

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ технологии добычи углеводородов на Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении (Красноярский край)

УДК: 622.276:622.24-047.44(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Кравчук Василий Евгеньевич		

Руководитель ВКР

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

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Трубченко Т. Г	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Кравчук Василий Евгеньевич

Тема работы:

Анализ технологии добычи углеводородов на Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении (Красноярский край)

Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-108/с от 28.02.2020
---	------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, фондовая и научная литература, нормативные документов.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Гелого-физическая характеристика Юрубчено-Тохомского НГКМ, анализ технологии добычи углеводородов Юрубчено-Тохомского НГКМ, финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, социальная ответственность.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант

«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, Трубченко Т. Г.
«Социальная ответственность»	Ассистент, Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
<i>1 Геолого-физическая характеристика Юрубчено-Тохомского НГКМ</i>	
<i>2 Анализ технологии добычи углеводородов Юрубчено-Тохомского НГКМ (Красноярский край)</i>	
<i>3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	
<i>4 Социальная ответственность</i>	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	2.03.2020
---	-----------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	К.Э.Н.		2.03.2020
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			2.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Кравчук Василий Евгеньевич		2.03.2020

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

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

Уровень образования бакалавр
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ весенний семестр 2019/2020 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	5.06.2020
--	-----------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
19.03.2020	Обзор литературы по теме диплома	10
25.03.2020	Аналитический обзор по проблемному вопросу	30
20.04.2020	Описание объекта и методов исследования	15
08.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
18.05.2020	Социальная ответственность	10
20.05.2020	Заключение	5
25.05.2020	Презентация	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Гладких М.А.			2.03.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Максимова Ю. А.			2.03.2020

Обозначения, определения и сокращения

- ГКЗ** – Государственная комиссия по запасам
НГР – нефтегазоносный район
НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение
НИЗ – начальные извлекаемые запасы
НГЗ – начальные геологические запасы
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства
ГШ – газовая шапка
ППД – поддержание пластового давления
ГНК – газо-нефтяной контакт
СК – суперколлектор
МУН – методы увеличения нефтеотдачи
КИН – коэффициент извлечения нефти
ТГВ – термогазовый метод
ШФЛУ – широкая фракция лёгких углеводородов
ПАВ – поверхностно-активные вещества
ПДС – полимерно-дисперсная система
ВУС – воздействие вязкоупругими составами
ПНДС – полимерно-наполненная дисперсная система
ПЗС – призабойная зона скважины
ГРП – гидроразрыв пласта
ГНКТ – гибкие насосно-компрессорные трубы
ПАА – полиакриламид
ВГВ – водогазовый метод
ПНВРА – пенообразующие нефтеводорастворимые агенты
ОБП – опорная база промысла
ЦПС – центральный пункт сбора
ОБУВ – ориентировочный безопасный уровень воздействия вещества
СЗЗ – санитарно-защитная зона
ГСМ – горюче-смазочные материалы
ПДВ – предельно допустимый выброс
ПДК – предельно допустимая концентрация
МЗС – много-забойная скважина
ГС – горизонтальная скважина
ГРР – геолого-разведочные работы
ОПЭ – опытно-промышленная эксплуатация
КВД – кривая восстановления давления
КПД – кривая падения давления
ЗРК – запорно-регулируемый клапан

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 80 страниц, в том числе 16 рисунков, 16 таблиц. Список литературы включает 22 источника.

Ключевые слова: месторождение, фонтанная эксплуатация, расчет подъемника, горизонтальные скважины, прорыв газа, запорно-регулируемый клапан, забойный манометр.

Технологическая схема разработки Юрубчено-Тохомского месторождения предусматривает фонтанную эксплуатацию добывающих горизонтальных скважин.

Целью выпускной квалификационной работы является проведение анализа технологии добычи углеводородов Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения (Красноярский край).

В итоге рассмотрения текущих практик ПАО «Востсибнефтегаз» по направлению автоматизации механизированного способа эксплуатации было принято решение использовать лучшие практики данного направления и интегрировать в схему оборудования фонтанного способа эксплуатации.

В результате сформировано предложение размещения погружной телеметрии, телеметрии на устье скважины и комплекса принятия данных и управления режимом фонтанирования.

Предложенная технология позволит значительно повысить эффективность эксплуатации фонтанных скважин Юрубчено-Тохомского месторождения (Красноярский край).

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel. Презентация подготовлена с помощью Microsoft PowerPoint.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	10
1 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОГО НГКМ.....	12
1.1 Общие сведения о Юрубчено-Тохомском НГКМ	12
1.2 Геологическое строение месторождения	17
1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов	22
1.4 Состав и свойства нефти и растворенного газа	23
1.5 Запасы нефти и газа.....	26
2 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОГО НГКМ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)	28
2.1 Текущее состояние разработки Юрубчено-Тохомского НГКМ	28
2.2 Технологический режим скважин Юрубчено-Тохомского НГКМ	30
2.2 Обоснование выбора внутрискважинного оборудования	37
2.3 Разработка схемы цифровизации процесса контроля и управления фонтанной скважины	43
3. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	50
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	63
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	82
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	84

ВВЕДЕНИЕ

Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное на юге Эвенкийского автономного округа (Восточная Сибирь), в междуречье Ангары и Подкаменной Тунгуски, является частью обширной Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления (ЮТЗ). Благодаря своему расположению и значительному объему углеводородного сырья Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение занимает важное место в государственной программе развития топливно-энергетического комплекса Восточной Сибири в соответствии с Энергетической стратегией России на период до 2020 года.

Освоение Юрубченского блока ведет ПАО «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания» (ПАО «Востсибнефтегаз»; ВСНК). Одним из методов интенсификации притока на Юрубчено-Тохомском месторождении является применение ОПЗ СКО с ГНКТ и горизонтальное вскрытие пласта по всей его мощности.

Залежи нефти и газа Юрубчено-Тохомском месторождении приурочены к отложениям рифея и венда. Пласт представлен карбонатным коллектором кавернозно-трещинного типа.

Технологическая схема разработки Юрубчено-Тохомского месторождения предусматривает фонтанную эксплуатацию добывающих горизонтальных скважин.

Основной проблемой при разработке Юрубчено-Тохомского месторождения является прорывы газа.

Целью выпускной квалификационной работы является проведение анализа технологии добычи углеводородов Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения (Красноярский край).

В задачи исследования входит:

- 1) Рассмотрение геолого-физических особенностей Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения.

2) Анализ технологии добычи углеводородов юрубченской залежи юрубчено-Тохомского месторождения (красноярский край).

3) Разработка схемы цифровизации процесса контроля и управления фонтанной скважины.

4) Исследование вопросов социальная ответственности ПАО «Востсибнефтегаз».

5) Оценка перспективности и коммерческой ценности конечного продукта, представленного в рамках исследовательской программы

В целях совершенствования технологии добычи углеводородов Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения (Красноярский край) проектом предусматривается обеспечение автоматизированной самодиагностики режима фонтанирования и информирования системой специалиста о корректировке в сторону наибольшего потенциального дебита нефти. Оснащение всех скважин Юрубчено-Тохомского месторождения позволит ПАО «Востсибнефтегаз» оптимизировать и контролировать работу отдельных скважин и повысить добычу в целом по месторождению.

Предложенная технология позволит значительно повысить эффективность эксплуатации фонтанных скважин Юрубчено-Тохомского месторождения (Красноярский край).

1 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НГКМ

1.1 Общие сведения о Юрубчено-Тохомском НГКМ

Россия обладает крупнейшими месторождениями нефти в мире. Огромные запасы кроются в недрах земли, а сырье, которое там добывается, обладает высоким качеством и ценится. Юрубчено-Тохомское месторождение – одно из крупнейших скоплений нефти. В рейтинговой таблице оно занимает второе место, уступая лишь Ванкорскому. На нем задействованы передовые технологии добычи сырья, множество работников и ученых. Также активно ведутся поисковые работы, чтобы расширить возможные запасы.

80-е года 20 века богаты на открытия для Российской Федерации. Это связано с прорывами в области геологии. Ученые разведчики получили возможность изучать местность с использованием новых (на то время) технологий. Это и дало толчок к такому масштабному развитию нефтегазодобывающей промышленности страны. Открытие Юрубчено-Тохомского месторождения датируется 1982 годом. Но, как и многие другие места скопления нефти, ему пришлось ждать новых технологий, чтобы полностью раскрыть потенциал.

Особенности климата и местности, труднопроходность пластов земной коры не позволяли вести его разработку до 2009 года. Все это время там велась исследовательская деятельность, направленная на изучение особенности территории, составлялись подробные геологические схемы. В научных целях было пробурено несколько скважин, согласно которым составлялись геологические разрезы.

10 лет назад его ресурсы использовали для того, чтобы обеспечивать ближайшие районы. Сопутственно составлялся план освоения, разработка проектов по преодолению трудностей с прохождением пластов и

климатических особенностей. В 2010 году началось строительство эксплуатационных скважин. В этот период разведывательные работы уже закончились.



Рисунок 1.1 – Юрубчено-Тохомское НГКМ

Вместе с буровыми и накопительными установками здесь был построен и полигон для отходов, чтобы обезвреживать токсичные вещества, полученные на производстве. Это важно для сохранения экологического благополучия местности. В 2012 году замечен огромный потенциал местности, поэтому было решено использовать это сырье в промышленных масштабах. Для выполнения этой цели началось возведение трубопровода от Восточной Сибири до Тихого океана. Его пропускная способность составила 15 миллионов тонн нефти за год. Завершилось строительство уже в 2017 году. Помимо магистрали для проведения сырья, были построены и транспортные коммуникации для обеспечения и доставки рабочих, оборудования и материалов.

Тектоническое расположение – центральная часть Камовского свода Байкитской антеклизы. Это важно для составления геологического разреза. Нефтегазоносные пласты относятся к вендскому и рифейскому периоду. Они

имеют осадочный тип формирования, представлены карбонатными отложениями – песчаники.



Рисунок 1.2 – Тектоническое расположение Юрубчено-Тохомского НГКМ

Главной проблемой этого месторождения является неравномерность нефтегазоносных пластов. Они имеют большую газовую шапку, что немного затрудняет добычу сырья. На карте Тохомское месторождение можно найти в Красноярском Крае, к юго-западу от города Тура. Если рассматривать с точки зрения нефтегазового районирования – оно относится к Лено-Тунгусской провинции.

Для сооружения зданий, здесь используется свайный тип фундамента. Главная проблема, которую решает этот тип постройки – климатические особенности. Почву можно поделить на два слоя. Нижний постоянно находится в замерзшем состоянии, а верхний тает и замерзает. Из-за этого, определенные участки земли могут «поплыть», что станет причиной нестабильности сооружения. Сваи же, предотвращают эту возможность, удерживая здания в стабильном состоянии. Не обходятся здесь и без термостабилизаторов грунта, которые переносят температуру окружающей среды под землю.

Отложения нефти буквально лежат на кристаллическом фундаменте, который еще помнит, как зарождалась жизнь на планете. Черное золото образовалось здесь из ракообразных и моллюсков, которые оказались под пластами породы. Их большие скопления будто заточены в камне высокой плотности. Их ломают под давлением, в результате чего нефть стекается в одну полость, с которой уже и откачивается насосами.

Изначально, на месте бурения скважины, нужно провести исследовательские работы – отобрать керн, для изучения пластовой организации коры. Что интересно, по геологическому строению Юрубчено-Тохомское месторождение считается самым древним, о чем свидетельствует доломит. Его возраст оценивается в полтора миллиарда лет. Глубина залегания – 2000 метров. В мире нет аналогов нефтяных источников этого возраста с подобными масштабами запасов.

Главная технология – кустовой метод бурения. Он обусловлен проблемами местности, позволяет сократить затраты на монтажные работы и снизить требования к транспортной системе. Благодаря ему нужно меньше коммуникаций – линии электропередач, трубопроводов и насосных установок.

Особенность этого способа в том, что он подразумевает бурение нескольких наклонных скважин на одном пласте, с последующей установкой насосного оборудования. Недостатками можно считать затратное строительство системы и сложности с составлением плана работ. Но, учитывая неравномерность нефтяных пластов, характерных для этого ЮТМ, он самый рентабельный.

Для обезвреживания отходов используется стандартная техника откачки назад в уже выработанные пласты. Это помогает снизить негативное влияние работ на месторождении и решить экологическую проблему, что часто возникает на производствах подобного типа. Вода, используемая для технических нужд, также проходит многоступенчатую систему очистки, а уже потом сливается. Используются ультразвуковые, ультрафиолетовые и

угольные фильтры, такие же, как и на крупных городских водоочистных сооружениях России.

Состояние воздуха, воды, почвы, флоры и фауны контролируется постоянно. Для этого отведена отдельная лаборатория, на которой сразу же фиксируются отклонения от нормы, и принимаются меры по их предупреждению. Это очень важная часть нефтегазодобывающей промышленности. Местность, где находится месторождение – особый биом с обитанием редких животных. Любые вмешательства в природу человеком могут нарушить ее стабильность и даже привести к катастрофе. Но, благодаря новейшим технологиям, удастся сохранить ее целостность и безопасность.

Для этого месторождения характерна полная автономия. Вследствие переработки добытого газа производится электричество, пробурены скважины для питьевой и технической воды. Нефть, добытая на этом месторождении, поступает в нефтепровод Куюмба-Тайше, простилающийся на сотни километров до Восточной Сибири, соединяющий месторождения Красноярского Края.

Работа на Юрубчено-Тохомском месторождении Красноярского края осуществляется вахтовым методом. Рабочие живут здесь по 28 дней, их доставляют зимниками или на вертолетах. На станции все сделано для их комфорта – сбалансированное питание, комфортные жилищные условия и медицинское обслуживание. Работать в таких условиях очень сложно, у сотрудников почти нет свободного времени, как и возможности контактировать с цивилизацией.

На Юрубчено-Тохомском месторождении находится самое крупное скопление кернов, добытых в процессе исследования Российских нефтегазоносных провинций. Здесь же происходит и их изучение, чтобы в дальнейшем безошибочно определять месторождения, не пропуская потенциально перспективные районы.

Тохомское месторождение – особенное звено сокровищницы Красноярского края. Нефть, которая бьет все рекорды качества, огромные залежи – все это значительно пополняет экономику страны. Благодаря новым технологиям – бурение под давлением, модернизации кустового метода, его разработка стала приносить прибыль.

Нефть лежит на старейшем кристаллическом щите, она образовалась из простейших микроорганизмов и первых представителей флоры и фауны Земли, что только добавляет ей ценности. Аналогов месторождению с такой длинной геологической историей в мире больше нет.

