-крупнозернистыми. Глубина залегания продуктивного горизонта в пределах месторождения изменяется от 1490 м (скв.808) на юге до 1858 м (скв. 321-19) на севере месторождения. Хамакинский горизонт отделяется от ботуобинского пачкой глинисто-алевролитовых непроницаемых пород, толщина которой составляет 20-45м.

Всего выделено 16 залежей, все они в разной степени имеют тектонические и литологические осложнения.

Продуктивные отложения талахского горизонта представлены песчаниками от мелко - до крупнозернистых, часто разнозернистыми. Минимальная глубина залегания продуктивного горизонта составляет от - 1249.2 м (скв.321-56) на юге, к северу горизонт погружается, максимальная вскрытая глубина составляет 1448м (скв. 180-02). В продуктивном горизонте выделено 13 газовых залежей, по типу все они пластовые ловушки типа НАЛ, тектонически экранированные.

На рисунке 1.4 показан геологический разрез с юга на север Чаяндинского НГКМ с взаимным расположением продуктивных горизонтов [4].

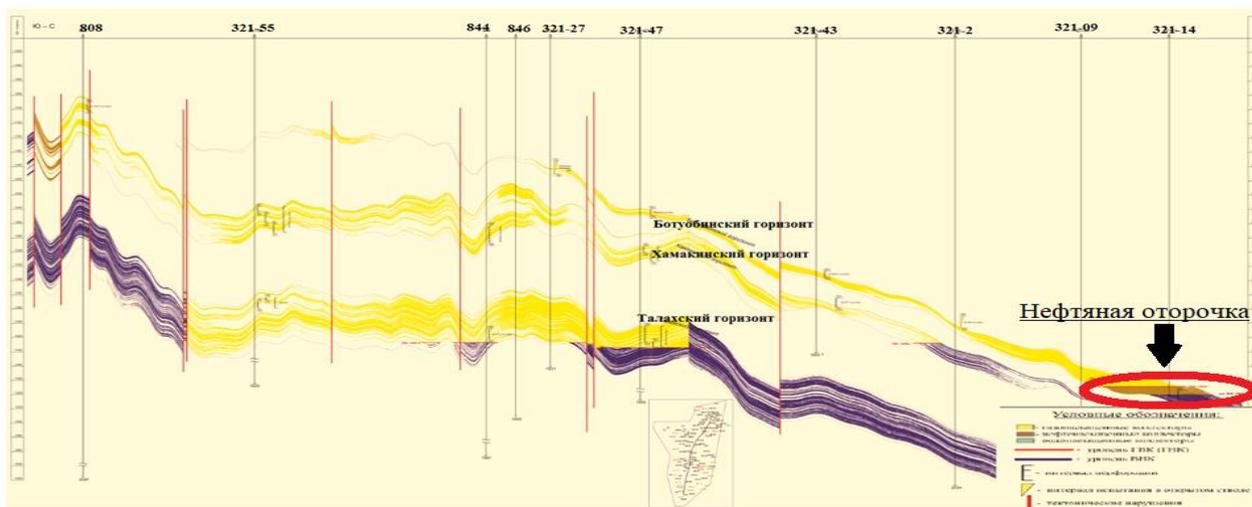


Рисунок 1.4 - Геологический разрез НГКМ

Ботубинский горизонт наиболее продуктивен на Северном блоке месторождения, в зоне расположения нефтяной оторочки, и южнее – вплоть до границы Северного блока. В отдельных скважинах получены дебиты газа 500–900 тыс. м³ /сут, дебиты нефти – до 55 м³ /сут. В южном и западном направлениях происходит постепенное выклинивание горизонта. Притоки нефти, кроме нефтяной оторочки, находящейся в северо-восточной части

горизонта, получены также в отдельных скважинах (скв. 321-02 и 761), расположенных по контуру зоны высокой продуктивности пласта.

Незначительные нефтепроявления отмечены также в скв. 321-67 (Южный I блок). Породы ботубинского горизонта представлены песчаниками и алевролитами, преимущественно кварцевого состава. Песчаники различной зернистости (от средне- крупнозернистых до мелкозернистых и алевролитистых), алевролиты песчанистые, алевролиты глинистые, с прослоями аргиллитов. В песчаниках преобладает хорошая сортировка. Цементы преимущественно кальцитовые и сульфатные, пятнистые, реже глинистые. Тип цементации – от пленочного, контактово-порового и пятнистого до базального (в неколлекторах). Наблюдается неравномерное засоление различной интенсивности пород горизонта. Текстуры пород разнообразны – однородные, микрослоистые, слоистые, горизонтально- и косослоистые, неясно-слоистые, пятнистые, тонковолисто-слоистые, срезания слойков, интракластовые, линзовидные, рябь течения, смятия и проседания осадка.

В основании песчаных отложений ботубинского горизонта лежат глинистые осадки шельфа и переходной зоны, тонкие прослой аргиллитов и алевролитов, что может свидетельствовать об отсутствии размыва в основании горизонта. Выше разрез представлен прибрежно-морскими отложениями, включая осадки пляжей и приливно-отливных комплексов. Основная часть высокопродуктивных коллекторов представлена хорошо отсортированными среднезернистыми песчаниками барового происхождения. Вверх по разрезу баровый комплекс пород перекрывается как тонким чередованием аргиллитов и тонкослоистых мелкозернистых песчаников и алевролитов, так и крупнозернистыми песчаниками и гравелитами (поверхность размыва) [1, 3].

Диапазон изменения коллекторских свойств пород ботубинского горизонта широкий. Пористость составляет от 26 % (в хорошо

отсортированных среднезернистых песчаниках) до единиц процентов (в глинистых алевролитах и засоленных разностях песчаников). Слабоцементированные, рыхлые разности крупно- среднезернистых и среднезернистых песчаников обладают чрезвычайно высокой проницаемостью – до $6000 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, для алевролитов с базальным сульфатным и глинистым поровым цементом характерны наиболее низкие значения проницаемости – не выше $10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Наихудшими коллекторскими свойствами характеризуются песчаники алевроитовые с базально-поровым цементом. Распределения пористости и проницаемости по керну из отложений наиболее продуктивных зон ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов иллюстрируют гистограммы, представленные на рисунке 1.5 [9]. Анализ распределения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в отложениях, вскрытых наиболее продуктивными скважинами, показал, что самыми хорошими фильтрационными свойствами характеризуется ботубинский горизонт. Содержание высокопроницаемых коллекторов последовательно снижается от ботубинского к хамакинскому и талахскому горизонтам, а доля низкопроницаемых коллекторов (V и VI классов) возрастает. Характер изменения фильтрационных характеристик по горизонтам (в наиболее продуктивных частях) отражают данные, приведенные в таблице 1.3 [9, 10].

Таблица 1.3 - Распространение коллекторов различных классов проницаемости по продуктивным горизонтам Чайндинского месторождения

Характеристика коллектора по проницаемости и класс коллектора (ПО А.А Ханину)	Продуктивный горизонт	Доля в распределении
Очень высокая и высокая, I, II классы	Ботубинский	0,46
Средняя, III класс		0,35
Пониженная, IV класс		0,16
Низкая и очень низкая, V, VI классы		0,03

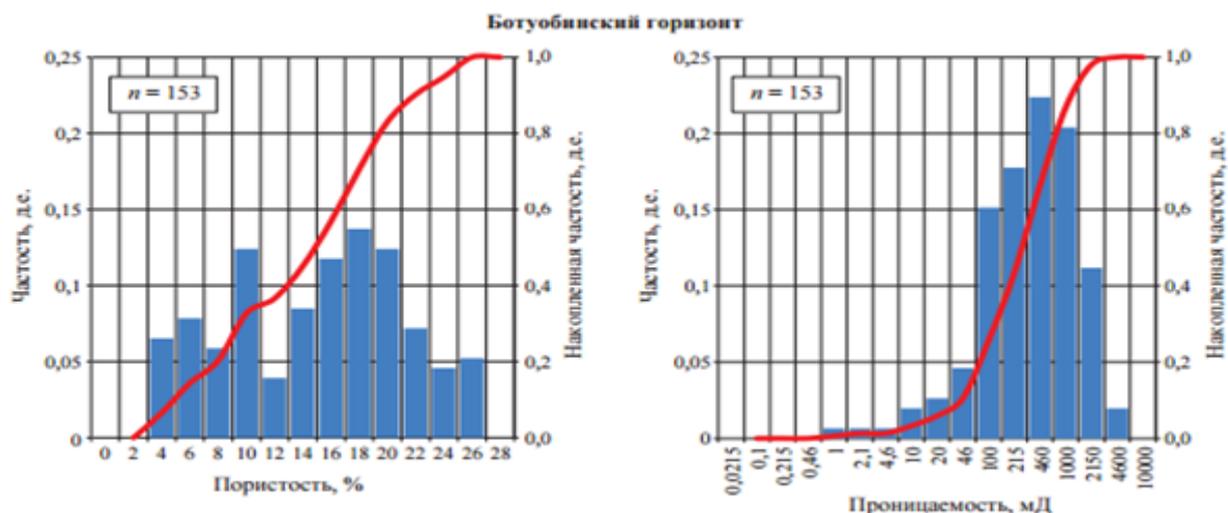


Рисунок 1.5 – Распределение пористости и проницаемости в наиболее продуктивных зонах горизонтов, где n – число определений

Ботубинский горизонт – опробован в скважинах №№ 321-14, 321-22 (расположены в водонефтяной зоне), 321-18, 321-23, 321-80, 715, 718 (расположены за контуром продуктивности). При этом в скважинах №№ 321-14, 321-22, 321-80, 715 и 718 достигнуто постоянство химического состава пластовых вод, определены статические уровни, пластовые давления и газовые факторы. В скважинах №№ 715 и 718 определен химический состав воды и водорастворенных газов. Скважины №№ 321-18, 321-23 опробованы КИИ-146 Следует отметить, что значительный объем гидрогеологических исследований был выполнен ранее на соседних месторождениях: Талаканском, Среднеботубинском и Таас-Юряхском. По материалам этих исследований определены общие гидрогеологические закономерности изучаемого района. Данные, полученные на Чаяндинском месторождении, подтверждают данные закономерности [3, 8].

Для получения исходных параметров, необходимых при подсчете газа и конденсата, и других компонентов газа, а также проектирования разработки, на месторождении был проведен комплекс промыслово-

лабораторных исследований углеводородных газоконденсатных систем продуктивных горизонтов Чаяндинского месторождения. Работы проводились по методике, разработанной ООО «Газпром ВНИИГАЗ» с учетом местных климатических условий.

Комплекс работ включал промысловые исследования (таблица 1.4), проводимые с целью определения дебита газа сепарации, количества нестабильного дегазированного конденсата в отсепарированном газе, и лабораторные определения потенциального содержания C_{5+} , состава пластового газа, физико-химических свойств, газа и конденсата [3].

Таблица 1.4 – Условия и результаты промысловых исследований на газоконденсатность, выполненных на Чаяндинском НГКМ

Дата исследования	№ скв.	Интервал perforации	Глубина спуска НКТ, м	Давление, МПа				Температура, °С			Q газ сепарации, м ³ /сут.	Q дегазированного конденсата, м ³ /сут.	Выход сырого/стабильного конденсата, см ³ /м ³	Коэффициент усадки сырого конденсата	Работы после предыдущего подсчета запасов	
				пластовое	затрубное	трубное	сепарации	пластовая	устоя	сепарации						
Ботубинский горизонт																
Северный блок																
28-30.01.1989	321-1	1829-1838	1816	12.83	9.67	8.48	3.807	+7.0	-8.0	-22.0	125.2	2.00	2.90	23.20	0.680	До 2012 г
05-07.05.1990	321-3	1773-1788	1764	13.20	10.90	10.01	3.532	+10.0	-3.0	-23.0	144.0	4.11	6.49	45.07	0.561	До 2012 г
08-09.03.1990	321-5	1841-1859	1831	13.26	10.81	10.47	3.678	+9.0	-7.0	-29.0	154.5	4.36	7.40	47.90	0.560	До 2012 г
22-25.02.1992	321-01	1840-1858	1821	13.42	10.75	9.84	3.715	+9.0	-1.0	-24.0	163.4	4.20	7.80	47.70	0.539	До 2012 г

1.3 Состав пластового газа и конденсата ботубинского горизонта

Состав и свойства пластового газа определены по промысловым газоконденсатным исследованиям 11-ти газовых объектов на Северном и

одному на Южных блоках. Средний компонентный состав, свойства пластового газа и конденсата даны в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Сопоставление компонентного состава пластового газа ботубинского горизонта Чайндинского НГКМ

Наименование параметра	Состав пластового газа*, % об.		
	ПЗ 2000 г. (ТХ 2010)	ДТХ 2013 г.	ПЗ 2013
Метан C_1H_4	85,174	85,37	84,94
Этан C_2H_6	4,446	4,67	4,49
Пропан C_3H_8	1,563	1,54	1,579
Изобутан $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$	0,173	0,2	0,192
Нормальный бутан $n\text{-C}_4\text{H}_{10}$	0,414	0,45	0,42
Изопентан $i\text{-C}_5\text{H}_{12}$	-	-	-
Нормальный пентан $n\text{-C}_5\text{H}_{12}$	-	-	-
Гексаны C_6H_{14}	-	-	-
Гептаны C_7H_{16}	-	-	-
Октаны C_8H_{18}	-	-	-
Нонаны C_9H_{20}	-	-	-
Деканы и вышекипящие $\text{C}_{10}\text{H}_{22}$	-	-	-
Азот N_2	7,131	6,88	7,695
Двуокись углерода CO_2	0,109	0,14	0,05
Сероводород H_2S	-	-	-
Меркаптаны RSH	-	-	-
Гелий He	0,439	0,45	0,44
Водород H_2	0,09	0,04	0,063
Всего C_{5+}	0,461	0,48	0,504
Всего, %	100,0	100,220	100,373

Пластовый газ ботубинского горизонта содержит 85,18 % метан, около 7 % этан-пропановой фракции и азота. Углекислый газ, водород и гелий содержатся в небольшом количестве. Среднее содержание конденсата в пластовом газе равно 16,2 г/м³. Сероводород в газе отсутствует.

В пластовом газе ботубинского горизонта среднее содержание гелия равно 0,44 % (мол). Состав газа сепарации ввиду незначительного содержания конденсата (C_{5+}), практически подобен пластовому газу.

