

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта для интенсификации притока жидкости на нефтяном месторождении «Белый Тигр» (Вьетнам)

УДК 622.276.66-027.236(597)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Бу Хоанг Лам		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Галкин Владислав Михайлович	к.ф.-м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Карпова Евгения Геннадьевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	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>
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e)

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «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:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Д	Бу Хоанг Лам

Тема работы:

Анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта для интенсификации притока жидкости на нефтяном месторождении «Белый Тигр» (Вьетнам)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	No 2022/с от 18.03.2019 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет технологической информации по месторождению «Белый Тигр», тексты и графические материалы отчетов геолого-технического отдела, фондовая и периодическая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1.1. Геологическое строение месторождения 1.2. Литолого-петрографическая и петрофизическая характеристика пород-коллекторов по керну 1.3. Свойства и состав пластовых флюидов 1.3.1. Свойства нефти в пластовых условиях 1.3.2. Характеристика газа сепарации 1.3.3. Состав и свойства пластовых вод 2.1. Технология гидравлического разрыва пласта с закреплением трещин проппантом

	2.2. Цели проведения ГРП 2.3. Выбор скважин для проведения ГРП 2.4. Жидкости разрыва 2.5. Добавки к жидкостям разрыва 2.6. Проппант 2.7. Оборудование для проведения ГРП 3.1. Общее текущее состояние разработки месторождения 3.2. Технологические показатели разработки верхнего олигоцена 4.1. Результаты проведения ГРП для двух скважин отдела верхнего олигоцена 4.2. Анализ эффективности выполнения ГРП на месторождении «Белый Тигр» 4.3. Сравнение эффективности ГРП с другими проведенными методами ОПЗ на месторождении «Белый Тигр» 5.1. Предпроектный анализ 5.1.1. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения 5.1.2. SWOT-анализ 5.2. Планирование управления научно-техническим проектом 5.2.1. План проекта 5.2.2. Бюджет научного исследования. 5.2.3. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления) 5.2.4. Накладные расходы 5.3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования 6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 6.2. Производственная безопасность 6.3. Анализ вредных производственных факторов 6.4. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению 6.5. Экологическая безопасность 6.6. Безопасность в чрезвычайных ситуациях
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
1. Геолого-геофизические характеристики нефтяных залежей и их флюидов на месторождении «Белый Тигр»	Карпова Евгения Геннадьевна

2. Гидравлический разрыв как метод интенсификации добычи нефти	
3. Состояние разработки месторождения «Белый Тигр»	
4. Проведение ГРП с закреплением проппанта на месторождении «Белый Тигр»	
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент Кашук Ирина Вадимовна
6. Социальная ответственность	Ассистент Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Геолого-геофизические характеристики нефтяных залежей и их флюидов на месторождении «Белый Тигр»	
2. Гидравлический разрыв как метод интенсификации добычи нефти	
3. Состояние разработки месторождения «Белый Тигр»	
4. Проведение ГРП с закреплением проппанта на месторождении «Белый Тигр»	
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
6. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	19.03.2019г.
---	--------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Галкин Владислав Михайлович	к.ф.-м.н.		
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Бу Хоанг Лам		

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

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

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
24.03.2019	Геолого-геофизические характеристики нефтяных залежей и их флюидов на месторождении «Белый Тигр»	10
28.03.2019	Гидравлический разрыв как метод интенсификации добычи нефти	20
01.04.2019	Состояние разработки месторождения «Белый Тигр»	20
05.04.2019	Проведение ГРП с закреплением проппанта на месторождении «Белый Тигр»	20
21.05.2019	Финансовый менеджмент	10
24.05.2019	Социальная ответственность	10
27.05.2019	Оформление работы	10
	Итого	100

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Галкин Владислав Михайлович	к.ф.-м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Карпова Евгения Геннадьевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа написана на 95 страницах, содержит 28 рисунков, 10 таблиц, 23 источника.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, месторождение, нефть, геология, запасы.

Объектом исследования является гидроразрыв пласта на нефтяном месторождении «Белый Тигр» (Вьетнам), которое расположено в Кылулонгской впадине на шельфе Вьетнама.

Цель работы – Анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта для интенсификации притока жидкости на нефтяном месторождении "Белый Тигр" (Вьетнам)

В процессе исследования рассмотрен анализ проведения метода интенсификации притока - ГРП, его влияние на дебит скважины. Уделено отдельное внимание примерам проведения гидравлического разрыва пласта во Вьетнаме.

Выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office 2010, текстовая часть выполнена в Microsoft Word 2010, расчеты и графики в Microsoft Excel 2010, презентация создана в Microsoft Power Point.

Область применения: месторождения с трудноизвлекаемыми запасами нефти и низкопроницаемыми коллекторами.

Перечень сокращений, условных обозначений, символов единиц и терминов

ГРП - гидравлический разрыв пласта;

ПЗП - призабойная зона пласта

СП – совместное предприятие

ГНКТ - гибкие насосно-компрессорные трубы

ПВЛГ - перевод на вышележащий горизонт

ОПЗ – обработка призабойной зоны

НКТ – насосно-компрессорные трубы

PVT - свойств давления, объема и температуры

КО - кислотные обработки

ГКР - кислотная обработка глино-кислотным раствором

СКО - кислотная обработка соляно-кислотным раствором

TSO - технология концевое экранирования

ЭК - эксплуатационная (обсадная) колонна

КРС - капитальный ремонт скважин

ТБС – транспортно-буксирное судно

ВСО – Внутрискважинное оборудование

СПБУ – Самоподъемные плавучие буровые установки

КПВД – Кислотная обработка под высоким давлением;

