

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Особенности подбора скважинного оборудования на Трайгородско-Кондаковском нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 622.276.05-047.44(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4С1	Сутыгин Денис Валерьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Цибулькинова Маргарита Радиевна	К.Г.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Креницына З.В.	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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	<i>Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)</i>
P2	<i>Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.</i>
P3	<i>Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности</i>	<i>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</i>
P4	<i>Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6)(ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	<i>Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов</i>	<i>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)</i>
P6	<i>Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	<i>Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)</i>
P8	<i>Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	<i>Определять, систематизировать и получать</i>	<i>Требования ФГОС</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	<i>необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли</i>	<i>ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)</i>
<i>P10</i>	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,)(АВЕТ-3b)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
<i>P11</i>	<i>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</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30)(АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

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 (НОЦ) 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
3-2Б4С1	Сутыгин Денис Валерьевич

Тема работы:

Особенности подбора скважинного оборудования на Трайгородско-Кондаковском нефтяном месторождении (Томской области)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1828/с от 11.03.2019г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2019г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет геологической и геофизической информации по Трайгородско-Кондаковскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ ОАО «ТомскНИПИнефть» ВН, фондовая и периодическая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Введение 1. Общие сведения о месторождении 1.2. Геолого-физическая характеристика месторождения 1.3. Сведения о пластовых флюидах 2. Сведения о разработке 2.1. Конструкции скважин и производство буровых работ 2.2. Основные профили скважин 2.3. Конструкции скважин 3. Подбор оборудования 3.1. Обоснование способа и технологических параметров эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования.

	3.2. Фонтанная арматура ЦКБ «Титан» 4. Социальная ответственность 4.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 4.2. Производственная безопасность 4.3. Экологическая безопасность 5. Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность 5.1. Показатели экономической эффективности 5.2. Оценка капитальных вложений 5.3. Оценка текущих и эксплуатационных затрат 5.4. Обоснование эффективности проекта 5.5. Анализ чувствительности Заключение Список используемой литературы
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Общие сведения о месторождении Сведения о разработке Подбор оборудования	Пулькина Наталья Эдуардовна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Креницына Зоя Васильевна
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

1. Общие сведения о месторождении
2. Сведения о разработке
3. Подбор оборудования
4. Социальная ответственность
5. Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность

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

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Цибулькинова Маргарита Радиевна	К.Г.Н.		
старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4С1	Сутыгин Денис Валерьевич		

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования бакалавр
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (весенний семестр 2018/2019 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	<i>1. Общие сведения о месторождении</i>	15
	<i>2. Сведения о разработке</i>	20
	<i>3. Подбор оборудования</i>	25
	<i>4. Социальная ответственность</i>	20
	<i>5. Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность</i>	20

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Цибулькинова Маргарита Радиевна	К.Г.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 94с., 1брис., 21табл.,20 источников, 2 прил.

Ключевые слова: Электроцентробежный насос, пласт, месторождение, эксплуатационная колонна.

Объектом исследования является эксплуатационные скважины на Трайгородско-Кондаковском месторождении.

Цель работы – подбор оптимального скважинного оборудования для улучшения состояния разработки, на месторождении со сложными геологическими данными.

В процессе исследования проводились Анализ эффективности использования электроцентробежного насоса для малodeбитных скважин.

В результате исследования Доказана экономическая эффективность с применением электроцентробежного насоса на данном месторождении.

Основные перспективы разработки месторождения связаны с кустовым бурением. Ввиду низкой изученности пластов, первоочередная задача – до изучение данных залежей, подбор оптимального оборудования, для разработки месторождения со сложными геологическими условиями.

Анализ состояния разработки и показателей эксплуатации скважин свидетельствует о существенных отклонениях от проектных решений, что объясняется неполным выполнением программы эксплуатационного бурения из-за отсутствия инфраструктуры.

Область применения Разработка месторождения со сложными геологическими условиями.

Экономическая эффективность работы Сокращение затрат при использовании оптимально выбранного оборудования для эксплуатации нефтедобывающих скважин и месторождения в целом.

В будущем планируется усовершенствование технологий оборудования для месторождений со сложными условиями разработки и добычи.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ

- АК – акустический каротаж
- АСПВ – асфальто-смоло-парафиновые вещества
- АСПО – асфальто-смоло-парафиновые отложения
- БКЗ – боковое каротажное зондирование
- БС – боковой ствол
- ВНК – восточная нефтяная компания
- ВНР – водонефтяной раздел;
- ГДИС – гидродинамические исследования скважин
- ГДМ – гидродинамическая модель
- ГИС – геофизические исследования скважин
- ГОСТ – государственный стандарт
- ГРП – гидравлический разрыв пласта
- ГС – горизонтальная скважина
- ГТМ – геолого-технические мероприятия
- ЗВ – загрязняющие вещества
- КВД – кривая восстановления забойного давления
- КИН – коэффициент извлечения нефти
- КПД – кривая падения давления
- МГРП – многостадийный гидравлический разрыв пласта
- ООО – общество с ограниченной ответственностью
- ОПЗ – обработка призабойной зоны
- ОПР – опытно-промышленная разработка
- ОФП – относительные фазовые проницаемости
- ПАВ – поверхностно-активные вещества
- ПГИ – промыслово-геофизические исследования
- ПДГТМ – постоянно действующая геолого-техническая модель
- ПЗП – призабойная зона пласта
- ПНГ – попутный нефтяной газ

ППД – поддержание пластового давления

ПС – метод собственных потенциалов

ПТД – проектно-технический документ

РД – руководящий документ

УВ – углеводороды

УВС – углеводородное сырье

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ФОТ – Фонд оплаты труда

ЦКР – центральная комиссия по разработке

ШГН – штанговый глубинный насос

ЭЦН – электроцентробежный насос

ППР – планово-предупредительный ремонт

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	14
1.2 Геолого- физическая характеристика месторождения.....	14
1.3 Сведения о пластовых флюидах.....	21
2 СВЕДЕНИЯ О РАЗРАБОТКЕ.....	35
2.1 Конструкции скважин и производство буровых работ.....	35
2.2 Основные профили скважин.....	36
2.3 Конструкции скважин.....	40
3 ПОДБОР ОБОРУДОВАНИЯ.....	46
3.1 Обоснование способа и технологических параметров эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования.....	46
3.2 Фонтанная арматура ЦКБ «Титан».....	55
3.3 Технологический расчет ЭЦН.....	57
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	66
4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	68
4.2 Производственная безопасность.....	69
4.3 Экологическая безопасность.....	76
4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	77
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ И РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ.....	79
5.1 Показатели экономической эффективности.....	80
5.2 Оценка капитальных вложений.....	81
5.3 Оценка текущих и эксплуатационных затрат.....	83
5.4 Обоснование эффективности проекта.....	86
5.5 Анализ чувствительности.....	88
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	91
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	93

ВВЕДЕНИЕ

Месторождение открыто в 1966 году бурением разведочной скважины №217 Чебачьей площади. Ранее на месторождении выделялось три площади – Чебачья, Кондаковская и Трайгородская, затем Чебачья и Кондаковская площади были объединены в Кондаковскую площадь, и в 2012 году решением ГКЗ Трайгородская и Кондаковская площади были объединены в одно Трайгородско-Кондаковское месторождение. В разработку месторождение введено в 2012 году вводом в эксплуатацию разведочной скважины №4.

Нефтеносные объекты Трайгородско-Кондаковского месторождения характеризуются сложным геологическим строением – наличием многочисленных разломов, зон замещения, различный уровень ВНК по залежам. Также следует отметить и крайне низкие фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, слагающих продуктивные объекты. В сумме с крайне низкой степенью изученности месторождения, всё это обуславливает сложности в проектировании разработки и прогнозе технологических показателей.

В административном отношении Трайгородско-Кондаковское нефтяное месторождение (район работ) расположено в Александровском районе Томской области. Недалеко от него находятся: Приграничное, Северное, Вахское и некоторые др. нефтяные месторождения (1.1 –).

В 45 км западнее месторождения расположено село Александровское. Сообщение между ними возможно наземным транспортом лишь в зимний период (по зимнику), а также круглогодично вертолётами. В 70 км на северо-запад от района работ расположен город Стрежевой, который имеет круглогодичное автодорожное сообщение с месторождениями Каймысовской группы и вахтовыми поселками Вахского и Северного месторождений и селом Александровское.

Буровые бригады и основные строительные организации расположены в г. Стрежевой. Связь с месторождением планируется наземным транспортом (зимой) и авиатранспортом.

Примерно в 45 км севернее и западнее от района работ проходят нефтепроводы Вахское – ЦТП Советское и НПС Саянск – НПС Раскино соответственно.

В географическом положении месторождение находится в пределах Западно-Сибирской равнины, представляя собой мало - расчлененную территорию со слабо выраженными водоразделами (отметки рельефа от 100 до 130 м.). Территория месторождения покрыта смешанным лесом. Гидрографическая сеть представлена типично таежными реками и их протоками, впадающими в основную артерию района – реку Обь, а также озерами и болотами. Климат резко континентальный, зима суровая, продолжительная (средняя температура января минус 30°C), лето теплое короткое (средняя температура июля +17-18°C).

По сложности условий производства работ район месторождения относится к I – IV категориям трудности.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

1.2 Геолого- физическая характеристика месторождения

В геологическом строении описываемого района принимают участие терригенные отложения различного литолого-фациального состава мезозойско-кайнозойского платформенного чехла и в различной степени метаморфизованные и дислоцированные породы доюрского складчатого фундамента. Отложения чехла, имеющие в пределах рассматриваемого района общую толщину около 3000 м, залегают на денудированной и выветрелой поверхности дислоцированных образований палеозоя несогласно, со стратиграфическим перерывом.

Александровский свод, расположенный в северной части надпорядковой положительной структуры, в рельефе баженовской свиты контролируется изогипсой -2380 м, имеет площадь 10820 км² и амплитуду 360 м. В рельефе доюрского основания амплитуда структуры, ограниченной на глубине 2800 м, возрастает более чем в 2 раза и составляет 780 м. В качестве самостоятельных тектонических элементов в состав Александровского свода входят Трайгородский мезовал, Окуневский вал, Полуденный и Западно-Александровский выступы. Трайгородский мезовал является наиболее крупной структурой Александровского свода, имеет линейную форму, и вытянут в северном направлении. Мезовал осложнен тремя положительными структурами III порядка – Охтеурским и Вахским куполовидными поднятиями (к. п.) и Криволуцким валом¹.

Форма, размеры и контрастность Криволуцкого вала определяются его приуроченностью к эрозионно-тектоническому выступу доюрского основания, сложенному гранитоидными породами, - Криволуцкому батолиту. В рельефе

1. Гидрогеология СССР том XVI Западно-Сибирская равнина (под ред. В.А.Нуднера). М., Недра, 1970. 170-210 с.

доюрского основания амплитуда структуры, контролируемой изогипсой, проведенной на отметке -2520 м, достигает 500 м.

Криволучский вал, являющийся наиболее крупной и контрастной структурой Александровского свода, в рельефе кровли и подошвы юры вытянут в северном направлении, имеет чрезвычайно изрезанные границы и осложнен серией локальных поднятий (В.А. Конторович, 2008 г.).

Пласт Ю₁¹ продуктивный пласт описываемого месторождения (содержит около 40 % запасов). Как коллектор, пласт развит почти на всей территории района работ, имея блоковое строение. Исключением является разрез скважины № 218Р, а также скважина № 1Р Лукашкин-Ярской площади².

Данный пласт вскрыт скважинами на абсолютных отметках -1906,2 м и -2162,4 м. Общая толщина достигает 12,2 м, эффективная – до 7,9 м, нефтенасыщенная толщина достигает 7,9 м в районе скважины № 2Р. Выделение блоков с различным уровнем ВНК представлен на рисунке 1.2.

Литологически пласт представлен светло-серым песчаником, мелкозернистым, среднесцементированным с глинистыми пропластками, а также с включениями углистого детрита и пропластков угля³.

В песчаниках пласта Ю₁ выявлены значительные постседиментационные изменения. Большинство обломочных зерен подвергаются растворению по краям, имеют заливообразные границы. Практически во всех образцах наблюдается регенерация кварцевых зерен, часто каемки отделены от зерна чешуйками гидрослюды, железистыми пленками и битумоидными пленками. Развитие каемок приводит к образованию кварцевого цемента по типу «припая». Наблюдаются шиповидные вростки чешуек слюды в зерна кварца. Заметным преобразованием подвержены зерна биотита. Листочки биотита гидратируются (вследствие чего ослабевают плеохроизм), деформируются, приобретают веерообразные, гармошковидные формы. Концы зерен часто

2. Конторович А. Э., Нестеров И. И., Салманов Ф. К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 300-321 с.

3. Хуснулин М.Х., Геофизические методы контроля разработки нефтяных пластов. – М.: Недра, 1989.

расщепляются. Гидратация сопровождается скоплением агрегатов гидроксидов железа. Также часто отмечается хлоритизация и гидрослюдизация биотита. Выявленные изменения пород возникли на поздней стадии катагенеза и в результате развития регрессивных наложенных процессов. Под действием стадийных преобразований в песчаниках сформировался поровый открытый каолинитовый цемент, коррозионный кальцитовый, кварцевый регенерационный. Развитие этих цементов, а также растворение зерен, их деформация, привели к формированию специфического порового пространства, которое, в конечном итоге, определило, плохие фильтрационно-емкостные свойства пород и качество коллектора.

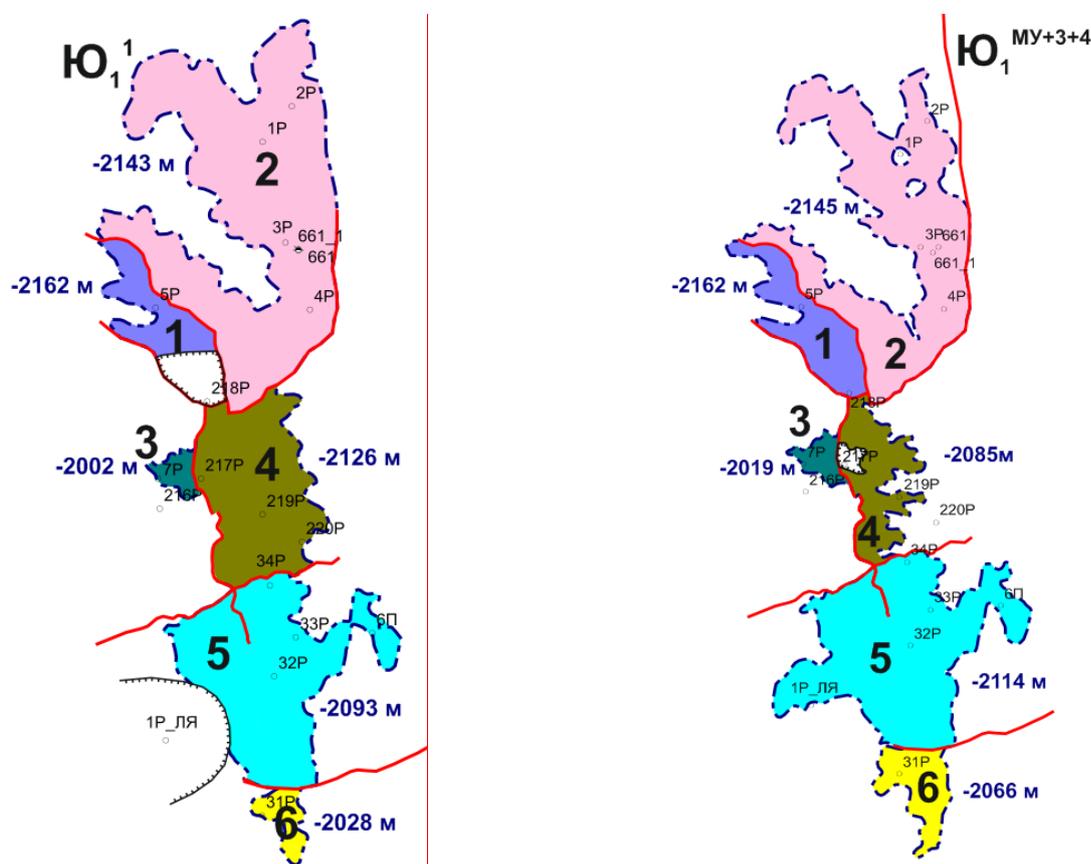


Рисунок 1.2 – Выделение блоков с различным уровнем ВНК

Блок 1 расположен в северо-западной части залежи. Пласт, в пределах этого блока, вскрыт одной скважиной № 5P. Условный подсчетный уровень принят на **а. о. -2162 м** по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка в скважине №5P. По типу залежь пластово-сводовая, северо-восточной и

частично западной части ограничена экранированными разломами с южной – линией литологического замещения. Размеры залежи 5,9х4,2 км, высота залежи достигает 72 м (таблица 1.1).

Общая характеристика залежей Трайгородско-Кондаковского месторождения (таблица 1.2)

Таблица 1.1 – Характеристика залежей по результатам интерпретации ГИС Трайгородско-Кондаковского месторождения

п/п	Параметр	Пласт		В целом по объекту Ю ₁
		Ю ₁ ¹	Ю ₁ ^{МУ+3+4}	
	Общая толщина			
	количество скважин, шт.	15	17	17
	минимальное значение, м	1,1	0,8	0,8
	максимальное значение, м	12,2	29,8	44,4
	среднее значение, м	5,9	18,7	31,6
	Эффективная толщина			
	количество скважин, шт.	15	17	17
	минимальное значение, м	1,1	0,8	0,8
	максимальное значение, м	7,9	18,8	21,4
	среднее значение, м	4,2	9,5	13,2
	Эффективная нефтенасыщенная толщина			
	количество скважин, шт.	15	13	16
	минимальное значение, м	1,1	0,8	0,8
	максимальное значение, м	7,9	18,8	21
	среднее значение, м	3,4	7,0	8,5
	Коэффициент песчанистости			
	количество скважин, шт.	15	17	17
	минимальное значение, м	0,29	0,13	0,15
	максимальное значение, м	1	1	1
	среднее значение, доли ед.	0,74	0,56	0,46
	Коэффициент расчлененности			
	количество скважин, шт.	15	17	17
	минимальное значение, м	1	2	1
	максимальное значение, м	5	10	13
	среднее значение, ед	2,1	5,3	6,9
	Коэффициент начальной нефтенасыщенности			
	количество скважин, шт.	7	9	12
	количество определений, шт.	34	40	79
	минимальное значение, доли ед.	0,29	0,28	0,28
	максимальное значение, доли ед.	0,63	0,59	0,63
	среднее значение, доли ед.	0,51	0,40	0,44

Таблица 1.2 – Общая характеристика залежей Трайгородско-Кондаковского месторождения

Пласт	Залежь	Тип залежи	Размеры залежи, кмхкм	Площадь залежи, тыс. м ²	Абсолютная отметка/глубина залегания кровли (интервал изменения), м	Абсолютные отметки контактов (интервал изменения), м	Высота залежи, м
Ю ₁ ¹	Блок 1(р-н скв. 5Р)	пластово-сводовая тектонически и литологически экранированная	5,9х4,2	11817	-2150,9/2221,8	-2162	2
	Блок 2(р-н скв. 1Р, 2Р, 3Р и 4Р)	пластово-сводовая тектонически экранированная	16,4х8,5	97476	-2099,9-2140,3/ 2158,2-2527,1	-2143	0
	Блок 3 (р-н скв. 7Р)	пластово-сводовая тектонически экранированная	2,1х1,8	3099	-2000,1/2066,1	-2002	2
	Блок 4(р-н скв. 217Р, 219Р и 220Р)	пластово-сводовая тектонически экранированная	7,9х4,8	36962	-1906,7-2120,0/ 1966,4-2182,7	-2126	06
	Блок 5 (р-н скв. 32Р, 34Р и 6П)	пластово-сводовая тектонически и литологически экранированная	9,6х9,1	50252	-1992,6-2088,1/ 2047,1-2150,4	-2093	13
	Блок 6 (р-н скв. 31Р)	пластово-сводовая тектонически экранированная	3,6х2,1	4406	-2026,3/2083,0	-2028	8
Ю ₁ ^{МУ+3-4}	Блок 1 (р-н скв. 5Р)	пластово-сводовая тектонически экранированная	5,2х3,4	14041	-2036,5/2099,6	-2162	23
	Блок 2 (р-н скв. 1Р, 2Р, 3Р и 4Р)	пластово-сводовая тектонически экранированная	14,7х4,7	72636	-2084,5-2128,1/ 2165,3,2-2469,5	2145	1
	Блок 3 (р-н скв. 7Р)	пластово-сводовая тектонически экранированная	2,8х2,0	3676	-2008,0-2101,3/ 2062,5-2161,8	2019	9
	Блок 4 (р-н скв. 219Р)	пластово-сводовая тектонически и литологически экранированная	8,1х3,5	17164	-2064,1/2126,2	-2085	05
	Блок 5 (р-н скв. 32Р, 34Р и 6П)	пластово-сводовая тектонически экранированная	9,4х7,9	65469	-2100,2-2123,2/ 2068,0-2180,0	-2114	14
	Блок 6 (р-н скв. 31Р)	пластово-сводовая тектонически экранированная	5,1х 3,0	11043	-2050,6/2107,4	-2066	6

Блок 2 расположен в северной части залежи. УПУ принимается на **а.о. - 2143 м** по материалам РИГИС в скважине № 1Р, указывающих на флюидальный контакт. Подтверждается данными опробований и ГИС в скважинах №№ 2Р, 3Р. Залежь пластово-сводового типа, с юга, юго-запада и востока ограниченная непроницаемыми разломами. Размеры залежи составляют 16,4х8,5 км. Высота достигает 70 м.