Состав и свойства конденсата ботубинского горизонта изучены по результатам исследования 14-ти скважин, в том числе при газоконденсатных исследованиях 8-ми объектов. Средняя плотность конденсата в стандартных условиях равна 682 кг/м³ при молекулярной

массе 88 г/моль. Конденсаты относятся к метановому типу (76,98 % об.). при фракционной разгонке до 200 °С выкипает 97 %. В конденсате присутствует сера (0,033 %), смолы силикагелевые (0,08 %), асфальтены (0,014 %) и парафин (от следов до 0,087 %). Температура застывания конденсата составляет 60°С.

1.4 Состав и свойства пластовой нефти ботубинского горизонта

На начальной стадии разведки месторождения до 2000 года, свойства нефти Ботубинского горизонта были изучены по глубинным пробам, отобранным при опробовании трех скважин № 321-07, № 321-22 и № 321-24. В 2011 году в скважине 321-14 были повторно, после длительной ее консервации, проведены исследования в интервале 1863-1872 м.

Отбор глубинных проб пластовой нефти из скв.321-14 осуществлялся на глубине 1800 м пробоотборниками типа ПГ-1000-01 при стабильной работе скважины через штуцер 4 мм. При этом забойное давление на глубине 1869 м составляло 13,12 МПа, что соответствует депрессии в 1,8 % от начального пластового давления. Параметры отбора глубинных проб составили: $P_{отб}=12,49$ МПа, $t_{отб}=10,66$ °С. Экспериментальные исследования глубинных проб пластовой нефти скважины 321-14 выполнены на безртутной установке высокого давления компании Chandler Engineering, model 3000-GL PVT System. Свойства пластовой нефти и физико-химические свойства дегазированной нефти скважины 321-14 даны в таблице 1.6 [16, 17].

Таблица 1.6 - Основные результаты исследований глубинных проб пластовой нефти скв. 321-14

Наименование параметра, единица измерения	Значения параметра				Принятые расчетные*
	в пробе 335	в пробе 354	в пробе б/н 1	в пробе б/н 2	
1. Пластовая нефть					

Продолжение таблицы 1.6

Давление насыщения (МПа) при t, °С:					
11,1	13,015	13,010	13,507	12,510	<u>13,36</u> 13,36*
20,0	13,514	13,712	-	13,504	-

Коэффициент сжимаемости, $1 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$:					
при пластовой температуре	19,10	16,98	38,63	17,34	17,8
Температурный коэффициент: объемного расширения, $1 \cdot 10^{-4} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$	11,05	39,28	-	30,88	27,1
давления насыщения, $\text{МПа}/^\circ\text{C}$	0,056	0,078	-	0,011	0,048
Вязкость, $\text{МПа}\cdot\text{с}$:					
при пластовом давлении	10,9	9,4	10,2	10,6	$\frac{10,3}{5,5^*}$
Плотность, $\text{г}/\text{см}^3$:					
при пластовом давлении	0,8257	0,8270	0,8296	0,8246	0,8267
Температура насыщения нефти парафином, $^\circ\text{C}$	11,0				11,0
2. Стандартная сепарация					
Газосодержание:					
$\text{м}^3/\text{м}^3$	83,9	82,4	-	78,3	81,5
$\text{м}^3/\text{т}$	94,7	93,1	-	88,4	92,1
$\text{кг}/\text{т}$	98,1	95,3	-	90,9	94,8
Потенциальное газосодержание:					
$\text{м}^3/\text{т}$	94,4	93,3	-	89,5	92,4
$\text{кг}/\text{т}$	95,2	92,5	-	88,7	92,1
Выход дегазированной нефти на пла- стовую:					
$\text{кг}/\text{т}$	909,6	913,0	-	916,7	913,1
$\text{кг}/\text{м}^3$	748,0	743,6	-	750,9	747,5
Объемный коэффициент	1,184	1,191	-	1,179	$\frac{1,159^*}{1,185^{**}}$
Коэффициент растворимости:					
$\text{м}^3/(\text{м}^3 \cdot \text{МПа})$	6,44	6,33	-	6,01	6,26
$\text{м}^3/(\text{т} \cdot \text{МПа})$	7,28	7,15	-	6,79	7,07
Плотность:					
газа, $\text{кг}/\text{м}^3$	1,036	1,023	-	1,028	1,029
дегазированной нефти, $\text{г}/\text{см}^3$	0,8853	0,8853	-	0,8840	0,885
3. Дифференциальное разгазирование					
Газосодержание:					
$\text{м}^3/\text{м}^3$	не опред.	63,54	не опред.	не опред.	63,54
$\text{м}^3/\text{т}$	то же	72,19	то же	то же	72,19
$\text{кг}/\text{т}$	-П-		-П-	-П-	
Объемный коэффициент	не опр.	1,119	не опр.	не опр.	1,119
Плотность газа, $\text{кг}/\text{м}^3$	-П-	0,801	-П-	-П-	0,801
Плотность дегазированной нефти, $\text{г}/\text{см}^3$	-П-	0,8802	-П-	-П-	0,881

* Рассчитанные значения ** Среднее значение

По результатам экспериментальных исследований скважины 321-14 давление насыщения принято равным 13,36 МПа (начальное пластовое давление), плотность в пластовых условиях $0,8267 \text{ г}/\text{см}^3$, коэффициент сжимаемости равен $17,8 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$, коэффициент объемной упругости $27,1 \text{ л}/\text{МПа} \cdot 10^{-4}$. Динамическая вязкость пластовой нефти составила $10,3 \text{ МПа}\cdot\text{с}$.

По результатам стандартной сепарации принятые средние значения газосодержания составляют $81,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$ или $92,1 \text{ м}^3/\text{т}$, выход дегазированной нефти на пластовую $913,1 \text{ кг}/\text{т}$ или $747,5 \text{ кг}/\text{м}^3$, объемный коэффициент 1,185. Потенциальное газосодержание, рассчитанное как отношение суммы

всех содержащихся в пластовой нефти газообразных углеводородных и неуглеводородных компонентов к сумме жидких компонентов, составляет 92,4 м³/т, или 92,1 кг/т.

Физико-химические свойства дегазированной нефти даны в таблицах 1.7-1.9 [16].

Таблицы 1.7, 1.8, 1.9 – Физико-химические свойства и состав дегазированной* нефти Ботубинского горизонта

Продуктивный пласт	Кол-во исследованных		Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С	Давление насыщения, МПа	Газосодержание, м ³ /т	Объемный коэффициент пластовой нефти, дол. ед.	Плотность нефти в пластовых условиях стандартных условиях, кг/м ³	Динамическая вязкость, МПа*с (20°С)
	скважин	проб							
Ботубинский	4	9	$\frac{13,31}{13,36^{**}}$	$\frac{9,415}{10,66^{**}}$	$\frac{10,64}{13,36^{**}}$	$\frac{70,56}{92,1^{**}}$	$\frac{1,1131}{1,185^{**}/1,159^{***}}$	$\frac{829,77}{881/826,7^{**}}$	61,55

Таблица 1.8

коэффициент сжимаемости,	коэффициент растворимости газа и нефти,	Температура застывания, °С	Температура начала кипения, °С	Содержание светлых фракций (объемные доли в %) до температуры, °С					Упругость паров нефти в стандартных условиях, МПа
				100	150	200	250	350	
10 ⁻⁵ МПа	$\frac{м^3}{(м^3*Па)}$								
17,8-	-	-34,5	-	-	-	16,73		41,69	

Таблица 1.9

Содержание массовое, %	Температура плавления, °С

Продолжение таблицы 1.9

асфальтенов	Смол силикагелевых	Масел	Парафина	серы	воды	др.полезных компонентов	механических примесей	
4,12	10,87		2,62	0,82		Не опр.	0,005	50,33

По данным дифференциального разгазирования глубинных проб пластовой нефти до стандартных условий **Результаты исследования скважины 321-14 *расчетные значения*

По своим свойствам нефть ботубинского горизонта Чайнинского месторождения, по ГОСТ Р 51858-2006, относится к тяжелым по плотности и средним по газонасыщенности. Ее плотность в пластовых условиях составляет 826 кг/м³, а газосодержание 92,1 м³/т. Средняя плотность дегазированной нефти в стандартных условиях равна 881 кг/м³. Низкая пластовая температура (плюс 9 °С) обуславливает повышенную вязкость пластовой нефти, равную 10,6 МПа·с.

Нефть выкипает в широком температурном интервале - 32-540 °С с остатком, равным 35,06 % масс. Выход дистиллятной части (32-350 °С) составляет 41,69 % масс, выход мазута (остатка выше 350 °С) - 58,31 % масс.

По содержанию компонентов нефть характеризуется как смолистая (10,87 %), парафинистая (2,62 %) и сернистая (0,82 %). Из металлов в ее составе присутствует ванадий (20,37 мкг/г) и никель (9,84 мкг/г).

По групповому углеводородному составу нефть относится к типу М>NА>Аг со значительным содержанием асфальтосмолистых веществ.

Состав газа, растворенного в нефти ботубинского горизонта, определялся при дифференциальном разгазировании пластовой нефти по 9 пробам 6 скважин.

Растворенный газ нефти ботубинского горизонта в среднем содержит 79,25 % метана и 16,68 % этан-пропановой фракции. В газе отмечается присутствие в небольшом содержании углекислого газа (0,11 %) и азота (1,797 %). Сероводород в газе не обнаружен.

2 Анализ результатов опытно-промышленной эксплуатации

2.1 Характеристика фонда скважин

3 Обоснование применения методов интенсификации добычи УВС и повышения коэффициента извлечения углеводородного сырья

3.1 Анализ эффективности применяемых методов

3.2 Сравнение с другими месторождениями региона

После появления трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий Океан» (ВСТО) на юго-западе Якутии и северо-востоке Иркутской области введены в эксплуатацию ряд крупных и средних месторождений: Верхнечонское, Дулисминское, Даниловское, Среднеботуобинское, Талаканское, Алинское и др. Для Северного блока Чаяндинского НГКМ месторождением аналогом является Среднеботуобинское НГК (СБНГКМ), где с помощью горизонтальных скважин в ботуобинском горизонте эксплуатируются блоки 1, 2 и 5. Бурение горизонтальных скважин начато в 2009 году, месторождение введено в промышленную разработку в сентябре 2013 года, ежегодная добыча нефти составляет 920 тыс. тонн и ограничивается пропускной способностью нефтепровода ($d=325$ мм), который соединяет месторождение с ВСТО. К настоящему времени на СБНГКМ пробурено около 150 горизонтальных эксплуатационных скважин. На рисунках 3.4. и 3.5. [1, 2, 11, 21] показаны схематические разрезы по СБНГКМ и ЧНГКМ, в таблице 3.3 [2, 21] сравниваются геолого-геофизические характеристики Ботуобинского горизонта двух месторождений.

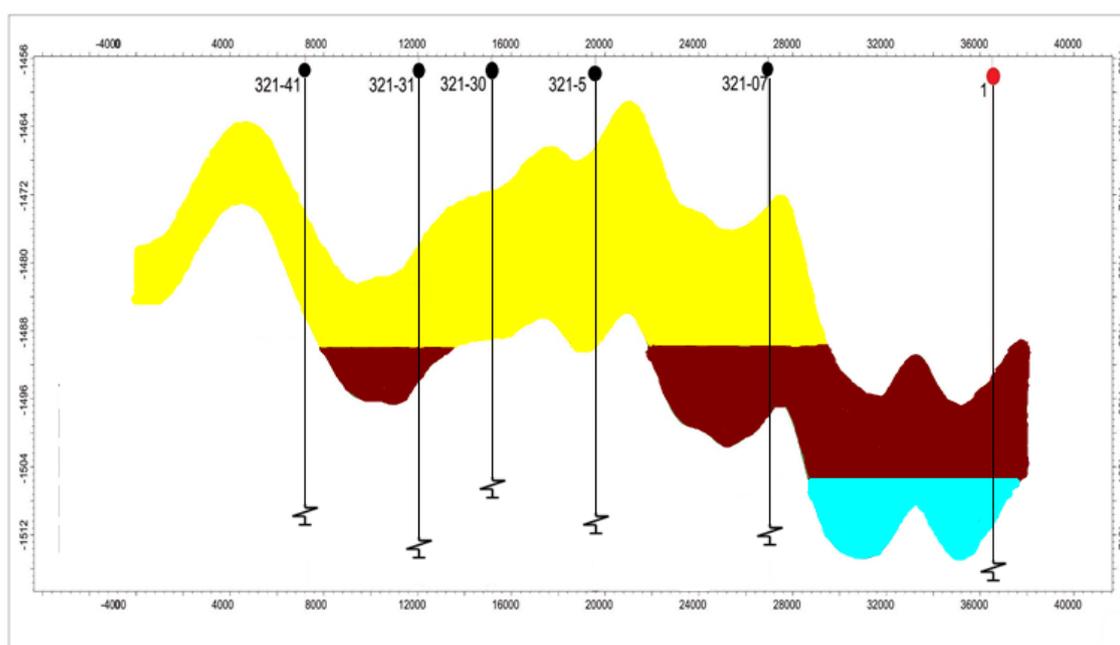


Рисунок 3.4 – Разрез по линии скважин Чаяндинского НГКМ

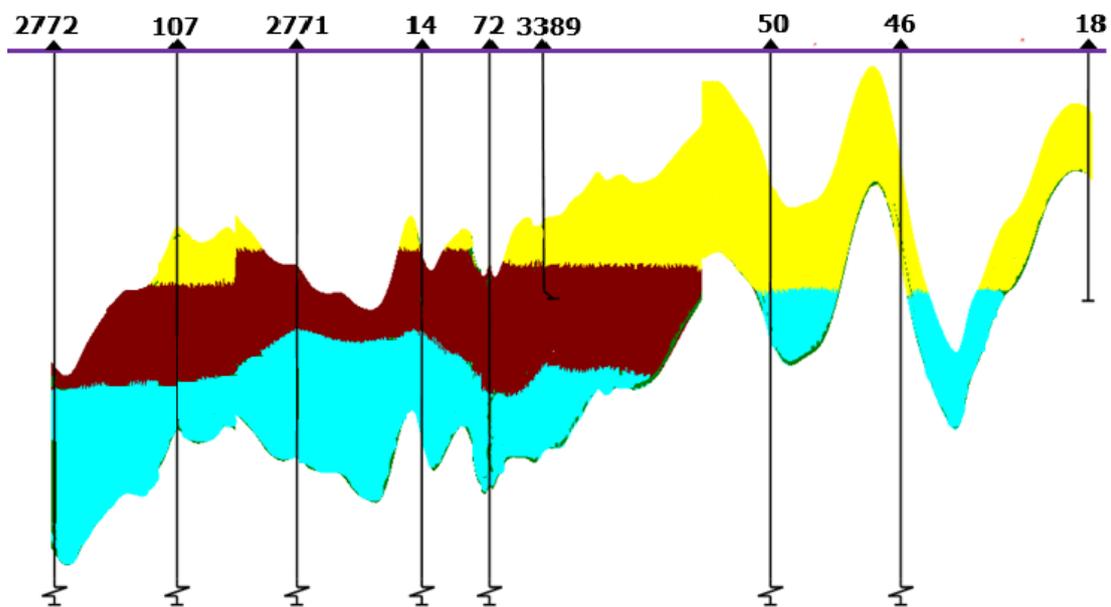


Рисунок 3.5 – Разрез по линии скважин Среднеботуобинского НГКМ

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

Студенту:

Группа		ФИО	
2БМ7Р		Усенко Юрий Алексеевич	
Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

<i>Стоимость затрат на опытно-промышленные работы (ОПР): строительство скважин, геофизические исследования и работы в скважинах, супервайзинг и собственно ОПР.</i>	Расчет сметной стоимости выполняемых работ, согласно задач, стоящих перед опытно-промышленными работами на Чаяндинском НГКМ.
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, и др.
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налог на добавленную стоимость 18%; Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения ОПР с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ
<i>2. Планирование и формирование бюджета ОПР</i>	Линейный график выполнения работ
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- График строительства скважин и ОПР на Чаяндинском НГКМ.
- Соотношение суммарных затрат по видам работ
- Распределение затрат по скважинам.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н., доцент		02.05.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Усенко Юрий Алексеевич		

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данном разделе диплома приведена информация о смете затрат на опытно-промышленные работы, которые в себя включают строительство скважин, геофизические исследования и работ в скважинах и собственно, опытно - промышленные работы. Показан график строительства скважин и ОПР на ЧНГКМ. Также были представлены соотношение суммарных затрат по видам работ и распределение затрат по скважинам.

Затраты на Опытно-промышленные работы включают в себя:

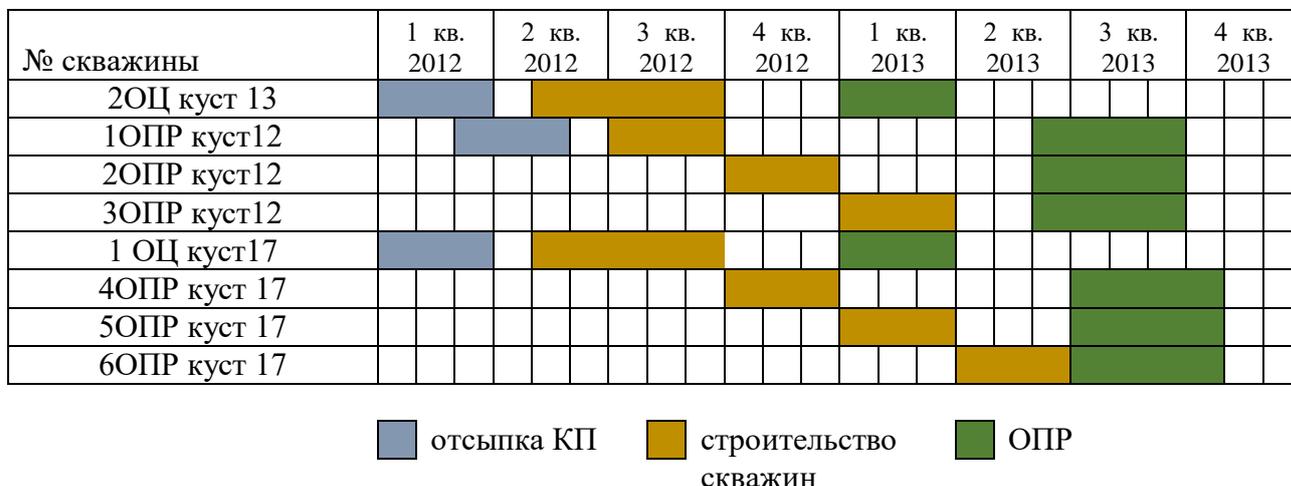
- Строительство 8 скважин с этапом освоения;
- Проведение геофизических исследований и работ в скважинах (ГИРС), состоящие из:
 - Геофизических исследований скважин (ГИС);
 - Геолого-технологических исследований (ГТИ);
 - Прострелочно-взрывных работ (ПВР).
- Собственно, ОПР, которые решают различные задачи с привлечением специализированных предприятий по гидродинамическим исследованиям скважин (ГДИС), промыслово-геофизическим исследованиям (ПГИ), установкой передвижных комплексов по исследованию и освоению скважин (ПКИОС) и др. В дипломной работе не учитывались затраты на материалы, поскольку они включены в этапы и виды работ.

4.1 Продолжительность работ

Работы по ОПР выполнены в течение 2 лет. Сначала отсыпаны три кустовые площадки (№12 для скважин 1, 2, 3 ОПР; №13 – для 2 ОЦ, №17 – для 1 ОЦ и 4, 5, 6 ОПР) и выполнено строительство скважин с этапом освоения. Средний срок строительства оценочных скважин (ОЦ) составил 173 дня, скважин для ОПР – 90 дней. Затем на скважинах 1 и 2 ОЦ проведены стандартные ОПЭ. На завершающем этапе проведены

специальные ОПЭ по закачке жидкостей в нагнетательные скважины 3 и 6 ОПР с одновременной добычей нефти из скважин 1, 2 ОПР и 4, 5 ОПР соответственно. В таблице 4.1 приведен график работ.

Таблица 4.1 – График строительства скважин и ОПР на Чаяндинском НГКМ



4.2 Стоимость работ

Бурение

В таблице 4.2 представлены расчеты договорной цены на строительство скважин №1 и №2 ОЦ.

Таблица 4.2 - Расчет договорной цены строительства оценочных скважин №№ 1 ОЦ, 2 ОЦ Чаяндинского месторождения

№ п/п	Наименование глав, этапов работ и затрат	Стоимость, тыс.руб.
1	Подготовительные работы к строительству скважины	4408,90
2*	Бурение скважины на техническую воду	7048,91
3	Монтаж БУ	44386,34
4	Демонтаж БУ	31039,40
5*	Бурение и крепление	206405,05
5.1	Подготовительные работы к бурению скважины	1373,01
5.2	Бурение под направление в интервале 0-60 м	4181,19
5.3	Крепление направления в интервале 0-60 м	4719,17
5.4	Бурение под кондуктор в интервале 60-450 м	12691,51
5.5	Крепление кондуктора в интервале 0-450 м	12127,32

Продолжение таблицы 4.2

5.6	Бурение под промежуточную колонну в интервале 450-1840 м	37592,86
5.7	Крепление промежуточной колонны в интервале 0-1840 м	31040,95
5.8	Бурение под эксплуатационный хвостовик (пилотный ствол) в интервале 1840-1910 м	12856,70
5.9	Крепление эксплуатационного хвостовика (пилотный ствол) в интервале 1690-1910 м	12224,33
5.10	Бурение под эксплуатационный хвостовик (боковой ствол) в интервале 1541-2344 м	48267,63
5.11	Крепление эксплуатационного хвостовика (боковой ствол) в интервале 1391-2344 м	29330,38
6*	Освоение скважины на продуктивность	27869,39
6.1	Освоение пилотного ствола	18228,26
6.2	Освоение бокового ствола	9641,13
7.	Авиатранспорт вахт	44669,47
8.	Затраты, связанные с охраной окружающей природной среды	34506,95
9.	Ликвидация вертикального ствола скважины	7449,67
10.	Плата за размещение отходов	78,80
11.	Плата за выбросы в атмосферу	20,12
12.	Плата за водопользование	3,18
	Всего	407886,17
13.	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5%	20394,31
	Итого, без НДС	428280,48
	НДС, 18 %	77090,49
	ИТОГО, с НДС (стоимость одной скважины)	505370,97
	Итого скважины №№1ОЦ, 2 ОЦ	1010741,93

* Этапы включают затраты на материалы: буровые растворы, буровые трубы, насосно-компрессорные трубы, буровые долотья и различную спецтехнику. Отдельно затраты на материалы, в том числе по другим видам работ, в дипломной работе не рассматривались.

Аналогичные расчеты сделаны для скважин 1-6 ОПР, в таблице 4.3 показаны итоговые стоимости работ.

Таблица 4.3 Стоимости* работ по скважинам 1-6 ОПР

№ п/п	Номер скважины	Стоимость работ без НДС, тыс.руб.	НДС 18%, тыс.руб.	Общая стоимость, тыс.руб.
1	Скважина нефтяная эксплуатационная № 1ОПР куста нефтяных скважин №12	339881	61178,7	401060
2	Скважина нефтяная эксплуатационная № 2ОПР куста нефтяных скважин №12	333518	60033,2	393551
3	Скважина нефтяная эксплуатационная № 3ОПР куста нефтяных скважин №12	298800	53783,9	352584
4	Скважина нефтяная эксплуатационная № 4ОПР куста нефтяных скважин №17	294304	52974,6	347278
5	Скважина нефтяная эксплуатационная № 5ОПР куста нефтяных скважин №17	295405	53172,9	348578
6	Скважина нефтяная эксплуатационная № 6ОПР куста нефтяных скважин №17	266235	47922,4	314158
7	Итого:	1 828 142	329 066	2 157 208

* В стоимости работ включены затраты на материалы.

Супервайзинг

При бурении выполнялись супервайзинговые работы, стоимость которых отражена в таблице 4.4

Таблица 4.4 - Расчет стоимости* оказания услуг двумя супервайзерами за сутки

№ п/п	Наименование статей затрат	Общая стоимость, тыс.руб.
1	Фонд оплаты труда	9,41
2	Отчисления с фонда оплаты труда	2,82
3	Страхование	0,56
4	Амортизационные отчисления	0,11
5	Связь	0,60
6	Смена вахт (транспортные расходы)	2,81
7	Прочие расходы	1,43
8	Накладные расходы (47,16 %)	4,44
9	Плановые накопления (25,94 %)	2,44
10	Всего без НДС	24,62
11	НДС 18%	4,43
12	Итого	29,05

Продолжение таблицы 4.4

13	Итого на 2 супервайзера в сутки с НДС	29,05
14	Из расчета по 173 дня на скважинах 1 и 2 ОЦ, -по 90 дней на скважинах 1-6 ОПР. Всего 886 дней (346+540)	25738,31

* В стоимость работ включены затраты на материалы.

Геофизические исследования и работы в скважинах (ГИРС)

В таблице 4.5 показан сводный расчет стоимости проведения ГИРС, который состоит из ГИС, ГТИ и ПВР

Таблица 4.5 - Сводный расчет стоимости* ГИРС

стоимости «Геофизические исследования (ГИС), геолого-технические исследования (ГТИ) и прострелочно-взрывные работы (ПВР) при строительстве нефтяных эксплуатационных скважин №№ 1ОЦ, 2ОЦ, 1ОПР, 2ОПР, 3ОПР, 4ОПР, 5ОПР, 6ОПР Чайядинского НГКМ.				
№ п/п	Наименование	Стоимость, тыс.руб., без НДС	НДС, тыс.руб.	Всего с НДС, тыс.руб.
1	ГИС	57 959,09	10 432,64	68 391,72
2	ГТИ	86 719,77	15 609,56	102 329,33
3	ПВР	131 589,72	23 686,15	155 275,87
ВСЕГО:		276 268,58	49 728,34	325 996,92
СВОДНЫЙ РАСЧЕТ				
стоимости проведения ГИС в скважинах №№ 1-2ОЦ, 1-6ОПР Чайядинского НГКМ				
№ п/п	Номер скважины	Стоимость, тыс.руб., без НДС	НДС, тыс.руб.	Всего с НДС, тыс.руб.
1	1ОЦ	16 535,61	2 976,41	19 512,02
2	2ОЦ	16 491,40	2 968,45	19 459,86
3	1ОПР	4 155,35	747,96	4 903,31
4	2ОПР	4 155,35	747,96	4 903,31
5	3ОПР	4 155,35	747,96	4 903,31
6	4ОПР	4 155,35	747,96	4 903,31
7	5ОПР	4 155,35	747,96	4 903,31
8	6ОПР	4 155,35	747,96	4 903,31
ВСЕГО:		57 959,09	10 432,64	68 391,72
СВОДНЫЙ РАСЧЕТ				
стоимости проведения ГТИ в скважинах №№ 1-2ОЦ, 1-6ОПР Чайядинского НГКМ				
№ п/п	Номер скважины	Стоимость, тыс.руб., без НДС	НДС, тыс.руб.	Всего с НДС, тыс.руб.
1	1ОЦ	15 673,61	2 821,25	18 494,86

Продолжение таблицы 4.5

2	2ОЦ	15 673,61	2 821,25	18 494,86
3	1ОПР	12 656,90	2 278,24	14 935,14
4	2ОПР	9 527,18	1 714,89	11 242,07
5	3ОПР	7 808,87	1 405,60	9 214,47
6	4ОПР	8 043,55	1 447,84	9 491,39
7	5ОПР	9 527,18	1 714,89	11 242,07
8	6ОПР	7 808,87	1 405,60	9 214,47
ВСЕГО:		86 719,77	15 609,56	102 329,33
СВОДНЫЙ РАСЧЕТ				
стоимости проведения ПВР в скважинах №№ 1-2ОЦ, 1-6ОПР Чаяндинского НГКМ				
№ п/п	Номер скважины	Стоимость, тыс.руб., без НДС	НДС, тыс.руб.	Всего с НДС, тыс.руб.
1	1ОЦ	2867,35	516,12	3383,47
2	2ОЦ	2867,35	516,12	3383,47
3	1ОПР	21764,34	3917,58	25681,92
4	2ОПР	20559,86	3700,77	24260,64
5	3ОПР	20967,12	3774,08	24741,20
6	4ОПР	21036,74	3786,61	24823,35
7	5ОПР	20559,86	3700,77	24260,64
8	6ОПР	20967,12	3774,08	24741,20
ВСЕГО:		131589,72	23686,15	155275,87

*Стоимости работ включают затраты на материалы.