1.2 Геологическое строение месторождения

Геологическое строение Юрубчено-Тохомского месторождения исследовано достаточно хорошо. Гетерогенный фундамент протерозойского возраста перекрывается осадочным чехлом, состоящий из пород рифея, венда и кембрия. Наибольшее любопытство возникает при изучении состава и строения рифейских отложений, так как в них содержатся главные скопления нефти и газа. Продуктивные отложения рифея Юрубченского месторождения в стратиграфическом отношении представлена несколькими толщами, сходными по литологическому составу, в основном Юрубченской, Долгоктинской и Куюмбинской.

Кровля рифейских отложений представляет размытую поверхность, которую несогласно покрывают молодые наслоения. Перспективными месторождениями являются участки, которые выходят на эрозионную поверхность пород Юрубченской толщи.

Юрубченская толща рифея вскрыта немалым количеством скважин. Верхняя часть толщи состоит из микрозернистых доломитов с прослоями доломита слоистого слабо-кремнистого. В породе присутствует кремнезем, которой располагается в виде линз [9]. Имеются прослои, состоящие из тонкомелкозернистых доломитов, они образовались в результате заполнения

начальных пустот вторичным доломитом. В породе хорошо развиты микротрещины, часть из них занята мелко-зернистым доломитом.

Нижняя часть Юрубченской толщи довольно однородная и состоит из темно-серых доломитов микро-, тонко- и мелкозернистых, сильно трещиноватых и в кремнистых. Присутствие доломита в породах от 45-50 до 90-95%, все они, как правило, имеют примесь кремнистого материала в виде формированного кварца, почти не содержит глинистого материала. Микростяжения пирита в породе содержатся повсеместно [15].

Верхушка толщи состоит из водорослевых и сгустково-водорослевых доломитов. Доломиты чистые, средняя карбонатность 80-100%, крайне редко понижается до 57%. Главная часть породы (около 67%) сложена округлоромбодрическими кристаллами доломита микро-тонко-зернистой размерности (0,01-0,03 мм), которые слагают перекристаллизованные остатки водорослей. В разрезе скважины № 25 рисунок 3 прослоями встречаются доломиты алевролитовые, они содержат зерна кварца алевролитовой размерности с малым количеством зерен песчаной величины.

Главная часть породы микро-тонкозернистая (до 0,06 мм), присутствуют зерна размером менее 0,1 мм, редко попадаются средне и крупнозернистые кристаллы (до 0,6 мм). По разрезу скважины номер №25 можно сказать, что отложения Рифея сильно трещиноваты. В породах, где хорошо развита система трещин представляют собой трещинный тип коллектора.

В геологическом строении Юрубчено-Тохомского месторождения принимают участие метаморфические образования архейско-протерозойского возраста, осадочные образования протерозойского, палеозойского и кайнозойского возрастов. Скважинами Юрубчено-Тохомского месторождения вскрыты отложения рифея, венда, кембрия, ордовика и четвертичные отложения.

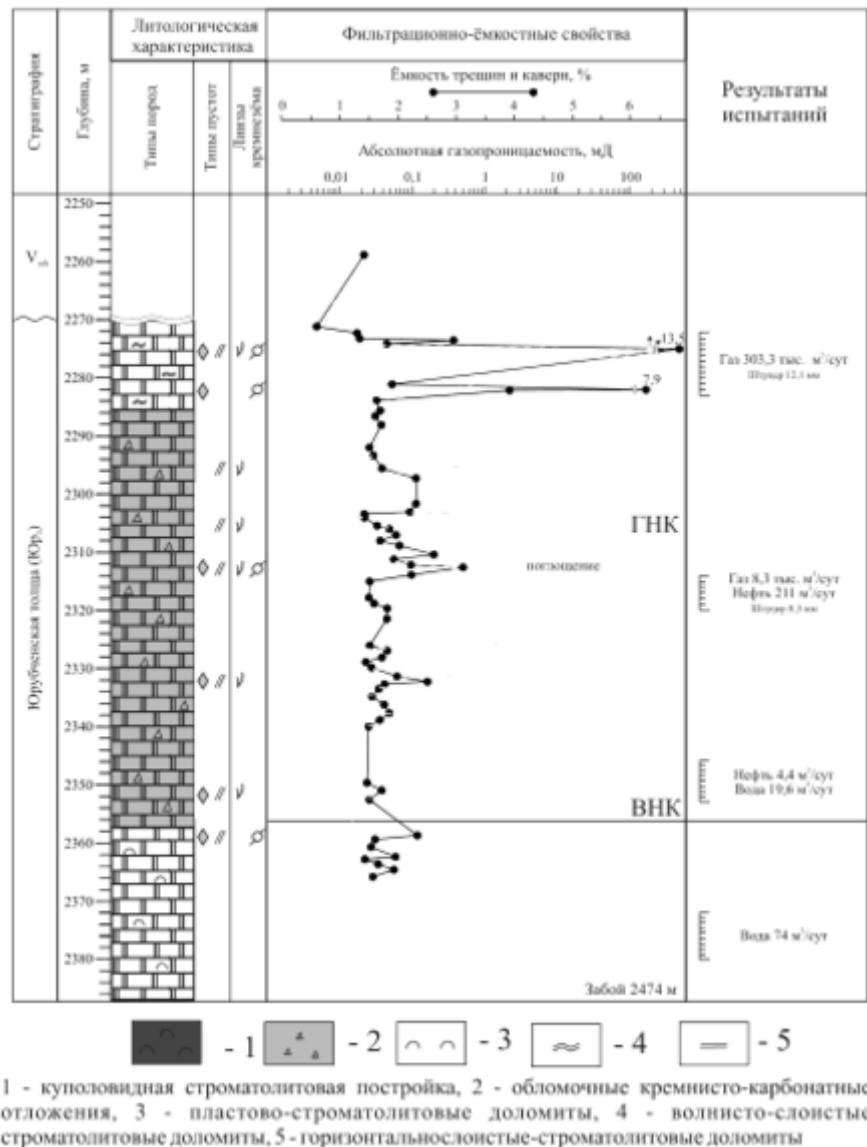


Рисунок 1.3 – Литолого-физическая характеристика продуктивных отложений рифея с результатами исследований по скважине

Юрубчено-Тохомское месторождение расположено в пределах Вельминско-Деланинского мегасвода – положительной структуры первого порядка в составе Байкитской антеклизы. Мегасвод имеет неправильную форму. По подошве камовской серии он оконтуривается изогипсой –3600м. На западе мегасвод ограничен выходами архейско-протерозойских образований Енисейского кряжа, а на юго-востоке - серией дизъюнктивных нарушений. Его северное замыкание предполагается за пределами рассматриваемой территории.

Юрубчено-Тохомское месторождение приурочено к юго-восточному склону Юрубчено-Куюмбинского свода, который осложняет мегасвод в ранге структурного элемента второго порядка. По подошве камовской серии свод ограничен изогипсой –2450 м и тремя дизъюнктивными нарушениями:

1) Нарушение северо-западного направления на юго-востоке свода, амплитуда которого изменяется от 1250 м (в районе скважины Юр-66) до постепенного затухания в северо-западном и юго-восточном направлении;

2) Субмеридиональное нарушение на западе свода амплитудой до 150 м;

3) Нарушение на севере свода, имеющее северо-восточное направление и амплитуду до 400 м.

Размеры свода 105x85км, но форма далека от изометричной. Свод несколько вытянут в субмеридиональном направлении и имеет амплитуду более 650м. В центральной части свода отложения камовской серии размыты и на предвендскую эрозионную поверхность выходят образования фундамента (граниты и гранито-гнейсы).

Средняя абсолютная глубина залегания кровли коллекторов по скважинам залежи пласта Б-VIII-1971 м, залежи пласта Б-IX-1990 м., залежи пласта В-I-2024 м. По мере сокращения мощности свиты, происходит выклинивание и одновременная глинизация пласта вплоть до полного замещения песчаников глинистыми породами. Площадь залежи 2609,8 км², ее длина составляет 110км, ширина 20 км, высота залежи – 106 м. Средняя газонасыщенная толщина в скважинах изменяется от 0,4 м до 6,4 м и в среднем по залежи составляет 2 м. Нефтенасыщенная толщина залежи в скважинах изменяется от 0,7 м до 6 м и в среднем составляет 2,5 м. Залежь пластовая, литологически экранированная, нефтегазоконденсатная. Положения ВНК принято на отметке -2036 м, ГНК -2013 м, соответственно. Коллектор порового, возможно трещинно-порового типа.

Залежь пласта Б-IX распространена в юго-западной части Юрубчено-Тохомского месторождения. Площадь залежи 1721,36 км², ее длина

составляет 72 км, ширина 25 км, высота залежи – 133 м. Средняя газонасыщенная толщина в скважинах изменяется от 0,4 м до 7,7 м и в среднем по залежи составляет 2,2 м. Нефтенасыщенная толщина залежи в скважинах изменяется от 2,3 м до 8,3 м и в среднем составляет 5,4 м. Залежь пластовая, литологически экранированная, нефтегазоконденсатная. ВНК принят на абсолютной отметке – 2072 м, ГНК–2023 м. Коллектор порово-трещинно-кавернового типа.

Согласно новым представлениям о геологическом строении Юрубчено-Тохомского месторождения в пределах Юрубченского и Терско-Камовского (южного) ЛУ в разрезе рифейских отложений выделяются 2 продуктивных горизонта Р1 и Р2, которые отделяются друг от друга копчерской, преимущественно, глинистой толщей. В том случае, если копчерская толща не является покрывкой, горизонты Р1 и Р2 образуют гидродинамически единый горизонт Р1-2.

В рифейских отложениях в пределах Юрубченского и Терско-Камовского (южного) ЛУ выделено 8 залежей:

- горизонт Р1 залежь (Южно-Терская 3);
- горизонт Р2 залежи (Нижнетохомская, Южно-Терская 1);
- горизонт Р 1-2 - 5 залежей (Юрубченская, Усть-Чавичинская, Намакарская, Терской группы залежей, блок 2 и блок 6).

Коллекторы всех залежей рифейских отложений представлены различными, преимущественно карбонатными разностями пород, с каверново-трещинным, очень редко каверново-порово-трещинным типом. Средняя абсолютная глубина залегания кровли коллектора по скважинам Юрубченской залежи-1982 м., Нижнетохомской залежи – 1968 м. Юрубченская нефтегазоконденсатная залежь расположена в пределах Юрубченского участка, ограничена с севера и востока разломами. Залежь антиклинально-стратиграфическая под несогласием, дизъюнктивно экранированная, пластовая. Площадь залежи составляет 1138,84 км², ее длина составляет 51 км, ширина 23 км, высота 130 м. Газонасыщенная толщина в

скважинах изменяется от 7,3 м до 81,7 м и в среднем по залежи составляет 48,8 м. Нефтенасыщенная толщина залежи в скважинах изменяется от 11,2 м до 49 м и в среднем составляет 43,4 м. Положения ВНК и ГНК приняты на абсолютных отметках –2072 и –2023 м соответственно.

Таблица 1.1 – Статистические показатели характеристик неоднородности залежей по скважинам рифея

Пласт	Количество скважин	Коэффициент песчаности, доли ед.		Расчлененность, ед.		Коэфф.м акронеоднородности	Другие коэффициенты
		Среднее значение	Интервал изменения	Среднее значение	Интервал изменения		
Б-VIII	50	0,754	0,156-1	2,5	1-10	1,243	-
Б-IX	37	0,605	0,047-1	3,2	1-10	1,282	-
В-I	8	0,557	0,138-1	3	1-6	1,713	-
Юрубченская залежь	53	0,985	0,921-1	4,1	1-19	0,05	-

1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

В 1992 году проводилось моделирование вытеснения нефти водой на модели из искусственных металлических секций [10]. По результатам моделирования коэффициент вытеснения нефти равен 0,62 д.ед.

В таблице 1.2 представлены характеристики основных параметров горизонта P1-2Д.

Таблица 1.2 – Характеристика основных параметров горизонта P1-2Д

Параметры	Единицы измерения	Пустотность	Горизонт P1-2Д	
			Среднее значение	Интервал изменения
Площадь нефтегазоносности	км ²		726	
Нефтенасыщенная толщина	м		41,9	14,5-49,0
Коэффициент пустотности	д.ед.	межблоковая	0,011	0,004-0,018
		блоковая	0,013	0,006-0,017
Коэффициент проницаемости	мД		309,6	1,4-3653
Коэффициент нефтенасыщенности	д.ед.	межблоковая	0,89	-
		блоковая	0,51	0,527-0,502
Коэффициент газонасыщенности	д.ед.	межблоковая	0,89	-
		блоковая	0,5	0,444-0,508

В таблице 1.3 представлены характеристики коллекторских свойств Р1-2Д.

Таблица 1.3 – Основные характеристики коллекторских свойств Р1-2Д

Вид исследования	Наименование	Коэффициент открытой пористости, %	Проницаемость, %	Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.
Лабораторный (керна)	Блоковая пустотность по пласту Р1-2Д			
	Количество скважин/определений, шт	53/3677	41/1724	2/9
	Среднее значение	0,97	1,5	0,7
	Интервал измерения	0,35-3,5	0,01-62,2	0,49-0,85
Геофизический	Общая пустотность по пласту Р1-2Д			
	Количество скважин/определений, шт	44/158	-	-
	Среднее значение	2,2		
	Интервал измерения	0,9-5,4		
Геофизический	Количество скважин/определений, шт	-	39/87	-
	Среднее значение		309,6	
	Интервал измерения		0,19-3653,4	

1.4 Состав и свойства нефти и растворенного газа

Нефть. Плотность нефти в пластовых условиях варьируется между 648,6 – 745,4 кг/м³; в среднем, согласно опыту по дифференциальному разгазированию - 699 кг/м³, вязкость нефти в пластовых условиях составляет 0,48-2,56 мПа*с (в среднем 1,67 мПа*с согласно дифференциальному разгазированию), газосодержание варьируется между значениями 80,3-232,8 м³/т (согласно опыту по дифференциальному разгазированию пробы пластовой нефти в среднем – 167,84 м³/т (при принятом по результатам

моделирования – 194 м³/т)), объемный коэффициент составляет 1,141-1,5073, согласно опыту по дифференциальному разгазированию в среднем – 1,36 (при принятом по результатам моделирования – 1,38).

По своим свойствам товарная нефть относится к типу особо легких (плотность нефти в стандартных условиях после дифференциального разгазирования глубинных пробы составила 821 кг/м³), по содержанию серы нефть относится к классу малосернистых (в среднем 0,22%), по содержанию парафинов – к парафинистым (в среднем 1,95%), по значению вязкости (в среднем 8,36 мПа*с) товарная нефть Юрубченской залежи относится к маловязким нефтям. По суммарному содержанию асфальто-смолистых веществ – к малосмолистым (в среднем 4,84%: асфальтенов – 0,18%, смол – 4,66%).

Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти отображен в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти

Наименование параметра	Пласт P1-2				Пластовая нефть
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
Молярная концентрация компонентов, %					
- сероводород	-	-	-	-	-
- двуокись углерода	0,26	-	0,286	-	0,07
- азот + редкие	3,07	-	4,75	-	2,14
в т.ч. гелий	0,05	-	0,086	-	0,04
- метан	65,42	0,33	80,46	0,059	44,57
- этан	15,18	0,57	9,45	0,79	10,42
- пропан	8,15	1,1	3,25	3,03	5,84
- изобутан	1,49	0,63	0,34	1,79	1,18
- норм. бутан	3,46	2,54	0,88	4,08	1,65
- изопентан	0,92	1,75	0,15	2,75	1,17
- норм. пентан	1,07	2,89	0,18	3,53	1,65
- гексаны	1,42	90,19	0,08	83,98	29,78

Газ. Газ газовой шапки по своему составу относится к жирным (содержание C2+ в среднем равно 16,02 %) с содержанием метана в среднем – 74,63%. Плотность свободного газа в среднем равна 0,886 кг/м³ (относительная плотность – 0,736). Коэффициент сухости газа в среднем составил 0,57.

Конденсат. Плотность конденсата в стандартных условиях по поверхностным пробам в среднем по Юрубченской залежи составила 0,734 г/см³. Вязкость в среднем составила 1,34мПа*с. Содержание серы в среднем составило 0,09%, содержание парафина – 0,85%, содержание силикагелевых смол – 1,81%, асфальтенов – 0,08%.

Конденсатно-газовый фактор (КГФ) в скважине Юр-25 составил 457,76 см³/м³ по сырому и 251,17 см³/м³ по стабильному конденсату. Давление начала конденсации составляет 20,0-21,0 МПа, давление максимальной конденсации 3,1 МПа. Потенциальное содержание конденсата 133,93 г/м³, коэффициент извлечения 0,58, плотность конденсата в стандартных условиях 0,721 г/см³. Свойства конденсата представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Свойства конденсата

Наименование параметра	Численные значения (средние)
1. Газ газовой шапки	
Давление пластовое, МПа	20,97
Температура пластовая, °К	300,4
Давление начала конденсации, МПа	20,0-21,0
Давление максимальной конденсации, МПа	3,1
Давление псевдокритическое, МПа	4,50
Давление приведенное	4,65
Температура псевдокритическая, °К	205,80
Температура приведенная	1,46
Коэффициент сверхсжимаемости (z)	0,79
Объемный коэффициент	0,047
Плотность в условиях пласта, кг/м ³	0,886
Вязкость в условиях пласта, мПа.с	0,024
сырого (нестабильного), КГФ	133,93
стабильного (дебутанизованного)	58,9
2. Стабильный (дебутанизованный) конденсат	
Плотность (станд. условия), кг/м ³	0,721
Вязкость (станд. условия), мПа.с	1,34

Вода. Свойства пластовой воды охарактеризованы 79 поверхностными и 3 глубинами пробами, согласно которым по степени минерализации она относится к крепким рассолам (минерализация в среднем 238 г/дм³). Плотность пластовой воды в поверхностных условиях в среднем составила 1139 кг/м³ (в пластовых – 1171 кг/м³).

Воды хлоридно-кальциевого типа. Газосодержание составило в среднем 0,22 м³/м³. Свойства и состав пластовых вод Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения по результатам анализа вод рифейского водоносного комплекса приведены в таблице 1.6.

Таблица 1.6 – Свойства и состав пластовых вод Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения и состав пластовых вод Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского НГКМ.

Наименование параметра	Пласт (горизонт)	
	Диапазон изменения	Средние значения
Газосодержание, м ³ /м ³	0,22	0,22
Плотность воды, кг/м ³		
- в стандартных условиях	1,076-1,169	1,139
- в условиях пласта	1,162-1,189	1,171
Вязкость в условиях пласта, мПа.с	1,36-1,92	1,733
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа × 10 ⁻⁴	4,26-4,6	4,37
Объемный коэффициент, доли ед.	0,99-1,0	0,994
Химический состав вод, (мг/л)/мг-экв/л)		
Na+ + K+	3850-67000/167,4-2913	42369,4/1842
Ca+2	481-29600/24-1480	19567/976
Mg+2	2186,8-33000/179,2-2704,9	7616/627

1.5 Запасы нефти и газа

В плане разработке месторождения – добыча нефти 5 миллионов тонн в год. За время с 2011 до 2019 года было пробурено 170 скважин горизонтального направления, газокompрессорная станция.

Таблица 1.7 – Качественные характеристики сырья Юрубчено-Тохомского НГКМ

Категория	Количество
С1	64,5 млн тонн нефти,
С2	172,9 млн тонн нефти
С1+С2	387,3 млрд кубометров газа
АВС1+С2	174 млн. тонн
Плотность нефти	0,850 г/см ³ или 34° API
Сера	0,2%
Парафины	1%

Содержание сероводорода, серы и парафинов здесь минимально, что значительно влияет на качество сырья. Это значит, что ее переработка выгодна, а затраты на разработку окупаются. Инвестиционный план на 2019 год составляет 215 миллиарда рублей.

Таким образом, Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное на юге Эвенкийского автономного округа (Восточная Сибирь), в междуречье Ангары и Подкаменной Тунгуски, является частью обширной Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления (ЮТЗ). Благодаря своему расположению и значительному объему углеводородного сырья Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение занимает важное место в государственной программе развития топливно-энергетического комплекса Восточной Сибири в соответствии с Энергетической стратегией России на период до 2020 года.

Освоение Юрубченского блока ведет АО «Восточно - Сибирская нефтегазовая компания» (АО «Востсибнефтегаз»; ВСНК). Одним из методов интенсификации притока на Юрубчено-Тохомском месторождении является применение ОПЗ СКО с ГНКТ и горизонтальное вскрытие пласта по всей его мощности.

Залежи нефти и газа Юрубчено-Тохомском месторождении приурочены к отложениям рифея и венда. Пласт представлен карбонатным коллектором кавернозно-трещинного типа.

2 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОГО НГКМ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

2.1 Текущее состояние разработки Юрубчено-Тохомского НГКМ

Юрубченская залежь Юрубчено-Тохомского месторождения открыта в 1982 г., и введена в пробную эксплуатацию в 1994 г. В разработке находится горизонт Р1-2.

По состоянию на 01.01.2018 г. В пределах Юрубчено-Тохомского лицензионного участка пробурено 125 скважины (поисковые, разведочные, эксплуатационные), из них: 26-ликвидированы, 27-в консервации, 68-в действующем фонде, 2-пьезометрические. Характеристика фонда скважин приводится в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Характеристика фонда скважин

Наименование	Характеристика фонда скважин	Юрубченская залежь
Фонд добывающих скважин	Пробурено	125
	В том числе разведочные	59
	Всего	125
	В том числе:	
	Действующие	68
	Из них фонтанные	66
	ЭЦН	2
	Бездействующие	2
	В консервации	27
	Пьезометрические	2
	Ликвидированные	26
Фонд водонагнетательных скважин	Пробурено	6
	Всего	6
	В том числе:	
	Действующие	3
	Бездействующие	3

Поддержание пластового давления началось в марте 2018 года, в работе находятся скважины на КВНС-2.

Отставание темпов бурения от проектных связано с переносом сроков запуска месторождения в эксплуатацию.

Доля добывающих скважин, не участвующих в процессе разработки составляет 90 %. Основная причина – отсутствие рынка сбыта добываемой нефти и возможности реализации.

Средний дебит нефти добывающих скважин на момент анализа составил 68,3 т/сут. Добыча осуществляется фонтанным способом в течение 5-8 месяцев в году (в осенний, зимний и весенний периоды).

Основной объем добычи нефти (43 %) приходится на скважину Юр-5. Накопленная добыча нефти за весь период разработки по скважинам представлена на рисунке 2.1.

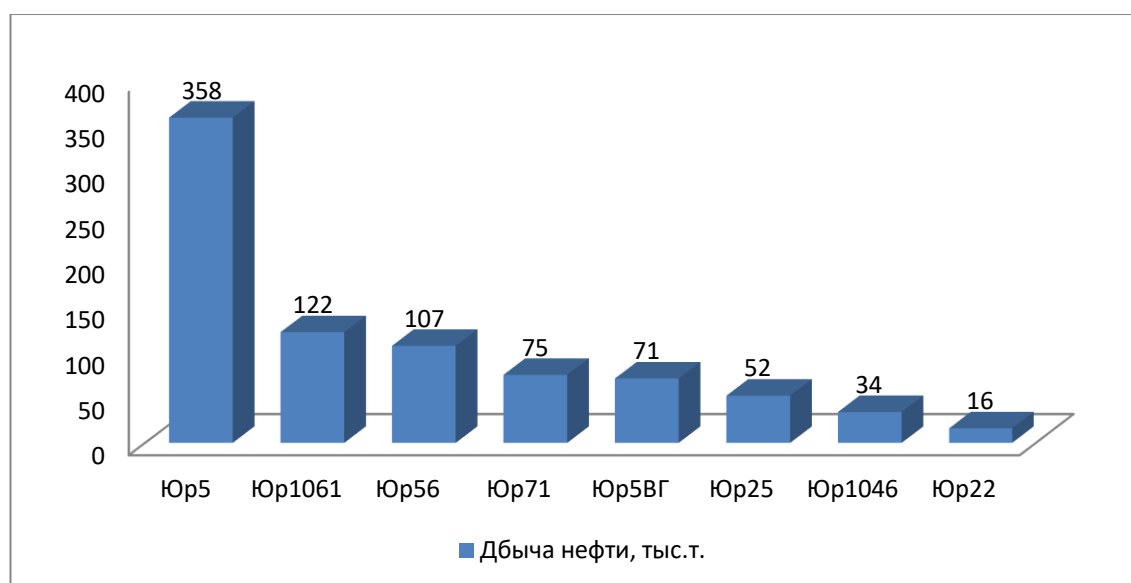


Рисунок 2.1 – Распределение накопленной добычи нефти (тыс.т) по скважинам Юрубченской залежи на дату анализа

Для разработки месторождения с целью вскрытия наибольшего количества трещин выбрана прямоугольная (рядная) система разбуривания горизонтальными скважинами 1600x1400 м с проектной длиной горизонтального ствола (ГС) 1000 м, режим расширения газовой шапки и фонтанный способ эксплуатации, направление ГС ориентировано в крест простирания основной розы трещиноватости. При формировании призабойной зоны горизонтальных скважин характерной особенностью является влияние ограниченной толщины пласта и проявление гравитационных эффектов. Отличительной особенностью ПЗП горизонтальных скважин являются малые градиенты давления, и

значительную роль приобретают процессы, связанные с проникновением фильтрата промывочной жидкости в пласт в результате их длительного контакта.

Гравитационные силы оказывают влияние на скорость движения фильтрата промывочной жидкости в вертикальном направлении. Под действием гравитации усиливаются дополнительные поступления фильтрата к подошве пласта, увеличивая водонасыщения (в случае вскрытия продуктивного пласта жидкостью на водной основе) вблизи нее. Это приводит к вертикальной неравномерности зоны проникновения и появлению характерных языков обводнения, которые появляются в зоне подошвы пласта для нефти повышенной вязкости. При этом языки обводнения практически не возникают в пластах с маловязкой нефтью и газом, но могут проявиться в коллекторах с вертикальной и субвертикальной трещиноватостью. Сложный неравномерный характер распределения фильтрата в околоскважинной зоне вызывает соответствующие изменения абсолютных и фазовых проницаемостей и отражается на продуктивности горизонтальных скважин.

2.2 Технологический режим скважин Юрубчено-Тохомского НГКМ

Для определения оптимального технологического режима работы скважин необходимо знать следующие параметры:

- продуктивность, зависящую от фильтрационных свойств коллектора, степени совершенства вскрытия пласта, состояния призабойной зоны;
- состав и свойства флюидов.

Так же при оптимизации необходимо учитывать такие факторы как:

- соответствие производительности оборудования диапазону ожидаемых дебитов скважин и условий эксплуатации;

- соответствие технических и технологических условий эксплуатации погружного оборудования условиям конкретной скважины;

- соответствие требованиям правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, при проектировании и ведении работ по добыче, сбору и подготовке нефти и газа;

- применяемый способ добычи, наряду с другими факторами, должен обеспечить оптимальные технико-экономические показатели уровней и объемов разработки месторождения.

Основными ограничениями для месторождения являются:

- наличие подстилающих вод и газовой шапки;

- высокое давление насыщения (21,6 МПа);

- большой объем водонефтяной и нефтегазовой зон месторождения.

Также при эксплуатации скважин Юрубченской залежи, возможны риски и осложнения выпадения асфальто-смолопарафиновых отложений (АСПО).

Анализ ограничений и возможные методы борьбы с ними рассмотрены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Анализ рисков добычи углеводородов на Юрубчено-Тохомском месторождении

№ п	Риски (ограничения и осложнения)	Степень влияния	Возможные меры по снятию рисков
1	Вечная мерзлота	Риск высокий: а) растепление грунта вокруг скважины; б) выпадение гидратов в скважине; в) трудности запуска скважин, при газлифтном методе эксплуатации (Опыт месторождения Prudo Bay)	– дополнительная термоизоляция скважины; – при эксплуатации с помощью электрического центробежного насоса (ЭЦН) держать уровень ниже 600 м штуцерованием затруба; – установка пакера при фонтанном методе эксплуатации; – использование газлифтного метода добычи с пакером; – при установке пакера использовать датчики погружной телеметрии для контроля забойного давления
2	Коррозия	При обводненности до 60% риск слабый. Риск средний, при обводненности более 60%	Коррозионностойкое исполнение погружного электрического двигателя (ПЭД) для скважин в зоне водонефтяной залежи (ВНЗ), центраторы на ПЭД для снижения риска. Закачка ингибиторов коррозии

3	Прорыв газа из газовой шапки	Высокий для подгазовой зоны и зоны, граничной с подгазовой	Фонтанный/Газлифтный метод эксплуатации в подгазовой зоне. Для зоны, граничной с подгазовой, использование перепускных клапанов для ЭЦН. Мониторинг и щадящие значения депрессии скважин
4	Соле-образование	Риск образования солей высокий при дебитах > 500 м ³ /сут, обводненности > 60%	Закачка ингибиторов посредством капилляров, обработки призабойной зоны неводным ингибитором

В качестве вариантов способа эксплуатации рассматриваются методы добычи: фонтанный, ЭЦН и газлифтный. Для выбора способа добычи необходимо провести комплексный анализ текущих условий.

По результатам исследований и расчетов плотность пластовой неразгазированной нефти – 699 кг/м³, давление насыщения нефти газом при пластовой температуре от 26 до 27оС составляет 21,6 МПа, газовый фактор – 194 м³/м³, динамическая вязкость пластовой нефти – 1,35 мПа*с.

После дифференциального разгазирования в рабочих условиях плотность нефти – 821 кг/м³; объемный коэффициент – 1,375; динамическая вязкость разгазированной нефти – 8,5 мПа*с.