Блок 3 расположен в западной части залежи, в районе скважины № 7Р. УПУ принимается на **а.о. -2002 м** по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка в скважине №7Р. Залежь пластово-сводового типа с востока ограниченная непроницаемым разломом. Размеры залежи составляют 2,1х1,8 км. Высота достигает 62 м.

Блок 4 расположен в центральной части залежи, в районе скважин №№ 219Р и 220Р. УПУ принят на **а.о. -2126 м** по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка скважины № 220Р, что согласуется с интерпретацией ГИС и не противоречит результатам испытания. По типу залежь пластово-сводовая, на севере, юге и западе тектонически экранированная. Размеры данной части залежи 7,9х4,8 км при высоте до 206 м.

Блок 5 расположен в районе скважин №№ 32Р, 34Р и 6П. Условный подсчетный уровень проведен по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка в скважине № 6П на **а.о. -2093 м**. На севере и юге залежь ограничена тектоническими нарушениями, на западе ограничена линией литологического замещения. Размеры 9,6х9,1 км, высота достигает 113 м.

Блок 6 расположен в южной части залежи, в районе скважины № 31Р. УПУ принимается на **а.о. -2028 м** по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка в скважине №31Р. Залежь пластово-сводового типа с севера ограниченная непроницаемым разломом. Размеры залежи составляют 3,6х2,1 км. Высота достигает 28 м.

Пласт Ю₁^{МУ+3+4} вскрыт всеми скважинами за исключением скважины № 217Р. Нефтеносными из них являются 12 скважин района работ за исключением скважин №№ 1Р, 5Р и 220Р, а также скважины № 1Р Лукашкин-

Ярской площади. Данный пласт вскрыт скважинами на абсолютных отметках от -2007,3 м до -2195,6 м. Общая толщина достигает 29,8 м, эффективная – до 18,8 м, нефтенасыщенная толщина достигает так же 18,8 м. Литологически пласт представлен светло-серым песчаником, мелкозернистым, среднесцементированным с глинистыми пропластками, а также с включениями углистого детрита и пропластков угля.

Водонефтяной контакт по пласту не был вскрыт, поэтому принимается условный уровень ВНК.

Блок 1 расположен в северо-западной части залежи, включает в себя скважины №№5Р и 218Р. Условный подсчетный уровень принят по аналогии с уровнем пласта Ю₁¹ для данного блока на **а.о. -2126 м**. С южной, северо-восточной и частично западной части залежь ограничена экранированными разломами, размеры 5,2х3,4 км. Высота залежи достигает 123 м.

Блок 2 расположен в северной части залежи. УПУ принимается на **а.о. -2145 м** по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка в скважине № 2Р. Залежь пластово- сводового типа, с юго-запада, юга и востока ограниченная непроницаемыми разломами. Размеры залежи составляют 14,7х4,7 км. Высота достигает 61 м.

Блок 3 расположен в западной части залежи, в районе скважины № 7Р. УПУ принимается на **а.о. -2019 м** по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка в скважине №7Р. Залежь пластово- сводового типа с востока ограниченная непроницаемым разломом. Размеры залежи составляют 2,8х2,0 км. Высота достигает 49 м.

Блок 4 расположен в центральной части залежи, в районе скважин №№ 219Р и 220Р. УПУ принят на **а.о.- 2085 м** по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка скважины № 219. По типу залежь пластово-сводовая, на юге, севере и западе тектонически ограниченная, на западе так же и литологически ограниченная. Размеры данной части залежи 8,1х3,5 км при высоте до 105 м.

Блок 5 расположен в районе скважин №№ 32Р, 34Р и 6П. Условный подсчетный уровень проведен по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка в скважине № 6П на **а.о. -2114 м**, который подтверждается опробованием в скважине № 1Р_ЛЯ. На севере и юге залежь ограничена тектоническими нарушениями. Размеры 9,4х7,9 км, высота достигает 114 м.

Блок 6 расположен в южной части залежи, в районе скважины № 31Р. УПУ принимается на **а.о. -2066 м** по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка в скважине №31Р. Залежь пластово- сводового типа, с севера ограниченная непроницаемым разломом. Размеры залежи составляют 5,1х3,0 км. Высота достигает 56 м.

В соответствии с действующей классификацией запасов УВ месторождение относится к группе средних, по степени сложности геологического строения – к очень сложным.

1.3. Сведения о пластовых флюидах

Промышленная нефтеносность месторождения связана с пластами Ю₁¹, Ю₁^{МУ+3+4} верхнеюрского объекта Ю₁.

На 01.05.17 г. нефти продуктивные пласты Ю₁¹ и Ю₁^{МУ+3+4} Трайгородско-Кондаковского месторождения охарактеризованы 2 поверхностными пробами нефти из скважин № 3 и № 4 Трайгородской площади, 6 поверхностными пробами нефти из четырех скважин Кондаковской площади и 4 поверхностными пробами нефти из трех скважин Чебачьей площади. Глубинные пробы до 2017 года на месторождении не отбирались.

Более ранние исследования (1978-1985 гг.) выполнены в лабораториях ТПУ и Центральных лабораториях Новосибирского и Томского геологического управления. Все остальные исследования выполнены в лаборатории геохимии и пластовых нефтей ОАО «ТомскНИПИнефть» (аттестат аккредитации № РОСС RU.0001.512150).

По Трайгородской площади во время испытания скважины 3 объекта Ю₁¹ (2180-2190 м) в разное время было отобрано две поверхностные пробы нефти,

существенно отличающиеся по физико-химическим свойствам. Проба нефти, отобранная 19.07.04 г. достаточно тяжелая с плотностью $860,8 \text{ кг/м}^3$ и вязкостью $8,68 \text{ мм}^2/\text{с}$. Проба нефти, отобранная к концу испытания объекта 01.08.04 г. значительно легче предыдущей, плотность ее составила $836,2 \text{ кг/м}^3$, вязкость – $4,33 \text{ мм}^2/\text{с}$. В 2006 году при испытании объекта Ю₁¹ (2220-2234 м) скважины № 5 получена проба нефти с низким значением плотности $823,3 \text{ кг/м}^3$. Вероятно, эта проба не была стабилизирована, и в ней осталось много легких углеводородов до 100°C. Рекомендуем в усреднение параметров нефти эту пробу не учитывать. В 2011 году при испытании объекта Ю₁³⁺⁴ (2175-2190 м) скважины 4 была получена нефть с плотностью $843,0 \text{ кг/м}^3$ и вязкостью $5,34 \text{ мм}^2/\text{с}$. Все анализы проб нефти Трайгородской площади выполнены в лаборатории ОАО «ТомскНИПИнефть» (аттестат государственной аккредитации №РОСС RU.0001.512150).

На Кондаковской площади при испытании объекта Ю₁¹ из разведочных скважин № 32 и № 33 были отобраны и исследованы две устьевые пробы нефти. Пробы нефти имеют довольно близкие между собой характеристики. Плотность нефти из скважины № 32 составила $844,0 \text{ кг/м}^3$, вязкость при 20 °С – $6,09 \text{ мм}^2/\text{с}$. Нефть из скважины № 33 имеет плотность $850,9 \text{ кг/м}^3$, вязкость при 20 °С – $7,10 \text{ мм}^2/\text{с}$. Анализы проб нефти Кондаковской площади были выполнены в 1983 и 1985 гг. в лаборатории Томского политехнического университета.

При испытании объектов Чебачьей площади были отобраны устьевые пробы нефти из скв. №218 пласт Ю₁¹ + Ю₁³⁺⁴ (2076-2088 м, 2098-2116 м); скв. №219 пласт Ю₁¹⁺ Ю₁^{МУ+3+4} (2100-2152 м); скв. №220 пласт Ю₁¹ (2182-2192 м), скв. №220 пласт бажен.+Ю₁¹ (2182-2192 м, 2174-2164 м). Все исследованные пробы нефти Чебачьей площади имеют довольно близкие характеристики, плотность их изменяется от $842,7$ до $850,1 \text{ кг/м}^3$, кинематическая вязкость при 20 °С – от $5,47$ до $7,97 \text{ мм}^2/\text{с}$. Анализы проб нефти Чебачьей площади выполнены в 1968 и 1978 гг. в лабораториях Томского и Новосибирского геологического управления.

В 2013 году на Кондаковской площади были пробурены две скважины № 6 и № 7. При испытании объектов были отобраны только поверхностные пробы нефти. Анализы проб нефти выполнены в лаборатории геохимии и пластовых нефтей ОАО «ТомскНИПИнефть» (аттестат государственной аккредитации №РОСС RU.0001.512150). Из пласта Ю₁¹ отобраны три пробы нефти с плотностью 842,2 (скв.6); 856 (скв.7) и 867,5 (скв.7) кг/м³. При этом две пробы нефти из скважины № 7 отобраны из одного пласта в один и тот же день только разными способами. Нефть с плотностью 867,5 кг/м³ отобрана из скважины желонкой, а проба нефти с плотностью 856,6 кг/м³ отобрана при промывке скважины. Вероятно, при отборе желонкой с пробой нефти были прихвачены тяжелые асфальто-смоло-парафиновые отложения со стенок скважины, поэтому проба нефти утяжелилась. Эту пробу нефти рекомендуем забраковать.

При испытании пласта Ю₁³⁺⁴ отобраны 2 поверхностные пробы нефти из скважин № 6 и № 7. Плотность нефти в этих пробах имеет довольно близкие значения, но массовое содержание парафина в пробах разное и соответственно разные значения температуры застывания. Следует отметить, что в пробах нефти пласта Ю₁¹ и Ю₁^{МУ+3+4} Трайгородско-Кондаковского месторождения температура застывания изменяется в широком диапазоне, от минус 28 до +8 °С при небольшом разбросе значений других параметров. Такой разброс значений этого параметра вызывает сомнения. Большой вклад в изменении температуры застывания вносит содержание в нефти парафинов. На рисунке 1.3 хорошо видно, что, в пробах нефти пласта объекта Ю₁ температура застывания и массовое содержание парафинов хорошо коррелируют между собой⁴.

4. Волошин А. и др. К проблеме корректной оценки физико-химических параметров пластовых флюидов. – Вестник Инжинирингового Центра НК ЮКОС, 2003, №4

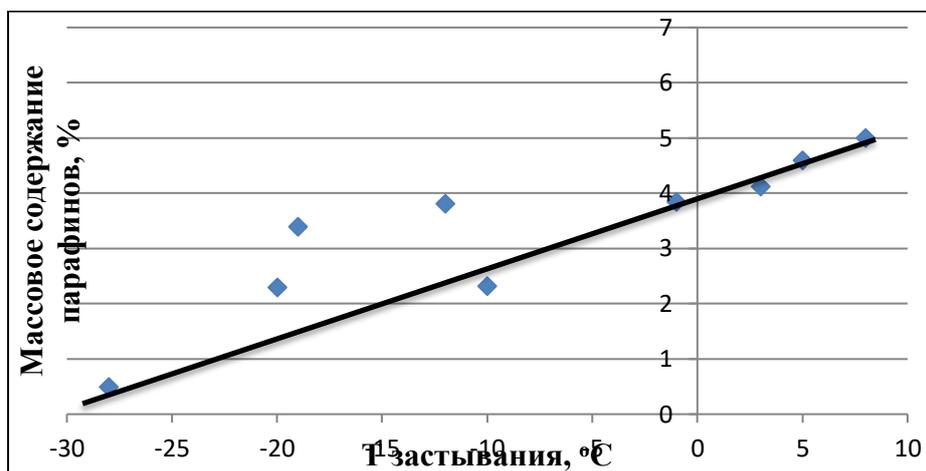


Рисунок 1.3- Зависимость температуры застывания от содержания парафина в нефти

В 2016 году из скважины № 661 была отобрана проба нефти из совместного пласта Ю₁¹⁻⁴. Из-за высокого содержания легких углеводородов до 100 °С, плотность этой нефти отличается от значений плотности ранее исследованных проб месторождения и составила значение 826,1 кг/м³. Вероятно, отобранная проба нефти не была стабилизирована.

Усредненные значения параметров нефти пласта объекта Ю₁ Трайгородско-Кондаковского месторождения, а также диапазон их изменения представлен в таблице 1.3. Как видно из таблицы, нефть этого пласта достаточно легкая, маловязкая, малосернистая, смолистая, парафинистая. Согласно ГОСТ 51858-2002 нефть относится к 1 классу и 1 типу.

Свойства пластовой нефти на всех трех площадях не охарактеризованы ни одной глубинной пробой. При выполнении ОПЗ 2012 (протокол Роснедра №18/694-пр от 26.10.2012 г.) газовый фактор был принят по единственному имеющемуся замеру, полученному при испытании объекта 2158-2131 м (пласт М, М+Ю₂) скважины № 218 Чебачьей площади, где был определен дебит газа и нефти. Рассчитанный газовый фактор при этом составил 171 м³/т. Пересчитанное значение газового фактора на ступенчатую сепарацию составило значение 152 м³/т. Это значение газового фактора и было рекомендовано для пласта Ю₁¹ и Ю₁^{МУ+3+4} для всего месторождения.

После введения в эксплуатацию скважины № 661, из нее дважды были отобраны глубинные пробы в пробоотборники: ВПП-300 в феврале 2017 г. и

проточный пробоотборник типа ПГПр-40-38 в марте 2017 г. Кроме того, был проведен замер промышленного газового фактора из пластов Ю₁¹ + Ю₁^{МУ+3+4}.

Таблица 1.3 – Физико-химические свойства разгазированной нефти пласта Ю₁ Трайгородско-Кондаковского месторождения

Параметры	Диапазон изменения	Среднее значение
Количество исследованных проб/скв.		12/9
Плотность кг/м ³	836,2-856,6	846,8
Вязкость кинематическая при t=20 ⁰ С, мм ² /с	4,33-9,80	6,6
Вязкость динамическая при t=20 ⁰ С, мПа*с	3,62-8,33	5,67
Вязкость кинематическая при t=50 ⁰ С, мм ² /с	2,71-4,53	3,36
Молекулярная масса	187,0-224,7	204,9
Массовое содержание, %:		
серы	0,25-0,35	0,28
смола силикагелевых	5,12-10,14	8,19
асфальтенов	0,62-3,60	1,56
парафина	0,50-5,85	3,33
Температура плавления парафина, °С	50-52	51
Температура застывания, °С	(+8) –(-28)	(-12)
Объемный выход фракций, %		
НК °С	36-83	64
до 100 °С	1,0-5,5	4,1
до 150 °С	12,0-25,0	18,4
до 200 °С	23,0-37,0	30,5
до 250 °С	32,5-47,5	41,2
до 300 °С	43,5-62,0	53,6
Классификация по ГОСТ Р 51858-2002	1 класс, 1 тип	

Результаты исследования глубинных проб показали, что пробы отобраны некачественно, все глубинные пробы частично разгазированы. В пробах явно

потерян легкий газ. Так, содержание метана в газе однократной сепарации составило 27,8-33,8 % мольн., плотность газа 1,552-1,696 кг/м³, газосодержание в трех контейнерах составило от 45,8 до 59,2 м³/т.

Такие значения газосодержания и состава газа не характерны для пласта Ю₁. Это типичный газ второй ступени УПН. При этом промысловый газовый фактор, замеренный одновременно с отбором глубинных проб, составил в среднем 75,5 м³/т при условиях работы замерного устройства (ЗУ):

- 1-ая ступень – давление 1,4966 бар, температура 23,9 °С;
- 2-ая ступень – давление 1,01325 бар, температура 20 °С.

По нашему мнению, более правильно будет газовый фактор принять по результатам промысловых замеров. Если отбросить критические значения, при выходе на равновесный (стационарный режим) при замере (рисунок 1.3, газовый фактор составил 85,2 м³/т или 70,74 м³/м³ при условиях работы замерного устройства (ЗУ).

Для получения пластового флюида, в соответствии с замеренным промысловым значением газового фактора, проба пластового флюида скважины № 661, полученная экспериментально, средняя по результатам исследования трех глубинных проб, была донасыщена равновесным газом в точке кипения (давление насыщения при пластовой температуре) до тех пор, пока газосодержание получаемого образца нефти, не стало равным газосодержанию после сепарации на ЗУ на скважине № 661. Процесс донасыщения нефти осуществлялся в модуле PVTi компании Schlumberger, после чего, для данного образца проведено моделирование дифференциального и ступенчатого разгазирования.

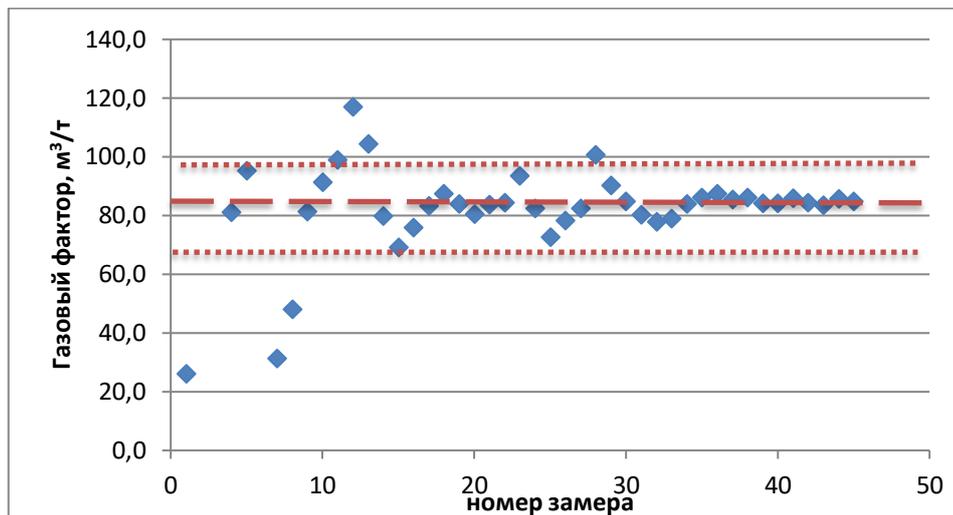


Рисунок 1.3 – Результаты замера промыслового Гф. на скважине № 661 Трайгородско-Кондаковского месторождения.

В таблице 1.4 представлены рекомендуемые параметры пластовой нефти. Расчетное значение вязкости пластовой нефти Трайгородско-Кондаковского месторождения, с учетом принятого газового фактора составило 0,64 мПа*с, плотности – 717,8 кг/м³. Расчетное значение давления насыщения составило 6,4 МПа. Рекомендуемый объемный коэффициент 1,320.

В таблице 1.5 представлен расчетный компонентный состав пластовой нефти и состав разгазированной нефти и газа после ступенчатой сепарации. Условия ступенчатой сепарации приняты по Приграничному месторождению (ближайшее месторождение, имеющее обустройство):

- 1 ступень: P=3,6; T=37°C;
- 2 ступень: P=1,05; T=50°C.

Результаты дифференциального разгазирования представлены в таблице 1.6 и на рисунках 1.4, 1.5, 1.6, 1.7.