Опытно-промышленные работы

Общие затраты на ОПР приведены в таблице 4.6

Таблица 4.6 - Итоговые стоимости* на ОПР

Участки ОПР	Итоговая сумма, тыс. руб.		
	без НДС	НДС	с НДС
Скважина 1 ОЦ	106783,03	19220,95	126003,98
Скважина 2 ОЦ	146038,76	26286,98	172325,73
Скважины 1-3 ОПР	424567,37	76422,13	500989,49
Скважины 4-6 ОПР	334893,69	117000,98	451894,66
ВСЕГО	1012282,84	238931,02	1251213,87

*Стоимости работ включают затраты на материалы.

В таблицах 4.7-4.10 представлены расчеты стоимости опытно-промышленных работ скважин 1-2 ОЦ и 1-6 ОПР на Чаяндинском НГКМ.

Таблица 4.7 Расчет стоимости* ОПР по скважине №1ОЦ

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Кол-во	Цена за ед-цу без НДС, тыс.руб.	Итоговая сумма, тыс. руб.		
					без НДС	НДС	с НДС
	Скважина 1 ОЦ				106783,03	19220,95	126003,98
I.	Итого сумма за работы ОПЭ с учетом спецтехники	руб.			106783,03	19220,95	126003,98
1	Мобилизация оборудования	операция	1	13309,26	13309,26	2395,67	15704,92
2	Монтаж комплекса МКдЭС, подготовка к ОПЭ и ПНР	операция	1	10959,01	10959,01	1972,62	12931,63
3	Затраты на спецтехнику в период консервации	сутки	81	122,08	9888,51	1779,93	11668,44
4	Ставка консервации комплекса оборудования	сутки	81	120,89	9791,74	1762,51	11554,25
5	Затраты на спецтехнику в период ОПЭ	сутки	30	244,16	7324,82	1318,47	8643,29
6	Ставка работы бригады по проведению ОПЭ, (без учета промышленно-геофизических услуг)	сутки	30	646,43	19392,75	3490,70	22883,45
7	Доставка и анализ пробы нефти по ГОСТ Р 51858-2002	операция	1	173,59	173,59	31,25	204,83
8	Доставка и анализ пробы попутного нефтяного газа	операция	1	165,25	165,25	29,75	195,00
9	Отбор, доставка и анализ глубинных проб нефти	операция	1	1833,27	1833,27	329,99	2163,26
10	Ставка технологического дежурства спецтехники	сутки	1	183,12	183,12	32,96	216,08

Продолжение таблицы 4.7

11	Ставка технологического дежурства бригады по проведению ОПЭ	сутки	1	404,70	404,70	72,85	477,55
12	Демонтаж обвязки скважины с МКдЭС и подготовка комплекса к консервации	операция	1	1947,64	1947,64	350,58	2298,22
13	ПГИ с учетом спецтехники	руб.			31409,38	5653,69	37063,06

*Стоимости работ включают затраты на материалы.

Таблица 4.8 Расчет стоимости* ОНР по скважине №2ОЦ

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Кол-во	Цена за ед-цу без НДС, руб.	Итоговая сумма, руб.		
					без НДС	НДС	с НДС
	Скважина 2 ОЦ				146038,76	26286,98	172325,73
II.	Итого сумма за работы ОПЭ с учетом спецтехники	руб.			146038,76	26286,98	172325,73
1	СМР: прокладка трубопровода с теплоизоляцией от скв 2-ОЦ до МКдЭС	операция	1	1620,36	1620,36	291,67	1912,03
2	Затраты на спецтехнику в период консервации	сутки	15	81,20	1218,06	219,25	1437,31
3	Ставка консервации комплекса оборудования	сутки	15	33,24	498,64	89,75	588,39
4	Затраты на спецтехнику в период ОПЭ	сутки	104	162,41	16890,44	3040,28	19930,72
5	Ставка работы бригады по проведению ОПЭ, (без учета промыслово-геофизических услуг)	сутки	104	444,39	46216,10	8318,90	54535,00
6	Доставка и анализ пробы нефти по ГОСТ Р 51858-2002	операция	4	156,99	627,95	113,03	740,99

Продолжение таблицы 4.8

7	Доставка и анализ пробы попутного нефтяного газа	операция	4	149,45	597,81	107,61	705,42
8	Ставка технологического дежурства спецтехники	сутки	15	121,81	1827,09	328,88	2155,97
9	Ставка технологического дежурства бригады по проведению ОПЭ	сутки	15	326,95	4904,21	882,76	5786,96
10	Демонтаж МКдЭС и его подготовка к передислокации	операция	1	3638,53	3638,53	654,94	4293,47
11	Демобилизация геофиз. и вспом. оборудования	операция	1	2834,41	2834,41	510,19	3344,61
12	Демобилизация комплекса МКдЭС	операция	1	3831,67	3831,67	689,70	4521,37
13	Монтаж комплекса подрядчика	операция	1	4450,57	4450,57	801,10	5251,68
14	Демонтаж комплекса подрядчика	операция	1	4450,57	4450,57	801,10	5251,68
15	Мобилизация оборудования, спуск приборов и мониторинг гидропрослушивания (в течении проведения ОПЭ)	операция	1	4601,79	4601,79	828,32	5430,12
16	Рекультивация площадки после окончания работ на объекте	операция	1	8473,56	8473,56	1525,24	9998,80
17	Мобилизация партии для свабивования	операция	1	1318,55	1318,55	237,34	1555,89
18	Ставка работы партии при свабивовании	сутки	1	152,28	152,28	27,41	179,70
19	Демобилизация партии после свабивования	операция	1	1318,55	1318,55	237,34	1555,89
20	Консервация оборудования для свабивования после окончания работ на 2 ОЦ до момента демобилизации	сутки	91	4,23	384,64	69,24	453,88
21	Мобилизация партии ПГИ	операция	1	1786,29	1786,29	321,53	2107,82
22	Мобилизация специалистов и оборудования WellTec	операция	1	3142,66	3142,66	565,68	3708,34

Продолжение таблицы 4.8

23	Затраты на оборудование Welltec во время проведения работ	операция	1	7348,99	7348,99	1322,82	8671,80
24	Ставка работы партии при проведении ПГИ	сутки	3	194,08	582,24	104,80	687,04
25	Интерпретация материалов ПГИ	операция	1	266,48	266,48	47,97	314,44
26	Дежурство забойного трактора WellTec за каждые начатые сутки	сутки	1	262,51	262,51	47,25	309,76
27	Демобилизация партии ПГИ	операция	1	1786,29	1786,29	321,53	2107,82
28	Демобилизация специалистов и оборудования WellTec	операция	1	3142,66	3142,66	565,68	3708,34
29	Ставка технологического дежурства бригады по проведению ПГИ	сутки	1	166,63	166,63	29,99	196,62
30	Аренда МКДЭС	месяц	3	4863,61	14590,83	2626,35	17217,18
31	Аренда комплекса подрядчика	сут.	42	73,99	3107,38	559,33	3666,71

*Стоимости работ включают затраты на материалы.

Таблица 4.9 Расчет стоимости* ОНР по скважине №1-3 ОНР

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Кол-во	Цена за ед-цу без НДС, тыс. руб.	Итоговая сумма, тыс. руб.		
					без НДС	НДС	с НДС
	Скважины 1-3 ОНР				424567,37	76422,13	500989,49
III.	Итого я сумма за работы ОПЭ с учетом спецтехники	руб.			424567,37	76422,13	500989,49
1	Мобилизация оборудования	операция	1	13309,26	13309,26	2395,67	15704,92
2	Монтаж комплекса МКДЭС, подготовка к ОПЭ и ПНР	операция	1	11727,54	11727,54	2110,96	13838,49
3	Затраты на спецтехнику в период консервации	сутки	175	165,77	29010,55	5221,90	34232,45

Продолжение таблицы 4.9

4	Ставка консервации комплекса оборудования	сутки	175	120,44	21076,28	3793,73	24870,01
5	Затраты на спецтехнику в период ОПЭ	сутки	90	331,55	29839,42	5371,10	35210,51
6	Ставка работы бригады по проведению ОПЭ, (без учета промыслово-геофизических услуг)	сутки	90	751,27	67614,15	12170,55	79784,70
7	Доставка и анализ пробы нефти по ГОСТ Р 51858-2002	операция	3	173,59	520,76	93,74	614,50
8	Доставка и анализ пробы попутного нефтяного газа	операция	3	165,25	495,76	89,24	585,00
9	Отбор, доставка и анализ глубинных проб нефти	операция	2	1833,27	3666,55	659,98	4326,53
10	Проведение закачки химии, в том числе				72253,83	13005,69	85259,52
10.1	Проведение мобилизации оборудования и химии	операция	1	25013,95	25013,95	4502,51	29516,46
10.2	Приобретение соли (NaCl)	тонна	900	8,36	7519,51	1353,51	8873,02
10.3	Проведение работ по выравниванию профиля приемистости (ВПП)	0	90	272,16	24494,52	4409,01	28903,53
10.4	Консервация оборудования после проведения работ до демобилизации	0	107	120,11	12851,99	2313,36	15165,34
10.5	Демобилизация оборудования	0	1	2373,86	2373,86	427,30	2801,16
11	Ставка технологического дежурства спецтехники	сутки	1	248,66	248,66	44,76	293,42
12	Ставка технологического дежурства бригады по проведению ОПЭ	сутки	1	452,46	452,46	81,44	533,90

Продолжение таблицы 4.9

13	Демонтаж МКдЭС и его подготовка к передислокации	операция	1	7265,78	7265,78	1307,84	8573,61
14	Демобилизация оборудования	операция	1	13309,26	13309,26	2395,67	15704,92
15	Рекультивация площадки после окончания работ на объекте	операция	1	9369,43	9369,43	1686,50	11055,93
16	Итого я сумма за работы ПГИ с учетом спецтехники	руб.			72153,86	12987,70	85141,56

*Стоимости работ включают затраты на материалы.

Таблица 4.10 Расчет стоимости* ОНР по скважине №4-6 ОНР

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Кол-во	Цена за ед-цу без НДС, тыс. руб.	Итоговая сумма, тыс.руб.		
					без НДС	НДС	с НДС
	Скважины 4-6 ОНР				334893,69	117000,98	451894,66
IV.	Итого ориентировочная сумма за работы ОПЭ с учетом спецтехники	руб.	654,4	46948,21	334893,69	117000,98	451894,66
1	Обязка комплекса МКдЭС со скважинами, подготовка к ОПЭ и ПНР	операция	1	7145,18	7145,18	1286,13	8431,31
2	Затраты на спецтехнику в период консервации	сутки	124	165,77	20556,05	3700,09	24256,13
3	Ставка консервации комплекса оборудования	сутки	124	119,08	14765,95	2657,87	17423,82
4	Затраты на спецтехнику в период ОПЭ	сутки	90	331,55	29839,42	5371,10	35210,51
5	Ставка работы бригады по проведению ОПЭ	сутки	90	756,73	68106,12	12259,10	80365,22
6	Доставка и анализ пробы нефти по ГОСТ Р 51858-2002	операция	3	173,59	520,76	93,74	614,50

Продолжение таблицы 4.10

7	Доставка и анализ пробы попутного нефтяного газа	операция	3	165,25	495,76	89,24	585,00
8	Отбор, доставка и анализ глубинных проб нефти	операция	2	1833,27	3666,55	659,98	4326,53
9	Проведение закачки химии	операция	212,4	5732,78	45352,85	8163,51	53516,36
9.1.	Проведение мобилизации оборудовани и химии	операция	1	2384,15	2384,15	429,15	2813,30
9.2.	Приобретение химии (полиакриламид)	тонн	7,31	323,61	2365,58	425,81	2791,39
9.3.	Приобретение химии (ацетат хрома)	тонн	1,09	258,89	282,19	50,79	332,98
9.4.	Проведение работ по выравниванию профиля приемистости (ВПП)	сутки	90	272,16	24494,52	4409,01	28903,53
9.5.	Консервация оборудования после проведения работ до демобилизации	сутки	112	120,11	13452,55	2421,46	15874,00
9.6.	Демобилизация оборудования	операция	1	2373,86	2373,86	427,30	2801,16
10	Ставка технологического дежурства спецтехники	сутки	1	248,66	248,66	44,76	293,42
11	Ставка технологического дежурства бригады по проведению ОПЭ	сутки	1	452,46	452,46	81,44	533,90
12	Демонтаж МКдЭС и его подготовка к передислокации	операция	1	7145,18	7145,18	1286,13	8431,31
13	Демобилизация оборудования	операция	1	13309,26	13309,26	2395,67	15704,92
14	Рекультивация площадки после окончания работ на объекте	операция	1	9369,43	9369,43	1686,50	11055,93

Продолжение таблицы 4.10

15	Итого ориентировочная сумма за работы ПГИ с учетом спецтехники	руб.			68567,21	69062,21	137629,42
----	--	------	--	--	----------	----------	-----------

*Стоимости работ включают затраты на материалы.

4.3 Анализ стоимости работ

Результаты стоимости затрат на строительство скважин и ОПР были обобщены, суммарные затраты (таблица 4.11) составили 4,8 млрд. руб.

Таблица 4.11- Суммарные затраты по видам работ

Наименование работ	Стоимость, тыс. руб.
<u>Строительство скважин</u>	3 519 685,05
Бурение	3 167 949,81
ГИРС	325 996,92
Супервайзинг	25 738,31
<u>ОПР</u>	1 251 213,87
ВСЕГО:	4 770 898,91

На рисунке 4.1 показаны суммарные затраты в процентах по опытно - промышленным работам которые проводились на Чаяндинском НГКМ.