Нефть малосернистая 0,21%. Малосмолистая – 4,84%. Парафинистая – 1,83%. Содержание асфальтенов – 0,18%. Содержание силикагелевых смол – 4,66%,.

Пластовая вода высокоминерализованная (содержание солей 265 г/л), среднее значение рН равно 5,72, относится к хлоркальциевому типу. Поскольку в воде содержится много кальция (до 38,1 г/л), магния (до 33 г/л), железа (до 0,713 г/л) прогнозируемым осложнением добычи будет выпадение солей и гидроокисей, особенно при интенсивном отборе с резким нарушением фазового равновесия в призабойной зоне пласта.

Обводненность продукции возрастает достаточно медленно: за весь период разработки нефтеносного горизонта не поднимается выше 30%, но при этом газовый фактор возрастает > 1500 м³/м³, что способствует

большому прорыву газа из газовой шапки, это приводит к уменьшению дебита по жидкости.

Под критическим дебитом понимается максимально возможный дебит нефти, при котором водяной (или газовый) конус достигает нижней (верхней) границы интервала перфорации.

С одной стороны, сравнительно большая толщина нефтенасыщенного пласта (49 м между ВНК и ГНК) способствует уменьшению этого эффекта для данной залежи. С другой стороны, в трещиновато-кавернозных коллекторах, к которым относится данный коллектор рифейской толщи, направление наибольшей проницаемости совпадает с преобладающим направлением трещин, в то время как матрица остается почти непроницаемой. Поскольку для этого типа коллекторов характерна вертикальная и субвертикальная направленность трещин, это может способствовать значительному уменьшению анизотропии проницаемости пласта в вертикальном и горизонтальном направлениях, что приводит к снижению критического дебита и предельных пластовых депрессий. Скважины будут устойчиво фонтанировать при газовом факторе (ГФ) более 160 м³/м³. Существенным моментом, определяющим выбор способа добычи, является высокий проектный уровень величины промыслового газового содержания продукции.

Вышеназванные факторы теоретически могут создавать определенные сложности, как для фонтанного, так и для механизированного способа подъема жидкости из скважин, связанные, в частности, с высоким газосодержанием продукции, возможностью отложений солей в ПЗП, на насосно-компрессорных трубах (НКТ), арматуре, наземных коммуникациях; вредным влиянием газа и др.

Основными причинами нарушения нормальной работы фонтанных скважин являются:

- запарафинивание подъемных труб;
- образование гидратной пробки;

- разъедание штуцера;
- забивание песком, парафином штуцера или выкидной линии.

Для восстановления работы скважины в оптимальном режиме разрабатывается комплекс работ, включающий в себя разноплановые мероприятия.

В таблице 2.3 представлены нарушения нормальной работы скважины и мероприятия по восстановлению нормальной работы скважин.

Таблица 2.3 – Причины нарушения нормальной работы скважин

Показатели нарушения режима работы скважины	Причина нарушения режима скважины	Мероприятия по восстановлению нормальной работы скважины
Давление на буфере и дебит скважины снижается, одновременно давление в затрубном пространстве повышается	При снижении температуры нефти ниже определенного критического значения парафин кристаллизуется на стенках НКТ, происходит уменьшение диаметра проходных сечений НКТ (запарафинивание НКТ)	При очистке скважин от АСПО и гидратов первоначально необходимо прокачать при открытой буферной задвижке в затрубное пространство количество нефти равное объему скважины, далее при закрытой буферной задвижке, продавить в пласт для предотвращения притока газа 10-20 мз нефти. После этого прокачать в затрубное пространство при открытой буферной задвижке дополнительно 35-40 мз нефти, закачку в скважину последней порции нефти вести при увеличении диаметра штуцера на выкидной линии.
Давление на буфере и дебит скважины снижается до нуля, одновременно давление в затрубном пространстве повышается	Образование парафиновой (гидратной) пробки в НКТ	Для разрушения пробки необходимо использовать все методы борьбы с АСПО. Если циркуляция не восстанавливается, то НКТ поднимают на поверхность и очищают с помощью пароподающего устройства (ППУ)
Значительное снижение затрубного давления	Образование пробки на забое или появление воды на забое	При появлении воды необходимо увеличить давление на забое, путем установки штуцера меньшего диаметра. Если падение затрубного давления вызвано

		образованием на забое пробки, необходимо сначала увеличить скорость выноса жидкости, для чего снизить давление на забой (увеличением d штуцера).
Резкое повышение давления на буфере и в затрубном пространстве при одновременном снижении или прекращении дебита	Засорение, закупоривание штуцера, газосепаратора или выкидной линии	Если при переключении струи жидкости с рабочего выкида на запасной, затрубное и буферное давление, снизятся до нормального, это означает, что засорился штуцер. Необходимо произвести смену штуцера.
Резкое повышение буферного и затрубного давления	Прорыв газа	Скважину остановить, прокачать «мертвой нефтью» объемом больше объема скважины

Отсюда следует очевидная рекомендация по эксплуатации скважин на Юрубчено-Тохомском месторождении: для сохранения устойчивых дебитов по жидкости до формирования газового конуса (прихода воронки депрессии в область газовой шапки) целесообразно ограничивать уровень депрессии величиной не более 4-5 МПа, не допуская возрастания газосодержания продукции выше 300-400 м³/м³.

Весь проектный срок эксплуатации скважины находятся в зоне фонтанирования, ниже критического уровня. Условия фонтанной эксплуатации скважин отражены на рисунке 2.2.

На рисунке 2.2 отображен максимально допустимый уровень (критический уровень) давления и обводненности, при котором допустим фонтанный способ эксплуатации. Обводненность продукции возрастает достаточно медленно, за весь период разработки нефтеносного горизонта не поднимается выше 30 %, но при этом газовый фактор возрастает > 1500 м³/м³, что способствует большому прорыву газа из газовой шапки, это приводит к уменьшению дебита по жидкости.

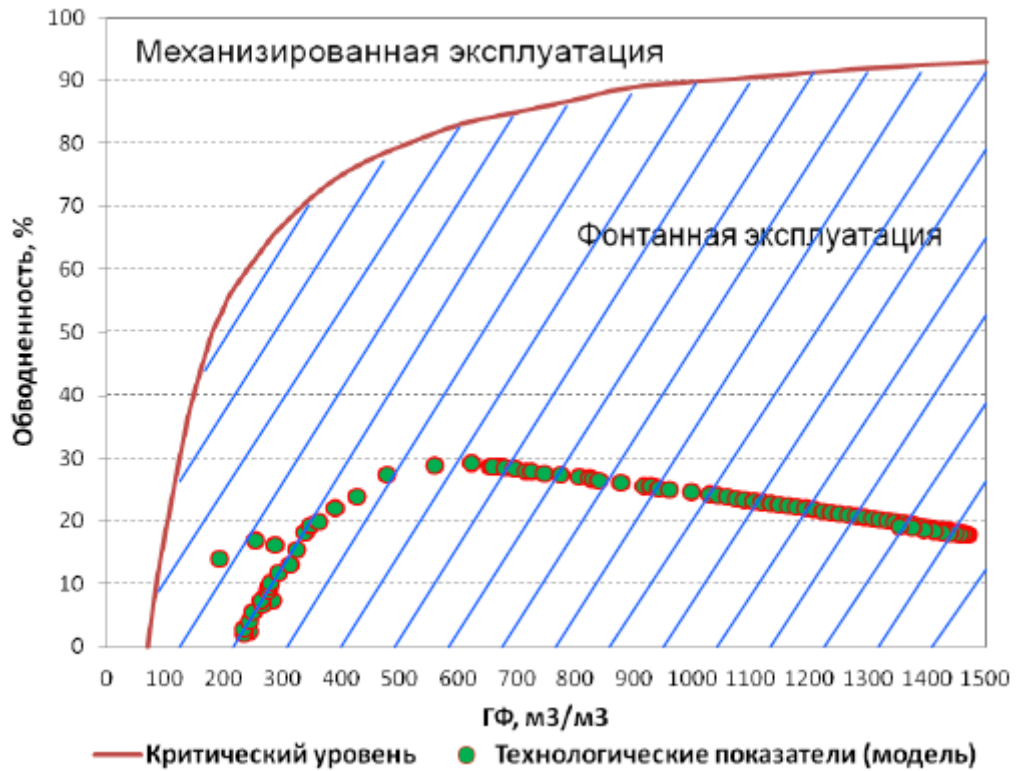


Рисунок 2.2 – Условия фонтанной эксплуатации скважин

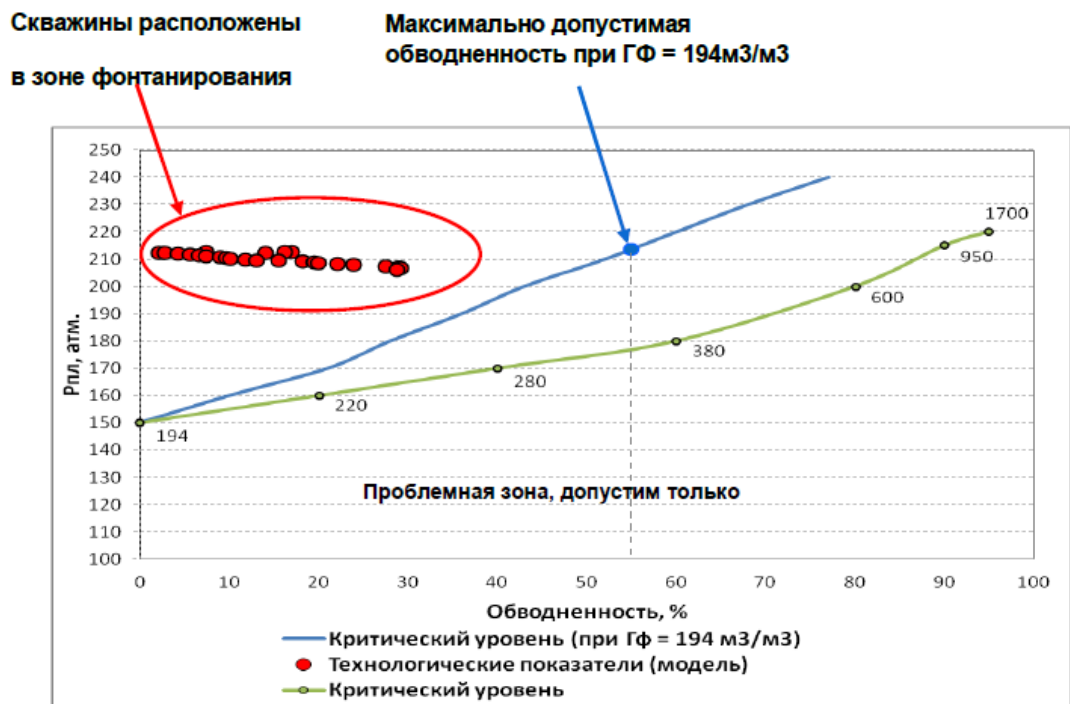


Рисунок 2.3 – Условия фонтанной эксплуатации скважин.

Максимально допустимый уровень (критический уровень) давления и обводненности, при котором допустим фонтанный способ эксплуатации.

2.2 Обоснование выбора внутрискважинного оборудования

Существующее пластовое давление, физико-химические свойства нефти и растворенного в ней газа, глубина залегания нефтяного пласта позволяют сделать вывод о фонтанном способе подъема продукции весь период разработки месторождения. Фонтанный способ подъема рассчитывался для различной обводненности продукции, (от 0 до 60%) и увеличенном газовом факторе (до 500 м³/м³) за счет прорыва газа из газовой шапки на забое добывающих скважин. Текущее пластовое давление по рифейской залежи Юрубченского блока в динамике по годам разработки снижается незначительно (от 22,4 до 19,1 МПа), коэффициент продуктивности меняется в пределах 20 – 150 м³/сут*МПа.

Большую часть добывающих скважин намечено бурить с горизонтальными стволами в зоне продуктивного горизонта.

По данным опробования и технологическим расчетам дебиты жидкости могут колебаться от 20 до 500 м³/сут, а по отдельным горизонтальным скважинам могут быть получены более высокие отборы, до 1000 м³/сут. В зависимости от производительности скважин рекомендуется фонтанный лифт следующих размеров, что представлено в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Размеры фонтанного лифта

Дебит	Единица измерения	Диаметр лифта	Единица измерения
До 50	м ³ /сут	60	мм
50-200		73	
Свыше 200		89	

При выборе внутрискважинного оборудования, в частности, диаметра НКТ, следует учесть, что при большом газовом факторе и высоком дебите резко возрастают потери давления в колонне НКТ. Поэтому для скважин с дебитом более 200 м³/сут рекомендуется использование НКТ d=89 мм. С другой стороны, для скважин с прогнозируемым низким начальным дебитом, либо характеризующихся резким падением добычи с ростом обводненности, следует использовать НКТ меньшего диаметра (73 мм). В этом случае

проектный уровень добычи может быть достигнут даже при сочетании высокой обводненности с высоким газовым фактором [9]. Кроме того, в фонтанных скважинах может быть использован ступенчатый лифт диаметром 60x73 мм или 73x89 мм. Нижний конец лифта необходимо устанавливать в интервале перфорации нефтяного пласта. Регулирование отборов жидкости следует вести штуцерами, установленными

на устье скважин. Для герметизации устья скважин может быть использована фонтанная арматура типа АФК-65x21(35). Арматура рассчитана на давление 21 или 35 МПа.

К наземному оборудованию относят фонтанную арматуру и манифольд. Фонтанной арматурой оборудуют фонтанные нефтяные и газовые скважины. Ее устанавливают на колонную головку. Фонтанные арматуры различают по конструктивным и прочностным признакам. Эти признаки включают в шифр фонтанной арматуры.

Фонтанная арматура включает трубную обвязку (головку и фонтанную елку с запорными и регулирующими устройствами). Трубная обвязка – часть фонтанной арматуры, устанавливаемая на колонную обвязку, предназначена для обвязывания одного или двух скважинных трубопроводов, контроля и управления потоком скважинной среды в затрубном (межтрубном) пространстве.

Фонтанная арматура выпускается на рабочее давление: 14, 21, 35, 70, 105, и 140 МПа, сечением ствола от 50 до 150 мм, по конструкции фонтанной елки крестовые и тройниковые, по числу спускаемых в скважину рядов труб однорядные и двухрядные и оборудованы задвижками или кранами.

Конструкция фонтанной арматуры обеспечивает возможность измерения давления на верхнем буфере елки, а также давления и температуры среды на буфере бокового отвода елки и трубной головки. Стандартами предусмотрено изготовление блочных фонтанных арматур, а также укомплектование по необходимости фонтанных арматур

автоматическими предохранительными и дистанционно управляемыми устройствами.