Таблица 1.4 – Рекомендуемые свойства пластовой нефти Трайгородско-Кондаковского месторождения пласт Ю1 (пласт Ю11 +Ю13+4)

Наименование параметра	Рекомендуемые параметры
Давление насыщения, МПа	6,4
Газовый фактор при однократном разгазировании, м ³ /т	90,0

	Газовый фактор при ступенчатом разгазировании, м ³ /т	89,7
	Коэффициент сжимаемости, 1/МПа*10 ⁻⁴	24,6
	Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	717,8
	Плотность нефти после ступенчатой сепарации, кг/м ³	837,4
	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	0,64
	Объёмный коэффициент при ступенчатом разгазировании, доли ед.	1,320
	Пересчетный коэффициент	0,758
0	Плотность газа при ступенчатом разгазировании, абсолютная, кг/м ³ относительная	1,468 1,236
1	Пластовое давление, МПа	21,50
2	Пластовая температура, °С	107

Таблица 1.5 – Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти пласта Ю1 (Ю11 + Ю13+4) Трайгородско-Кондаковского месторождения

Компонент	Компонентный состав,% мольн		
	при ступенчатой сепарации (расчет)		пластовой нефти (расчет)
	выделившегося газа	нефти	
СО ₂	1,3897	0,006	0,556
N ₂ +редкие	0,341	0,000	0,136
Метан	41,287	0,040	16,452
Этан	13,357	0,188	5,428
Пропан	22,628	1,936	10,170
i-Бутан	3,817	1,129	2,199
n-Бутан	9,834	4,193	6,437
i-Пентан	2,051	2,315	2,210
n-Пентан	2,714	3,994	3,484

Компонент		Компонентный состав,% мольн		
		при ступенчатой сепарации (расчет)		пластовой нефти (расчет)
Гексаны		1,538	8,783	5,900
Гептаны		0,745	11,229	7,057
Октаны		0,2291	7,039	4,329
Нонан+высшие		0,070	59,148	35,642
Молярная масса		35,028	173,6	
Молярная масса остатка нефти				235,6
Плотность	газа, кг/м ³	1,4679		
	газа относительная, доли ед	1,218		

Таблица 1.6 – Результаты дифференциального разгазирования пластовой нефти пласта Ю1 Трайгородско-Кондаковского месторождения при различных температурах в условиях промысловой подготовки нефти

Наименование	Рпл.	Рн.	1	2	3	4	5
Давление, МПа	21,5	6,4	6,0	5,0	4,0	3,0	2,0
Температура, °С	107	107	107	107	107	107	107
Газ в растворе, м ³ /м ³	75,1	75,1	71,6	62,3	53,1	44,1	34,1
Газ в растворе, м ³ /т	89,7	89,7	85,5	74,4	63,5	52,6	40,8
Газ свободный, м ³ /м ³		0,0	3,5	12,8	22,0	31,0	41,0
Газ свободный, м ³ /т		0,0	4,2	15,3	26,3	37,1	48,9
Объемный коэффициент	1,320	1,370	1,359	1,330	1,301	1,271	1,236
Плотность нефти, кг/м ³	717,8	691,6	693,6	698,4	703,8	709,7	718,0
Вязкость нефти, мПа*с	0,64	0,53	0,53	0,54	0,55	0,57	0,58

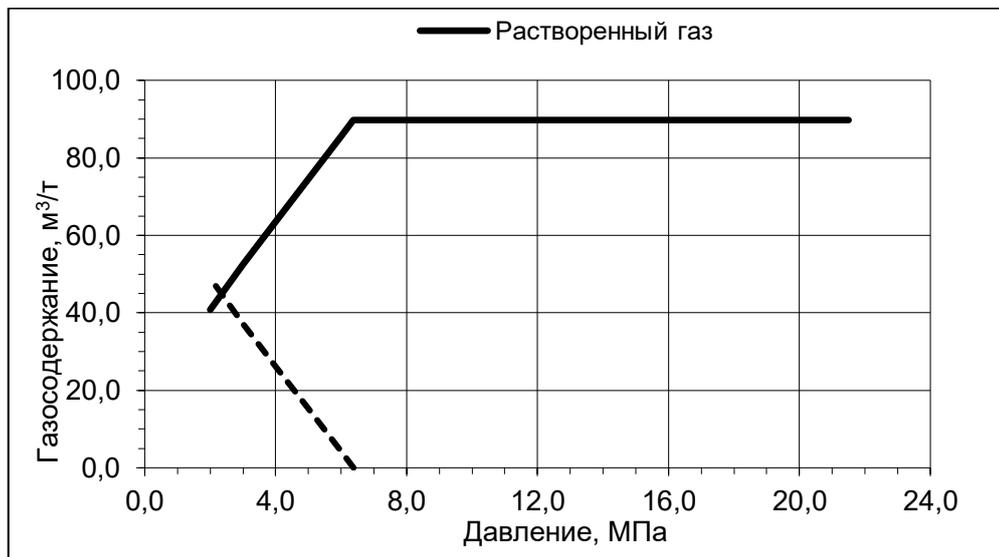


Рисунок 1.4 – Зависимость газосодержания пластовой нефти Трайгородско-Кондаковского месторождения от давления (пласт Ю₁) при пластовой температуре

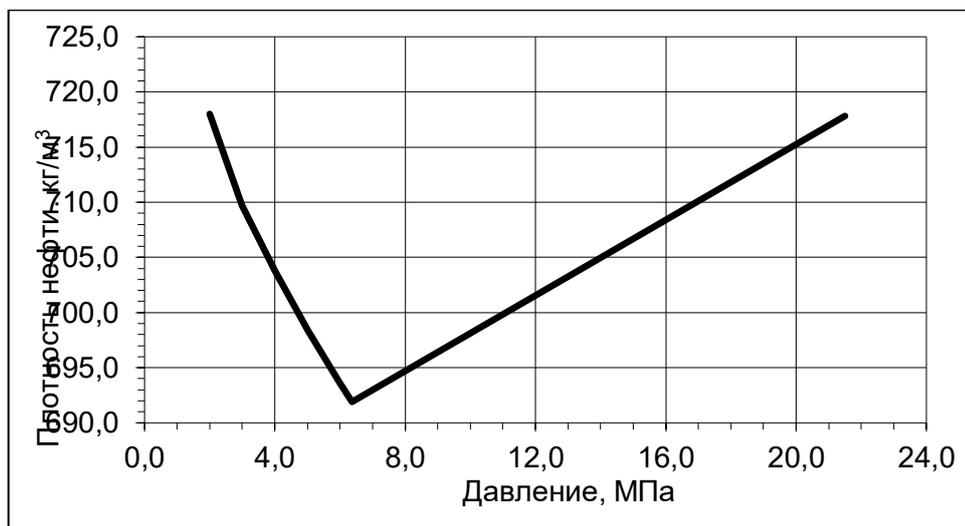


Рисунок 1.5 – Зависимость плотности пластовой нефти Трайгородско-Кондаковского месторождения от давления (пласт Ю₁) при пластовой температуре

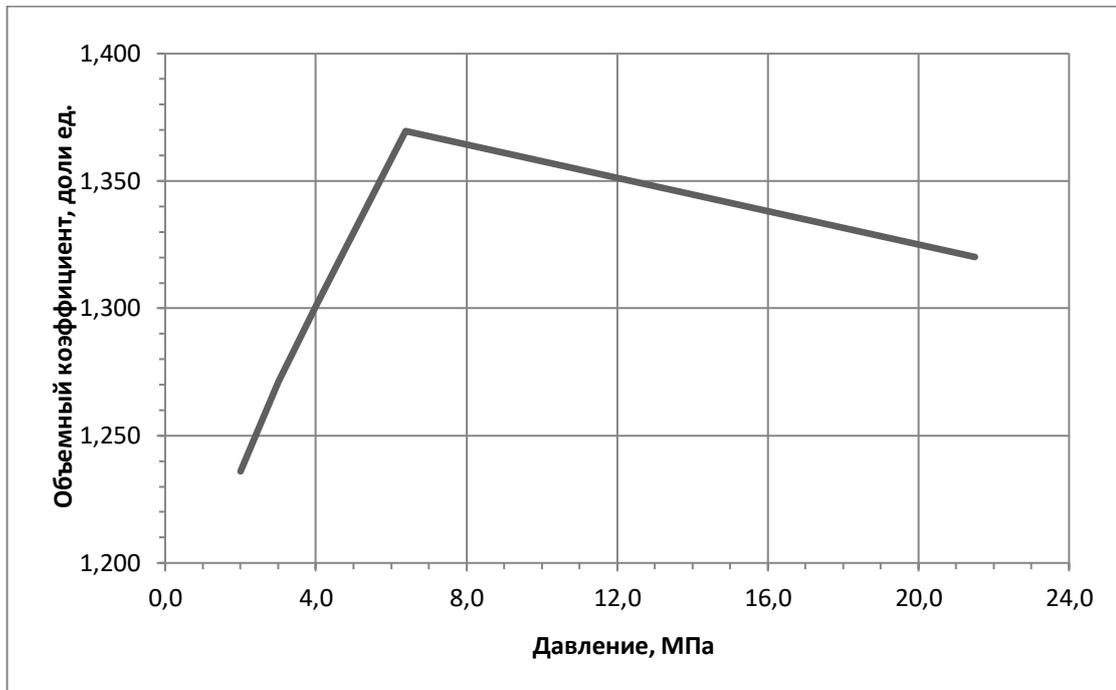


Рисунок 1.6 – Зависимость объемного коэффициента нефти Трайгородско-Кондаковского месторождения от давления (пласт Ю₁) при пластовой температуре

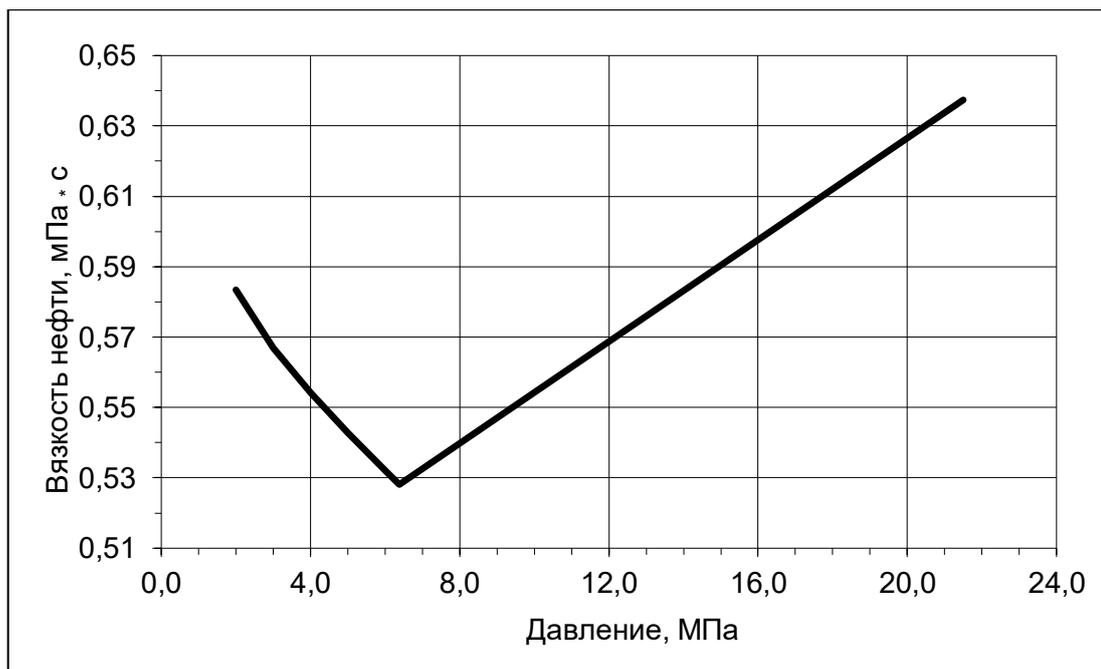


Рисунок 1.7 – Зависимость вязкости пластовой нефти Трайгородско-Кондаковского месторождения от давления (пласт Ю₁) при пластовой температуре.

Состав и свойства пластовых вод пластов Ю₁¹ и Ю₁^{МУ+3+4} Трайгородско-Кондаковского месторождения и Чебачьей площадей охарактеризованы тремя поверхностными пробами, отобранными из скважины № 6 и № 33 Кондаковской площади, и скважины № 5 Трайгородской площади.

Минерализация пластовой воды по результатам лабораторных исследований составила 24,9; 37,8 и 39,4 г/л соответственно. В скважине № 31 Кондаковской площади при испытании объекта 2080-2097 м минерализация воды была замерена солемером, и полученное значение составило 42,0 г/л.

Анализ состава пластовой воды, отобранной из скважины № 6, показал, что проба разбавлена технической водой, на это указывает высокое содержание калия – 2240 мг/л, а также высокое значение коэффициента Cl/Br – 693. В водах юрского водоносного комплекса Западно-Сибирского региона коэффициент Cl/Br обычно не превышают значение 340.

Рекомендуем для пласта Ю₁¹ и Ю₁³ Трайгородско-Кондаковского месторождения состав пластовой воды принять как средний по результатам исследования двух проб из скважин № 5 и № 33.

Глубинные пробы воды на месторождении не отбирались, поэтому вязкость и плотность пластовой воды была рассчитана по алгоритму и составила значение 0,34 мПа*с. Расчетное значение плотности пластовой воды составило 0,995 г/см³.

В таблице 1.7. и 1.8 приведен рекомендуемый состав пластовой воды для пласта Ю₁¹ и Ю₁³ Трайгородско-Кондаковского месторождения, а также расчетные значения параметров воды в пластовых условиях.

По утвержденным в ГКЗ временным требованиям, к изучению и подсчету запасов попутных вод нефтяных и газонефтяных месторождений, как источника минерального сырья, пластовые воды представляют промышленный интерес в качестве источника минерального сырья, при ожидаемой попутной добыче их на одном месторождении в количестве не менее 250 тыс. м³ и при ориентировочном уровне содержания компонентов (мг/л), превышающем: для йода – 10, брома – 200, бора – 250, калия – 1000, магния – 500. Как видно из таблицы 1,7, 1.8 пластовая вода объекта Ю₁ не представляет промышленный интерес в качестве источника минерального сырья.

Таблица 1.7 – Химический состав и свойства пластовой воды пласта Ю₁¹ Трайгородско-Кондаковского месторождения

Содержание ионов, мг/л / (мг-экв/л)	Скв.5	Скв 33	Скв.6
Карбонат-ион (CO ₃ ²⁻)	-	н/обн	<6
Гидрокарбонат-ион (HCO ₃ ⁻)	451/7,4	610,0/10,0	458/7,5
Хлор-ион (Cl ⁻)	23577/664	22720,0/640,0	14270/402,0
Сульфат-ион (SO ₄ ²⁻)	2,6/0,05	15,0/0,3	6,4/0,13
Кальций (Ca ²⁺)	1250/62,5	1380,0/69	825/41,3
Магний (Mg ²⁺)	21,2/1,8	72,0/6,0	106,8/8,8
Натрий (Na ⁺)	13090/569	13165,2/572,4	6950/302
Калий (K ⁺)	207/5,3		2240/57,4
Аммоний (NH ₄ ⁺)	66,7/3,7	69,6/3,8	-
Нитраты (NO ₃ ⁻)	Менее 0,5	н/обн	0,86
Нитриты (NO ₂ ⁻)	Менее 0,01	н/обн	-
Железо (Fe ^{общ}).	13,4	0,5	85,8
Железо (Fe ²⁺).	-	0,5	-
Железо (Fe ³⁺)	-	н/обн	-
Марганец (Mn ²⁺)	1,26	1,0	-
Кремний (Si)	20,3	2,3	8,97
Бор (В)	1,87	20,8	-
Йод (I)	-	н/обн	1,3
Бром (Br)	86,4	70,5	20,6
Фтор (F)	65,0	0,33	1,9
Минерализация, мг/л	39416	37796,7	24856
Плотность, г/см ³		1,028	1,016
Водородный показатель (рН)	6,2	7,2	6,59
Cl/Br	273	322	693

Таблица 1.8 – Химический состав и свойства пластовой воды пласта Ю₁³ Трайгородско-Кондаковского месторождения

Содержание ионов, мг/л/(мг-экв/л)		Рекомендуемые значения
Na*+ K*		13231/573
Ca **		1315/65,8
Mg **		46,6/3,9
Cl ⁻		23149/652
SO ₄ ⁻		8,8/0,17
NO ₂ ⁻		Менее 0,01
CO ₃ ⁻		н/обн
HCO ₃ ⁻		531/8,7
J ⁻		н/обн
Si		11,3
Br ⁻		78,5
рН		6,7
Минерализация		38607
Тип воды по В.А.Сулину		Хлоридно-кальциевый
Количество проб (скважин)		2/2
Плотность воды, г/см ³	в стандартных условиях	1,028
	в условиях пласта	0,995
Вязкость в условиях пласта, мПа*с		0,34
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа*10 ⁻⁴		4,7
Объемный коэффициент, доли ед.		1,032

2 СВЕДЕНИЯ О РАЗРАБОТКЕ

2.1 Конструкции скважин и производство буровых работ

Трайгородско-Кондаковское месторождение введено в разработку в 2012 году пуском в эксплуатацию разведочной скважины №4Р после проведения ГРП. На данный момент на территории месторождения пробурено 17 поисковых и разведочных скважин, однако к дальнейшему использованию (по техническим причинам) пригодны только скважины №№3Р, 4Р, 5Р, 6П, 7Р. Наклонно-направленные скважины характеризуются низкими показателями дебита нефти из-за плохих ФЕС, поэтому строительство наземной инфраструктуры для отдельно стоящих скважин неоправданно. Возможно рассмотрение их только в качестве пьезометрических⁵. На скважинах №№4Р и 5Р проведён ГРП.

А также на месторождении пробурена одна эксплуатационная горизонтальная скважина № 661

Рекомендуемым вариантом разработки Трайгородско-Кондаковского месторождения предусматривается бурение 157-ми горизонтальных скважин преимущественно в зонах повышенных запасов (длина горизонтального участка 700 м, расстояние между рядами 500 м, между скважинами 1200 м, на всех скважинах предусмотрено проведение семистадийного ГРП) и одной наклонно-направленной с ГРП.

При бурении разведочных скважин встречались следующие геологические осложнения:

– поглощения и обвалы стенок скважин при бурении по палеогеновым отложениям и в продуктивной толще васюганской свиты;

– водопроявления и частичные поглощения при бурении по меловым отложениям;

– сужение ствола скважин при бурении отложений тарской свиты.

5. И.Т. Мищенко, Скважинная добыча нефти, 2003, стр. 574-581

Проектный фонд эксплуатационных скважин намечено пробурить с 14 кустовых площадок.

Площадки расположены на суходольных или слабо - заболоченных участках за пределами водоохраных зон, что предполагает применение амбарной технологии бурения.

2.2 Основные профили скважин

Профиль скважины при условии достижения проектного забоя должен обеспечить безаварийное бурение и крепление, надежную работу внутрискважинного оборудования, свободное прохождение по стволу скважины приборов и устройств.

Требования, предъявляемые к профилю наклонно-направленных скважин, с учетом технических характеристик современных моделей отечественного и импортного насосного оборудования, следующие:

- интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора параметров кривизны - не более 1,5 град/10 м;
- максимальный зенитный угол в интервале установки насосного оборудования - не более 40 град.;
- интенсивность пространственного искривления в интервале установки насосного оборудования - не более 20 мин/10 м, с учетом погрешности применяемых инклинометрических систем.

Профиль наклонно-направленной скважины со средним отходом 1150 м на продуктивный пласт, залегающий на глубине 2079 м по вертикали, реализуется с максимальным зенитным углом 36,6 град.

Требования к профилю горизонтальных скважин такие же, как и к наклонно-направленным скважинам со средним отходом 1210 м на продуктивный пласт, залегающий на глубине 2079 м по вертикали, исходя из специфики горизонтального бурения, горно-геологических условий месторождения и возможностей современных технических средств, имеют следующие дополнения:

– интенсивность пространственного искривления на участке спуска эксплуатационной колонны диаметром 168 мм - не более 4 град/10 м;

– интенсивность пространственного искривления ниже башмака эксплуатационной колонны в продуктивном пласте - не более 6 град/10 м.

При этом вскрытие продуктивного пласта при реализации всех профилей наклонно-направленных скважин осуществляется с зенитным углом, не превышающем 20 градусов, что позволяет проводить операции по гидроразрыву пласта без осложнений^б.

Профили наклонно-направленной скважины и горизонтальных скважин представлены на рисунках 1.8, 1.9, 1.10

б. Черевко М.А., Янин А.Н., Янин К.Е., Разработка нефтяных месторождений Западной Сибири горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами пласта. – Тюмень-Курган, изд. «Зауралье», 2015 – 118-140с.