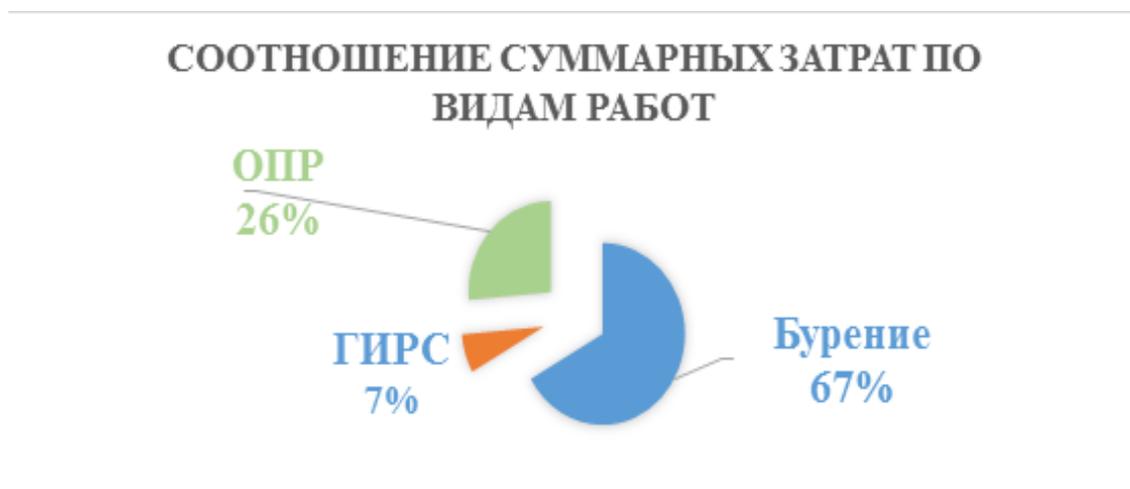


Рисунок 4.1 – Соотношение суммарных затрат по видам работ

Из рисунка 4.1 видно, что соотношение работ по бурению к ОПР составляют 3 к 1.

Средняя (по 8 скважинам) стоимость строительства одной скважины составила 440 млн. руб., основное увеличение стоимости приходится на

скважины 1 и 2 ОЦ, где проведены вертикальные (пилотные) стволы и затем пробурены горизонтальные участки. Средняя стоимость по скважинам 1-6 ОНР составила 403 млн. руб. Учитывая удаленность Чаяндинского НГКМ от основных транспортных коммуникаций в затратах (строка 7, таблица 5.2) значительное место (40 млн. руб.), занимают авиаперевозки. Распределение затрат по скважинам показано на рисунке 4.2.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАТРАТ ПО СКВАЖИНАМ



Рисунок 4.2 – Распределение затрат по скважинам.

Затраты на строительство скважин на ЧНГКМ выше (~15-20 %) стоимости строительства скважин на других месторождениях юго-запада Якутии, но на Среднеботуобинском НГКМ (ООО «Таас-Юряхнефтегазодобыча») и Талаканском НГКМ (ПАО «Сургутнефтегаз») месторождения уже обустроены, а обустройство Чаяндинского НГКМ находится на начальном этапе. Вместе с тем, используемые на Чаяндинском НГКМ конструкции скважин значительно отличаются от конструкций, которые применяются на Среднеботуобинском НГКМ, поэтому в новом проекте на бурение необходим их пересмотр. Только за счет оптимизации конструкций скважин и оптимизации завоза материалов можно достичь экономии на строительстве одной скважины до 30 %.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа		ФИО	
2БМ7Р		Усенко Юрий Алексеевич	
Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.19 «Нефтегазовое дело»
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:			
1. <i>Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</i>		Объектом исследования является анализ опытно-промышленных работ на Чаяндинском НГКМ.	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:			
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: <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). 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, средства защиты); пожаровзрывобезопасность (причины, мероприятия, первичные средства пожаротушения).		Вредные факторы: - повышенный уровень шума на рабочем месте; - повышенный уровень вибрации; - недостаточная освещенность рабочей зоны; - отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе; - утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу. Опасные факторы: - электрический ток; - пожаровзрывоопасность; - механические травмы.	
2. Экологическая безопасность: <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).		Охрана атмосферы Охрана гидросферы Охрана литосферы	
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:		Безопасность в чрезвычайных ситуациях.	

<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>	<p>Техногенные, природные, экологические, биологические, социальные. Пожар, фонтанирование, нападение диких животных.</p>
--	---

<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; <p>организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>Рассмотрены специальные нормы, связанные с выделением ряда норм трудового права в отдельные категории, организация работ рабочей зоны. Нормативно-правовые документы.</p>
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Усенко Юрий Алексеевич		

5 Социальная ответственность

Этот раздел дипломной работы посвящен анализу оптимальных норм мероприятий для обеспечения благоприятных, безопасных условий труда и повышения его производительности, в нем будет уделено внимание охране окружающей среды. При написании раздела учитывались действующие нормативно-технические документы, обеспечивающие безопасность и экологичность при ведении работ.

На Чайядинском НГКМ ведутся большие объемы работ по бурению, освоению и исследованию нефтяных и газовых скважин, строительству и обустройству объектов для промышленной эксплуатации нефтяных и газовых залежей. Добыча нефти и газа связана с факторами, которые в той или иной мере приводят к ухудшению здоровья. В нашем случае объектом исследования является кустовая площадка Чайядинского месторождения – объект, на котором находятся подземные (скважины, нефтегазопроводы) и наземные (АГЗУ, узлы учета и др.) коммуникации, где производятся различные технологические операции по бурению и затем извлечению и транспортировке нефти и газа.

Проведен анализ ЧС, которые могут произойти на площадке в процессе работ, рассмотрены комплексные методы по предупреждению и ликвидации.

В процессе работ производственная среда и организация рабочего места должна соответствовать общепринятым и специальным требованиям техники безопасности, эргономики, нормам санитарии, экологической и пожарной безопасности.

5.1 Производственная безопасность

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. [22]

5.2 Анализ вредных факторов

Повышенный уровень вибрации

К виброакустическим колебаниям относятся вибрация шум инфразвук ультразвук. Общим свойством этих физических процессов является то, что они связаны с переносом энергии. При определенной величине и частоте эта энергия может оказать неблагоприятное воздействие на человека: вызвать различные заболевания, создать дополнительные опасности.

Вибрацией называют механически колебания, испытываемые каким-то телом. Причиной вибрации является неуравновешенные силовые воздействия. Перечень мероприятий и средств коллективной защиты от шума и вибраций при бурении приведены в таблице 5.1 [23,24,25]

Таблица 5.1 - Средства коллективной защиты от шума и вибраций

Наименование, тип вид, шифр и т.п.	Нормативный документ	Места установки на буровой
Наклейка звукопоглощающих материалов (микропоры) на внутренние поверхности защитных кожухов	ГОСТ 12.1.029-80 ГОСТ 12.1.003-83 ГОСТ 12.1.012-78	Силовые агрегаты, компрессоры, трансмиссия
Установка виброизолирующих площадок конструкции ВНИИТБ		Выхлопной патрубков пневматического бурового
Установка дополнительных резонансных поглотителей шума (типа URSA)		Облицовка внутренней обшивки стен и потолков в помещении силового блока
Замена устаревшего оборудования на более современное		Электродвигатели, редуктора
Статистическая и динамическая балансировка вентиляторов		Силовые агрегаты, компрессоры

Продолжение таблицы 5.1

Установка при монтаже рам, силовых агрегатов, компрессоров и трансмиссии виброгасящих подкладок (вибро-изоляторов) из упругих и пластичных материалов		Силовые агрегаты, компрессоры, трансмиссия, Буровая лебедка
Контроль за плотным креплением оборудования к основаниям, а также отдельных частей его между собой		Силовые агрегаты, компрессоры, трансмиссия
Установка виброизолирующих площадок		Пульт бурильщика
Крепление манифольда к опорным стойкам и элементам вышечного основания через резиновые упругие прокладки толщиной не менее 10 мм		Манифольд
Установка компенсаторов		Выхлопные трубы силовых агрегатов
Постоянный контроль за центровкой бурового, силового и вспомогательного оборудования		СА, компрессоры, трансмиссия, буровая лебедка, буровые насосы

Общую вибрацию 3 категории к которой относят технологическую вибрацию, воздействующую на человека на рабочих местах стационарных машин или передающуюся на рабочие места, не имеющие источников вибрации. К источникам технологической вибрации относят насосные агрегаты, оборудование для бурения скважин, буровые станки. В таблице 5.2 представлены предельно допустимые значения вибрации рабочих мест категории 3 типа «а» к этому типу относят постоянные рабочие места производственных помещений предприятий. [26]

Таблица 5.2 - Предельно допустимые значения вибрации рабочих мест категории 3 технологической типа «а»

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Предельно допустимые значения по осям X_o , Y_o , Z_o							
	виброускорения				виброскорости			
	м/с ²		дБ		м/с · 10 ⁻²		дБ	
	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт
1,6	0,089		99		0,89		105	

Продолжение таблицы 5.2

2,0	0,079	0,14	98	103	0,63	1,30	102	108
2,5	0,070		97		0,45		99	
3,15	0,063		96		0,32		96	
4,0	0,056	0,10	95	100	0,22	0,45	93	99
5,0	0,056		95		0,18		91	
6,3	0,056		95		0,14		89	
8,0	0,056	0,10	95	100	0,11	0,22	87	93
10,0	0,070		97		0,11		87	
12,5	0,089		99		0,11		87	
16,0	0,110	0,20	101	106	0,11	0,20	87	92
20,0	0,140		103		0,11		87	
25,0	0,180		105		0,11		87	
31,5	0,220	0,40	107	112	0,11	0,20	87	92
40,0	0,280		109		0,11		87	
50,0	0,350		111		0,11		87	
63,0	0,450	0,79	113	118	0,11	0,20	87	92
80,0	0,560		115		0,11		87	
Корректированные эквивалентные корректированные значения, и их уровни	и	0,10		100		0,20		92

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Всякий нежелательный звук принято называть шумом. Шумы оказывают вредное воздействие на весь организм и в первую очередь на центральную нервную и сердечно-сосудистую системы человека, снижает уровень безопасности, уменьшает работоспособность. Звук представляет собой упругие волны, распространяющиеся в газах, жидкостях и твердых телах, которые воспринимаются ухом человека и животных.

Согласно СанПиН 2.2.4.3359-16 эквивалентный уровень шума (звука) не должен превышать 80 дБА. [25] Характер производственного шума зависит от вида его источников: механический шум возникает в результате работы различных механизмов с неуравновешенными массами вследствие их вибрации при производстве буровых работ, а также при испытании нефтяных и газовых скважин.

Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука

Вид трудовой деятельности, рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Для защиты от вредного воздействия шума используются организационно-технические, архитектурно-планировочные и акустические методы. [27] 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. [28]

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение выполняет полезную общефизиологическую функцию, способствующую появлению благоприятного психического состояния людей. С улучшением освещения повышается работоспособность, качество работы, снижается утомляемость, аварийности. Кроме того, работа при низкой освещенности способствует развитию близорукости и других заболеваний, а также расстройству нервной системы. Повышенная освещенность так же неблагоприятно влияет на общее самочувствие и зрение, вызывая спящий эффект. Освещение удовлетворяющие

гигиеническим и экономическим требованиям называются рациональными. К таким требованиям относятся: достаточная освещенность, равномерность, отсутствие слепимости и пульсации светового потока, экономичность. [27]. В таблице 5.4 показаны нормы освещенности в нефтегазовой отрасли.

Таблица 5.4 - Нормы освещенности

Наименование рабочего места	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещенность	Плоскость нормируемой освещенности	Разряд зрительной работы	Тип светильника	Рабочее освещение		Аварийное освещение, лк
					освещенность, лк	показатель ослепленности не более	
Вышечно-лебедочный блок (буровая вышка)							
Центральный пост бурильщика (пост, кабина, укрытие)	Кнопки, рычаги	Г	VI	лампы накаливания	100	40	5
	Рукоятка тормоза буровой лебедки	Г	VIIIб		30	40	5
	Шкалы приборов мнемосхемы	B-1,5	IVг		150	40	5
Рабочая площадка	Пол	Г			30	40	5
Роторный стол	Роторный стол	Г			100	40	5
Буровая лебедка	Барабан	B-1,5	X		30	40	-
Автоматический ключ буровой (АКБ)	Челюсть	B-1,5	IX		50	40	5
	Рычаги пульта	Г	IX		50	40	5
Блок приборов	Шкалы приборов	B-1,5	IVг	100	40	5	
Подсвечник	Место установки	Г	X	30	40	5	
Примечание - Аварийное освещение обеспечивается питанием от аварийного дизель-генератора напряжением 220 В.							

Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе

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

Влажность воздуха окружающей среды также значительно сильно влияет на организм. При высокой влажности воздуха 70-85% человеку сложнее работать, а при высокой температуре выполнять заданную работу намного тяжелее. В таблице 5.5 приведено время пребывания человека (мин) в условиях высоких температур. [29]

Таблица. 5.5 - Длительность пребывания человека в условиях высоких температур

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

Очень тяжело работать в низких температурах с высокой влажностью и скоростью ветра. Особенно это заметно в Республике Саха (Якутия) на Чаяндинском НГКМ, где зимой температура воздуха может опускаться от -40 до -58 °С. В среднем, на зимний период (середина октября – середина апреля) приходится от 10 до 15 дней, когда температура опускается ниже -42 °С. В такие периоды работы по бурению не производятся, в это время поддерживается только работоспособность механизмов, которые не могут быть остановлены. Во избежание переохлаждения работникам не следует во время перерывов в работе находиться на холоде в течение более 10 мин при температуре воздуха до -10°С и не более 5 мин при температуре воздуха ниже -10°С. Для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения. В целях нормализации теплового состояния температура воздуха в местах обогрева должна поддерживаться на уровне 21-25°С.

Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

В современном производстве находит применение более 50 тысяч химических соединений, большинство из которых синтезировано человеком и не встречается в природе.

В промышленности вредные вещества находятся в газообразном, жидком и твердом состояниях. Они способны проникать в организм человека через органы дыхания, пищеварения или кожу. Вредное действие химических веществ определяется как свойствами самого вещества (химическая структура, физико-химические свойства, количество попавшего в организм -доза или концентрация -сочетание вредных веществ, находящихся в организме), так и особенностями организма человека (индивидуальная чувствительность к химическому веществу, общее состояние здоровья, возраст, условия труда). [30]

Работникам приходится сталкиваться с такими вредными веществами как: нефть, газ, коненсат, оксид углерода, ингибиторы, деэмульгаторы, пыль, ПАВ, присадки, бутиловый спирт, этиловый эфир этиленгликоля, метанол, сольвент нафта, уайт-спирит, оксид азота, азотная кислота, аммиак, борная кислота, соляная кислота, кислота серная, плавиковая кислота, 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. [31]

К средствам индивидуальной защиты относятся: каска, очки, спец одежда, шланговые противогазы ПШ-1 или ПШ-2. для защиты органов дыхания. Перед работой рекомендуется хорошо поесть, т.к. еда является отличным адсорбентом, и тем самым уменьшит риск отравления.