При оборудовании скважины двумя концентрическими колоннами НКТ (двухрядная конструкция подъемника) трубы большего диаметра подвешиваются на резьбовом соединении нижнего тройника (крестовина), который устанавливается на крестовину, герметизирующую затрубное пространство.

Устьевое (до штуцера) и затрубное давления измеряют с помощью манометров. На фланцах боковых отводов трубной головки и фонтанной елки предусматриваются отверстия для подачи ингибиторов коррозии и гидратообразования в затрубное пространство и ствол елки, а также под карман для термометра.

Манифольд предназначен для обвязки фонтанной арматуры с выкидной линией (шлейфом), подающей продукцию на групповую замерную установку. Манифольд монтируют в зависимости от местных условий и технологии эксплуатации.

К подземному оборудованию относятся насосно-компрессорные трубы. Для предупреждения открытых фонтанов применяются комплексы типа комплекс управления скважиной автоматизированный (КУСА) и комплекс управления скважиной автоматизированный электрический (КУСА-Э) при эксплуатации фонтанных скважин. они могут обслуживать от одной до восьми скважины в случае разгерметизации устья, при отклонении от заданных параметров (давления, дебита) работы скважин и при возникновении пожара.

основные элементы комплексов:

- пакер;
- скважинный клапан-отсекатель, устанавливаемый внутрь НКТ на глубине до 200 м;
- наземная станция управления.

Управление клапаном-отсекателем может быть пневматическим (тип КУСА) или электрогидравлическим (типа КУСА-Э).

Коэффициенты продуктивности горизонтальных добывающих скважин могут быть очень высокими, а их дебиты в отдельных случаях превышать 1000 т/сут даже при высоких забойных давлениях. Это возможно, если горизонтальные стволы скважин вскроют макротрещиноватые зоны, а при освоении скважин удастся избежать кольтматации призабойной зоны. Такие скважины могут фонтанировать до очень высокой степени обводненности добываемой продукции.

С увеличением обводненности продукции добывающие скважины будут снижать свою производительность.

На скважинах, прекративших фонтанирование для подъема жидкости может быть испытан бескомпрессорный газлифт. Источником энергии в этом случае могут служить скважины, перешедшие из нефтяных в газовые, или скважины, прострелянные против газовой шапки. При пластовом давлении 21 МПа давление на буфере газовой скважины составит около 4 МПа, что вполне достаточно для проведения испытания бескомпрессорного газлифта.

В процессе эксплуатации нефтяной залежи активно проявляется газонапорный режим со стороны газовой шапки. Ввиду очень малого разрыва между первоначальным пластовым давлением и давлением насыщения нефти газом, около 2 Мпа, происходит процесс разгазирования нефти в пласте с образованием пузырьков окклюдированного газа и фильтрацией газированной нефти, т.е. наблюдаются характерные элементы и режима растворенного газа.

Анализ интерференции скважин в процессе эксплуатации показал наличие хорошей гидродинамической связи между скважинами, что является характерным при разработке залежи с трещинно-каверновым типом коллектора.

Все скважины работают фонтанным способом. Наличие обширной газовой шапки создает большой энергетический потенциал, в результате чего

нефтяная залежь может в принципе, разрабатываться без поддержания пластового давления.

Основными причинами нарушения нормальной работы фонтанных скважин являются запарафинивание подъемных труб, а также образование гидратных пробок.

На месторождении активно и эффективно используются тепловые, методы борьбы с отложениями гидратов и АСПО.

Гидродинамические исследования пластов и скважин позволяют решать ряд проблем, связанных с уточнением геологического строения залежи, определением ее энергетического режима, проведением контроля за разработкой месторождения.

Гидродинамические исследования сложных карбонатных коллекторов Юрубчено-Тохомского месторождения имеют важные как технологические, так и методические особенности. Так как изменения давления в скважине, вскрывающей высокопроницаемый пласт, крайне незначительны и составляют десятые доли атмосферы, для проведения исследований необходимы электронные автономные приборы, способные учитывать изменения давлений на сотые и тысячные доли атмосферы, имеющие разрешающую способность на два порядка выше, чем электронные манометры с тензометрическими датчиками.

При рассмотрении данных гидродинамических исследований скважин установлено резкое увеличение количества газа в продукции скважин уже при депрессии 1-2 кг/см². Количество газа намного превосходит принятый для месторождения газовый фактор 166 м³/т, что позволяет сделать вывод о поступлении в ствол скважины газа из газовой шапки.

По мере увеличения депрессии происходит уменьшение коэффициента продуктивности, что связано с проявлением трех факторов:

- наличием инерционных сопротивлений;
- смыканием трещин;
- работой скважин при давлении ниже давления насыщения.

Анализ индикаторных кривых скважин Юрубчено-Тохомского месторождения позволяет установить причины, обуславливающие снижение продуктивности при увеличении депрессий:

- снижение фильтрационных характеристик в результате смыкания трещин;
- возникновение инерционных сопротивлений при больших скоростях движения флюида по трещинам;
- двухфазным потоком к скважине, обусловленным снижением давления в околоскважинном пространстве ниже давления насыщения.

При проведении гидропрослушивания пласта на 2 участках установлено наличие гидродинамической связи между скважинами, а также исключительно высокие фильтрационные свойства пласта в зоне исследования. Пласт в окрестности исследованных участков (скважин) является единой гидродинамической системой.

Пластовое давление за годы опытно-промышленной эксплуатации остается постоянным, что свидетельствует о больших размерах единой гидродинамической системы.

Анализ и обоснование способов и режимов эксплуатации скважин и применяемого внутрискважинного оборудования позволяет сделать следующие выводы:

- для Юрубчено-Тохомского месторождения основным способом эксплуатации остается фонтанный;
- использование механизированного способа возможно при низких газовых факторах и снижении устьевого давления ниже рабочих параметров (< 25-30 атм);
- основными осложняющими факторами добычи продукции скважин являются высокие значения газового фактора.

2.3 Разработка схемы цифровизации процесса контроля и управления фонтанной скважины

Текущая используемая схема (Рисунок 2.4) и оборудование фонтанного способа эксплуатации на фоне повышения технологичности и автоматизации механизированного способа эксплуатации практически не изменилась за последние пол века.

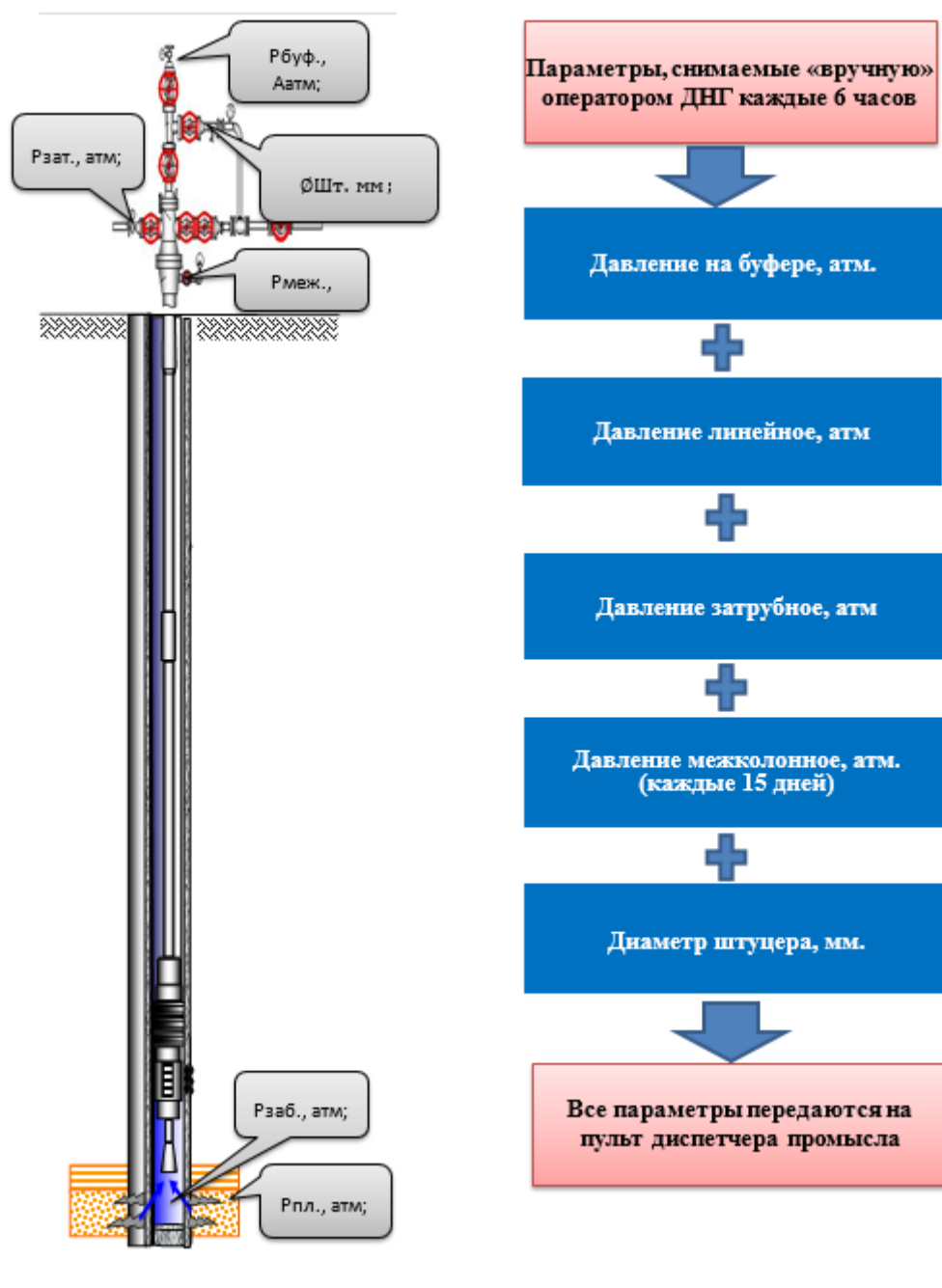


Рисунок 2.4 – Текущая схема контроля фонтанного фонда скважин

Реализуется концепция спуска насосно-компрессорных труб с пакером (разобщающим призабойную зону от выше расположенного затрубного пространства с целью обеспечения изоляции потока и направления по НКТ). Реулирование производительности скважины и настройка режима фонтанирования основываются на дискретных данных исследований ГИС и на основании данных с устьевых манометров. В последствии на основании, по сути косвенных, исходных данных происходит подбор режима фонтанирования. Качество данного подбора определяет как текущий уровень добычи, то есть ее рентабельность, так и перспективу разработки объекта в целом. Неоптимальный подбор режима может привести к преждевременному прекращению фонтанирования, обводнения продукции и как следствие – снижение прибыли нефтедобывающей компании.

Пластовое и забойное давление в фонтанных скважинах замеряются прямым методом на глубину кровли пласта или верхних дыр перфорации – спуском манометра на проволоке



Рисунок 2.5 – Продолжительность сбора информации и корректировки режима фонтанирования

При не доходе прибора до кровли пласта из-за высокого зенитного угла (от 50 и выше), замер выполняется на глубине остановки прибора, далее расчетным путем вычисляется давление на кровлю или верхние дыры перфорации.

Оперативный контроль ввиду основания принятия решений на дискретных данных прошлого носит ретроспективный характер. Продолжительный процесс сбора и анализа данных приводит к потере эффективности и упущенной прибыли. С целью решения вопроса по снижению непроизводительных потерь и перехода с реактивного на проактивный подход была поставлена задача по автоматизации процесса фонтанной добычи скважин и цифровизации.



Рисунок 2.6 – Текущая и планируемая оперативность реагирования на корректировку режима эксплуатации

В итоге рассмотрения текущих практик ПАО «Востсибнефтегаз» по направлению автоматизации механизированного способа эксплуатации было принято решение использовать лучшие практики данного направления и интегрировать в схему оборудования фонтанного способа эксплуатации (Рис. 2.7).

В результате сформирован концепт-дизайн с размещением погружной телеметрии, телеметрии на устье скважины и комплекса принятия данных и управления режимом фонтанирования.

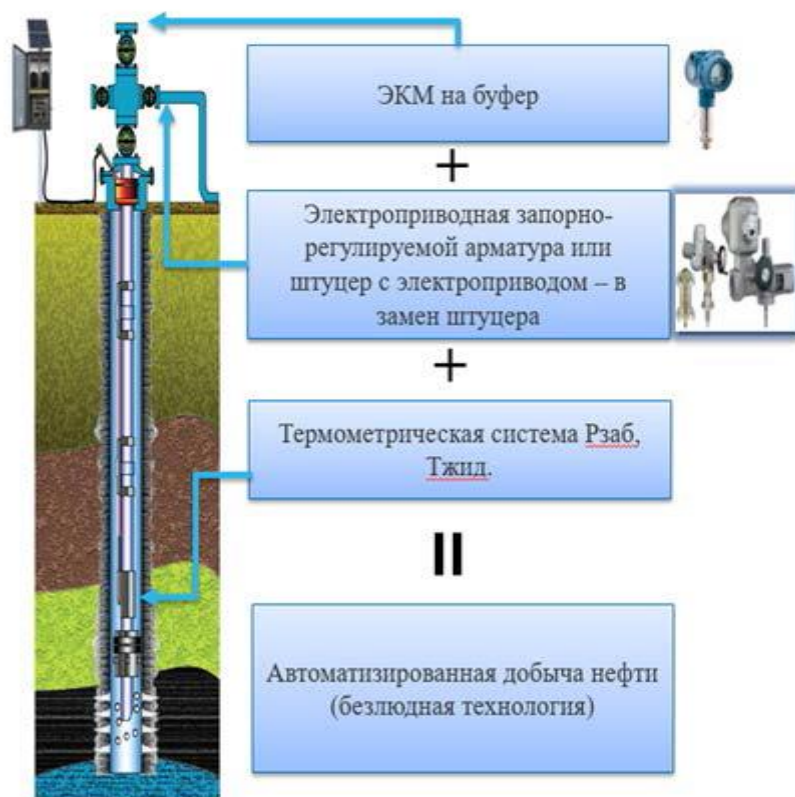


Рисунок 2.7 – Автоматизации процесса сбора и управления фонтанной скважины

В результате реализации концепции планируется обеспечение автоматизированной самодиагностики режима фонтанирования и информирования системой специалиста о корректировке в сторону наибольшего потенциального дебита нефти (Рис. 2.8).

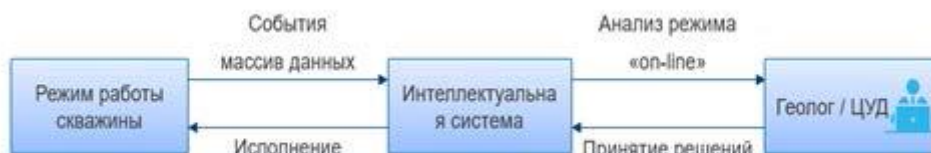


Рисунок 2.8 – Автоматизированная самодиагностика режима фонтанирования

Оснащение всех скважин Юрубчено-Тохомского месторождения позволит ПАО «Востсибнефтегаз» оптимизировать и контролировать работу отдельных скважин и повысить добычу в целом по месторождению.