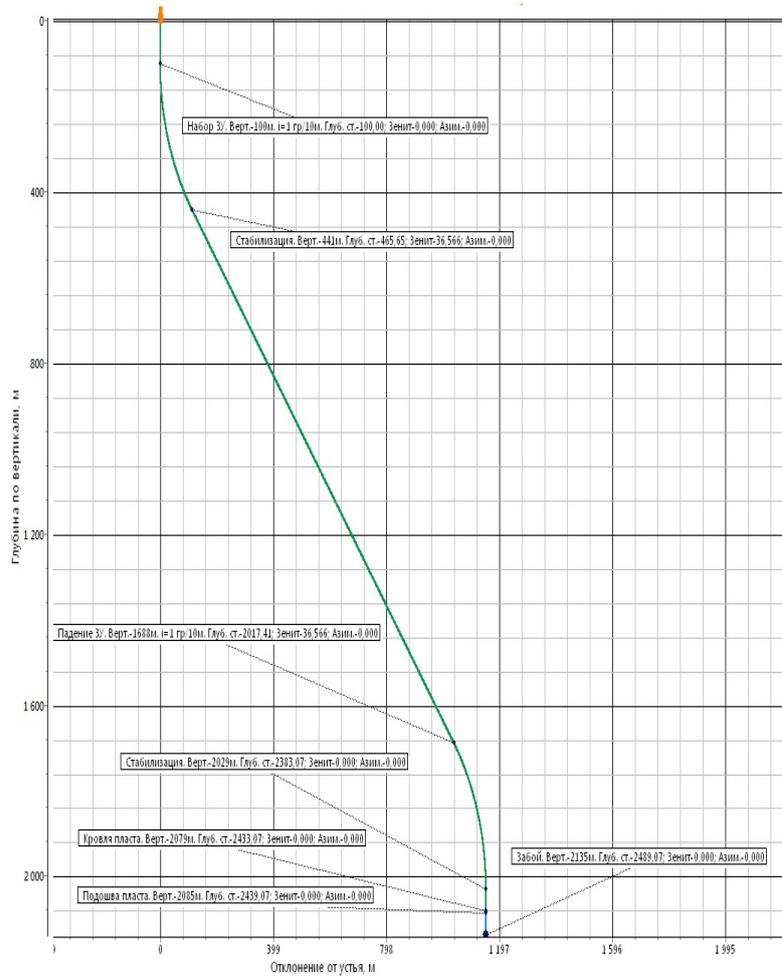


Рисунок 2.1 – Профиль наклонно-направленной скважины

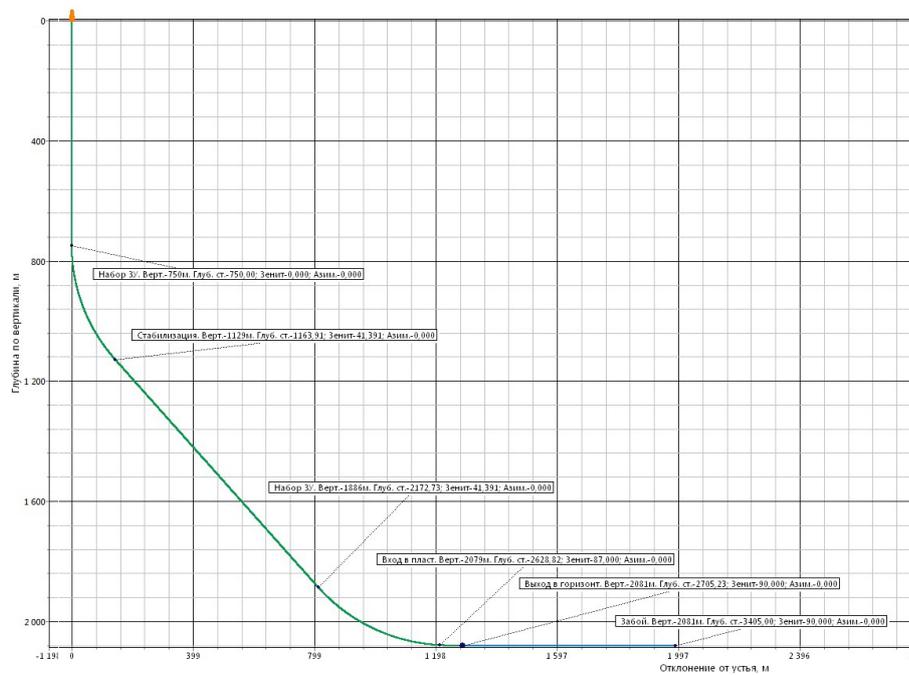


Рисунок 2.2 – Профиль горизонтальной скважины

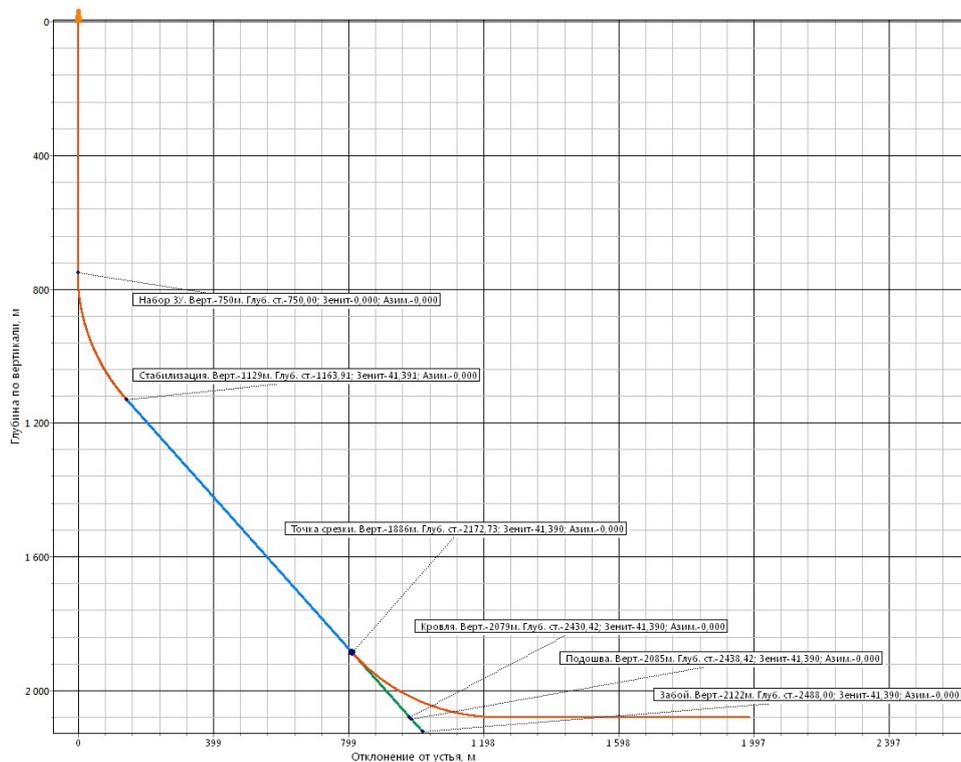


Рисунок 2.3 – Профиль горизонтальной скважины с пилотным стволом

Набор зенитного угла при бурении под кондуктор наклонно-направленных и горизонтальных скважин производится с применением двигателя-отклонителя ТО-240. При корректировке ствола скважины под эксплуатационную колонну используются двигатели-отклонители ТРО-195, ДРУ-192 РС. Для измерения и контроля параметров траектории ствола скважины, рекомендуется использование забойных инклинометрических телесистем (ЗТС-И) в сочетании с системой КУБ-01.

При бурении горизонтального участка необходимо использование двигателей с регулируемым углом перекоса ДРУ-120РС и телесистем ЗТС-И, СТТ-108, «GeoLink», «Sperry Sun», «Slim-1». При недостаточности геологической информации, для проводки горизонтального ствола необходимо отдавать предпочтение системам с функцией гамма-каротажа в процессе бурения (системы LWD).

Контроль выполнения операции по проводке горизонтального ствола осуществляется с помощью автономного комплекса АМК «Алмаз-1», «Алмаз-2», включающий кроме записи инклинометрии проведение записи ПС, ГК+НКТ, ВИКИЗ, резистивиметрии.

Очередность бурения скважин куста определяют, исходя из условия предотвращения пересечения стволов наклонно направленных скважин и получения наилучших технико-экономических показателей их проводки. При этом расстояние между точками зарезки двух соседних скважин должно быть не менее:

- 30 м, если разница в азимутах забуривания менее 10 град.;
- 20 м, если разница составляет 10 - 20 град.;
- 10 м, если азимуты отличаются более чем на 20 град.

Зона вокруг ствола скважины с радиусом, равным 1,5 % от текущей глубины рассматриваемой точки за вычетом длины вертикального участка, но не менее 1,5 м, считается опасной с точки зрения пересечения стволов.

Для оценки качества бурения используются основные критерии – попадание точки входа в пласт в заданный круг допуска и достижение проектных зенитных углов без превышения проектной интенсивности искривления на соответствующих участках профиля

2.3 Конструкции скважин

Важнейшим этапом проектирования, обуславливающим качество строительства скважин, а также дальнейшую эффективную и длительную эксплуатацию, является правильный и рациональный выбор конструкции скважины. Определяющими при выборе конструкции факторами являются горно-геологические условия месторождения и проектные решения по вскрытию продуктивных пластов.

Конструкция скважины должна обеспечить:

- условия безопасности ведения буровых работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины;
- свободный доступ к забою скважины спускаемого оборудования;
- эффективную гидродинамическую связь между скважиной и эксплуатируемыми или исследуемыми объектами;

– условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважины, герметичности обсадных колонн и кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга и от дневной поверхности;

– минимизацию затрат на сооружение скважины;

– возможность восстановления скважины методом резки боковых стволов.

Опыт строительства наклонно-направленных эксплуатационных скважин показал, что нормальным условиям проводки и дальнейшей эксплуатации скважин удовлетворяет одноколонная конструкция (кондуктор и эксплуатационная колонна).

Строительство горизонтальных скважин предлагается осуществлять по конструкции, имеющей распространение в Западной Сибири (в том числе и Томской области).

После спуска кондуктора диаметром 245 мм, бурение основного ствола до продуктивного пласта (за 1 – 2 м до кровли) осуществляется долотами 215,9 мм по обычной технологии, с набором зенитного угла до 80 – 82 град после интервала стабилизации для установки насосного оборудования. Ствол скважины обсаживается обсадными трубами диаметром 168 мм.

Вскрытие продуктивного пласта и бурение горизонтального участка осуществляется долотами диаметром 142,9–144,4 мм.

Крепление производится хвостовиком 114 мм на горизонтальном участке. В интервалах непроницаемых разделов устанавливаются заколонные гидравлические либо разбухающие пакеры в зависимости от результатов кавернометрии. При возможности использования гидравлических пакеров экономия времени может достигать 5 суток (среднее время разбухания пакера 10 суток). Использование этой конструкции позволяет осуществлять последовательный многостадийный ГРП и избирательную эксплуатацию горизонтального ствола, при необходимости изолируя обводнившиеся участки.

Хвостовик спускается до забоя скважины с перекрытием башмака эксплуатационной колонны на 75 м.

С целью уточнения фактического разреза в продуктивной зоне предусмотрена проводка «пилотного» ствола для проведения геофизических исследований⁷.

После проведения каротажа «пилотный» ствол ликвидируется тампонажем и производится «зарезка» основного ствола и его проводка в заданном «коридоре».

В случае возникновения опасности размыва устья скважины, при бурении под кондуктор буровой подрядной организацией может быть принято решение о спуске направления до глубины 50 м.

Расчетная глубина спуска кондуктора в наклонно-направленной скважине из условия предотвращения гидроразрыва пластов при ликвидации нефтепроявления составляет 680 м. Принимаемая глубина спуска кондуктора 710 м с установкой башмака в плотные глины покурской свиты. Эксплуатационная колонна спускается на 50 м ниже подошвы эксплуатационного объекта - 2135 м по вертикали.

Высота подъема цементного раствора за кондуктором - до устья, за эксплуатационной колонной - на 150 м выше башмака кондуктора.

Расчетная глубина спуска кондуктора в горизонтальных скважинах из условия гидроразрыва пластов, при ликвидации нефтепроявления составляет 520 м. С целью перекрытия всего комплекса отложений верхнего мела (люлинворская, талицкая, ганькинская, славгородская, ипатовская свиты) с преобладанием в разрезе активных глинистых пород, глубина спуска кондуктора принимается 650 м (по вертикали), с установкой башмака в плотные глины кузнецовской свиты.

С целью повышения качества цементирования продуктивной части в наклонно-направленных скважинах наряду с одноступенчатым

7. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования. ГОСТ Р 53709-2009 – М., 2010.

цементированием рекомендуется использование двухступенчатого цементирования. При этом, эксплуатационная колонна оборудуется проходной цементировочной муфтой МЦП-С2 соответствующего типоразмера, которая устанавливается на высоте 200 м от кровли верхнего продуктивного пласта. Второй ступенью цементирования обеспечивается беспрепятственный подъем двух порций тампонажных растворов (облегченного и нормальной плотности) до проектной высоты.

При бурении ствола скважины под эксплуатационную колонну предусматривается установка противовыбросового оборудования по 5-й схеме обвязки (ОП5-230/80х35). При бурении ствола скважины под хвостовик устье скважины переоборудуется на малогабаритный превентор ОП5-180/80х35.

Конструкции наклонно-направленных и горизонтальных скважин представлены в таблицах 2.1, 2.2

Таблица 2.1- Конструкция наклонно-направленных скважин

Наименование колонны	Диаметр колонны, мм	Диаметр долота, мм	Интервал спуска, м, по вертикали по стволу	Интервал цементирования, м, по вертикали по стволу
Направление	324	393,7	<u>0 – 50</u> 0 – 50	<u>0 – 50</u> 0 – 50
Кондуктор	245	295,3	0 – 710 (800)	0 – 710 (800)
Эксплуатационная	146	215,9	0 – 2135(2489)	560 (650) -2135(2489)

Таблица 2.2- Конструкция горизонтальных скважин

Наименование колонны	Диаметр колонны, мм	Диаметр долота, мм	Интервал спуска, м, по вертикали по стволу	Интервал цементирования, м, по вертикали по стволу
1	2	3	4	5
Направление*	324	393,7	<u>0 – 50</u> 0 – 50	<u>0 – 50</u> 0 – 50
Кондуктор	245	295,3	<u>0 – 650</u> 0 – 650	<u>0 – 650</u> 0 – 650
Эксплуатационная	168	215,9	<u>0 – 2079</u> 0 – 2628	<u>500 – 2079</u> 510 – 2628
Хвостовик	114	142,9-144,4	<u>2070 – 2081</u>	<u>2070 – 2079**</u>

			2553 – 3405***	2553 – 2628
Примечание: * – направление спускается в случае возникновения опасности размыва устья скважины. ** – интервал цементирования указан для случая манжетного цементирования хвостовика; *** – глубина скважины по стволу с учетом горизонтального участка 700 м.				

Вариант (утверждённый) – предусматривает разработку месторождения горизонтальными скважинами по пятиточечной системе размещения скважин с расстоянием между добывающими и нагнетательными скважинами 1200 м. Длина горизонтальных участков принималась равной 800 м, количество стадий ГРП – 7. В качестве вытесняющего агента предполагается использовать воды сеноманского горизонта (рекомендуемый вариант по предыдущим проектным документам – «Технологической схеме опытно-промышленной разработки Трайгородско-Кондаковского месторождения» протокол ЦКР №5662 от 19.09.2013 г. с корректировками с учетом обновленной геологии и изменённой площади месторождения).

Общий фонд скважин за весь период разработки – 146, в т.ч. 73 добывающих (из них 69 ГС+МГРП, 2 ННС+ГРП, 2 ННС), 64 нагнетательных (из них 63 ГС+МГРП, 1 ННС+ГРП), 7 водозаборных и 2 ликвидированных. Забойное давление на добывающих скважинах 4,8 МПа, на нагнетательных – 40,5 МПа. Вариант рассчитывался до достижения добывающими скважинами дебита 0,5 т/сут либо значения весовой обводненности добываемой продукции 98 %.

К концу проектного периода (2164 г.) накопленный отбор нефти составит 10178 тыс. т. нефти, жидкости – 84692 тыс. т. Накопленная закачка агента за весь период составит 89528 тыс. м³, накопленная компенсация отбора закачкой достигнет 98,9 %.

Максимальный уровень отбора нефти по варианту достигается в 2023 г. и составляет 227,0 тыс. т., жидкости – 1235,8 тыс. т. в 2024 году. Конечный коэффициент извлечения нефти составляет 0,147, отбор от НИЗ – 70,2 %, плотность сетки скважин – 39,2 га/скв. Максимальный фонд действующих добывающих скважин – 63 в 2024 – 2025 гг.; нагнетательных – 64 в 2025 – 2041

гг. К концу проектного периода в действующем фонде добывающих скважин числится 0 скважин, нагнетательных – 0.

Технологические показатели по варианту представлены на рисунке 2.1.

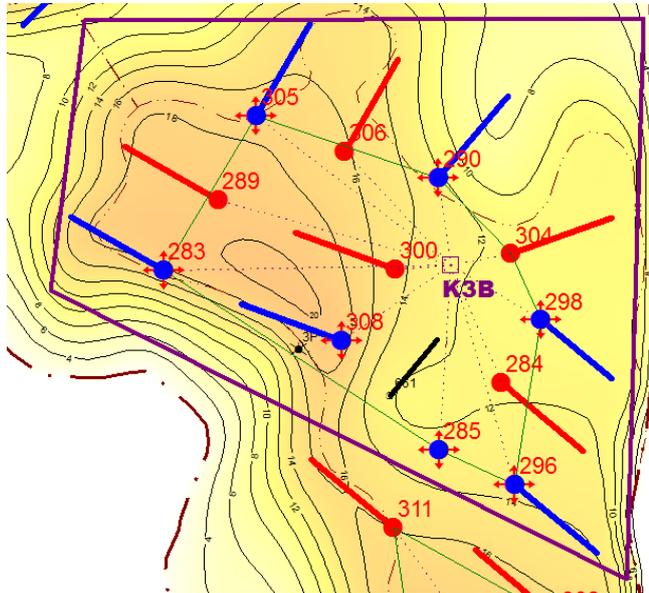


Рисунок 2.1- Технологические показатели схемы расположения проектных скважин

3 ПОДБОР ОБОРУДОВАНИЯ

3.1 Обоснование способа и технологических параметров эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования

Для установления технологического режима работы скважины определяющим параметром является ее продуктивность, зависящая от фильтрационных свойств коллектора, степени совершенства вскрытия пласта, состояния призабойной зоны, состава и свойств флюидов.

При выборе оптимального способа добычи нефти необходимо учитывать:

- соответствие производительности оборудования диапазону ожидаемых дебитов скважин;
- соответствие технических условий эксплуатации погружного оборудования условиям конкретной скважины;
- соответствие требованиям к проектированию и ведению работ при добыче, сборе и подготовке нефти и газа и Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности;
- выбранный способ добычи, наряду с другими факторами, должен обеспечить оптимальные технико-экономические показатели разработки месторождения;
- при обосновании рекомендуемой величины забойного давления необходимо учитывать следующие технологические факторы ограничения минимальной величины забойного давления в добывающих скважинах;
- предельное количество свободного газа в призабойной зоне пласта и приеме насоса;
- сохранение боковой устойчивости породы в призабойной зоне;
- прочность крепления скважин (эксплуатационной колонны).

Целостность цементного камня за колонной обеспечивается ограничением депрессии между нижними перфорационными отверстиями и водонасыщенным пластом.

$$\Delta P \leq P_{пл} - (P_{пл}^* - \alpha h), \quad (1)$$

где $P_{пл}$ - давление в продуктивном пласте, МПа;

$P_{пл}^*$ - давление в водоносном (обводнившемся) пласте, МПа;

α - допустимый градиент давления на цементное кольцо – 1,5 МПа/м;

h - расстояние между водоносным пластом и ближайшими отверстиями интервала перфорации, м.

По данному критерию предельная максимальная депрессия не достигается, ее величина существенно выше допустимой максимальной депрессии, при которой наблюдается нарушение целостности цементного камня.

Целостность эксплуатационной колонны может быть нарушена при невыполнении условия:

$$P_{заб.min} \leq P_{пл} - (P_{см} / ((1-k)m)), \quad (2)$$

где $P_{заб.min}$ - минимальное забойное давление, МПа;

$P_{пл}$ - текущее пластовое давление, МПа;

$P_{см}$ - допустимое давление на смятие труб, МПа;

M - коэффициент запаса прочности на смятие ($m=1,2$);

K - коэффициент разгрузки цементного кольца ($k=0,25$).