5.3 Анализ опасных факторов.

Электрический ток

Электронасыщенность современного производства формирует электрическую опасность, источником которой могут быть электрические сети, электрифицированное оборудование и инструмент, вычислительная и организационная техника, работающая на электричестве. Наибольшее число электротравм (60-70 %) происходит при работе на электроустановках напряжением до 1000 В. Это объясняется широким распространением таких установок и сравнительно низким уровнем подготовки лиц, эксплуатирующих их. [30]

Минимальная величина тока, при котором возникает судорожное сокращение мышц – частота 50 Гц при силе тока 6-16 мА. В таблице 5.6 приведены значения тока, влияющие на человека с такой же частотой, но при высокой силе тока. [29]

Таблица 5.6 - Сила тока и его воздействие 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 находится большое количество металлических конструкций. Для защиты применяют такие меры как: обеспечение недоступности токоведущих частей, находящихся под напряжением; защитное заземление, зануление, отключение; использование специальных электрозакранных средств. [29]

Механические травмы

Механические травмы встречаются на производстве гораздо чаще, чем химические, термические, электрические и др. Причинами травм могут быть конструктивные недостатки оборудования, например отсутствие ограждений у движущихся частей машин; несовершенство технологических процессов с точки зрения техники безопасности; недостаточная механизация тяжелых и опасных работ; неправильная организация труда; несоответствие площадей рабочих помещений производственной мощности, узкие проходы и загроможденность готовыми изделиями, другими материалами и отходами; плохое освещение помещений; несоблюдение установленных правил работы и недостаточный инструктаж работающих. Возникновению травм способствуют высокая и низкая температуры воздуха, нерациональная спецодежда, которая может быть захвачена движущимися частями оборудования, затрудняющая движения, нарушение видимости вследствие тумана и задымленности.

Наиболее радикальной мерой борьбы с травматизмом являлся механизация производства. Благодаря ей на современных предприятиях значительно уменьшилось число случаев производственного травматизма. Большую роль сыграл также контроль органов техники безопасности и промышленно-санитарного надзора. Определенное значение имеет и повышение уровня профессионально-технического образования на производстве должна быть организована первая помощь пострадавшим при возникновении травм, систематически проводиться разъяснительная работа по их предупреждению и обучению рабочих само- и взаимопомощи при травмах. [32]

В профилактике травматизма особенно важны индивидуальные сферы защиты: спецодежда, спец обувь, головные уборы, очки.

Пожаровзрывоопасность

С учетом функционального назначения и уровня пожаровзрывоопасности территорию объектов обустройства нефтяных и газовых месторождений рекомендуется разделять на следующие основные зоны:

I зона (производственного назначения) - основные технологические установки системы сбора, подготовки и транспорта нефти, газа, конденсата и нефтепродуктов, расходные емкости с ЛВЖ, ГЖ общей приведенной вместимостью до 200 м³ ЛВЖ или 1000 м³ ГЖ и единичной вместимостью до 50 м³ ЛВЖ или 100 м³ ГЖ со сливноналивными устройствами до трех стояков; канализационные насосные производственных сточных вод (с нефтью и нефтепродуктами), установки для очистки этих вод, включая резервуары-отстойники;

II зона (подсобно-вспомогательного назначения) - здания и сооружения подсобно-производственного назначения (лаборатории, операторные; канализационные насосные производственных сточных вод; насосные станции тушения пожара с резервуарами запаса воды; сооружения тепло-, водо- и энергоснабжения, канализации; узлы связи, механические мастерские, бытовые и подсобные помещения, пожарные депо (посты), объекты транспорта, установки вспомогательного технологического и нетехнологического назначения, опорные пункты бригад, опорные базы промысла и им подобные);

III зона - сооружения резервуарного хранения нефти, нефтепродуктов, конденсата общей приведенной вместимостью более 4000 м³ или единичной вместимостью резервуаров более 400 м³, сливноналивные эстакады;

IIIа зона - сооружения резервуарного хранения сырой и товарной нефти, нефтепродуктов, конденсата общей приведенной вместимостью от 1000 до 4000 м³ при единичной вместимости резервуаров не более 400 м³, резервуары (аварийные) ДНС общей вместимостью до 10000 м³.

Допускается выделение других зон территории объекта обустройства нефтяных и газовых месторождений, отражающих его специфику.

Минимально допустимые расстояния между зданиями и сооружениями объектов обустройства нефтяных и газовых месторождений определяются по таблице 5.7. [33]

Таблица 5.7 - Допустимые расстояния между зданиями и сооружениями объектов обустройства нефтяных и газовых месторождений.

Здания и наружные установки	Устья эксплуатационных нефтяных и газлифтных скважин	Замерные и сепарационные установки	ДНС (технологические площадки)	УПСВ
Устья эксплуатационных нефтяных и газлифтных скважин	5	9	30	40
Замерные и сепарационные установки	9	+	+	+
ДНС (технологические площадки)	30	+	+	+
УПСВ	40	+	+	+

Примечание 1. Все расстояния, указанные в таблице, приняты в метрах.

2 "+" - расстояния не нормируются. 3 "++" - расстояния принимаются в соответствии с СП 4.13130.

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:

а) сотрудники предприятия должны пройти противопожарный инструктаж;

- б) сотрудники обязаны знать расположение средств пожаротушения и уметь ими пользоваться;
- в) необходимо обеспечить правильный тепловой и электрический режим работы оборудования;
- г) пожарный инвентарь и первичные средства пожаротушения должны содержаться в исправном состоянии и находиться на видном и легко доступном месте.

5.4 Охрана окружающей среды

Охрана окружающей среды предусматривает мероприятия, направленные на обеспечение безопасности населенных пунктов, рациональное использование земель и вод, предотвращение загрязнения поверхностных и подземных вод, воздушного бассейна, сохранения лесных массивов, охранных зон и т.п.[27]

При реализации намечаемой деятельности, связанной с промышленным освоением Чайядинского НГКМ, загрязнение окружающей среды будет происходить на всех этапах освоения месторождения – от бурения скважин до введения их в эксплуатацию.

Мероприятия по охране атмосферы

В процессе строительства основное загрязнение будет приходиться на атмосферный воздух:

- выхлопными газами от работы двигателей внутреннего сгорания строительных машин, спецтехники и буровых установок;
- загрязняющими веществами от сгорания нефти в котельных установках;
- загрязняющими веществами от сгорания природного газа и нефтегазовых смесей при испытании скважин;
- пылью, выделяемой при приготовлении буровых и тампонажных растворов из порошкообразных материалов.

Загрязнение водных объектов (поверхностных и подземных вод) жидкими отходами бурения и сточными водами возможно только при аварийных ситуациях в результате разрушения обваловок и нарушении герметичности шламовых амбаров.

Основными отходами производства и источниками возможного аварийного загрязнения окружающей среды при строительстве скважин являются:

- отработанные буровые растворы;
- буровой шлам и буровые сточные воды;
- твердые отходы производства (металлолом, резинотехнические изделия, хлам).

Основными отходами потребления являются:

- твердые отходы столовой;
- жидкие отходы из выгребной ямы санитарно-бытовых помещений.

Также, одним из важных видов воздействия на биологические объекты (человека и животных) могут быть шумы, производимые буровой установкой.

Воздушная среда. Для снижения загрязнения атмосферного воздуха, в период строительных и подготовительных работ к промышленному освоению месторождения необходимо предусмотреть мероприятия по сокращению и предотвращению превышения выбросов загрязняющих веществ от строительной и автотранспортной техники (спецтехники), это:

- обеспечение выбросов загрязняющих веществ с выхлопными газами от спецтехники в пределах установленных норм, путем своевременного проведения планово-технических осмотров и ремонтов;
- регулярное техническое обслуживание спецтехники и дизельных агрегатов для соблюдения стандартов качества выхлопных газов;

- запрещение сжигания на выделенной территории каких-либо отходов (автопокрышек, лесоматериалов и т.п.);
- соблюдение правил противопожарной безопасности при выполнении всех видов работ;
- надлежащая готовность систем пожаротушения для своевременной ликвидации возможных пожаров.

В дальнейшем, в период промышленного освоения месторождения, для уменьшения выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух в соответствии с нормами технологического проектирования и обеспечения надежности работы предприятий должны быть предусмотрены и внедрены следующие мероприятия технологического характера:

- полная герметизация всего оборудования, арматуры и трубопроводов, исключающая постоянные сбросы газа в атмосферу;
- выбор оборудования с учетом взрывоопасности, взрывопожароопасности и токсичности продуктов;
- все соединения трубопроводов и арматуры выполнять сваркой со 100 % контролем сварных соединений, это сокращает количество неорганизованных выбросов;
- оборудование оснащать предохранительными устройствами с выбросом избытка газа на факел;
- сжигание газа на факельных установках проводить только при благоприятных условиях (ветер от населенных пунктов, отсутствие штилей и штормовых ветров, приземных инверсий и т.п.);
- регулирование топливной аппаратуры дизельных установок и передвижных источников выбросов;
- применение «дыхательных» клапанов, позволяющих ограничить испарение в атмосферу токсичных и легковоспламеняющихся жидкостей, хранящихся в резервуарах при атмосферном давлении;

- покрытие резервуаров складов ГСМ, метанола светлой краской с целью уменьшения испарения продуктов;
- все помещения, в которых обращаются легковоспламеняющиеся жидкости и горючие газы, оборудовать датчиками сигнализации довзрывных концентраций взрывоопасных газов и паров;
- применение теплоизоляции горячих поверхностей, уменьшающей тепловое воздействие на окружающую среду и персонал;
- системы вентиляции, кондиционирования воздуха выполнять в соответствии с нормами и правилами, предъявляемыми к помещениям производственных зданий и сооружений.

В качестве мероприятия по осуществлению природоохранной деятельности в соответствии с существующими требованиями необходимо организовать производственный экологический мониторинг, который позволит осуществить контроль за состоянием атмосферного воздуха и источниками выбросов от оборудования

Мероприятия по охране гидросферы

С целью предупреждения попадания в почву и в поверхностные и подземные воды отходов производства, хозяйственных стоков, загрязненных дождевых стоков, на площадках проектных скважин организуется система сбора, накопления и учета отходов строительства скважин, включающая обваловку, ограждающую отведенный участок от попадания на него склонового поверхностного стока.

Для предупреждения попадания в поверхностные и подземные воды загрязняющих веществ предусматривается:

- цементирование скважин до устья для исключения загрязнения пресноводных горизонтов;
- наличие приустьевой емкости для сбора технологических сточных вод с перекачкой жидкости в емкостную систему;

- установка поддонов под сливную запорно-регулирующую арматуру;
- антикоррозионная защита оборудования скважин;
- оборудование основания площадки с ГСМ из водонепроницаемого грунтового материала, предотвращающего просачивание нефтепродуктов в водоносные горизонты в случае проявления утечек из емкостей;
- хранение химреагентов в специально отведенном месте с устройством водонепроницаемых полов, исключающих попадание химикатов на грунт;
- использование системы обвалований на промплощадках проектных скважин.

Для предотвращения нарушения поверхностного стока и связанных с этим нарушением процессов обводнения, заболачивания территории, усиления эрозии и т.п. явлений, при производстве земляных работ и прокладке дорог на производственных площадках проектных скважин сооружаются водопропускные устройства.

Рассматриваются два варианта утилизации промстоков: 1-ый – закачка в ботубобинский поглощающий горизонт, 2-ой – сжигание на установке КТО, расположенной на КОС. Окончательное решение по утилизации промстоков еще не вынесено.

Таким образом, соблюдение технологии работ в период промышленного освоения месторождения, отсутствие сброса сточных вод на рельеф местности, полная их утилизация или сжигание на установке КТО, создание сети контрольных пунктов для наблюдения за составами поверхностных и подземных вод, организация экологически безопасного производственного процесса позволит свести к минимуму большую часть возможных изменений в режиме грунтовых вод, загрязнение подземных и поверхностных вод.

Мероприятия по охране литосферы

На этапе обустройства промышленных площадок для проведения проектных работ будут происходить площадные нарушения почвенно-растительного покрова. Площадки под промышленные сооружения и дороги отсыпаются. Почвенно-растительный слой на этих площадках будет засыпан грунтом.

Мероприятия, направленные на уменьшение площади нарушенных земель и защиту их от загрязнения включают в себя:

- внедрение кустового способа бурения скважин с целью сокращения нарушенных земель;
- рекультивацию нарушенных земель;
- противоэрозийные мероприятия;
- мероприятия по снижению химического загрязнения;
- охрану почв от воздействия твердых отходов.

Возобновление (рекультивация) техногенно-нарушенных земель проводится в два этапа: технический и биотехнический.

Инженерный этап рекультивации включает в себя следующие виды работ:

- удаление и вывоз строительного и бытового мусора на полигоны захоронения строительных и бытовых отходов;
- выхолаживание откосов карьера;
- планировка территории;
- организация водопропусков;
- нанесение торфяной крошки на рекультивируемую площадь.

Биологический тип рекультивации включает следующие виды работ:

- внесение химического мелиоранта (известки из расчета 30 кг/га);
- внесение минеральных удобрений (калийные, азотные, фосфорные из расчета 90 кг/га);
- посев многолетних трав (расход семян – 20 кг/га).

Противоэрозионные мероприятия включают в себя создание водопонижающих валов, водопереливных валиков.

Валы-террасы предназначены для задержания стока талых и ливневых вод. Они представляют собой земляные сооружения высотой до 0,5 - 0,7 м с пологими откосами.

Другим неизбежным воздействием на почвенно-растительный покров является их химическое загрязнение (склады химреактивов и ГСМ и т.п.).

В качестве мероприятий рекомендуется строгое соблюдение технологии и качества обвалования и гидроизоляции.

Ускорение деградации химического загрязнения в результате разлива горюче-смазочных материалов и нефтепродуктов достигается внесением повышенных доз минеральных удобрений, известкованием почвы, механическим разрушением поверхностной «корки» на почве. Эффективным способом ускорения процессов почвенного самоочищения является внесение биологически-активных веществ (БАВ).