В дипломном проекте, с целью решения вопроса по снижению непроизводительных потерь и перехода с реактивного на проактивный подход была поставлена задача по автоматизации процесса фонтанной добычи скважин и цифровизации.

В итоге рассмотрения текущих практик ПАО «Востсибнефтегаз» по направлению автоматизации механизированного способа эксплуатации было принято решение использовать лучшие практики данного направления и интегрировать в схему оборудования фонтанного способа эксплуатации.

В результате сформировано предложение размещения погружной телеметрии, телеметрии на устье скважины и комплекса принятия данных и управления режимом фонтанирования.

В результате реализации концепции планируется обеспечение автоматизированной самодиагностики режима фонтанирования и информирования системой специалиста о корректировке в сторону наибольшего потенциального дебита нефти. Оснащение всех скважин Юрубчено-Тохомского месторождения позволит ПАО «Востсибнефтегаз» оптимизировать и контролировать работу отдельных скважин и повысить добычу в целом по месторождению.

Предложенная технология позволит значительно повысить эффективность эксплуатации фонтанных скважин Юрубчено-Тохомского месторождения (Красноярский край).

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Кравчуку Василию Евгеньевичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Анализ технологии добычи углеводородов Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения (Красноярский край)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>При добыче углеводородов Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения (Красноярский край) могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу). Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Трудовое законодательство РФ. Нормы по охране труда и технике безопасности при добыче углеводородов Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения (Красноярский край). ГОСТ 12.2.003-91 ГОСТ 12.2.062-81 ГОСТ 12.3.009-76 ГОСТ 12.4.011-89 ГОСТ 12.4.125-83 ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 23407-78 ГОСТ 12.1.019-79 ГОСТ 12.1.030-81 ГОСТ 12.1.006-84 ГОСТ 12.1.038-82 ГОСТ 12.1.003-2014 ГОСТ 12.1.012-90 ГОСТ 12.4.002-97 ГОСТ 12.4.024-86 ГОСТ 12.1.007-76</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Превышение уровней шума. 2. Тяжесть физического труда. 3. Превышение уровней вибрации. 4. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.

	<p>5. Недостаточная освещенность рабочей зоны.</p> <p>6. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.</p> <p>Опасные факторы</p> <p>1. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола).</p> <p>2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.</p> <p>3. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов.</p> <p>4. Электрический ток.</p> <p>5. Пожароопасность.</p>
3. Экологическая безопасность:	<p>Рассмотреть влияние вредного воздействия ГСМ, химических реагентов и веществ в процессе добычи углеводородов Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения (Красноярский край) на окружающую среду и охарактеризовать мероприятия по их устранению.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Рассмотреть такие ЧС как: открытое фонтанирование нефти из скважин; порывы нефтесборной сети и сети ППД. Охарактеризовать типичную ЧС: наводнение во время паводка, так как местность болотистая.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.03.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин А.А.	К.Т.Н.		03.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Кравчук Василий Евгеньевич		03.03.2020

3. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Данным проектом предусматривается анализ технологии добычи углеводородов Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения (Красноярский край).

При добыче углеводородов Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения (Красноярский край) при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары.

В ходе выполнения раздела «Социальная ответственность» были рассмотрены такие вопросы как: производственная безопасность; проведен анализ опасных и вредных производственных факторов и рассмотрены мероприятия по их устранению; экологическая безопасность; безопасность в чрезвычайных ситуациях.

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Добыча углеводородов Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения относится к перечню тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин. Данное ограничение устанавливается постановлением правительства РФ от 25.02.200 N 162.

К тому же, работнику с подклассом вредных условий труда положено повышение оплаты труда в размере не менее 4% от оклада или тарифной ставки. Это указано в статье 147 Трудового Кодекса РФ.

Для рабочих, занятых в бурении, продолжительность рабочей смены устанавливается равной 12 часам. В этих условиях применяются особые 2-

бригадные графики, по которым две бригады, работая по 12 часов в сутки, могут чередоваться друг с другом каждые 12 часов. Из-за труднодоступности мест добычи углеводородов Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения (Красноярский край) применяется вахтовый метод работы: 28 рабочих дней через 28 дней отдыха, либо 14/14. Регулирование охраны труда производится трудовым кодексом РФ, вахтовые работы регламентируются согласно главе 47 настоящего кодекса.

Площадка, предназначенная для размещения оборудования должна быть свободна от посторонних наземных и подземных трубопроводов, кабелей и других инженерных сооружений.

Расстояние от оборудования до жилых и производственных помещений, охранных зон железных и шоссейных дорог, инженерных коммуникаций, ЛЭП должно быть не менее высоты вышки (мачты) плюс 10 м, а до магистральных нефте- и газопроводов - не менее 50 м.

Размеры рабочей площадки должны соответствовать типу применяемого оборудования, обеспечивая возможность свободного размещения на ней всех необходимых вспомогательных сооружений и оборудования (приемного настила, зумпфа, стеллажа для труб, передвижной электро- или компрессорной станции и др.), а также минимальные затраты на проведение работ по рекультивации.

При расположении установок и оборудования вблизи отвесных склонов (уступов) размеры рабочей площадки должны обеспечивать возможность размещения установки вне призмы обрушения (в любом случае расстояние от бровки склона до основания установки должно быть не менее 3 м).

2. Производственная безопасность

2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов

Таблица 3.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
1. Превышение уровней шума	ГОСТ 12.2.003-91
2. Тяжесть физического труда	ГОСТ 12.2.062-81
3. Превышение уровней вибрации	ГОСТ 12.3.009-76
4. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	ГОСТ 12.4.011-89 ГОСТ 12.4.125-83
5. Недостаточная освещенность рабочей зоны	ГОСТ 12.1.005-88
6. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	ГОСТ 12.1.030-81
7. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)	ГОСТ 12.1.006-84 ГОСТ 12.1.038-82
8. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ 12.1.003-2014 ГОСТ 12.1.012-90
9. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов	ГОСТ 12.4.002-97 ГОСТ 12.4.024-86
10. Электрический ток	ГОСТ 12.1.007-76 ГОСТ 12.1.004-91
11. Пожароопасность	

Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола). К работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее 2 м от неогражденных перепадов по высоте 1,3 м и более.

При совмещении работ по одной вертикали нижерасположенные места должны быть оборудованы соответствующими защитными устройствами (настилами, сетками, козырьками), установленными на расстоянии не более 6 м по вертикали от нижерасположенного рабочего места. Внизу под местом производства работ определяются и ограждаются опасные зоны, опасные участки обозначаются плакатами, знаками безопасности для предупреждения появления в опасной зоне посторонних лиц.

Необходимо пользоваться средствами индивидуальной защиты от падения с высоты такие как страховочные привязи, амортизаторы блокирующие устройства.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. Возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание

риска подвергнуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных работах, монтаже-демонтаже оборудования и др.

Меры безопасности, в большинстве, сводятся к неукоснительному соблюдению техники безопасности на месторождении. Поэтому каждого поступающего на работу человека обязательно нужно проинструктировать по технике безопасности при работе с тем или иным оборудованием;обеспечить медико-санитарное обслуживание.

К основным документам, регламентирующим работу с движущимися механизмами, относится ГОСТ 12.2.003-91 [2].

Пожаровзрывобезопасность. По классификации пожароопасных зон площадка изысканий относится к категории II-III (расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°С или твердые горючие вещества). Основными причинами пожаров на производстве могут являться:

1. Причины электрического характера (короткие замыкания, перегрев проводов).
2. Открытый огонь (сварочные работы, костры, курение, искры от автотранспорта и неомедленного инструмента).
3. Удар молнии.
4. Разряд зарядов статического электричества.

Для устранения причин пожара электрического характера необходимо: регулярно контролировать сопротивление изоляции электрической сети, принять меры от механических повреждений электрической проводки. Во всех электрических цепях устанавливается отключающая аппаратура (предохранители, магнитные пускатели, автоматы).

Все сварочные работы должны производиться на специально выделенных участках (сварочные посты). В случае необходимости производства сварочных работ в другом месте необходимо получить

разрешение у главного инженера. Запрещается курить, разводить костры в недопозволенных местах.

Весь автотранспорт при работе во взрывоопасных зонах снабжаются искрогасителями. В этих зонах также обязательно использование омедненного инструмента.

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, должны проходить первичный и вторичный противопожарный инструктаж. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков. Результаты проверки оформляются записью в «Журнал регистрации обучения видов инструктажа по технике безопасности» согласно ГОСТ 12.1.004-91.

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории базы располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004-91:

1. Огнетушитель марки ОВП-10 и ОП-10 (з) 2 шт.
2. Ведро пожарное 2 шт.
3. Багры 3 шт.
4. Топоры 3 шт.

Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов. Механические поражения могут быть следствием неосторожного обращения с инструментами (лом, лопата, молоток и др.) Инструмент должен содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода - изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Ручной инструмент (кувалды, молотки, ключи, лопаты и т.п.) должен содержаться в исправности. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках, согласно ГОСТ 12.2.003-91 [2].

Электрический ток. Опасностями поражения током при проведении полевых работ, сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

Причинами поражения электрическим током могут быть: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением), отсутствие заземления и др. Поэтому работа на каротажных станциях требует помимо соответствующей квалификации персонала большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности.

Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены.

Во избежание электротравм следует проводить следующие мероприятия:

- ежедневно перед началом работы проверять наличие, исправность и комплектность диэлектрических защитных средств (диэлектрические перчатки, боты, резиновые коврики, изолирующие подставки);

- все технологические операции, выполняемые на приёмных и питающих линиях, должны проводиться по заранее установленной и утвержденной системе команд, сигнализации и связи;

- с целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током широко используют плакаты и знаки безопасности.

2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия

Превышение уровней вибрации. Вибрация – это механические колебания, оказывающие ощутимое влияние на человека. Источником вибрации является оборудование для добычи углеводородов Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения (Красноярский край). К основным законодательным документам, регламентирующим вибрацию, относится ГОСТ 12.1.012-2004.

Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16-250 Гц.

Основным средством обеспечения вибрационной безопасности является создание условий работы, при которых вибрация, воздействующая на человека, не превышает некоторых установленных пределов (гигиенических нормативов).

Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ 31192.2-2005, общей вибрации – по ГОСТ 31319-2006.

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования используют различные методы:

- использование машин с меньшей виброактивностью;
- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека;
- использование в качестве рабочих виброопасных профессий лиц, не имеющих медицинских противопоказаний, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований;
- проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин;
- индивидуальные средства защиты: виброобувь и виброручкавицы, вкладыши и прокладки из упругодемпфирующих материалов;
- коллективные средства защиты: амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки.

Превышение уровней шума. Шум – беспорядочные колебания различной физической природы, отличающиеся сложностью временной и спектральной структуры.

Шум может создаваться работающим оборудованием. В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения, характеризующие шум, регламентируются в ГОСТ 12.1.003-2014.

Обеспечение безопасности при воздействии шума на работника является комплексным мероприятием. Использование работниками средств индивидуальной защиты против шума (ушные вкладыши, наушники и шлемофоны), правильная организация труда и отдыха (устройство кратковременных перерывов в работе). Оборудование, машины, которые в процессе работы могут производить шум, неблагоприятно воздействующий на работников, следует конструировать и изготавливать с учетом последних достижений технологии и принципов проектирования, позволяющих снизить излучаемый шум (виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов, экранирование шума преградами, применение противозумных подшипников, глушителей, своевременная смазка трущихся поверхностей).

Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися. Профилактика природно-очаговых заболеваний имеет особое значение в полевых условиях. Разносят их насекомые, дикие звери, птицы и рыбы.

Основное профилактическое мероприятие - противозэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу на весь год, обучение населения методам индивидуальной защиты человека от кровососущих насекомых и клещей.

Недостаточная освещенность рабочей зоны. Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение». Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному.

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. Источниками запыленности и загазованности воздуха при добыче углеводородов Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения (Красноярский край) являются силовые приводы, дизельные электростанции, химические реагенты. С целью исключения вредного воздействия горюче-

смазочных материалов, химических реагентов и веществ в процессе добыче углеводородов Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения (Красноярский край) на окружающую среду необходимо выполнение следующих мероприятий:

- проводить сбор сточных вод, химических реагентов, которые потом подлежат утилизации.

- площадка Юрубчено-Тохомского месторождения должна иметь лежнёвку с устройством дренажной системы;

- хранение ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических ёмкостях.

3. Экологическая безопасность

Экологическая безопасность – допустимый уровень негативного воздействия природных и антропогенных факторов экологической опасности на окружающую среду и человека.

При добыче углеводородов Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения, загрязнение может приводить к снижению продуктивности почв и ухудшению качества подземных и поверхностных вод. Причины, влияющие на окружающую среду, могут быть следующими: неправильная прокладка дорог и размещение установок; планировка площадок; нерациональное использование земельных участков под установки; несоблюдение правил и требований.

При проведении инженерно-геологических работ необходимо выполнение следующих правил и мероприятий по охране природы: обязательна ликвидация возможных вредных последствий от воздействия на природу; не допускается разведение костров, за исключением специально оборудованных для этого мест; не допускается загрязнение участка проведения работ; для предотвращения пожаров необходимо строго

соблюдать правила пожарной безопасности; установка маслосборников для быстрого удаления ГСМ.

Таблица 3.2 – Вредные воздействия на атмосферу, литосферу, гидросферу в результате выполнения геолого-технических мероприятий и природоохранные мероприятия по их устранению

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Разрушение плодородного слоя почвы в месте кустовой площадки	Рекультивация земель, рациональное планирование мест установки
	Загрязнение почвы химическими реагентами, маслами, сточными водами.	Сооружение специальных сливных поддонов, уничтожение отработавших химических реагентов
	Уничтожение растительности, создание неровностей поверхности при передвижении установки	Засыпка создаваемых неровностей
Вода и водные ресурсы	Попадание химических реагентов, масел со сточными водами.	Хранение химических реагентов и ГСМ в специальных складах защищенных от попадания атмосферных осадков
Недра	Нарушение состояния геологической среды, путем закачки жидкости в пласт под высоким давлением	Инженерно-геологические и гидрогеологические наблюдения
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов, от рабочих механизмов системы	Установка специализированных фильтров в систему вентиляции помещения для оборудования

С целью уменьшения повреждений земельных угодий и снижение вредных воздействий, геологоразведочные организации должны ежегодно разрабатывать планы-графики перемещения агрегатов с учетом времени посевов и уборки сельскохозяйственных культур. Подъездные дороги и площадки по возможности необходимо располагать на малопродуктивных землях, а размеры их должны быть минимальными.