Предельная максимальная депрессия по этому критерию не достигается, она значительно выше допустимой максимальной депрессии по вышеперечисленным ограничениям и соответствует полному опорожнению скважины.

Сохранение боковой устойчивости породы призабойной зоны пласта (ПЗП) может быть нарушено при невыполнении условия:

$$\Delta P \leq \sigma_{сж} / 2 - K_{\sigma} (P_{г} - P_{пл}), \quad (3)$$

где $P_{пл}$ - давление в продуктивном пласте, МПа;

$P_{г}$ - горное давление ($P_{гор} = \gamma \cdot H_{скв} \cdot 9,81 \cdot 10^{-6}$);

$\sigma_{сж}$ - предел прочности на сжатие породы, МПа (принимается 30-50 МПа);

K_{σ} - коэффициент бокового распора, доли единиц ($K = v / (1 - v)$);

ν - коэффициент Пуассона;

γ - средняя плотность вышележащих горных пород, кг/м³.

Вследствие отсутствия данных лабораторных исследований механической прочности образцов керна данный расчет, как правило, не дает достоверных результатов. Исходя из опыта эксплуатации месторождений-аналогов, в сильно цементированных пластах интенсивного разрушения коллектора не наблюдается при минимальном забойном давлении более 4 МПа.

Минимизировать осложнения, связанные с разгазированием нефти и образованием свободного газа в призабойной зоне скважин можно, ограничивая забойное давление величиной давления насыщения. Такая рекомендация достаточно часто используется ведущими специалистами по разработке, в частности, В.Д. Лысенко, т.к. такой режим эксплуатации скважин позволяет поддерживать стабильную добычу нефти, снижать риски образования АСПО, образования солей.

Достаточно часто применяется на практике менее жесткое требование, чтобы величина $P_{заб}$ составляла не менее чем 75 % от $P_{нас}$, полученное по опыту эксплуатации месторождений Урала и Поволжья, и получившее распространение на месторождения Западной Сибири, в том числе и на эксплуатируемых ОАО «Томскнефть» ВНК, как «безопасное» $P_{заб}$, позволяющее длительное время эксплуатировать скважины без потери продуктивности.

С другой стороны, те же авторы определяют критическую величину забойного давления, оцениваемую в зависимости от промыслового газового фактора продукции (с учётом обводненности) и соотношения давления насыщения и пластового давления, ниже которой недопустима эксплуатация и наблюдаются потери добычи нефти, вследствие снижения фазовой проницаемости по нефти [8]:

$$P_{заб\ кр} = 3,5 + 68,33 * 10^{-3} * G_o \frac{P_{нас}}{P_{пл}}, \quad (4)$$

где G_o – газовый фактор продукции скважины, м³/т;

$P_{нас}$ – давление насыщения, МПа;

Рпл – пластовое давление, МПа.

Следует учитывать, что последнее условие относится не столько к технологическим условиям эксплуатации скважины, сколько к режиму эксплуатации пласта в целом, поэтому носит лишь рекомендательный характер при определении режима разработки месторождения. В таблице 3.1 приведены расчётные значения «критических», «безопасных» и рекомендуемых забойных давлений для условий Трайгородско-Кондаковского месторождения.

Таблица 3.1- Оценка рекомендуемых параметров эксплуатационного режима добывающих скважин на Трайгородско-Кондаковском месторождении

Параметры	Значение
Объект разработки	Ю ₁
Пластовое давление, МПа	21,5
Давление насыщения нефти газом, МПа	6,4
Газовый фактор, м ³ /т	89,7
Критическое забойное давление, МПа	5,3
Безопасное $R_{заб}=R_{нас}*0,75$	4,8

Учитывая минимальное количество исходных данных, в начальный период разработки рекомендуется поддерживать забойное давление эксплуатационных скважин на уровне не ниже 4,8 МПа. После уточнения физико-химических свойств нефти, результатов эксплуатации вновь выводимых скважин рекомендуется провести отработку режимов добывающих скважин с целью оптимизации $R_{заб}$ по новым данным.

Оценка условий фонтанирования

Расчеты предельных параметров условий фонтанирования проводились с использованием специализированного программного обеспечения Perform 7.1 (IHS Energy) на модели скважин методом узлового анализа с учётом структуры газожидкостного потока, конструкции скважин и реальных физико-химических свойств добываемой пластовой жидкости.

Для моделирования газожидкостного потока продукции скважин по НКТ использовались корреляция Ansari, Gomez и др., позволяющие рассчитывать многофазный поток в широком диапазоне газосодержания,

диаметра труб и угла наклона скважин. В качестве основных параметров для анализа вариантов были избраны значения обводненности, газового фактора, давления на забое (депрессии). Расчеты проведены для значения устьевого давления 1,5 МПа и различных значений обводненности. Учитывая значения дебитов скважин, в моделях использованы лифтовые колонны из насосно - компрессорных труб Ду 60-73 мм. На примере ожидаемого дебита, одной из планируемых к бурению скважин, показано влияние обводненности продукции на параметры фонтанирования (таблица 3.2). Видно, что фонтанным способом невозможно обеспечить проектных дебитов даже при начальной проектной обводненности.

Таблица 3.2- Влияние обводненности продукции на параметры фонтанирования скважин Трайгородско-Кондаковского месторождения

Параметры	Расчетные показатели				
	40	50	60	70	80
Обводненность, %					
Дебит жидкости, м ³ /сут	28	19	11	3	-
Минимальное забойное давление, МПа	18,1	19,2	20,0	20,9	-

Существенно влияет на дебит скважин снижение пластового давления. Так, даже при минимальной обводненности, падение $R_{пл}$ с начальной величины 21,5 до 20,0 МПа приводит к существенному снижению дебита (рисунок 3.1).

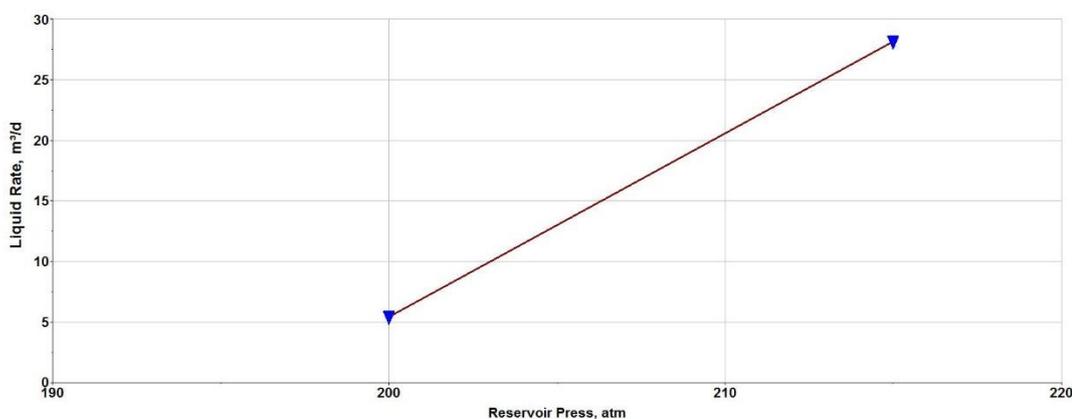


Рисунок 3.1- Влияние изменения пластового давления на дебит фонтанирования скважин Трайгородско-Кондаковского месторождения

Таким образом, расчеты показывают, что фонтанный режим не может быть рекомендован для эксплуатации новых скважин даже в начальный период эксплуатации, и может быть рекомендован только при проведении исследований скважин для уточнения параметров продуктивности. Для обоснования выбора механизированного способа добычи, согласно Методическим указаниями ПАО «НК «Роснефть» «Требования к составлению раздела проектных технологических документов по выбору способа добычи нефти с использованием шаблона применения технологий» были рассчитаны применительно к условиям Трайгородско-Кондаковского месторождения наиболее известные способы добычи нефти (рисунок 3.2).

Обводненность, %	85--90	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	УЭЦН
	80--85	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	УСШН
	75--80	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	УШВН
	70--75	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	УЭВН
	65--70	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	Фонтан
	60--65	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	Газлифт
	55--60	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	УГПН
	50--55	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	УГСН
	45--50	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	УЭДН
	40--45	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
		0,2--0,263	0,263--0,326	0,326--0,389	0,389--0,452	0,452--0,515	0,515--0,578	0,578--0,641	0,641--0,704	0,704--0,767	0,767--0,83	
		Коэффициент продуктивности м3/сут/атм										
Пластовое давление, атм	248--260	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	УЭЦН
	236--248	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	УСШН
	224--236	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	УШВН
	212--224	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	УЭВН
	200--212	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	Фонтан
	188--200	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	Газлифт
	176--188	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	УГПН
	164--176	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	УГСН
	152--164	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	УЭДН
	140--152	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
		0,2--0,263	0,263--0,326	0,326--0,389	0,389--0,452	0,452--0,515	0,515--0,578	0,578--0,641	0,641--0,704	0,704--0,767	0,767--0,83	
		Коэффициент продуктивности м3/сут/атм										

Рисунок 3.2- Карта применения технологий для вводимого из бурения фонда скважин

Карта применения технологий представляет собой двумерную таблицу, ячейки которой окрашены в цвет оптимального способа эксплуатации (СЭ). Дополнительно в ячейках таблицы ставятся цифры 1, 2 или 3. Цифра 1 означает, что в интервале значений, ограничивающих параметры ячейки, оптимальный способ эксплуатации обеспечивает максимальные NPV и дебит жидкости, а все остальные СЭ, участвующие в расчётах, не применимы. Цифра 2 означает, что в интервале значений, ограничивающих параметры ячейки, оптимальный способ эксплуатации обеспечивает максимальные NPV и дебит жидкости, и при этом может быть применим, по меньшей мере, ещё один СЭ. Цифра 3 означает, что в интервале значений, ограничивающих параметры ячейки,

оптимальный способ эксплуатации обеспечивает максимальный NPV и при этом может быть применим, по меньшей мере, еще один СЭ, который позволяет получить дебит жидкости выше, чем у оптимального СЭ.

Видно, что лучшие технико-экономические показатели обеспечиваются с использованием ЭЦН при этом, как альтернатива, применимым является как минимум еще 1 способ - гидроструйные насосы, которые могут быть рассмотрены в качестве реальной альтернативы ЭЦН. Для малodeбитных скважин (менее 10 м³/сут) возможно применение ЭЦН большей производительности в режиме кратковременной эксплуатации скважин (КЭС). Оценка расчетных параметров по достижению потенциала вводимых скважин из бурения (дебит жидкости, дебит нефти, забойное давление) и возможность обеспечения технологических характеристик выбранного способа эксплуатации УЭЦН (КПД, мощность, Н спуска, Н напора, NPV) на фонде ОАО «Томскнефть» ВНК представлена в таблице 3.3.

Таблица 3.3- Выбор способа эксплуатации для нефтяных скважин ОАО «Томскнефть» ВНК, вводимых из бурения на Трайгородско-Кондаковском месторождении

Год ввода	Число скв-н, ед.	Расчетный режим						
		С/Э	Рзаб, атм	Qж, м ³ /сут	Qн, т/сут	КПД, %	Мощность, кВт	Напор, м
2018	1	ЭЦН	48	196	64,0	39,4	78	1413
2019	7	ЭЦН	48	100	50,4	38,0	35	1217
2020	4	ЭЦН	48	148	35,7	38,1	63	1515
2021	8	ЭЦН	48	122	43,6	38,2	48	1376
2022	8	ЭЦН	48	120	47,1	38,0	45	1329
2023	6	ЭЦН	48	96	40,5	37,6	36	1309
2024	7	ЭЦН	48	72	34,1	38,2	26	1283
2025	4	ЭЦН	48	91	29,8	37,5	37	1442
2026	10	ЭЦН	48	63	21,3	36,7	26	1463
2027	6	ЭЦН	48	71	26,8	37,8	28	1387
2028	7	ЭЦН	48	88	21,8	36,7	38	1538
2029	4	ЭЦН	48	85	14,2	36,2	40	1652
2030	4	ЭЦН	48	66,8	11,1	36,4	31,7	1675

Более корректная оценка условий эксплуатации УЭЦН на новых скважинах может быть получена только после опробования новых скважин, проведения ГДИС, уточнения характеристик притока при работе первого насоса, опущенного после освоения скважины, обязательного уточнения физико-химических свойств нефти и пластового давления (с учётом интерференции соседних добывающих скважин). По результатам эксплуатации будут уточнены параметры производительности горизонтальной скважины, что позволит определить наиболее рациональный способ добычи для новых скважин.

Выбор конструкции лифта

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 (крутой наклон на кривых противодавления в координатах «Давление – Дебит»). Но для скважин с прогнозируемым низким начальным дебитом, либо характеризующихся резким падением добычи с ростом обводненности, следует использовать НКТ меньшего диаметра, 73 мм либо 60 мм. Соответственно, в зависимости от производительности скважин для фонтанного лифта рекомендуется использование следующих НКТ: до 50 м³/сут Ду=60 мм; 50-200 м³/сут Ду=73 мм.

Выбор устьевого и внутрискважинного оборудования

Добыча нефти на месторождении будет осуществляться механизированным способом, с использованием УЭЦН. Технические средства и технологии подъёма жидкости должны соответствовать добывным возможностям скважины. В нефтяных скважинах с типовой эксплуатационной колонной диаметром не ниже Ø146 мм рекомендуется использовать:

- оборудование устья скважины согласно требованиям, ГОСТ 13846-89 и ГОСТ Р 51365-2009;

- УЭЦН производительностью от 15 м³/сут, напором от 1500 м в коррозионно - и износостойком исполнении;

- станция управления, с возможностью регулирования частоты вращения, оптимизации работы и защиты серийно выпускаемых ПЭД.

Расчет потребления электрической мощности

Расчётная величина максимальной требуемой электрической мощности на подъем жидкости из скважин УЭЦН определяется производительностью насосов. Максимальный действующих фонд механизированных добывающих скважин на месторождении планируется в период 2030-2036 г. в количестве 77 ед. Максимальная суммарная потребляемая мощность составит порядка 3 МВт.

Таким образом можно сделать вывод, что:

- по результатам технико-экономической оценки для вводимых скважин из бурения на месторождении рекомендуется применение УЭЦН, габарита 5,5А производительностью от 15 м³/сут, напором от 1500 м;

Фонтанная арматура состоит из трубной обвязки и фонтанной елки.

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.

Скважинный трубопровод своим верхним концом закрепляется либо в катушке-трубодержателе, устанавливаемой на трубную головку, либо в муфте-трубодержателе, устанавливаемой в корпусе трубной головки.

Фонтанная елка – часть фонтанной арматуры, устанавливаемая на трубную обвязку; предназначена для контроля и регулирования потока скважинной среды в скважинном трубопроводе и направления его в промысловый трубопровод.

Конструкция устьевой фонтанной арматуры обеспечивает полную герметичность по отношению к окружающей среде.

Арматура комплектуется запорными устройствами, а также регулируемые или нерегулируемые (сменными) дросселями. Допускается дооборудование запорными устройствами и обратным клапаном.

По требованию потребителя конструкция устьевой арматуры может предусматривать возможность нагнетания ингибиторов коррозии и гидратообразования а скважинный трубопровод и затрубное пространство, а также измерения давления и температуры скважинной среды в боковых отводах елки.

Пневмопилоты, входящие в комплект арматуры, обеспечивают перекрытие скважинной среды при регламентированном отклонении ее параметров от заданного режима эксплуатации скважины.

В качестве запорных устройств фонтанной арматуры применяются краны с конической пробкой и прямоточные задвижки со смазкой. Боковые отводы елки и трубной обвязки оканчиваются ответным фланцами для приварки к трубопроводу.

3.2. Фонтанная арматура ЦКБ «Титан»⁸

ЦКБ «Титан», г. Волгоград, изготавливает фонтанную арматуру на давление 21 и 35 Мпа.

Техническая характеристика:

- Условный проход ствола и боковых отводов, мм -65
- Давление рабочее, МПа -35 (21)
- Диаметр подвешиваемых НКТ, мм -73 или 89
- Максимальная масса подвешиваемой колонны НКТ, т;
- диаметром 73 мм -30
- диаметром 89 мм-45 (40)
- Температура, °С рабочей среды, не выше -100
- Окружающего воздуха -40 до +40

Наземное и подземное скважинное оборудование с использованием УЭЦН представлены на рисунке 3.3.

8. <https://pandia.ru/text/77/476/35135.php>

3.3 Технологический расчет эксплуатации скважины электроцентробежным насосом (ЭЦНМ5-200-1400)

Рассчитать необходимый напор ЭЦН, выбрать насос и электродвигатель для заданных условий скважины.

Дано:

Наружный диаметр эксплуатационной колонны D_3 - 127 мм;

глубина скважины $L = 2200$ м;

дебит жидкости $Q = 200$ м³/сут;

статический уровень $h_{ст} = 900$ м;

коэффициент продуктивности скважины $K = 70$ м³/(сут · МПа);

глубина погружения под динамический уровень $h = 50$ м;

кинематическая вязкость жидкости $\nu = 2 \cdot 10^{-6}$ м²/с;

превышение уровня жидкости в сепараторе над устьем скважины $h_{г} = 14$ м;

избыточное давление в сепараторе $P_c = 0,2$ МПа;

расстояние от устья до сепаратора $l = 70$ м;

плотность добываемой жидкости $\rho_{ж} = 900$ кг/м³.

Решение:

Определяем площадь внутреннего канала НКТ по формуле (1) при

$$V_{cp} = 1,3 \text{ м/с}$$

$$F_{вн} = \frac{Q}{86400 \cdot V_{cp}} \quad (1)$$

$$F_{вн} = \frac{200 \cdot 10^6}{86400 \cdot 130} = 17,81 \text{ кв.см.}$$

Внутренний диаметр по формуле (2):

$$d_{вн} = \sqrt{\frac{F_{вн} \cdot 10^{-4}}{0,785}}, \quad (2)$$

$$d_{вн} = \sqrt{\frac{17,8}{0,785}} = 4,76 \text{ см} = 47,63 \text{ мм.}$$

Ближайший больший $d_{вн}$ имеют НКТ диаметром 48 мм ($d_{вн} = 40$ мм).

Скорректируем выбранное значение $V_{cp} = 130$ см/с:

$$V_{cp} = \frac{200 \cdot 10^6}{86400 \cdot 17,8} = 117 \text{ см/с} = 1.17 \text{ М/С}$$

При выборе НКТ по графику при дебите 120 м³/сут и КПД = 0,96 также получим НКТ диаметром 48 мм. Депрессия по формуле (3) будет равна:

$$\Delta h = \frac{Q \cdot 10^6}{K \cdot \rho_{ж} \cdot g}, \quad (3)$$

$$\Delta h = \frac{200 \cdot 10^6}{86400 \cdot 900 \cdot 9,81} = 324 \text{ м.}$$

Число Рейнольдса по формуле (4):

$$Re = \frac{V_{cp} \cdot d_{BH}}{\nu}, \quad (4)$$

$$Re = \frac{1,17 \cdot 0,05}{2 \cdot 10^{-6}} = 29312.$$

Относительная гладкость труб по формуле (5):

$$K_s = \frac{d_{BH}}{2 \cdot \Delta}, \quad (5)$$

$$K_s = \frac{0,05}{2 \cdot 0,1 \cdot 10^{-3}} = 0,025.$$

Находим $\lambda = 0,03$.

Определим λ по формуле (6) для сравнений.

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}, \quad (6) \quad \text{если } Re > 2300$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{29312^{0,25}} = 0,025$$

Глубина спуска насоса по формуле (7):

$$L = h_{cm} + \Delta h + h, \quad (7)$$

$$L = 900 + 324 + 50 = 1274 \text{ м.}$$

Потери на трение в трубах по формуле (8):

$$h_{тр} = \lambda \cdot \frac{(L + l) \cdot V_{cp}^2}{d_{BH} \cdot 2 \cdot g}, \quad (8)$$

$$h_{тр} = 0,025 \frac{(1274 + 70) \cdot 1,3^2}{0,05 \cdot 2 \cdot 9,81} = 42,4 \text{ м.}$$

Потери напора в сепараторе по формуле (9):

$$h_c = \frac{P_c}{\rho_{ж} \cdot g}, \quad (9)$$

$$h_c = \frac{0,2 \cdot 10^6}{900 \cdot 9,81} = 22,7 \text{ м.}$$

Величина необходимого напора по формуле (10):

$$H_c = h_{ст} + \Delta h + h_{тр} + h_r + h_c, \quad (10)$$

$$H_c = 900 + 324 + 42,4 + 14 + 22,7 = 1303 \text{ м.}$$

Для получения дебита $Q = 200 \text{ м}^3/\text{сут}$ и напора $H_c = 1303 \text{ м}$ выбираем ЭЦНМ5-200-1400 с числом ступеней 393, учитывая, что эксплуатационная колонна у нас диаметром 127 мм

Построим участок рабочей области характеристики $Q - H$ (рис.1).