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные опасности, неожиданно возникая и обладая высокими уровнями воздействия на человека, как правило, его травмируют, а промышленные объекты, жилые зоны и природу разрушают. [29]

Чрезвычайные ситуации 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. Последние три года на Чаяндинском НГКМ и на всей территории юго-запада Якутии наблюдаются массовые выходы медведей к местам базирования человека: к окраинам городов и поселков, временным зданиям и сооружениям, кустовым площадкам и промысловым дорогам. От нападения диких животных никто не застрахован, к этому нужно относиться очень внимательно. При неожиданной встрече «накоротке», если даже вы безоружны, категорически нельзя убегать от зверя (это бесполезно и только дополнительно может спровоцировать медведя на преследование). Необходимо, стараясь максимально сохранить спокойствие, оставаться на месте (как бы не было

это страшно), громким криком призывая на помощь, или, медленно пятясь, отступить (не поворачиваясь спиной к зверю!). Медведя в таком случае можно пытаться отпугивать звоном металлических предметов, громким криком, голосом, выстрелами в воздух, ракетами, фальшфейером. Кроме того, человеку ни в коем случае нельзя пригибаться – важно показать медведю свои «габариты» (у медведя плохое зрение, поэтому можно попробовать его «обмануть», встав на пенек или рюкзак, и, тем самым, увеличив свой рост).

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.

5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Нормативно-техническая база обеспечения безопасности и экологичности

Рассмотрим нормативно-техническую базу обеспечения безопасности и экологичности проекта. Нормативно-техническая база состоит из законов, подзаконных актов, государственных стандартов, санитарных норм и правил, правил безопасности, руководящих документов и других нормативно-технических документов, устанавливающих требования безопасности к технологическим процессам, оборудованию, помещениям, зданиям и сооружениям, средствам коллективной и индивидуальной защиты.

Законодательная база:

- Конституция РФ;
- Трудовой Кодекс РФ;

- Закон РФ № 116 - ФЗ «Об промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- Закон РФ № 184 - ФЗ «О техническом регулировании»;
- Закон РФ № 52 - ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения»;
- Закон РФ № 68 - ФЗ «О защите населения территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»;
- Закон РФ № 7 - ФЗ «Об охране окружающей среды».

Далее рассмотрим нормативно-правовые акты в области обеспечения охраны труда и промышленной безопасности в таблице 5.8, нормативно-правовые акты в области предупреждения и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций в таблице 5.9, нормативно-правовые акты в области охраны окружающей среды в таблице 5.10.

Таблица 5.8 - Нормативно-правовые акты (НПА) в области обеспечения охраны труда и промышленной безопасности

Номер НПА	Требования безопасности
ПБ 08-624-03	Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (в редакции 2013 года)
ПБ 08-37-93	Правила безопасности при геологоразведочных работах
ПУЭ от 1.01.03	Правила устройства электроустановок
ГОСТ 12.0.003 - 74	Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
ГОСТ 12.1.007-76	Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
ГОСТ 12.1.003-83	Шум. Общие требования безопасности
ГОСТ 12.1.012-90	ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.029-80	Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация
ГОСТ 12.1.004-91	Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.044-89	Пожаровзрывоопасность веществ и материалов
СНиП 2.09.04-87	Административные и бытовые здания
СНиП 23-05-95	Естественное и искусственное освещение
СН 2.2.4/2.1.8.562-96	Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки
СН 2.2.4/2.1.8.566-96	Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий

Таблица 5.9 - Нормативно-правовые акты (НПА) в области предупреждения и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций

Номер НПА	Требования безопасности
ГОСТ 22.9.05-97	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Комплексы средств индивидуальной защиты спасателей. Общие технические требования
ГОСТ 22.9.01-97	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Аварийно-спасательный инструмент и оборудование. Общие технические требования
ГОСТ 22.9.03-97	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Средства инженерного обеспечения аварийно-спасательных работ. Общие технические требования
ГОСТ Р 22.0.01-94	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения
ГОСТ Р 22.0.02-94	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения основных понятий
ГОСТ Р 22.1.01-95	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мониторинг и прогнозирование. Основные положения
ГОСТ Р 22.2.04-94	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные аварии и катастрофы. Метрологическое обеспечение контроля состояния сложных технических систем. Основные положения и правила
ГОСТ Р 22.6.02-95	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мобильные средства очистки поверхностных вод. Общие технические требования
ГОСТ Р 22.8.01-96	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Ликвидация чрезвычайных ситуаций. Общие требования
ГОСТ Р 22.6.02-95	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мобильные средства очистки поверхностных вод. Общие технические требования

Таблица 5.10 - Нормативно-правовые акты (НПА) в области охраны окружающей среды

Номер НПА	Требования безопасности
ГОСТ 17.1.1.04-80	Охрана природы. Гидросфера. Классификация подземных вод по целям водопользования
ГОСТ 17.1.3.05-82	Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами
ГОСТ 17.1.3.12-86	Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше
ГОСТ 17.2.1.01-76	Охрана природы. Атмосфера. Классификация выбросов по составу
ГОСТ 17.2.3.02-78	Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями

Продолжение таблицы 5.10

ГОСТ 17.5.1.01-83	Охрана природы. Рекультивация земель. Термины и определения
СанПиН 2.1.6.575-96	Атмосферный воздух и воздух закрытых помещений, санитарная охрана воздуха. Гигиенические требования к охране атмосферного воздуха населенных мест.
СанПиН 2.1.7.1322-03	Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления
СанПин 2.2.1/2.1.1.1031-01	Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов

Заключение

Чаяндинское НГКМ является уникальным по запасам УВС: по категориям С1+С2 запасы газа составляют более 1,3 трлн. м³, нефти 57 млн. тонн, конденсата 19,5 млн. тонн. Более 80 % запасов нефти сосредоточены в нефтяных оторочках ботубинского горизонта. Отличительными особенностями состава газа являются наличие азота ~ 8 % и высокое содержание гелия – 0,45 %. Нефть имеет повышенную вязкость в пластовых и стандартных условиях 10,3 Мпа*с и 61,55 Мпа*с, плотность в стандартных условиях -884 кг/м³, содержание парафинов – 2,6 %.

Чаяндинское НГКМ, как и другим месторождениям юго-запада Якутии присущи аномально низкие пластовые давления и температуры, так в нефтяной оторочке ботубинского горизонта пластовое давление на глубине 1900 м составляет 140 атм, пластовая температура ~ 10°C. Термобарические условия, свойства флюидов, наличие тонких нефтяных оторочек (не более 12 м), над которыми сверху находится газовая шапка, а снизу подстилающие пластовые воды, высокие проницаемости пород, все это предполагает особые, не стандартные подходы к разработке нефтяной оторочки в ботубинском горизонте Чаяндинского НГКМ. Проведенные опытно-промышленные работы позволили:

- уточнить конструкции скважин для дальнейшего бурения;
- оценить длины горизонтальных участков скважин и положение траектории скважин относительно газодонефтяного контакта и водонефтяного контакта;
- сделать выводы о применении буровых растворов при вскрытии продуктивного ботубинского горизонта, для качественного вскрытия продуктивного горизонта необходимо обеспечение минимальной репрессии на пласт, рекомендуемая плотность системы раствора 0.98 - 1.03г/см³
- провести ГДИ с целью уточнения фильтрационных свойств пласта на двух участках ОПР (куст 12 и 17);

- Целесообразно рассмотреть большеобъемные ГРП так как минигидро разрывы пласта могут иметь низкую эффективность.

На основе сравнительного анализа геологических характеристик ботубинского горизонта с месторождениями юго-запада Якутии предложено изменение конструкции скважин и длины горизонтальных участков, с 300 м до 1250 м. для дальнейшей разработки нефтяной залежи ботубинского горизонта. Результаты работ могут стать основой для решений по нефтяной оторочке в новой «Технологической схеме разработки НГКМ»,

Список публикаций студента

1. Усенко Ю.А, Зюзиков С.А. «Газогидродинамические исследования скважин в условиях установившегося режима течения». Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», посвященном 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина. 2019 г. (в печати).

Список используемых источников

- 1 Поляков Е.Е., Буракова С.В., Ахияров А.В., Фёдорова Е.А. и др. Отчет с подсчетом запасов газа, конденсата и нефти ботуобинского продуктивного горизонта Чаяндинского месторождения (по состоянию на 01.08.2012) – ООО «Газпром ВНИИ- ГАЗ», пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская обл. – 2012 г.
- 2 Дополнение к Технологической схеме разработки Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения – Отчет ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2013 г.
- 3 Матвеев В.Д., Коваль Н.И., Солощак М.М., Толмачёва Г.В., Колотущенко Л.Д. и др. Подсчёт запасов газа, конденсата и нефти Чаяндинского месторождения. ОАО НК «Саханефтегаз», Якутск 2000 г.
- 4 «Определение современной геодинамической активности на Чаяндинском месторождении с использованием аэрокосмических данных» Л.Ю. Кожина, В.А. Черкасов и др. Журнал «Газовая промышленность», №735/2015.
- 5 Технологическая схема разработки Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения – Отчет ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2010 г.
- 6 Проект разведочных работ на Чаяндинском НГКМ (Якутская АССР, Ленский район). ФГУП «СНИИГиМС», ООО «ЦНИП ГИС», 2008 г.
- 7 Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах. – М., Недра, 1985 г.
- 8 Драгунов О.Д., Колотущенко Л.Д. и др. «Отчет с подсчетом запасов нефти и газа Среднеботуобинского месторождения ЯАССР» (по состоянию на 01.01.1985г.), Якутск, 1986.
- 9 Рыжов А.Е. Особенности строения пустотного пространства пород-коллекторов ботуобинского горизонта Чаяндинского месторождения / А.Е. Рыжов // Геология нефти и газа. – 2011. – № 4
- 10 Рыжов А.Е. Типы и свойства терригенных коллекторов венда Чаяндинского месторождения.
- 11 Анциферов А.С. Причины засоления коллекторов нефти и газа в Лено- Тунгусской нефтегазоносной провинции / А.С. Анциферов // Докл. РАН. – 2000. – Т. 370. – № 1

- 12 Саржин М.С. – Отчет о результатах гидрогеологических, геокриологических и инженерно-геологических работ на Талаканском месторождении в период 1988-1991 гг. (лист Q-49-III, IV)
- 13 Саржин М.С. - Отчет о результатах гидрогеологических, геокриологических и инженерно-геологических работ на Озерном месторождении в период 1990-1992 гг. (лист p-49-XXIX, XXXIV)
- 14 Скутин В.И.- Отчет «Изучение гидрогеологических и геокриологических условий района проведения ГРП на нефть и газ», 1983 г.
- 15 Гасанов К.К. – Комплексная гидрогеологическая и инженерно-геологическая съемка масштаба 1:200000 Тас-Юрхского месторождения на площади листов P-49-XXIV, 1989 г
- 16 Отчет по опытно промышленной эксплуатации скважины 321-14 Чаяндинского НГКМ, ООО «Газпромнефть-Заполярье», 2013 г, г. Ноябрьск
- 17 Отчет по опытно промышленной эксплуатации скважин 321-14, 1ОЦ, 2 ОЦ Чаяндинского НГКМ, ООО «Газпромнефть-Заполярье», 2014 г, г. Ноябрьск
- 18 Отчет Анализ результатов пробной эксплуатации скважин 1, 2, 3 ОПР (куст №12) и 4, 5, 6 ОПР (куст №17) Чаяндинского НГКМ, ООО «Газпромнефть-НТЦ», Санкт-Петербург 2014.
- 19 Проект пробной эксплуатации единичных разведочных скважин 321-14, 321-07, 321-21 Чаяндинского НГКМ. - Отчет ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Москва, 2010
- 20 Карнаухов М.Л. Современные методы гидродинамических исследований скважин: справочник инженеров по исследованию скважин / М.Л. Карнаухов, Е.М. Пьянкова. – М.: Инфра-Инженерия, 2010 г.
- 21 Технологическая схема разработки Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения – Отчет ООО «Гаас-Юрх Нефтегазодобыча», 2013 г.
- 22 ГОСТ 120003-74. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
- 23 ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация
- 24 ГОСТ 12.1.012-78 Система стандартов безопасности труда. Вибрация. Общие требования безопасности
- 25 ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.

- 26 СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы»
- 27 Безопасность жизнедеятельности: Учебник. 13-е издание., испр./ Под ред. О.Н. Русака. – СПб.: Издательство «Лань», 2010. – 672 с.:
- 28 СНиП II-12-77 «Защита от шума»
- 29 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
- 30 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств: Учеб. пособие для вузов / П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н. Л. Пономарев и др. - 3-е изд., испр. - М.: Высш. шк., 2004. - 319 с.
- 31 ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарные требования к воздуху рабочей зоны»
- 32 Лахшин А.М., Катаева В.А. Общая гигиена с основами экологии человека: Учебник. — М.: Медицина, 2004. — 464 с
- 33 СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности
- 34 Технико-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти по нефтяным оторочкам Чаяндинского месторождения. (Том VII отчета “Подсчет запасов газа и конденсата и нефти Чаяндинского месторождения”). / Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт (ВНИГНИ). – Москва, 2000 г. 174

Приложение А

Раздел 1

EXPERIMENTAL-INDUSTRIAL WORKS ANALYSIS DONE ON BOTUOBIN HORIZON OIL FRINGE OF THE CHAYANDINSKOYE FIELD AND COMPARISON OF WELL DESIGNS WITH SREDNEBOTUOBINSKOYE FIELD

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Усенко Юрий Алексеевич		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гугарева Н.Ю.	К.П.Н.		

Introduction

In the work the experimental-industrial works analysis done on Botuobin horizon oil fringe of the Chayandinskoye field, which are prepared for commercial development. The relevance of the research is due to the latest data formation production and additional geological and geophysical information.

The object of the study is the Botuobin horizon oil fringe of the northern block in the Chayandinskoye field, within which 8 horizontal wells were drilled for the first time.

The purpose of the study is to analyze experimental-industrial works on the oil rim of the Botuobin horizon of the Chayandinskoye oil and gas condensate field for its further development.

For this purpose it was necessary to solve the following tasks:

4. To assess the production capabilities of the well at the field.
5. To study technologies for reservoir pressure maintenance.
6. To evaluate and refine the horizontal wells design, drilling fluids used, trajectories of wells horizontal sections.

The main results and novelty - the results laboratory studies reservoir fluids analysis, field geophysical and hydrodynamic studies in horizontal wells on the studied object. Chayandinskoye field and the Srednebotuobinskoye field Botuobin horizon geological characteristics comparative analysis was held for the first time a with EIW (experimental-industrial works) and development initial stage results which were taken into account respectively. On the basis of a comprehensive drilling materials analysis, geophysical well logging, downhole logging and reservoir testing in horizontal production wells, it is proposed to change the wells design and the horizontal sections length for further Botuobin horizon of the Chayandinskoye field development.