По окончании работ должна быть проведена рекультивация, то есть комплекс мероприятий по восстановлению земельных отводов.

Оборудование и железобетонные покрытия демонтируют и вывозят, остатки дизельного топлива и моторного масла сжигают, глинистый раствор вывозят, нарушенный растительно-почвенный покров закрывают дерном и почвенным слоем. Проводят биологическую рекультивацию – озеленение.

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

К возможным чрезвычайным ситуациям при добыче углеводородов Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения (Красноярский край): лесные пожары, взрывы горюче-смазочных материалов, разрушение техники и оборудования.

Одна из самых распространенных чрезвычайных ситуаций, которая может возникнуть в процессе добычи углеводородов Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения, является открытое фонтанирование, а затем и в пожар. Нередко открытое фонтанирование скважин приводит к гибели людей, уничтожению самих скважин, оборудования и инструмента. Открытые фонтаны (ОФ) могут представлять большую угрозу не только для нефтепромысловых объектов, но и для населенных пунктов и промышленных комплексов, расположенных в районе аварийной скважины.

Основными мероприятиями по предотвращению аварий являются: проверка состояния оборудования, наличие средств и материалов по борьбе с пожарами, обучение персонала.

Заключение (выводы)

Раздел социальная ответственность содержит технику безопасности в процессе добычи углеводородов Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения, также в данном разделе была рассмотрена охрана окружающей среды и правила безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Список используемой литературы

1. ГОСТ 12.0.003-2015 - Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;
2. ГОСТ 12.2.003-91 - Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
3. ГОСТ 12.2.062-81 - Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные;
4. ГОСТ 12.4.011-89 - Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация;
5. ГОСТ 12.1.005-88 - Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
6. СанПиН 2.2.4.548-96 - Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
7. ГОСТ 12.4.026-2001 - Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний;
8. СанПиН 2.2.4.3359-16 - Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Кравчуку Василию Евгеньевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды 30 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ конкурентных технических решений (НИ)	Расчет конкурентоспособности SWOT-анализ
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения (НИ)	Структура работ. Определение трудоемкости. Разработка графика проведения исследования
3. Составление бюджета инженерного проекта (НИ)	Расчет бюджетной стоимости НИ
4. Оценка ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности (НИ)	Интегральный финансовый показатель. Интегральный показатель ресурсоэффективности. Интегральный показатель эффективности.

Перечень графического материала

1. Оценка конкурентоспособности ИП
2. Матрица SWOT
3. Диаграмма Ганта
4. Бюджет НИ
5. Основные показатели эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.03.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Т.Г.	К.Э.Н		03.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Кравчук Василий Евгеньевич		03.03.2020

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

Основная цель данного раздела – оценить перспективность развития и планировать финансовую и коммерческую ценность конечного продукта, представленного в рамках исследовательской программы.

Коммерческая ценность определяется не только наличием более высоких технических характеристик над конкурентными разработками, но и тем, насколько быстро разработчик сможет ответить на следующие вопросы – будет ли продукт востребован на рынке, какова будет его цена, каков бюджет научного исследования, какое время будет необходимо для продвижения разработанного продукта на рынок.

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

- Оценка коммерческого потенциала разработки.
- Планирование научно-исследовательской работы;
- Расчет бюджета научно-исследовательской работы;
- Определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности

исследования.

Цель данной ВКР – анализ технологии добычи углеводородов Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения (Красноярский край).

1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

1.1 Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технологических решений необходимо производить с использованием оценочной карты. Построим оценочную карту для возможных решений исполнения процесса контроля и управления фонтанной скважины Юрубчено-Тохомского месторождения.

В данном разделе рассмотрим три варианта исполнения, которые наиболее часто применяются в настоящее время:

Вариант №1 – цифровизация процесса контроля и управления фонтанной скважины Юрубчено-Тохомского месторождения с размещением погружной телеметрии, телеметрии на устье скважины и комплекса принятия данных и управления режимом фонтанирования;

Вариант №2 – контроль и управление фонтанной скважины с применением концепции спуска насосно-компрессорных труб с пакером;

Вариант №3 – цифровизация процесса контроля и управления фонтанной скважины с применением дискретных данных исследований ГИС и на основании данных с устьевых манометров.

В данном проекте применен вариант 1 (цифровизация процесса контроля и управления фонтанной скважины Юрубчено-Тохомского месторождения с размещением погружной телеметрии, телеметрии на устье скважины и комплекса принятия данных и управления режимом фонтанирования). Необходимо определить его преимущество по сравнению с вариантами 2 и 3.

Результаты экспертной оценки представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентность		
		Бк1	Бк2	Бк3	Кк1	Кк2	Кк3
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Надежность	0,2	4	5	5	1	0,8	0,8
2. Безопасность обслуживания	0,2	5	5	5	0,8	1	1
3. Удобство эксплуатации	0,1	4	4	5	0,4	0,6	0,7
4. Простота монтажа	0,05	4	4	4	0,2	0,2	0,2
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Стоимость оборудования	0,1	5	4	3	0,5	0,4	0,3
2. Затраты на установку	0,05	5	3	3	0,25	0,15	0,15
3. Затраты на обслуживание и ремонт	0,07	5	4	4	0,35	0,28	0,28
4. Затраты от потерь э/энергии	0,08	4	4	4	0,32	0,32	0,32
5. Сроки эксплуатации	0,15	4	4	4	0,6	0,6	0,6
Итого	1	40	37	38	4,42	4,35	4,35

Веса показателей, устанавливаемые экспертным путем, в результате равняются 1. Позиции по каждому показателю определяются экспертным путем по пятибалльной шкале, в соответствии с которой, 1- самая слабая позиция, а 5- самая сильная.

Пример оценки конкурентноспособности приведем для первого варианта: $K_{к1}\Sigma = \Sigma B \cdot B = 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,1 \cdot 4 + 0,05 \cdot 4 + 0,1 \cdot 5 + 0,05 \cdot 5 + 0,07 \cdot 5 + 0,08 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 = 4,42$,

где В – вес показателя (в долях единицы);

Б – бал показателя;

К – конкурентоспособность решения.

Как видно из результатов оценки конкурентноспособности трех вариантов наиболее ресурсоэффективным является вариант №1 (цифровизация процесса контроля и управления фонтанной скважины Юрубчено-Тохомского месторождения с размещением погружной телеметрии, телеметрии на устье скважины и комплекса принятия данных и управления режимом фонтанирования)

Основной недостаток вариантов №2 и №3 – низкая надежность. В данном случае, на предприятии применение схемы варианта №1 достаточно, так как она обеспечивает высокую надежность и простоту в обслуживании.

По результату анализа конкурентных технических решений вариант, примененный в настоящем проекте оправдывает свое применение.

1.2 SWOT-анализ

SWOT-анализ является инструментом стратегического менеджмента. Представляет собой комплексное исследование технического проекта. Поскольку SWOT-анализ в общем виде не содержит экономических категорий, его можно применять к любым организациям, отдельным людям и странам для построения стратегий в самых различных областях деятельности. Применительно к проектируемой схеме, SWOT-анализ позволит оценить сильные и слабые стороны проекта, а также его возможности и угрозы. Для проведения SWOT-анализ составляется матрица SWOT, в которую записываются слабые и сильные стороны проекта, а также возможности и угрозы [10].

При составлении матрицы SWOT удобно использовать следующие обозначения: С – сильные стороны проекта; Сл – слабые стороны проекта; В – возможности, У– угрозы. Матрица SWOT приведена в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Матрица SWOT

	Сильные стороны проекта: С1. Высокая надежность С2. Экологичность технологии. С3. Квалифицированный персонал. С4. Повышенная безопасность С5. Уменьшение затрат на ремонт оборудования.	Слабые стороны проекта: Сл1. Трудоемкость монтажа провода СИП Сл2. Высокая стоимость провода Сл3. Необходимость дополнительных комплектующих. Сл4. Требуется квалифицированное обслуживания
Возможности: В1. Совершенствование технологии добычи углеводородов Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения В2. Заинтересованность крупных компаний. В3. Снижение потерь электроэнергии на транспортировку В4. Уменьшение аварийных ситуаций	В1С1С3С4; В2С1; С4; С5; В3С5; В4С1С2С5	В1Сл3; Сл4; В2Сл1Сл2; Сл4 В3Сл2; В4Сл1; Сл2; Сл4;

Угрозы: У1. Появление на рынке более эффективных схем. У2. Катастрофы природного и техногенного характера. У3. Введения дополнительных государственных требований к стандартизации и сертификации оборудования У4. Отсутствие у заказчика квалифицированных специалистов	У1С3;	У1Сл1Сл2;
	У3С5;	У3Сл1Сл2;
		У4Сл1; Сл3.

На основании матрицы SWOT строятся интерактивные матрицы возможностей и угроз, позволяющие оценить эффективность проекта, а также надежность его реализации. Составляя интерактивные матрицы используются обозначения аналогичные самой матрицы SWOT с дополнением знаков (=,-) для подробного представления наличия возможностей и угроз проекта («+» - сильное соответствие; «-» - слабое соответствие).

Далее в таблицах 4.3 и 4.4 приведен анализ данных, по которым можно сказать, что сильных сторон у проекта значительно больше, чем слабых. Кроме того угрозы имеют низкие вероятности, что говорит о высокой надежности проекта.

Таблица 4.3 – Интерактивная матрица возможностей

	Сильные стороны проекта				
	С1	С2	С3	С4	С5
В1	+	-	+	+	-
В2	+	-	-	+	+
В3	-	-	-	-	+
В4	+	+	+	+	+
	Слабые стороны проекта				
	Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
В1	-	-	+	-	-
В2	+	-	-	+	
В3	-	-	-	-	
В4	+	+	-	-	

Таблица 4.4 – Интерактивная матрица угроз

	Сильные стороны проекта					
		С1	С2	С3	С4	С5
Угрозы	У1	-	-	+	-	-
	У2	+	-	-	+	-
	У3	-	-	-	-	+
	У4	+	+	+	-	+
	Слабые стороны проекта					
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	У1	+	+	-	-	-
	У2	-	-	+	+	
	У3	+	+	-	-	
	У4	-	-	-	+	

В процессе проектирования системы цифровизации процесса контроля и управления фонтанной скважины Юрубчено-Тохомского месторождения инженер нацелен на проектирование с возможно большим внедрением сильных сторон. Это влияет, прежде всего, на качество и востребованность спроектированной системы электроснабжения, что не мало важно для потребителей.

В результате SWOT-анализа были выявлены сильные и слабые стороны выбора технического проекта, проведена оценка надежности и возможностей данного проекта. Было установлено, что технический проект имеет несколько важных преимуществ (высокая энергоэффективность, повышенная безопасность производства), обеспечивающих повышение производительности, безопасности, экологичности и экономичности технического производства. Также в проекте присутствуют и слабые стороны. Одним из таких является трудность монтажа системы, что является большим минусом при реализации проекта.

2. Планирование научно-исследовательских работ

2.1 Структура работ в рамках технического проектирования

Для выполнения проекта формируется рабочая группа, в состав которой входит научный руководитель и студент. Составляется перечень

этапов и работ в рамках выполнения проекта и производится распределение работ между руководителем и студентом. Перечень этапов и работ, распределение приведен в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Перечень основных этапов и работ, распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
	2	Выдача задания на тему	Руководитель
Выбор направления исследований	3	Постановка задачи	Руководитель
	4	Определение стадий, этапов и сроков разработки	Инженер, руководитель
	5	Подбор литературы	Инженер
	6	Сбор материалов и статистических данных	Инженер
Теоретические исследования	7	Проведение теоретических обоснований	Инженер, руководитель
	8	Анализ статистических данных	Инженер
	9	Согласование полученных данных с руководителем	Инженер, руководитель
Обобщение и оценка результатов	10	Оценка эффективности полученных результатов	Инженер
	11	Работа над выводом	Инженер
Оформление отчета по НИР	12	Составление пояснительной записки	Инженер

После определения основных этапов работ необходимо определить трудоемкость работ и составить график их выполнения, с отражением длительности по каждому этапу.

2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным методом в человеко-днях и носит вероятностный характер, трудоемкость зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для

определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости тож_i используется следующая формула [9]:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}$$

где тож_i – ожидаемая трудоемкость выполнения *i*-ой работы чел.-дн.; *t*_{min i} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной *i*-ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.; *t*_{max i} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной *i*-ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях *T*_р, учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i},$$

где *T*_{рi} – продолжительность одной работы, раб.дн.; тож_i – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.; *Ч*_i – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел. В таблице 4.6 приведены ожидаемая трудоемкость и время выполнения работ.

Таблица 4.6 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	
	<i>t</i> _{min} , чел-дни		<i>t</i> _{max} , чел-дни		<i>t</i> _{ожі} , чел-дни			
	Науч. рук-ль	Инженер	Науч. рук-ль	Инженер	Науч. рук-ль	Инженер	Науч. рук-ль	Инженер
Составление и утверждение технического задания	1	-	2	-	1,4	-	2	-
Подбор и изучение материалов по теме	-	3	-	5	-	3,8	-	4

Проведение расчетов электрических нагрузок предприятия	-	20	-	25	-	22	-	22
Проектирование системы внутризаводского электроснабжения	1	23	4	28	2,2	25	2	25
Проектирование системы внутрицехового электроснабжения	1	23	4	28	2,2	25	2	25
Оценка эффективности полученных результатов	1	4	2	6	1,4	4,8	2	5
Составление пояснительной записки	-	6	-	10	-	7,6	-	8
Проверка выпускной квалификационной работы	1	-	2	-	1,4	-	2	-
Исправление ошибок	-	2	-	4	-	2,8	-	3
Подготовка к защите ВКР	2	3	4	6	2,8	4,2	3	5

Следующим этапом отразим длительность работ в календарном план-графике.

2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным в данном случае является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта [11].

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ [11].

График строится для ожидаемого по длительности исполнения работ в рамках технического проекта, с разбивкой по месяцам и декадам за период времени подготовки ВКР. Строим план-график проведения работ (таблица 4.7).

Таблица 4.7– Календарный план-график проведения работ

№	Вид работ	Исполнитель работ	T _{pi} , раб. дн.	Продолжительность выполнения работ												
				Февр.		Март			Апрель			Май			Июнь	
				1	2	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель	2	—												
2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	4	—												
3	Проведение расчетов технологии добычи углеводородов Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения (Красноярский край)	Инженер	22		—	—	—									
4	Проектирование схемы цифровизации процесса контроля фонтанной скважины Юрубчено-Тохомского месторождения	Инженер	25				—	—	—							
		Научный руководитель	2						—							
5	Проектирование схемы управления фонтанной скважины Юрубчено-Тохомского месторождения	Инженер	25						—	—	—					
		Научный руководитель	2									—				
6	Оценка эффективности полученных результатов	Инженер	5									—	—			
		Научный руководитель	2										—			
7	Составление пояснительной записки	Инженер	8									—	—	—		
8	Проверка выпускной квалификационной работы руководителем	Научный руководитель	2											—		
9	Исправление ошибок	Инженер	3												—	—
10	Подготовка к защите ВКР	Инженер	5												—	—
		Научный руководитель	3													—

Исходя из составленной диаграммы, можно сделать вывод, что продолжительность работ занимает 12 декад, начиная со второй декады февраля, заканчивая первой декадой июня. Учитывая вероятностный характер оценки трудоемкости, реальная продолжительность работ может быть как меньше (при благоприятном стечении обстоятельств), так и несколько превысить указанную продолжительность (при неблагоприятном стечении обстоятельств).