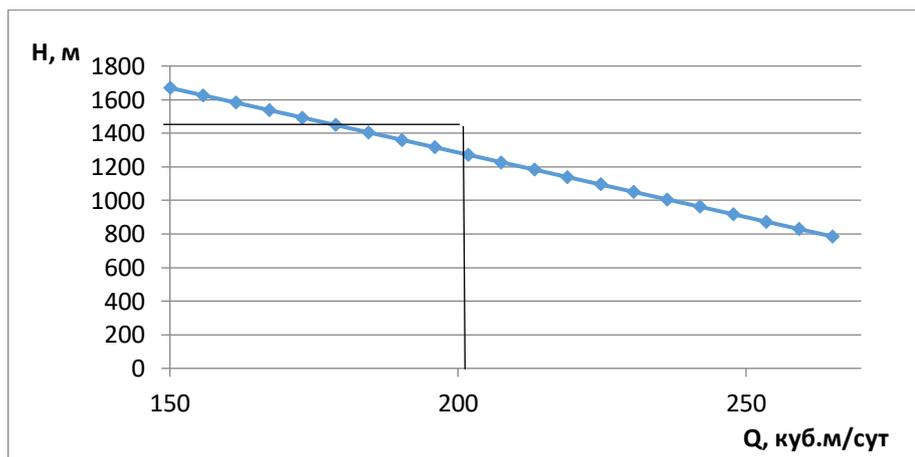


Рисунок 3.4 - Рабочая область характеристики ЭЦН

Из полученной рабочей области характеристики найдем, что при дебите $200 \text{ м}^3/\text{сут}$ напор ЭЦН на воде составит 1300 м.

По соотношению найдем напор насоса на реальной жидкости, если по условию $H_{ж} = H_{в} \cdot \frac{\rho_{в}}{\rho_{ж}}$

$$\rho_{ж} = H_{ж} = 1300 \frac{1000}{900} = 1444 \text{ м.}$$

Так как вязкость жидкости не превышает 3 сантипуаз, то пересчет по

вязкости жидкости не требуется.

Для совмещения характеристик насоса и скважины определим по формуле (11) число ступеней, которое нужно снять с насоса:

$$\Delta z = \left[1 - \frac{H_c}{H} \right] \cdot z, \quad (11)$$

$$\Delta Z = \left[1 - \frac{1303}{1444} \right] \cdot 393 = 39.$$

Следовательно, насос должен иметь 354 ступени, вместо снятых устанавливаются проставки. Напор одной ступени составит 3,7 м.

При установке штуцера на выкиде из скважины мы совмещаем напоры ЭЦН и скважины, но уменьшаем подачу ЭЦН, одновременно уменьшая его КПД.

Полезная мощность электродвигателя

$$N_{\Pi} = \frac{Q \cdot \rho_{ж} \cdot g \cdot H_c}{86400 \cdot 1000 \cdot \eta_{\Pi}} = \frac{Q \cdot \rho_{ж} \cdot H_c}{86400 \cdot 102 \cdot \eta_{\Pi}}$$

$$N_{\Pi} = \frac{200 \cdot 900 \cdot 9,81 \cdot 1303}{86400 \cdot 1000 \cdot \eta_{\Pi}} = 53,2.$$

где 0,73 - КПД насоса. Необходимая мощность двигателя

$$\text{кВт } N_{\Pi} = \frac{N_{\Pi}}{0,92}$$

$$N_{\Pi} = \frac{53,2}{0,92} = 57,9$$

Ближайший больший типоразмер ПЭД 55 - 103 с КПД 0,73, напряжение 850 В, сила тока 69 А, $\cos \alpha = 0,75$, температура окружающей среды до 70°C.

Можно также выбрать ПЭД55-103, который будет иметь больший запас мощности.

Пример расчета габаритов УЭЦН, скорости охлаждающей жидкости и удельного расхода электроэнергии

По параметрам эксплуатационной скважины и оборудованию выбрать кабель, трансформатор, определить габариты УЭЦН, скорость охлаждающей

жидкости и удельный расход электроэнергии.

Дано:

Наружный диаметр эксплуатационной колонны - 127 мм;

размер НКТ - 48 x 3.6 мм;

дебит скважины $Q = 200 \text{ м}^3/\text{сут}$;

динамический уровень $h_d = 1056 \text{ м}$;

тип насоса ЭЦНМК5-200-1400.

тип электродвигателя ПЭД-55-103;

глубина спуска насоса - 1303 м;

температура на приеме насоса - 70°C ;

расстояние до станции управления - 100 м.

Решение:

Определим основные характеристики двигателя: напряжение $U = 850 \text{ В}$, ток $I = 69 \text{ А}$, КПД 73%, $\cos \varphi = 0,75$. Температура окружающей среды - 70°C , скорость охлаждающей жидкости $< 0,37 \text{ м/с}$, равное $0,085 \text{ м/с}$.

По формуле (12) определим сечение жилы:

$$S = \frac{I}{i}, \quad (12)$$

$$S = \frac{69}{5} = 13,80 \text{ мм}^2.$$

Учитывая, что в жидкости имеется растворенный газ, выберем кабель с полиэтиленовой изоляцией. КППП 3 x 6 мм с рабочим напряжением 2500 В, допустимым давлением до 25 МПа и температурой до 90°C и размером 10,2 x 27,5 мм.

Длина кабеля по формуле (13):

$$L_k = L + l + l_p, \quad (13)$$

$$L_k = L + l + l_p = 1568 + 100 + 100 = 1768 \text{ м}.$$

Сопротивление кабеля по формуле (14):

$$L_k = L + l + l_p, \quad (14)$$

$$R = \frac{0,0175 \cdot [1 + 0,004 \cdot (70 - 20)]}{13,80} = 0,0015 \text{ Ом/м}.$$

Потери мощности в кабеле по формуле (15):

$$\Delta P_{\kappa} = 3 \cdot I^2 \cdot R \cdot L_{\kappa} \cdot 10^{-3}, \quad (15)$$

$$\Delta P_{\kappa} = 3 \cdot 69 \cdot 0,0015 \cdot 1738 \cdot 10^{-3} = 37,78 \text{ кВт.}$$

Мощность трансформатора по формуле (16):

$$P_{\text{тр}} \geq \frac{P_{\text{эд}}}{\eta_{\text{эд}}} + \Delta P_{\kappa}, \quad (16)$$

$$P_{\text{тр}} \geq \frac{55}{0,73} + 37,78 = 113,12 \text{ кВт.}$$

Падение напряжения в кабеле по формуле (17):

$$\Delta U = \sqrt{3}(R_{\kappa} \cdot \cos \varphi + X_0 \cdot \sin \varphi) \cdot I \cdot L_{\kappa}, \quad (17)$$

$$\Delta U = \sqrt{3}(0,0015_{\kappa} \cdot 0,75 + 0,1 \cdot 0,6614) \cdot 69 \cdot 1,738 = 251 \text{ В}$$

где $\cos \varphi = 0,72$; $\sin \varphi = 0,6614$.

Напряжение на вторичной обмотке трансформатора должно быть равно сумме рабочего напряжения электродвигателя и величине потерь напряжения в кабеле по формуле (18):

$$U_{\text{тр}} = U_{\text{эд}} + \Delta U, \quad (18)$$

$$U_{\text{тр}} = 850 + 251 = 1101 \text{ В.}$$

Таблица 3.4 – Технические характеристики трансформаторов

Технические характеристики трансформаторов серии ТМПН, ТМПНГ с первичным напряжением 6, 10 кВ

Тип трансформатора	Ном. мощность, кВ·А	Номин. напря – жение ВН, В	Напряжение ступеней регулирования, В	Потери, Вт		Напря – жение кз, %	Размеры, мм					Масса, кг	
				х.х.	к.з.		L	В	Н	A	A ₁	масла	полная
ТМПН -100/10-У1 (УХЛ1)	100	6; 10	1602(36)–1549(36)–1498(36)–1449(36)–1401(36)–1350(36)–1305(36)–1262(36)–1221(36)–1181(36)–1144(36)–1106(36)–1069(36)–1034(36)–1000–(36)–967(36)–935(36)–904(36)–875(36)–846(36)	380	2430	Не норми – руется	1150	915	1540	550	550	210	635
ТМПН -250/10-У1 (УХЛ1)	233	6; 10	2406(56)–2360(56)–2311(56)–2269(56)–2224(56)–2180(56)–2138(56)–2094(56)–2056(56)–2015(56)–1974(56)–1936(56)–1896(56)–1861(56)–1824(56)–1787(56)–1753(56)–1717(56)–1685(56)–1652(56)	830	3660	Не норми – руется	1420	1100	1765	550	550	315	1085
ТМПНГ -403/6-УХЛ1	403	6	3110(74,8)–3035(76,7)–2955(78,7)–2875(80,9)–2795(83,2)–2760(84,3)–2675(87,0)–2600(89,5)–2520(92,3)–2450(95)–2405(95)–2325(95)–2245(95)–2165(95)–2090(95)–2050(95)–1970(95)–1895(95)–1815(95)–1735(95)–1695(95)–1620(95)–1540(95)–1460(95)–1380(95)	880	5600	Не более 7,0	1350	1290	1770	660	660	483	1770
ТМПНГ -1000/6-УХЛ1	1000	6	4280(120)–4200(125)–4120(130)–4040(135)–3960(140)–3880(145)–3800(150,0)–3720(155,2)–3640(158,6)–3560(162,2)–3480(165,9)–3400(175,2)–3320(175,6)–3240(178,2)–3160(182,7)–3080(187,5)–3000(192,5)–2920(197,7)–2840(203,3)–2760(209,2)–2680(215,4)–2600(222,1)–2520(229,1)–2440(235,7)–2360(244,6)–2280(244,6)–2200(244,6)–2120(244,6)–2040(244,6)–1960(244,6)–1880(244,6)–1800(244,6)–1720(244,6)–1640(244,6)–1560(244,6)–1480(244,6)	1950	12900	Не более 7,0	1900	1200	1900	820	820	860	3150
ТМПНГ -1000/10-УХЛ1	1000	10	4250(136)–4180(138)–4100(141)–4030(143)–3960(146)–3890(148)–3770(153)–3700(156)–3620(159)–3550(163)–3480(166)–3410(169)–3290(175)–3220(179)–3150(183)–3070(188)–3000(192)–2930(197)–2810(205)–2740(205)–2670(205)–2600(205)–2520(205)–2450(205)–2330(205)–2260(205)–2190(205)–2120(205)–2050(205)–1970(205)–1850(205)–1780(205)–1710(205)–1640(205)–1570(205)–1500(205)	1950	12900	Не более 7,0	1900	1200	1900	820	820	860	3150

Этому условию удовлетворяет трансформатор ТМПН-100/10 Мощность 100 Квт.

Определим габаритный размер D_{\max} по формуле (19):

$$D_{\max} = \frac{D_{\text{эд}}}{2} + \frac{D_{\text{н}}}{2} + h_{\text{к}} + S_{\text{х}}, \quad (19)$$

$$D_{\max} = \frac{103}{2} + \frac{48}{2} + 6 + 1 = 104,5.$$

Габаритный размер A_{\max} с учетом НКТ не рассчитываем, так как кабель круглого сечения не подходит в нашем случае.

Внутренний диаметр 127 мм эксплуатационной колонны равен 122 мм, следовательно, минимальный зазор составит $127 - 122 = 7,5$ мм, что допустимо.

Скорость движения охлаждающей жидкости в расположении электродвигателя по формуле (20):

$$V = \frac{Q}{86400 \cdot 0,785 \cdot (D_{\text{вн}}^2 - D_{\text{зд}}^2)}, \quad (20)$$

$$V = \frac{200}{86400 \cdot 0,785 \cdot (0,141^2 - 0,103^2)} = 1,52 \text{ м/с}.$$

Полученная скорость превышает необходимую скорость охлаждения (1,52 м/с) по характеристике электродвигателя ПЭД-55-103.

Удельный расход электроэнергии определим по формуле. По исходным данным оборудования найдем по формуле (21):

$$\eta_{\text{к}} = \frac{P_{\text{эд}}}{P_{\text{эд}} + \Delta P_{\text{к}}}, \quad (21)$$

$$\eta_{\text{к}} = \frac{55}{55 + 37,78} = 0,59 \text{ долей ед},$$

$$\eta_{\text{об}} = 0,73 \cdot 0,75 \cdot 0,94 \cdot 0,96 \cdot 0,59 = 0,20 \text{ долей ед}.$$

Удельный расход электроэнергии на 1 т добытой жидкости по формуле (22):

$$\Theta = 2,73 \cdot H \cdot 10^{-3} \cdot \frac{1}{\eta_{\text{об}}}, \quad (22)$$

$$\Theta = 2,73 \cdot 1568 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{1}{0,20} = 21,9 \text{ кВт} \cdot \text{час/т}.$$

Таблица 3.5 – Параметры ЭЦН в модульном исполнении

Обозначение насоса	Номинальные		Рабочая область		КПД, %	Число ступеней	Мощность, кВт
	подача, м ³ /сут	напор, м	подача, м ³ /сут	напор, м			
ЭЦНМ5 - 50 - 1300	50	1360	25 - 70	1400 - 1005	43	264	23
ЭЦНМК5 - 50 - 1300		1360		1400 - 1005		264	23
ЭЦНМ5 - 50 - 1700		1725		1780 - 1275		336	28,8
ЭЦНМК5 - 50 - 1700		1725		1780 - 1275		336	28,8
ЭЦНМ5 - 80 - 1200	80	1235Т	70 - 115	1290 - 075	51,5	269	26,7
ЭЦНМК5 - 80 - 1200		1235		1290 - 675		269	26,7
ЭЦНМ5 - 80 - 1400		1425		1490 - 1155		310	30,4
ЭЦНМК5 - 80 - 1400		1425		1490 - 1155		310	30,4
ЭЦНМ5 - 80 - 1550		1575		1640 - 855		342	33,1
ЭЦНМК5 - 80 - 1550		1575		1640 - 855		342	33,1
ЭЦНМ5 - 80 - 1800		1800		1880 - 980		392	38,4
ЭЦНМК5 - 80 - 1800		1800		1880 - 980		392	38,4
ЭЦНМК5 - 125 - 1000	125	1025	105 - 165	1135 - 455	58,5	227	29,1
ЭЦНМ5 - 125-1000		1025		1135 - 455		227	29,1
ЭЦНМК5- 125 - 1200		1175		1305 - 525		261	34,7
ЭЦНМ5 - 125 - 1200		1175		1305 - 525		261	34,7
ЭЦНМК5 - 125 - 1300		1290		1440 - 575		288	38,1
ЭЦНМ5 - 125 - 1300		1290		1440 - 575		288	38,1
ЭЦНМК5 - 125-1800		1770		1960 - 785		392	51,7
ЭЦНМК5 - 125 - 1800		1770		1960 - 785		392	51,7
ЭЦНМ5 - 200 - 800	200	810	150 - 265	970 - 455	50	228	46
ЭЦНМ5 - 200 - 1000		1010		1205 - 565		283	54,5
ЭЦНМ5 - 200 - 1400		1410		1670 - 785		393	76,2

Таблица 3.6 - Характеристики погружных электродвигателей

Электродвигатель	Номинальные			КПД,%	cos α	Скорость охлаждения жидкости, м/с	Температура окружающей среды, °С	Длина, м	Масса, кг
	Мощность, кВт	напряжение, В	ток, А						
ПЭД14 - 103	14	350	40	72	0,80	0,06	70	4,20	200
ПЭД20 - 103	20	700	29	73	0,78	0,06	70	5,17	275
ПЭД28 - 103	28	850	34,7	73	0,75	0,085	70	5,5	295
ПЭД40 - 103	40	1000	40	72	0,80	0,12	55	6,2	335
ПЭДС55 - 103	55	850	69	73	0,75	0,37	70	5,21	500
ПЭД45 - 117	45	1400	27,3	81	0,84	0,27	50	5,60	382
ПЭД65 - 117	65	2000	27,5	81	0,84	0,27	50	7,5	525
ПЭД90 - 117	90	2000	38,7	81	0,83	0,4	60	10,76	750
ПЭД17 - 123	17	400	39,5	78	0,80	0,1	80	4,6	348
ПЭД35 - 123	35	550	55,5	79	0,84	0,12	70	5,45	425
ПЭД46-123	46	700	56,5	79	0,85	0,2	80	6,73	528
ПЭД55 - 123	55	800	61,5	78	0,83	0,2	70	7,2	568
ПЭД 75 - 123	75	915	73,5	76	0,85	0,3	55	8,02	638
ПЭД100 - 123	100	950	89,5	80	0,85	0,35	60	8,02	638
ПЭД125 - 138	125	2000	50,5	84	0,85	0,9	50	8,21	800

Таблица 3.7 – Основные характеристики кабелей

Кабель	Число X площадь сечения жил, мм ²		Максимальные наружные размеры, мм	Номинальная строительная длина, м	Расчетная масса, кг/км	Рабочее напряжение, В
	основное	Контроль				
КРБК	3 x 10	-	27,5	1200	1100	1100
	3 x 16	-	29,3	1100	1650	»
	3 x 25	-	32,1	950	2140	»
	3 x 35	-	34,7	850	2680	»
КПБК	3 x 6	-	25	850 - 1950	712	2500
	3 x 10	-	29	1200 - 1700	898	»
	3 x 16	-	32	1100 - 1900	1125	3300
	3 x 25	-	35,6	1000 - 1800	1564	»
	3 x 35	-	38,3	500	1913	»
	3 x 50	-	44,0	500	2425	»
КПБП	3 x 6	-	10,2 x 27,5	300 и кратн.	796	2500
	3 x 10	-	13,6 x 33,8	1200 - 1700	950	»
	3 x 16	-	15,0 x 37,4	1100 - 1700	1170	»
	3 x 25	-	15,4 x 43,0	1000 - 1800	1615	3300
	3 x 35	-	18 x 48,2	500	2098	»

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4С1	Сутыгин Денис Валерьевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Кустовая площадка №1БИС Трайгородско-Кондаковского месторождения предназначена для ведения технологического процесса извлечения углеводородов нефти и газа. На ней находится технологическое оборудование используемое для извлечения: -УЭЦН;-АФК;-ВЛ;-Т/П;АГЗУ;-НСК;-БМА;-ТПМП;-СУ.</p>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <p><input type="checkbox"/> специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p><input type="checkbox"/> организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>К правовым и организационным вопросам при эксплуатации данного объекта исследования можно отнести:</p> <p>1. Соблюдение законов, а именно соблюдение условий выполнения трудового и гражданского кодексов, а также соблюдение налогового законодательства.</p> <p>2. При эксплуатации ответственное лицо обязано выполнять и организовывать правила эвакуации, соблюдать правила безопасности и контролировать устройство на исправную работу.</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>– действие фактора на организм человека; – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</p> <p>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</p> <p>– механические опасности (источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</p>

3. Экологическая безопасность:	<p>Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>перечень возможных ЧС на объекте;</p> <ul style="list-style-type: none"> – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4С1	Сутыгин Д.В.		

4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В социальной ответственности рассмотрены рабочие места персонала кустовой площадки, по месту эксплуатации скважины электроцентробежным насосом, устьевая и запорная арматура. А так же слесарная, в которой располагаются инструменты для ремонта оборудования.

В нефтяной и газовой промышленности проводятся операции по хранению, отпуску и приему нефтепродуктов, многие из которых токсичны, хорошо испаряются, способны электризоваться, пожаровзрывоопасны. В данном разделе будут рассмотрены такие темы, как - техногенная безопасность, в которую входят: анализ вредных факторов производственной среды, анализ опасных факторов производственной среды; организационные мероприятия обеспечения безопасности; безопасность в чрезвычайных ситуациях

Любая производственная деятельность сопряжена с воздействием на работающих вредных и опасных производственных факторов. Отсюда обеспечение безопасных условий труда – одна из основополагающих целей, к которой должно стремиться руководство предприятия.