The practical significance of the work lies in the fact that the results can be taken into account in the new technological scheme preparation for the oil, gas and condensate field development.

General information about the field

Chayandinskoye field is located on the Lensk and Mirninsky districts territory in the Republic of Sakha (Yakutia). The oil and gas field is located within the Nipsco-Botuobin petroleum region (PR), tectonically – is located in the North-Eastern part of the Nepsko-peleduysk high of the Nepsko-Botuobin anticline.

Just drilled (as on 01.09.2013) on the Chayandinskoye field (within licence area) 121 wells (6 parametric, 13 prospecting and 102 exploration (2 subhorizontal), including drilled PJSC "Gazprom" since 2000, - 49 wells; of these, revealed the productive deposits: Botuobinsk horizon of - 115 wells, Hamakinsk horizon – 99 wells, Talakh horizon – 69 wells. The exploration drilling density is 32.5 running meter/km².

Characteristics of well stock

Information on the well Fund as of 01.01.2014 and on the full Chayandinskoye field development, according to Central Commission meeting minutes on development (CCR) Rosnedr on UVS from 17.10.2013 № 5679, are given in tables 1 and 2.

Table 1 - The number of wells Chayandinskoye field

	liquidat e	in conservation	testing	pilot oil productio n	drilling and waiting for development
Parametri c	5	1	0	0	0
Prospecti ng	6	7	0	0	0
Explorati on	34	66	1	1	0
Producing	0	0	0	8	5
Bcero	45	74	1	9	5

Table 2- The number of wells Chayandinskoye field on full development

Well stock	Number
------------	--------

Continuation of table 2

Producing gas	335
Producing oil	310
Injection (oil fringe)	152
Water supply	40
Monitoring	61
plugged and abandoned	25
Gas-injection and inspection for pumping helium concentrate	10

After "Eastern Siberia – Pacific Ocean" (ESPO) pipeline system appearance in the South-West of Yakutia and the North-East of Irkutsk region commissioned a number of large and medium-sized fields: Verkhnechonskoye, Dulisminskoye, Danilovskoe, Srednebotuobinskoye, the Talakanskoye, Alinskoye, etc. For the Chayandinskoye field North block is analogous to the Srednebotuobinskoye field, where with the help of horizontal wells in the Botuobin horizon operated blocks 1, 2 and 5. Horizontal wells drilling started in 2009, the field was put into commercial development in September 2013, annual oil production is 920 thousand tons and is limited to the capacity of the oil pipeline (d=325 mm), which connects the field with ESPO. To date, SNGKM drilled about 150 horizontal wells. Figures 1 and 2. Schematic sections on Srednebotuobinskoye field and Chayandinskoye field are shown, in table 3 [2, 3] two fields Botuobin horizon geological and geophysical characteristics are compared.

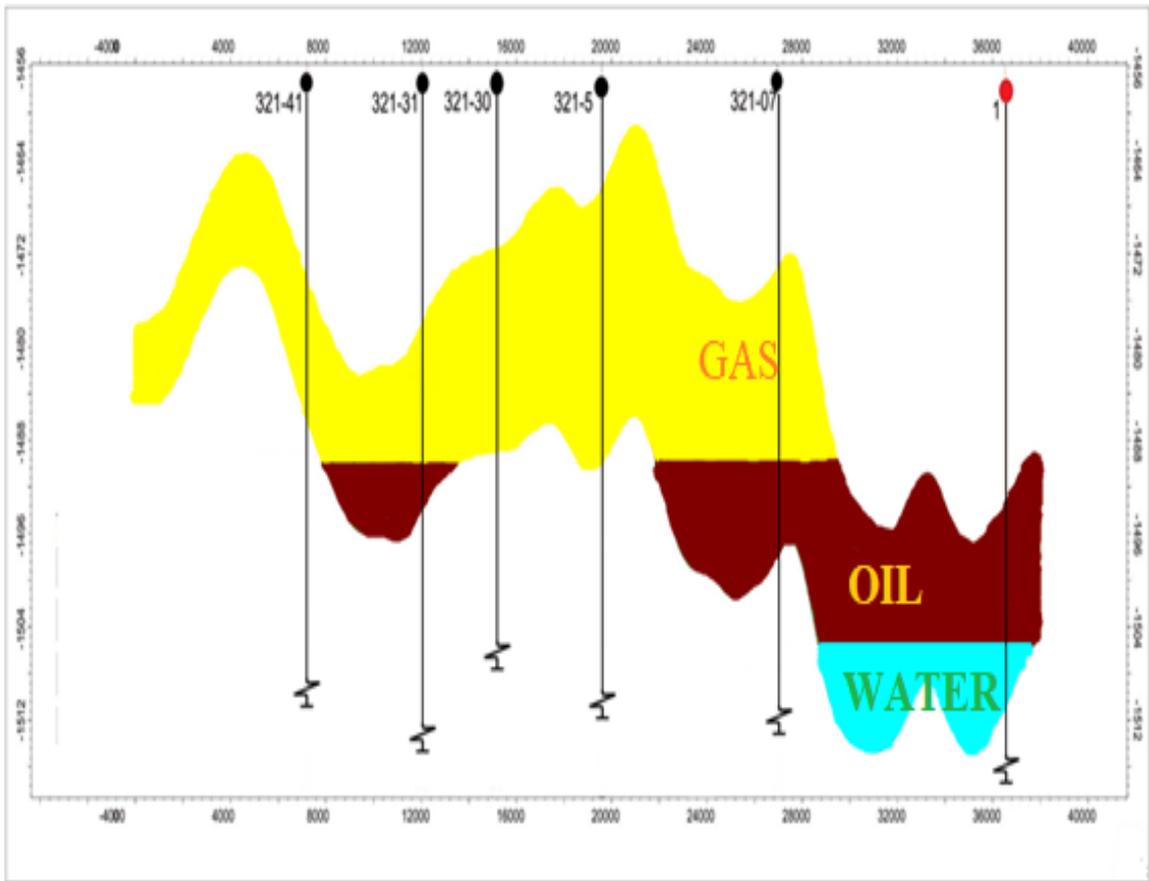


Figure 1 – section along the line of Chayandinskoye field wells

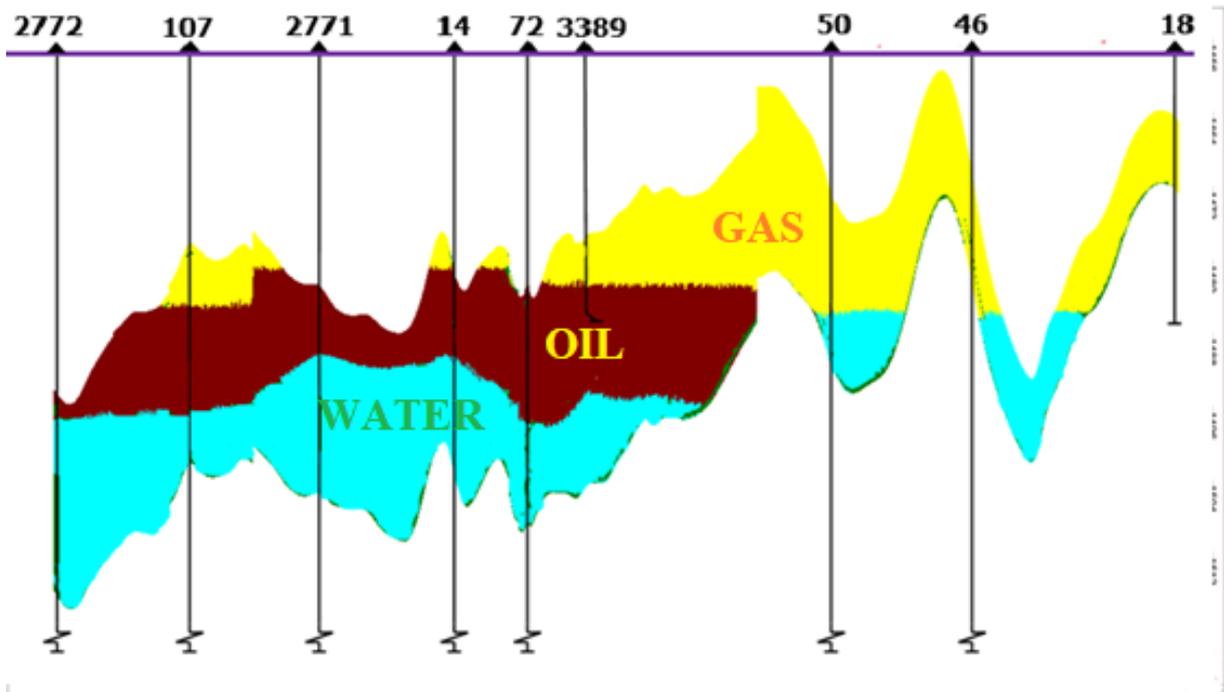


Figure 2 – Section through the wells of Srednebotuobinskoye field

Table 3 – Geological and geophysical characteristics of the Botuobin horizon
Chayandinskoye field and Srednebotuobinskoye field

№ п/п	Characteristic	units of measurement	Srednebotuobinskoye field		Chayandinskoye field
			Bt (oil+gas), blocks 1, 2, 5		Bt (oil+gas), Northern block
1	Middle depth of burial	m	1 900		1 860
2	Accumulation type		OGC, formation - crest.,		OGC, formation - crest.,
3	Oil productive area	thousand m ²	440 362		254 691
4	Gas productive area	thousand m ²	199 202		1 424 144
5	Mean pay	m	7,8		7,3
6	Average gas-saturated thickness	m	7		8,4
7	Maximum horizon thickness	m	36,8		31,2
8	Factor of porosity	unit shares	0,16		0,15
9	Oil-saturation factor	unit shares	0,85		0,85
10	Gas saturation factor	unit shares	0,81		0,87
11	Net sand coefficient	unit shares	0,84		0,8
12	Oil Water Contact True Vertical Depth	unit shares	-1575,5÷-1578,3		-1502
13	Absolute elevation gas and oil contact	unit shares	-1560÷-1562,5		-1490
14	Permeability of part hydrocarbon saturation		10 ⁻³ mcm ²	253 ; 270 ; 216	281
15	Dismemberment		unit.	2	2
16	The initial reservoir temperature		°C	12	9,4
17	The initial reservoir pressure		atm	140,2	136,4
18	The saturation pressure of oil by gas		atm	140,2	136,4
19	gas conten		m ³ /t	68,6-77,8	72,2
20	Potential content of stable condensate		g/m ³	20,2	17,7
21	Oil density in surface conditions		kg/m ³	0,867	0,881
22	Formation volume factor		unit shares	1,119	1,1136
23	Reservoir oil viscosity		mPa*s	6,49	10,3
24	Reservoir water viscosity		mPa*s	4	4,25
25	Water-mass density		kg/m ³	1,28	1,267

Table 3 shows that the main parameters (formation thickness, porosity, permeability, oil and gas saturation, etc.) are not very different. There are differences in oil viscosity in reservoir conditions, initial reservoir pressures and temperature, average depth.

On Srednebotuobinskoye field in developing great apply from Chayandinskoye field when ODA design wells. Differences in well structures are shown in table 4.

Table 4 – Comparison of well structures at Chayandinskoye field and Srednebotuobinskoye field

Column name	Diameter, mm	Srednebotuobinskoye field	Chayandinskoye field
		Depth, m	Depth, m
Direction	426	0-40	0-30
Conductor	324	-	0-300
Conductor	245	0-560	-
Intermediate column	245	-	0-1528
Intermediate column	168	0-1890	-
Stub liner	168	-	2721
Stub liner	114	3200-3700	-
Perforation		no	have
The length of the horizontal section, m in gas, oil and water zone in oil and water zone		1250	300-400
		750	
The trajectory of the horizontal section. Distance from oil-water contact, m		2-3	2-5

From table 4 it is seen that in the transition to industrial operation Chayandinskoye field North block oil fringe is needed to consider the experience on Srednebotuobinskoye field in the future, at least to eliminate PVR, 324 mm conductor and go to lowering 114 mm operating shank. It is also necessary to consider the horizontal sections increasing the length issues and distances to the oil-water contact and gas and oil contact.

Conclusion

The Chayandinskoye field is unique in terms of Hydrocarbon reserves: in the C1+C2 Categories, gas reserves amount to more than 1.5 trillion. m³, oil 80 million tons, condensate 35.5 million tons. More than 80 % of oil reserves are concentrated in the Botuobin horizon oil fringe. The distinctive features of the gas composition are the presence of nitrogen ~ 10 % and high helium content – 0.55 %. Oil has increased viscosity in reservoir and standard conditions of 10.3 MPa*s and 61.55 MPa*s, density in standard conditions -884 kg/m³, paraffin content – 2.6 %.

The Chayandinskoye field, as well as other South-West Yakutia's fields, are characterized by abnormally low reservoir pressures and temperatures, so in the Botuobin horizon oil rim, the reservoir pressure at a depth of 1900 m is 140 ATM, the reservoir temperature is ~ 10 ° C. Temperature and pressure conditions, fluid properties, presence of thin oil rims (not more than 12 m) that is located on top of gas cap, and the bottom of the underlying formation water, high permeability rocks, all this presupposes a special, non-standard approaches to the development of the Chayandinskoye fields Botuobin horizon oil rim. The experimental-industrial works carried out allowed:

1. to clarify the construction of wells for future drilling;
2. to estimate the wells horizontal sections length and the wells trajectory position relative to the oil-gas contact and oil-water contact;
3. to draw conclusions about the drilling fluids usage in the Botuobin horizon opening productive;
4. to assess the productivity of the reservoir during its opening horizontal wells;
5. conduct hydrodynamic studies to clarify the filtration properties of the reservoir in two areas of OPR (Bush 12 and 17);

6. to draw conclusions about the creating a polyacrylamide screen on the site of the Bush 17 effectiveness;
7. update the filtration model in the work areas..

Based on a comparative analysis of the geological characteristics of the Botuobin horizon for two fields in the South-West of Yakutia, a change in the design of wells and the length of horizontal sections for the further development of the oil reservoir of the Botuobin horizon is proposed. The results of the work can become the basis for decisions on the oil rim in the new "Technological scheme of field development".