Далее, по диаграмме Ганта можно предварительно оценить показатели рабочего времени для каждого исполнителя.

Продолжительность выполнения проекта в рабочих днях составит 110 дней. Из них:

97 дней – продолжительность выполнения работ инженера;

13 дней – продолжительность выполнения работ руководителем.

3. Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям: - материальные затраты НТИ; - затраты на оборудование; - основная заработная плата исполнителей темы; - дополнительная заработная плата исполнителей темы; - отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления); - накладные расходы.

3.1 Расчет материальных затрат НТИ

При расчете материальных затрат не учитывались транспортные расходы, т.к. данные канцелярские принадлежности были доставлены на рабочее место самими исполнителями технического проекта (инженером и научным руководителем).

Таблица 4.8 – Материальные затраты

Наименование	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (З _м), руб.
Бумага	1	250	250
Ручка	2	84	168
Папка	1	50	50
Калькулятор	1	722	710
Линейка	1	22	22
Электроэнергия	50 кВт	2,5	125
Итого			1325

3.2 Расчет амортизации специального оборудования

При выполнении научно-исследовательского проекта использовался ПЭВМ – Asus, Xerox Phaser 3020, принтер Canon PIXMA TS304. Срок полезного использования данного оборудования по паспорту составляет 3 года.

Таблица 4.9 – Затраты на оборудование

№	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Срок полезного использования, лет	Цены единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
1	ПЭВМ	1	3	30	30
2.	Ксерокс	1	3	7,7	7,7
3.	Принтер	1	3	3,9	3,9
Итого		41,6 тыс. руб.			

Расчет амортизации проводится следующим образом:

Норма амортизации определяется по следующей формуле:

$$H_A = \frac{1}{n},$$

где n – срок полезного использования в годах.

Амортизация определяется по следующей формуле:

$$A = \frac{H_A \cdot I}{12} \cdot t,$$

где I – итоговая сумма, тыс. руб.;

t – время использования, мес.

Рассчитаем норму амортизации для оборудования, с учётом того, что срок полезного использования составляет 3 года:

$$H_A = \frac{1}{n} = \frac{1}{3} = 0,33.$$

Общую сумму амортизационных отчислений находим следующим образом:

$$A = \frac{H_{AI}}{12} * m = \frac{0,33 * 41600}{12} * 3 = 3432 \text{ руб.}$$

3.3 Полная заработная плата исполнителей темы

Полная заработная плата включает основную и дополнительную заработную плату и определяется как [9]:

$$Z_{полн} = Z_{осн} + Z_{доп},$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок.

Основная заработная плата $Z_{осн}$ рассчитывается по формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p,$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата работника, руб.;

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.;

T_p – продолжительность работ, выполняемых техническим работником, раб.дн.;

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_{тс} + Z_{допл} + Z_{р.к.}}{F_d},$$

где $Z_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$Z_{\text{допл}}$ – доплата за руководство расчетного проектирования, руб.;

$Z_{\text{р.к.}}$ – доплата с учетом районного коэффициента $K_{\text{рк}}=1,3$, руб.;

$F_{\text{д}}$ – фонд рабочего времени персонала, раб. дн.

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	$Z_{\text{тс}}$, руб.	$Z_{\text{допл}}$, руб	$Z_{\text{р.к.}}$, руб	$Z_{\text{м}}$, руб	$Z_{\text{дн}}$, руб.	$T_{\text{р}}$, раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб.
Руководитель	23264	2200	7639	33103	1273,1	13	16550,3
Инженер	12130	4000	4839	20969	806,5	97	78230,5
Итого							94780,8

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей проекта учитывают выплаты связанные с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}},$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Расчет дополнительной и полной заработной платы приведен в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Расчет дополнительной и полной заработной платы

Исполнители	$k_{\text{доп}}$	$Z_{\text{осн}}$, руб.	$Z_{\text{доп}}$, руб.	$Z_{\text{полн}}$, руб.
Руководитель	0,15	16550,3	2482,6	19032,9
Инженер	0,12	78230,5	9387,7	87618,2
Итого $Z_{\text{осн}}$, руб.		94780,8		106651,1

3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы [9]:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}),$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2020 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30,2 %.

Отчисления во внебюджетные фонды составят:

$$З_{\text{внеб}} = 0,302 * 106651,1 = 32208,6 \text{ руб.}$$

3.5 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не включенные в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы и т.д. Их величина определяется по следующей формуле [9]:

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей}) \cdot k_{\text{нр}},$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов принимается в размере 16%.

3.6 Формирование сметы технического проекта

Рассчитанная величина затрат технического проекта является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку технической продукции.

Определение суммы затрат на технический проект приведено в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Смета затрат технического проекта

Наименование статьи	Сумма, тыс. руб.	Доля, %
1. Материальные затраты	1,325	1,0
2. амортизация	3,432	2,0
3. Затраты по полной заработной плате исполнителей темы	94,780	57,0
4. Дополнительная з/п	11,870	7,0
5. Отчисления во внебюджетные фонды	32,208	19,0
6. Накладные расходы	23,0	14,0
Итого	166,6	100,0

Бюджет на разработку технического проекта составляет 166,6 тыс.руб., из которых более половины (64 %) составляют затраты на оплату труда.

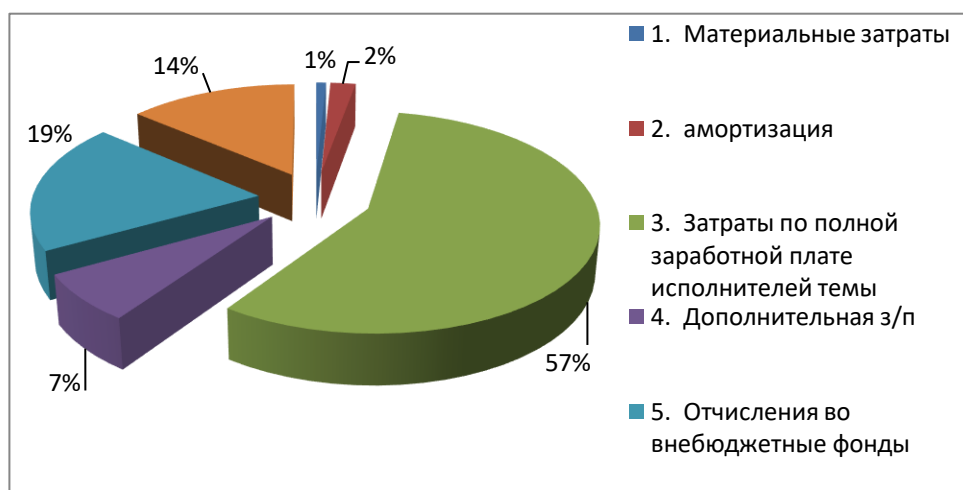


Рисунок 4.1 – Структура затрат технического проекта

Все результаты проекта оказались ожидаемы и могут быть реализованы.

3.7 Определение ресурсоэффективности НИ

Определение ресурсоэффективности технического проекта можно оценить с помощью интегрального критерия ресурсоэффективности [9]:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где I_{pi} - интегральный показатель ресурсоэффективности; a_i - весовой коэффициент разработки; b_i - балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

По результатам оценочной карты, SWOT-анализа и интегрального финансового показателя можно сделать вывод о том, что наиболее перспективным вариантом является применение проводов СИП. Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности этого варианта проведения исследования целесообразно провести в табличной форме.

Таблица 4.12 – Определение интегрального показателя ресурсоэффективности наиболее перспективного варианта исследований

Критерий	Вес критерия	Вариант №1	Вариант №2	Вариант №3
1. Безопасность	0,2	4	4	4
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	4	4
3. Помехоустойчивость	0,08	4	4	4
4. Энергосбережение	0,17	4	4	4
5. Надежность	0,3	5	5	5
6. Материалоемкость	0,1	5	4	3
Итого	1,00	4,55	4,3	4,2

Пример расчета показателя ресурсоэффективности для первого варианта схемы: $I_p=0,2 \cdot 4+0,15 \cdot 5+0,08 \cdot 4+0,17 \cdot 4+0,3 \cdot 5+0,1 \cdot 5=4,55$. Значение показателя ресурсоэффективности проекта получилось достаточно высоким. Это говорит об эффективности использования технического проекта.

Выводы по разделу

В рамках выполнений данного раздела выпускной квалифицированной работы был произведен анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ вариантов совершенствованию технологии добычи углеводородов Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения (Красноярский край) путем внедрения схемы цифровизации процесса контроля и управления фонтанной скважины, также была произведена оценка ресурсной эффективности указанных схем.

- в результате проведения SWOT-анализа были выявлены как сильные, так и слабые стороны технического проекта. Установлен один недостаток – трудность монтажа системы, который представляет угрозу для реализации технического проекта. В таких случаях используют интерактивные матрицы возможностей и угроз. Проанализировав данные матрицы, было установлено, что соответствия угроз с сильными и слабыми сторонами имеют низкую вероятность, что нельзя сказать о возможностях. В итоге следует, что данный технический проект имеет несколько важных преимуществ, таких как высокая безопасность производства и энергоэффективность, которые обеспечат повышение производительности, безопасности электроснабжения.

По результатам SWOT-анализ и QuaD анализа видно, что наиболее привлекательным является применение цифровизации процесса контроля и управления фонтанной скважины Юрубчено-Тохомского месторождения.

Далее было произведено планирование научно-исследовательской разработки, в рамках которого определен перечень этапов выполнения работ, определена трудоемкость выполнения каждого этапа, и в итоге построен календарный план-график выполнения работ. Длительность производства работ по графику составила 110 дней.

На основе построенного план-графика и должностных окладов исполнителей темы была рассчитана полная заработная плата руководителя и

студента; определены затраты на использованные материальные ресурсы; отчисления во внебюджетные фонды и накладные расходы. Просуммировав указанные статьи расходов, определили бюджет научного исследования, который составил 166,6 тыс. рублей.

Значение показателя ресурсоэффективности проекта получилось достаточно высоким – 4,5. Это говорит об эффективности использования технического проекта.

Все результаты проекта оказались ожидаемы и могут быть реализованы на практике.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Юрубчено-Тохомское месторождение – одно из крупнейших скоплений нефти. В рейтинговой таблице оно занимает второе место, уступая лишь Ванкорскому. На нем задействованы передовые технологии добычи сырья, множество работников и ученых. Также активно ведутся поисковые работы, чтобы расширить возможные запасы.

Геологическое строение Юрубчено-Тохомского месторождения исследовано достаточно хорошо. Гетерогенный фундамент протерозойского возраста перекрывается осадочным чехлом, состоящий из пород рифея, венда и кембрия. Наибольшее любопытство возникает при изучении состава и строения рифейских отложений, так как в них содержатся главные скопления нефти и газа. Продуктивные отложения рифея Юрубченского месторождения в стратиграфическом отношении представлена несколькими толщами, сходными по литологическому составу, в основном Юрубченской, Долгоктинской и Куюмбинской.

Для этого месторождения характерна полная автономия. Вследствие переработки добытого газа производится электричество, пробурены скважины для питьевой и технической воды. Нефть, добытая на этом месторождении, поступает в нефтепровод Куюмба-Тайше, простилающийся на сотни километров до Восточной Сибири, соединяющий месторождения Красноярского Края.

В целях совершенствования технологии добычи углеводородов Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения (Красноярский край) проектом предусматривается обеспечение автоматизированной самодиагностики режима фонтанирования и информирования системой специалиста о корректировке в сторону наибольшего потенциального дебита нефти. Оснащение всех скважин Юрубчено-Тохомского месторождения позволит ПАО «Востсибнефтегаз» оптимизировать и контролировать работу отдельных скважин и повысить добычу в целом по месторождению.

Предложенная технология позволит значительно повысить эффективность эксплуатации фонтанных скважин Юрубчено-Тохомского месторождения (Красноярский край).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Аптыкаев Г.А., Сулейманов А. Г. Интенсификация добычи и увеличение МРП скважин, оборудованных УЭЦН: производственно-технический научный журнал «Инженерная практика». – Москва: Изд-во «Энерджи Пресс», апрель, 2011. – с. 65-69.
2. ГОСТ 12.0.003-2015 - Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;
3. ГОСТ 12.1.005-88 - Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
4. ГОСТ 12.2.003-91 - Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
5. ГОСТ 12.2.062-81 - Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные;
6. ГОСТ 12.4.011-89 - Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация;
7. ГОСТ 12.4.026-2001 - Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний;
8. Документация по оборудованию REDA EZline: Schlumberger, 2007. – с. 51.
9. Донской Ю.А., Дарищев А.Ю. О применении СПТ для добычи нефти: Нефтепромысловое дело, выпуск №27, 2010.
10. Ивановский В.Н. Вопросы эксплуатации фонтанным способом: производственно-технический научный журнал «Инженерная практика». – Москва: Изд-во «Энерджи Пресс», июль, 2010. – с. 4-15.
11. Инструкция по организации работ на открытом воздухе при пониженных температурах ПАО «Востсибнефтегаз»

12. Инструкция по применению режима периодического кратковременного включения на малодобитном и осложненном фонде: ПАО «Востсибнефтегаз», 2018. – с. 20.

13. ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

14. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013г.

15. СанПиН 2.2.4.3359-16 - Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах

16. СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах».

17. СанПиН 2.2.4.548-96 - Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений

18. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

19. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.

20. Субарев Д.Н. Проблемы оперативного управления фонтанными скважинами: электронный журнал «Вестник киберетики». – Тюмень: Изд-во «ИПОС СО РАН», апрель, 2011. – с. 41-46.

21. Технологическая схема разработки ПАО «Востсибнефтегаз»: ПАО «Востсибнефтегаз», 2018. – с. 373.

22. Технологический режим ПАО «Востсибнефтегаз». – июнь, 2019.

23. Фонд нефтяных скважин за июнь 2019 по ПАО «Востсибнефтегаз».

24. Якимов С.Б. Состояние и перспективы использования технологий эксплуатации малодобитных скважин в ОАО «НК «Роснефть»»: производственно-технический научный журнал «Инженерная практика». – Москва: Изд-во «Энерджи Пресс», ноябрь, 2014. – с. 4-12.