4.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Согласно статье 224 ТК РФ работодатель обязан соблюдать ограничения на привлечение отдельных категорий работников к выполнению тяжелых работ, работ во вредных и (или) опасных условиях. Например, трудовое законодательство ограничивает использование труда женщин на работах в тяжелых, вредных или опасных условиях (ст. 253 ТК РФ). Молодые люди, не достигшие 18 лет, на вредные или опасные работы не допускаются. Об этом говорится в статье 265 ТК РФ. У сотрудников, которые заняты на работах во вредных или опасных условиях, продолжительность рабочего времени сокращается на 4 часа в неделю. То

есть она не должна превышать 36 часов в неделю⁹. При этом ежедневная рабочая смена при 36-часовой рабочей неделе не может превышать 8 часов, а при рабочей неделе 30 часов и менее — 6 часов (ч. 2 ст. 94 ТК РФ).

Всем работникам предоставляется ежегодный основной оплачиваемый отпуск продолжительностью 28 календарных дней с сохранением места работы (должности) и среднего заработка в соответствии с действующим законодательством.

Порядок индексации заработной платы в соответствии со ст. 134 ТК РФ устанавливается в Положении «Об оплате труда работников» с учетом экономических возможностей Общества в пределах фонда заработной платы, утвержденного бизнес-планом Общества. За каждый час работы в ночное время, с 22.00 часов до 6.00 часов, работнику производится доплата в размере 40 % часовой тарифной ставки. Работа в выходной или нерабочий праздничный день оплачивается в двойном размере.

4.2. Производственная безопасность

Основные вредные и опасные факторы при выполнении работ по обслуживанию нефтегазового оборудования:

- возникновение пожара и взрыва при разгерметизации технологического оборудования или трубопроводов, а также при нарушении правил их безопасной эксплуатации и ремонта;

- травмирование работников вращающимися и движущимися частями насосов, компрессоров и других механизмов в случае отсутствия или неисправности ограждения;

- поражение электрическим током в случае нарушения изоляции токоведущих частей электрооборудования, неисправности заземления, неприменения средств индивидуальной защиты;

9. Трудовой кодекс РФ ч. 1 ст. 92

- повышенная или пониженная температура поверхности оборудования или воздуха рабочей зоны; повышенный уровень вибрации;
- недостаточная освещенность рабочей зоны; возможность падения при обслуживании оборудования, расположенного на высоте;
- отравление работников вследствие токсичности многих нефтепродуктов и их паров, особенно этилированных бензинов.

Таблица 4.1- Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ	Нормативные документы
	Разработк	
1. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны ¹⁰	+	ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ ОПАСНЫЕ И ВРЕДНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ФАКТОРЫ.
2.Токсичность нефти и нефтепродуктов ¹¹	+	ГОСТ Р 51858-2002.НЕФТЬ. ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
3. Превышение уровня шума ¹²	+	ГОСТ 12.1.003- 2014ССБТ «ШУМ. Общие требования безопасности»
4.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования ¹³	+	ГОСТ 12.2.003-91 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности»

10. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ Опасные и вредные производственные факторы.

11. ГОСТ Р 51858-2002.НЕФТЬ. Общие технические условия

12. ГОСТ 12.1.003- 2014ССБТ «ШУМ. Общие требования безопасности»

13. ГОСТ 12.2.003-91 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности»

5. Опасность поражения током ¹⁴ .	+	ГОСТ IEC 61140-2012 ЗАЩИТА ОТ ПОРАЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ ТОКОМ. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ УСТАНОВОК И ОБОРУДОВАНИЯ
6.Пожаровзрывоопасность ¹⁵	+	ГОСТ 12.1.044-89 ПОЖАРОВЗРЫВООПАСНОСТЬ ВЕЩЕСТВ И МАТЕРИАЛОВ

Анализ опасных и вредных производственных факторов

При анализе вредных факторов производственной среды выделяют вредные физические и химические факторы:

- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенные уровни шума, вибрации, ультразвука и различных излучений - тепловых, ионизирующих, инфракрасных и др.;
- запыленность и загазованность рабочей зоны;
- недостаточная освещенность рабочих мест и проходов;
- повышенная яркость света и пульсация светового потока;

1) Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

В условиях воздействия низких температур может происходить переохлаждение организма за счет увеличения теплоотдачи. При низкой температуре окружающего воздуха резко увеличиваются потери тепла путем конвекции, излучения. Особенно опасно сочетание низкой температуры с высокой влажностью и высокой скоростью движения воздуха, так как при этом значительно возрастают потери тепла конвекцией и испарением. При воздействии холода, изменения возникают не только непосредственно в области воздействия, но также и на отдаленных участках тела. Это обусловлено местными и общими рефлекторными реакциями на

14. ГОСТ IEC 61140-2012 Защита от поражения электрическим током. Общие положения безопасности установок и

15. ГОСТ 12.1.044-89ССБТ. ПОЖАРОВЗРЫВООПАСНОСТЬ.

охлаждение. Например, при охлаждении ног, наблюдается снижение температуры слизистой оболочки носа, глотки, что приводит к снижению местного иммунитета и возникновению насморка, кашля и т.д.

Отклонение показателей климата рабочей зоны, возникает по причине проведения работ на открытом воздухе в холодное время года. При воздействии на организм человека отрицательных температур наблюдается сужение сосудов пальцев рук и ног, кожи лица, изменяется обмен веществ. Низкие температуры воздействуют также и на внутренние органы, и длительное воздействие этих температур приводит к их устойчивым заболеваниям.

2) Токсичность нефти и нефтепродуктов

Нефть и нефтепродукты являются вредными токсичными веществами, характеризующиеся высокой испаряемостью при обычной температуре.

Пары нефти и продуктов ее переработки представляют собой смесь углеводородов, имеющих запах бензина. Пары проникают в организм человека через дыхательные пути и кожу. Следует отметить, что вышеуказанные факторы наиболее сильное влияние оказывают на центральную нервную систему.

При отравлении парами нефти и нефтепродуктов возникает головная боль, головокружение, слабость, иногда возникает состояние опьянения, беспричинная веселость, а затем происходит потеря сознания.

При попадании на кожу нефтепродуктов могут развиваться кожные заболевания - экземы, дерматиты и т.п. Меры защиты от воздействия паров нефти и нефтепродуктов – спецодежда, спец- обувь, фильтрующий противогаз марки А, КД, рукавицы, крем.

3) Повышенные уровни шума.

Интенсивное шумовое воздействие на организм человека неблагоприятно влияет на протекание нервных процессов, способствует развитию утомления, изменениям в сердечно-сосудистой системе и появлению шумовой патологии, среди многообразных проявлений которой

ведущим клиническим признаком является медленно прогрессирующее снижение слуха по типу кохлеарного неврита.

В производственных условиях источниками шума являются работающие станки и механизмы, ручные механизированные инструменты, электрические машины, компрессоры, кузнечнопрессовое, подъемно-транспортное оборудование, специальная техника и т.д.

В качестве характеристик постоянного шума на рабочих местах, а также для определения эффективности мероприятий по ограничению его неблагоприятного влияния, принимаются уровни звукового давления в децибелах (дБ) в октавных полосах со среднегеометрическими частотами 31,5; 63; 125; 250; 1000; 2000; 4000; 8000 Гц.¹⁶

В качестве общей характеристики шума на рабочих местах применяется оценка уровня звука в дБ(А), представляющая собой среднюю величину частотных характеристик звукового давления.

Характеристикой непостоянного шума на рабочих местах является интегральный параметр - эквивалентный уровень звука в дБ(А).

Основные мероприятия по борьбе с шумом - это технические мероприятия, которые проводятся главным направлениям:

- I. Устранение причин возникновения шума или снижение его в источнике; ослабление шума на путях передачи;
- II. Использование индивидуальных средств защиты (беруши, наушники, ватные тампоны);
- III. Проведение периодических медицинских осмотров с прохождением аудиометрии;
- IV. Соблюдение режима труда и отдыха;
- V. Проведение профилактических мероприятий, направленных на восстановление здоровья;
- VI. Непосредственная защита работающих.

16. ГОСТ 12.1.003- 2014ССБТ «ШУМ. Общие требования безопасности»

Анализ опасных факторов производственной среды

На нефтегазовых промыслах к опасным физическим факторам относятся:

1) Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Подвижными частями оборудования являются:

- подвижные столы и стойки станков;
- вращающиеся шпиндели с закрепленными в них заготовкой или инструментом;
- ходовые винты;
- передачи (ременные, цепные и др.) расположенные вне корпусов станков.

В соответствии с ГОСТ 12.2.003-91¹⁷ движущие части производственного оборудования, если они являются источником опасности, должны быть ограждены, за исключением частей, ограждение которых не допускается функциональным их назначением.

2) Опасность поражения током

Источником электроопасности могут быть электрические сети, электрифицированное оборудование (электродвигатель, трансформатор) и инструмент, вычислительная и организационная техника, работающая на электричестве.

Поражение человека электрическим током может произойти при:

- прикосновении к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- прикосновении к отключенным токоведущим частям, на которых остался заряд;
- при нахождении человека в зоне растекания тока на землю (попадание под «шаговое напряжение»);

17. ГОСТ 12.2.003-91 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности»

- приближении к частям, находящимся под напряжением, на недопустимо малое расстояние.

Средства защиты от поражения электротоком:

- исправная и надежная изоляция токоведущих частей;
- ограждение токоведущих частей;
- блокировка при приближении к токоведущим частям;
- предупредительная сигнализация;
- электрозащитные (диэлектрические) средства;
- предупреждающие и запрещающие плакаты.

Заземление металлических нетоковедущих элементов установки является одним из основных мероприятий, направленных на защиту людей от поражения током в случае замыкания токоведущих частей на нетоковедущие, нормально не находящиеся под напряжением.

3) Пожаровзрывоопасность

Пожаровзрывоопасность на объектах добычи нефти обусловлена наличием горючих легковоспламеняющихся жидкостей и газов, участвующих в этих процессах.

Повышенная пожарная опасность объектов нефтяной отрасли определена и такими факторами, как:

- высокое давление нефти, нефтепродуктов и газа в трубопроводах и аппаратах;
- наличие нефтяных паров и газов в воздушной среде производственных помещений и технологических площадок;
- наличие электроэнергии в электрооборудовании и электроприборах;
- проведение сварочных и других огневых работ на производственных объектах.

Ответственность за состояние пожарной безопасности на объекте, за обеспеченность первичными средствами пожаротушения, за соблюдение действующих противопожарных норм и правил, а также устранение

замечаний и предписаний Господнадзора, несут руководители объектов, на которых данная обязанность возлагается приказом по предприятию.

Все лица, поступающие на работу, а также работники сервисных предприятий, выполняющие работы на пожароопасном объекте, должны пройти инструктаж по пожарной безопасности. Без прохождения указанного инструктажа, эти лица до работы не допускаются.

4.3. Экологическая безопасность

Нефтяная и газовая промышленность остаются потенциально опасными по загрязнению окружающей среды и ее отдельных участков. Возможное воздействие их на основные компоненты окружающей среды (воздух, воду, почву, растительный, животный мир и человека) обусловлено токсичностью природных углеводородов, их спутников, большим разнообразием химических веществ, используемых в технологических процессах, а также все возрастающим объемом добычи нефти и газа.

Индивидуальные и кустовые месторождения относятся к числу одних из основных загрязнителей окружающей среды, поэтому данной проблеме уделяется большое внимание. Наибольшую опасность представляет загрязнение гидросферы и атмосферы. Нефть, сточные воды, различные по своему составу отходы, нефтепродукции загрязняют почвогрунты, поверхностные и грунтовые воды. Нефть, попадая в грунт, под действием гравитационных сил протекает в него, а за счет сил поверхностного натяжения нефтяное пятно увеличивается. При попадании нефти на землю кислородный слой почвы не восстанавливается в течении длительного периода¹⁸.

При добыче нефти с помощью УЭЦН на поверхность вместе с ней извлекается большое количество пластовой, высоко минерализованной воды,

18. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», приказ Ростехнадзора от 12.03.2015г. №101.

сброс которых без тщательной предварительной очистки в открытые водоемы приводит к полному уничтожению в них флоры и фауны. Охрану недр, профилактику флюидопроявлений из ликвидированных скважин обеспечивают недропользователи. Охрана природных ресурсов осуществляется с помощью контроля за изменением химического состава пресных вод (открытых водоемов, скважин), контроля технического состояния скважины.

На скважинах оборудованных погружными центробежными электронасосами охрана окружающей среды производится следующим образом:

- 1) не допускается утечки добываемой жидкости через фланцевые соединения устьевого арматуры;
- 2) не допускается утечки жидкости в системе трубопроводных линий;
- 3) не допускается утечки попутного газа из затрубного пространства;
- 4) во избежание аварийных остановок установки не допускается использование в работе физически устаревшее оборудование без замены по износившихся узлов и деталей. Экологические проблемы при добычи нефти установками погружных центробежных электронасосов решаются или намечаются к решению по возможности комплексно, по различным направлениям с охватом разных этапов и видов основной деятельности.

4.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Аварийные разливы нефти и их средства локализации и методы ликвидации:

Аварийные разливы нефти и нефтепродуктов, имеющие место на объектах нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности, при транспорте этих продуктов наносят ощутимый вред экосистемам, приводят к негативным экономическим и социальным последствиям.

При малых аварийных разливах нефти, ее распространение предотвращают путем оконтуривания участка плугами агрегируемых с трактором.

Средние разливы нефти локализуют с помощью траншей, которые отрывают на пути потока нефти экскаваторами и аккумулируют разлитую нефть в траншее с последующей ее быстрой откачкой¹⁹.

Локализация больших объемов разлива нефти производится также с помощью траншей. Технологический процесс локализации нефти аналогичен локализации нефти при средних разливах.

При разливах нефти на водной поверхности место разлива нефти локализуется с помощью специальных поплавков - бон.

Аварии могут быть вызваны и разрядами статического электричества. Чтобы предотвратить взрыв нужно устранить одно из двух условий: искру или взрывоопасную среду. Обычно идут по пути ликвидации искры, а именно: отводят статическое электричество, устраивая заземление технологических трубопроводов и оборудования и устраняя электризацию жидких углеводородов антистатическими присадками.

19. Правила ликвидационного тампонажа буровых скважин различного назначения, засыпки горных выработок и заброшенных колодцев для предотвращения загрязнения и истощения подземных вод. М., 1968.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4С1	Сутыгин Денис Валерьевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ГРHM
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

- Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материальнотехнических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Рабочая документация, расчет капитальных вложений
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Принять нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1.1 Оценка финансовой составляющей инженерных решений (ИР)	Анализ эффективности разработки и эксплуатации месторождения
1.2 Оценка ресурсной, социальной, финансовой эффективности ИР	Выполнить оценку ресурсоэффективности; Провести расчет финансов по проектным показателям

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Креницына З.В.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4С1	Сутыгин Д.В.		

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ

5.1. Показатели экономической эффективности

– внутренняя норма рентабельности (IRR) представляет собой значение дисконта, при котором величина суммарного потока наличности за расчетный период равна нулю. IRR не может быть вычислена в следующих ситуациях:

– все значения годового потока наличности отрицательны, все значения годового потока наличности положительны;

– дисконтированный срок окупаемости капитальных вложений (DPP) определяется количеством лет, по истечении которых начальные отрицательные значения накопленной дисконтированной денежной наличности полностью компенсируются последующими ее положительными значениями;

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

– индекс доходности дисконтированных затрат (PIE) – определяется как отношение суммы дисконтированной выручки от реализации УВС к сумме дисконтированных текущих затрат, налогов, пошлин и прочих отчислений в бюджеты РФ различных уровней, а также капитальных затрат;

– чистый дисконтированный доход пользователя недр (NPV) - сумма прибыли от реализации углеводородов и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину капиталовложений, направляемую на освоение ЭО (залежи, месторождения), приведенная к начальному году по ставке дисконта 15 %;

– дисконтированный доход государства (ДДГ) – накопленная сумма годовых налоговых отчислений, таможенных сборов, пошлин и прочих отчислений в бюджеты РФ различных уровней, рассчитанных с учетом ставки дисконтирования 15 %.

– рентабельный срок разработки – часть проектного срока (начиная с первого проектного года) разработки ЭО (залежи, месторождения), в течение которого достигается максимальное положительное значение NPV пользователя недр.

5.2. Оценка капитальных вложений

Капитальные вложения на разработку Трайгородско-Кондаковского месторождения включают в себя затраты на строительство скважин и их обустройство, рассчитанные в планируемых на 2018 г. ценах без учета НДС.

Расчет стоимости строительства скважин производился исходя из запланированной на 2018 г. стоимости 1 метра проходки и средней глубины скважины. Затраты на строительство скважин представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1.-Затраты при бурении на месторождении, тыс. руб. (без НДС)

Бурение скважин/сопутствующие работы:	Стоимость 1 м., руб.	Глубина, м.	ИТОГО, тыс. руб.
- наклонно-направленной (автономия)	15 386	2 500	38 465
- горизонтальной (автономия)	24 029	3 600	86 503
- водозаборной (автономия)	15 219	1 800	27 395
- воздушный флот (автономия)			7 512
- горизонтальной	17 587	3 600	63 312
- водозаборной	11 660	1 800	20 989
- пилотный ствол		400	5 881
- отбор керна		40	2 986

- ГРП на наклонно-направленной скв.			3 220
- МГРП на горизонтальных скв. (7 ст.)			8 898
- Вышкомонтажные работы (на куст) (автономия)			34 142
- Вышкомонтажные работы (на куст)			22 170
- Вышкомонтажные работы при уплотняющем бурении			13 271

Капитальные затраты определяются по следующим направлениям: геологоразведочные работы; бурение скважин; обустройство скважин и кустовых площадок; оборудование, не входящее в сметы строек; промышленное обустройство; внешняя инфраструктура.

Затраты на оборудование не входящее в сметы строек рассчитаны исходя из средней стоимости оборудования 1 424 тыс. руб. на 1 новую скважину и 84 тыс. руб. на 1 скважину действующего механизированного фонда.

Структура и динамика капитальных вложений представлены на рисунках 5.1. и 5.2.

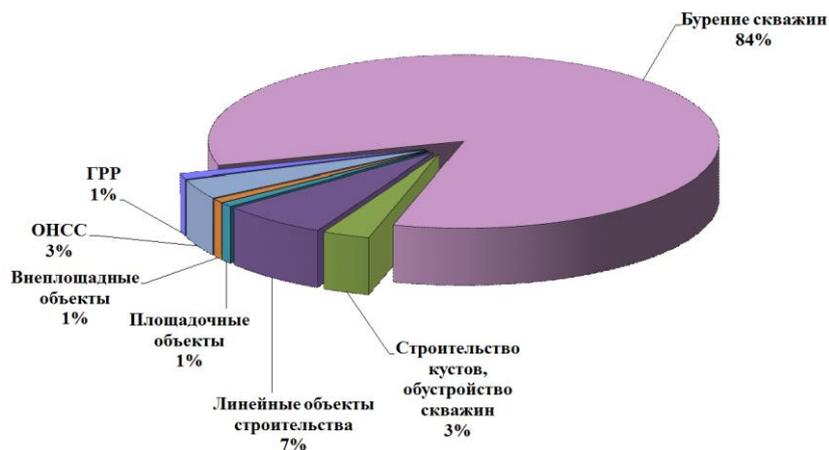


Рисунок 5.1-Структура капитальных вложений

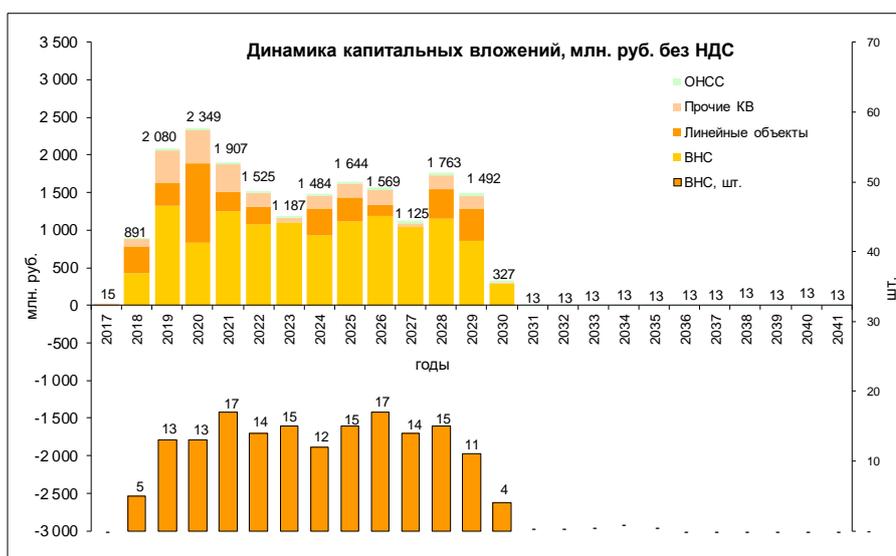


Рисунок 5.2- Динамика капитальных вложений

5.3. Оценка текущих и эксплуатационных затрат

Эксплуатационные затраты рассчитаны в соответствии с удельными текущими затратами и объемными технологическими показателями вариантов разработки на основе фактических издержек на добычу нефти в ОАО «Томскнефть» ВНК за 2017 г. сложившиеся по Стрежевской группе месторождений, объединенных общей инфраструктурой по подготовке нефти.

Себестоимость определена в разрезе следующих статей:

- электроэнергия на извлечение жидкости;
- искусственное воздействие на пласт;
- сбор и транспорт нефти и газа;
- технологическая подготовка нефти;
- расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования;
- общехозяйственные и общепроизводственные затраты;
- ГТМ на прирост добычи;
- налоги и платежи, относимые на себестоимость;
- амортизационные отчисления.

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

Расходы на искусственное воздействие на пласты включают затраты на электроэнергию для закачки воды и затраты на обслуживание нагнетательных скважин.

Расходы на сбор и транспорт нефти и газа рассчитываются в зависимости от объема добываемой жидкости и газа и затрат по этим статьям калькуляции, а так же затрат на автовывоз продукции (4,34 руб./т жидкости/км) с 2017-2019 гг.

Расходы на технологическую подготовку нефти и газа рассчитываются в зависимости от объема добываемой нефти и газа и затрат по этим статьям калькуляции.

Расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования определяются в зависимости от действующего фонда нефтяных скважин и включают в себя, затраты на содержание и эксплуатацию оборудования, капитальный ремонт, а также заработную плату (основную и дополнительную) промышленно-производственного персонала и соответствующие страховые взносы во внебюджетные фонды.

Общехозяйственные и общепроизводственные затраты включают в себя прочие производственные затраты на сбор и транспорт нефти и газа, на технологическую подготовку нефти, цеховые расходы и определяются в зависимости от действующего фонда нефтяных скважин.

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из классификации основных средств по амортизационным группам и срокам полезного использования в соответствии с Федеральным законом РФ №158-ФЗ от 22 июля 2008 года «О внесении изменений в главы 21, 23, 24, 25 и 26 части второй налогового кодекса Российской Федерации и некоторые другие акты законодательства Российской Федерации о налогах и сборах».

В состав эксплуатационных затрат включены расходы на мероприятия

повышающие нефтеотдачу: вывод из бездействия скважин. Стоимость проводимых мероприятий по Трайгородско-Кондаковскому месторождению представлена в таблице 5.2.

Таблица 5.2-Стоимость мероприятий по повышению нефтеотдачи при разработке Трайгородско-Кондаковского месторождения

Мероприятия	Стоимость, тыс. руб./опер.
Вывод из б/д	1 983

Удельные текущие затраты представлены на рисунке .

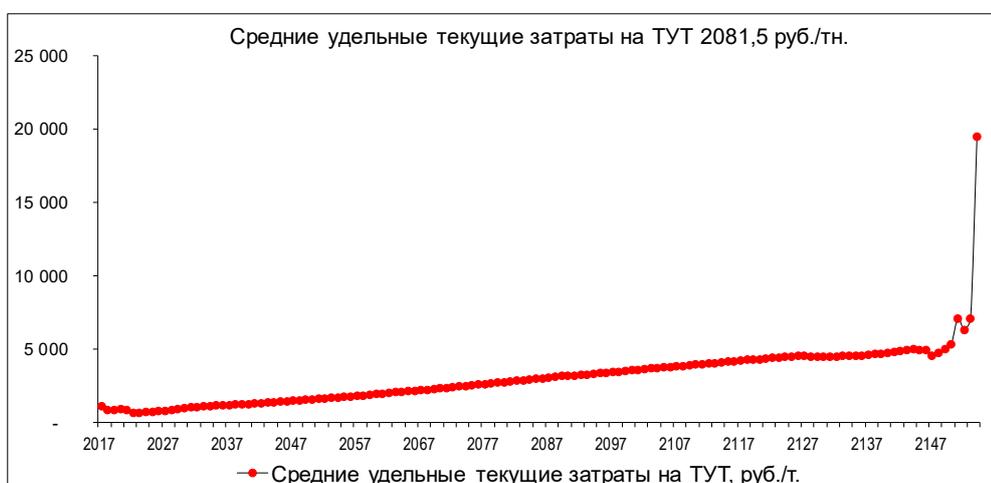


Рисунок 5.3. Удельные текущие затраты на тонну условного топлива

Средние операционные затраты на ТУТ, позволяющие получать прибыль составляют 2 105 руб./т, т. е. месторождение с прибылью может работать до 2065 г., дальнейшая разработка месторождения для недропользователя невыгодна. Это связано с тем, что все скважины работают до 98 % обводненности при предельной рентабельной обводненности 87,2 % и дебите нефти 4,4 т/сут при этом дебит по жидкости 34,7 т/сут.

Экономическая оценка выполнена при полном налогообложении, предусмотренном действующим законодательством. На Трайгородско-Кондаковском месторождении проницаемость ниже 2 мД, в соответствии со ст. 342.2 НК РФ при исчислении НДС учитывается льгота по трудноизвлекаемым запасам с понижающим коэффициентом Кд равным 0,2.

Финансирование проекта предполагается за счет собственных средств недропользователя.

5.4. Обоснование эффективности проекта

Бурение производится преимущественно в зоне рентабельных запасов. Проектный фонд скважин 165, в том числе добывающих – 76, нагнетательных – 82, 7 водозаборных. В первый год эксплуатации вывод из бездействия 1 скважины. За расчетный срок до 2154 г. отобрано 14494 тыс. т нефти, 113496 тыс. т жидкости.

Таблица 5.3. Техничко-экономические показатели за проектный срок разработки

Показатели	
Проектный срок разработки, лет	138
Рентабельный срок разработки, лет	49
Проектная добыча нефти, тыс. т	
- за рентабельный срок разработки	8 964
- за расчетный срок разработки	14 494
Выручка от реализации продукции, млн. руб.	
- за рентабельный срок разработки	150 391
- за расчетный срок разработки	243 154
Прибыль после выплаты налогов, млн. руб.	
- за рентабельный срок разработки	32 952
- за расчетный срок разработки	20 677
Поток наличности, млн. руб.	
- за рентабельный срок разработки	33 191
- за расчетный срок разработки	25 644
Доход государства (налоги и платежи), млн. руб.	
- за рентабельный срок разработки	73 261
- за расчетный срок разработки	112 570
Коэффициент дисконтирования 15%	
Дисконтированный поток наличности, млн. руб.	
- за рентабельный срок разработки	292,4
- за расчетный срок разработки	288,85
Индекс доходности дисконт. Затрат (PIE), доли ед.	
- за рентабельный срок разработки	1,01

- за расчетный срок разработки	1,01
Индекс доходности дисконтирован. инвестиций (PI), доли ед.	
- за рентабельный срок разработки	1,03
- за расчетный срок разработки	1,03
Срок окупаемости капитальных вложений, годы	22
Дисконтированный доход государства, млн. руб.	
- за рентабельный срок разработки	8 465
- за расчетный срок разработки	8 472

Расчеты капитальных вложений, эксплуатационных затрат, прибыли от реализации, потоков наличности и отчислений государству разработки Трайгородско-Кондаковского месторождения представлены рисунках 5.4, 5.5.

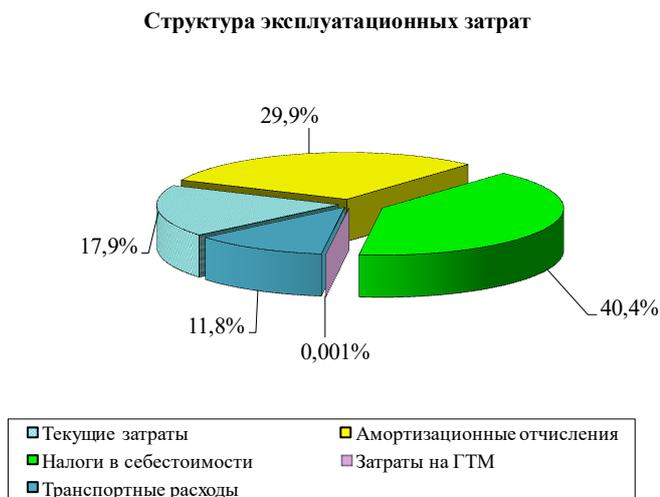


Рисунок 5.4.-Структура выручки и эксплуатационных затрат

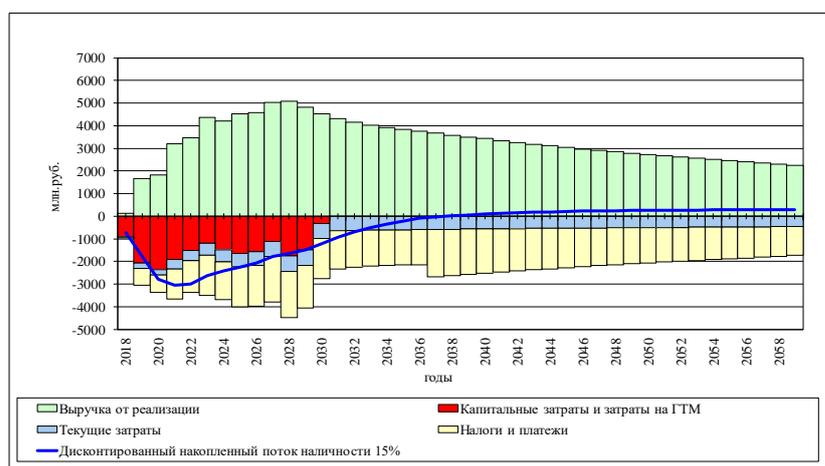


Рисунок 5.5.-Экономические показатели

5.5. Анализ чувствительности

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

Исследование степени устойчивости проекта к изменению возмущающих факторов проведено на базе рекомендуемого варианта разработки Трайгородско-Кондаковского месторождения, сводные результаты, которых представлены в таблице 5.4. и на рисунке 5.6.

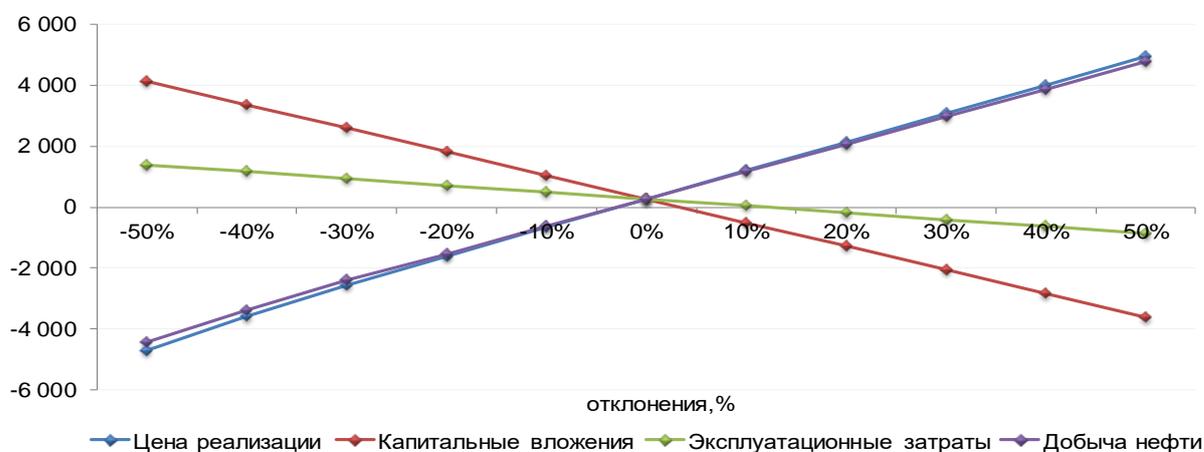


Рисунок 5.6.- Анализ чувствительности по рекомендуемому варианту разработки

Таблица 5.4- Анализ чувствительности по рекомендуемому варианту разработки

Экономические показатели:	Цена продукции				
	-40%	-20%	0%	20%	40%
Рентабельный срок разработки, лет	1	1	49	49	49
Добыча нефти (КИН) за рентабельный период, доли ед.	0,00005	0,00005	0,130	0,130	0,130
NPV15%, млн. руб., в том числе:	-3 567	-1 595	289	2 172	4 056
за рентабельный срок	-8	-2	292	2 175	4 057
Индекс прибыльности, доли ед.	0,60	0,82	1,03	1,25	1,46
Срок окупаемости, лет	не окуп.	не окуп.	21,60	13,05	9,36
IRR, %	-	9,85	15,97	22,64	30,01
Доход государства с дисконтом 15%, млн. руб.	4 876	6 629	8 472	10 314	12 156
Экономические показатели:	Капитальные вложения				
	-40%	-20%	0%	20%	40%
Рентабельный срок разработки, лет	49	49	49	1	1
Добыча нефти (КИН) за рентабельный период, доли ед.	0,130	0,130	0,130	0,00005	0,00005
NPV15%, млн. руб., в том числе:	3 396	1 843	289	-1 265	-2 819
за рентабельный срок	3 397	1 845	292	1	-2
Индекс прибыльности, доли ед.	1,62	1,26	1,03	0,88	0,77
Срок окупаемости, лет	7,91	12,66	21,60	не окуп.	не окуп.
IRR, %	35,50	22,99	15,97	11,56	8,50
Доход государства с дисконтом 15%, млн. руб.	8 680	8 576	8 472	8 368	8 264
Экономические показатели:	Эксплуатационные затраты				
	-40%	-20%	0%	20%	40%
Рентабельный срок разработки, лет	49	49	49	1	1
Добыча нефти (КИН) за рентабельный период, доли ед.	0,130	0,130	0,130	0,00005	0,00005
NPV15%, млн. руб., в том числе:	1 194	741	289	-164	-616
за рентабельный срок	1 196	744	292	2	1
Индекс прибыльности, доли ед.	1,14	1,08	1,03	0,98	0,93
Срок окупаемости, лет	15,77	17,67	21,60	не окуп.	не окуп.
IRR, %	19,02	17,49	15,97	14,45	12,93
Доход государства с дисконтом 15%, млн. руб.	8 695	8 583	8 472	8 360	8 248
Экономические показатели:	Добыча нефти				
	-40%	-20%	0%	20%	40%
Рентабельный срок разработки, лет	1	1	49	49	49
Добыча нефти (КИН) за рентабельный период, доли ед.	0,00003	0,00004	0,130	0,156	0,182
NPV15%, млн. руб., в том числе:	-3 371	-1 516	289	2 100	3 925
за рентабельный срок	-7	-2	292	2 102	3 925
Индекс прибыльности, доли ед.	0,62	0,83	1,03	1,24	1,44
Срок окупаемости, лет	не окуп.	не окуп.	21,60	13,22	9,59
IRR, %	-	10,09	15,97	22,35	29,33
Доход государства с дисконтом 15%, млн. руб.	4 878	6 650	8 472	10 287	12 089

Оценка риска падения цены на нефть, добычи нефти или увеличения капитальных вложений и эксплуатационных затрат, проводилась для возможных колебаний значений в диапазоне ± 40 %. Так, при падении добычи нефти на 3 % или цены реализации на 3 %, либо при увеличении капитальных вложений на 4 % или росте эксплуатационных затрат на 13 %, разработка Трайгородско-Кондаковского месторождения становится нерентабельной.

Разработка Трайгородско-Кондаковского месторождения обладает высокой чувствительностью к изменениям внешних факторов, проект характеризуется положительной экономической эффективностью.

Анализ чувствительности изменения ЧДД, ДДГ и рентабельно извлекаемых запасов к изменению цены реализации, капитальных и текущих затрат представлен в таблице 5.4.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с действующей «Классификацией запасов...» Трайгородско-Кондаковское месторождение по величине извлекаемых запасов относится к группе средних, по сложности геологического строения - к группе сложных.

Промышленная нефтеносность описываемого месторождения связана с пластами, Ю₁¹ и Ю₁^{МУ+3+4}.

По состоянию на 01.01.2017 г. на месторождении пробурено 17 разведочных и одна добывающая скважина (на балансе ОАО «Томскнефть» ВНК стоит 7 скважин). За весь период на месторождении проведен комплекс сейсмических работ (2D и МОГТ-3D), проведены геофизические и гидродинамические исследования скважин, отобран и изучен керн, проанализированы пробы пластовых флюидов. В целом район характеризуется относительно низкой степенью изученности, 3D сейсмика в объеме 300 км² проведена по центральной части месторождения.

На данный момент накопленная добыча нефти по месторождению составляет 0,3 тыс. т, остаточные извлекаемые запасы нефти – 14402 тыс. т.

Месторождение находится на первой стадии разработки.

Анализ состояния разработки и показателей эксплуатации скважин свидетельствует о существенных отклонениях от проектных решений, что объясняется неполным выполнением программы эксплуатационного бурения из-за отсутствия инфраструктуры.

На базе выполненного геологического 3D моделирования продуктивной части разреза месторождения построена и адаптирована динамическая модель, сформировано представление о структуре остаточных извлекаемых запасов и выданы адресные рекомендации по проведению геолого-технологических и буровых работ.

Расчеты технологических показателей разработки выполнены по пяти вариантам для объектов разработки.

В качестве рекомендуемого, предлагается вариант, предусматривающий бурение по рядной системе горизонтальными скважинами с МГРП преимущественно в зоны рентабельных запасов. Реализация данного варианта позволит достигнуть КИНа по объекту Ю₁ равного 0,210 д.ед.

Разработана программа доразведки и исследовательских работ, направленная на устранение неопределенностей в геологическом строении и физико-химических свойствах пластов месторождения.

Основные перспективы разработки месторождения связаны с кустовым бурением. Ввиду низкой изученности пластов, первоочередная задача – доизучение данных залежей, подбор оптимальной технологии в сложных геологических условиях разработки месторождения.

Основные цели для достижения представляемого КИН направлены на улучшение текущего состояния разработки, а также увеличения коэффициента охвата:

- вовлечение в разработку неразбуренных участков залежей;
- для повышения эффективности системы ППД рекомендуется проведение исследований по определению давления автоГРП;
- для возможной корректировки направления стволов ГС требуются исследования по определению направления трещин ГРП;
- формирование системы ППД с целью вытеснения нефти.

Качественное выполнение вышеперечисленных мероприятий, а также своевременный контроль за разработкой месторождения позволит повысить эффективность разработки месторождения и достичь предлагаемого коэффициента нефтеотдачи.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Трудовой кодекс РФ от 1 февраля 2002г.
2. Гидрогеология СССР том XVI Западно-Сибирская равнина (под ред. В.А.Нуднера). М., Недра, 1970. 368 с.
3. Конторович А. Э., Нестеров И. И., Салманов Ф. К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
4. Хуснулин М.Х., Геофизические методы контроля разработки нефтяных пластов. – М.: Недра, 1989.
5. Волошин А. и др. К проблеме корректной оценки физико-химических параметров пластовых флюидов. – Вестник Инжинирингового Центра НК ЮКОС, 2003, №4
6. .Мищенко И.Т., Скважинная добыча нефти, 2003, стр. 574-581
7. Черевко М.А., Янин А.Н., Янин К.Е., Разработка нефтяных месторождений Западной Сибири горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами пласта. – Тюмень-Курган, изд. «Зауралье», 2015 – 268с.
8. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования. ГОСТ Р 53709-2009 – М., 2010.
9. <https://pandia.ru/text/77/476/35135.php>
10. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ Опасные и вредные производственные факторы.
11. ГОСТ Р 51858-2002.НЕФТЬ. Общие технические условия
12. ГОСТ 12.1.003- 2014ССБТ «ШУМ. Общие требования безопасности»
13. ГОСТ 12.2.003-91 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности»
14. ГОСТ ИЕС 61140-2012 Защита от поражения электрическим током. Общие положения безопасности установок и
15. ГОСТ 12.1.044-89 ССБТ, Пожаровзрывоопасность

16. ГОСТ 12.2.003-91 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности»

17. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», приказ Ростехнадзора от 12.03.2015г. №101.

18. Правила ликвидационного тампонажа буровых скважин различного назначения, засыпки горных выработок и заброшенных колодцев для предотвращения загрязнения и истощения подземных вод. М., 1968.

19. Отчет НИР «Технологическая схема опытно-промышленной разработки Трайгородско-Кондаковского месторождения в 2013 г. (протокол ЦКР № 5662 от 19.09.2013 г.), г. Томск, ОАО «ТомскНИПИнефть».

20. Подсчет запасов УВ Трайгородско-Кондаковского нефтяного месторождения. Томск: ОАО «ТомскНИПИнефть», 2017.