НГЗ – Начальный геологический запас

НИЗ – Начальный извлекаемый запас

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
АННОТАЦИЯ.....	13
1. Геолого-геофизические характеристики нефтяных залежей и их флюидов на месторождении «Белый Тигр».....	14
1.1 Геологическое строение месторождения	14
1.2 Литолого-петрографическая и петрофизическая характеристика пород-коллекторов по керну	16
1.3 Свойства и состав пластовых флюидов	20
1.3.1 Свойства нефти в пластовых условиях.....	20
1.3.2 Характеристика газа сепарации	22
1.3.3 Состав и свойства пластовых вод.....	23
2. Гидравлический разрыв пласта как метод интенсификации добычи нефти	24
2.1 Технология гидравлического разрыва пласта с закреплением трещин проппантом	24
2.2 Цели проведения ГРП	26
2.3 Выбор скважин для проведения ГРП	27
2.4 Жидкости разрыва	29
2.5 Добавки к жидкостям разрыва	31
2.6 Проппант	33
2.7 Оборудование для проведения ГРП	35
3. Состояние разработки месторождения Белый Тигр.....	39
3.1 Общее текущее состояние разработки месторождения.....	39
3.2 Технологические показатели разработки верхнего олигоцена.....	41
4 Проведение ГРП с закреплением проппанта на месторождении Белый Тигр	43
4.1 Результаты проведения ГРП для двух скважин отдела верхнего олигоцена	44
4.2 Анализ эффективности выполнения ГРП на месторождении «Белый Тигр».....	51
4.3 Сравнение эффективности ГРП с другими проведенными методами ОПЗ на месторождении «Белый Тигр».....	58
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ...	63
5.1. Предпроектный анализ	64

5.1.1. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	64
5.1.2. SWOT–анализ	66
5.2. Планирование управления научно–техническим проектом	68
5.2.1. План проекта.....	68
5.2.2. Бюджет научного исследования	69
5.2.3. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	73
5.2.4. Накладные расходы.....	74
5.3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования ..	75
5.4. Вывод:	78
6. Социальная ответственность	81
6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности....	81
6.2. Производственная безопасность	82
6.2.1. Анализ вредных производственных факторов.....	83
6.2.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	87
6.3. Экологическая безопасность.....	89
6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	90
6.5. Вывод.....	92
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	93
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	94

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследований. Эффективность вьетнамской нефтяной компании ясна и многообещающа. Нефть вносит большой вклад в национальную экономику и большую часть иностранной валюты в страну. Это вселяет надежду стране, так как развитие нефтегазовой промышленности сопровождается развитием многих отраслей. Добыча нефти и газа во Вьетнаме в настоящее время является передовой отраслью с наивысшей экономической эффективностью по сравнению с другими секторами. В условиях, когда значительная часть месторождений вступила в третью и четвертую стадии разработки, когда большинство фондов скважин – низкодебитное, необходимо, подобрать оптимальные технологические решения для интенсификации притока в скважину чтобы увеличить коэффициент извлечения нефти и газа и продлить эксплуатационное время месторождения.

Цель работы. Исследование метода гидравлического разрыва для интенсификации добычи нефти на месторождении «Белый Тигр», и оценка эффективности применения этого метода.

Основные задачи. Для достижения цели в работе должны быть решены следующие задачи:

- Рассмотреть общие геолого-геофизические характеристики нефтяных залежей и их флюидов на месторождении «Белый Тигр»
- Рассмотреть и проанализировать состояние разработки нефтяного месторождения «Белый Тигр».
- Рассмотреть и проанализировать технологию метода ГРП и его технические требования.

– Анализировать эффективность применения ГРП и сравнить его с другими проведенными методами ОПЗ на месторождении «Белый Тигр».

Объект исследования. Скважина № 1706-ВК17 и № 1703-ВК17 месторождения «Белый Тигр» .

АННОТАЦИЯ

В первой главе описаны геолого-геофизические характеристики нефтяных залежей и их флюидов на месторождении «Белый Тигр»

Во второй главе рассмотрен метод гидравлического разрыва пласта, его применения для интенсификации добычи нефти .

В третьей главе рассмотрено состояние разработки месторождения Белый Тигр

В четвертой главе рассмотрено проведение ГРП с закреплением проппанта на месторождении Белый Тигр ; проанализированы результаты проведения ГРП для 2 скважин отдела верхнего олигоцена; проанализированы эффективность выполнения ГРП для всех скважин месторождения Белый Тигр и проведено сравнение эффективности ГРП с другими методами интенсификации на месторождении Белый Тигр

В пятой главе рассмотрены финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; проектировать и создать конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения; оценить коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований; определить возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

В шестой главе рассмотрены вопросы охраны труда, недр и окружающей среды, были выявлены опасные и вредные производственные факторы, выявлена экономическая безопасность, описаны средства применяемой индивидуальной и коллективной защиты, действия при возникновении чрезвычайных ситуаций, и также правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

1. Геолого-геофизические характеристики нефтяных залежей и их флюидов на месторождении «Белый Тигр»

1.1 Геологическое строение месторождения

Геологическое строение месторождения приводится на основании данных, полученных в результате проведенных геологоразведочных работ и эксплуатационного бурения

Месторождение Белый Тигр расположено в пределах Кыулонгской впадины и приурочено к Центральной зоне поднятия, разделяющего впадину на две отрицательные структуры II порядка: Восточную и Западную.

Кыулонгская впадина представляет собой дотретичный рифтовый бассейн, расположенный, в основном, на континентальном шельфе южного Вьетнама и частично на суше, в районе устья реки Меконг. В плане этот бассейн протягивается в СВ - ЮЗ направлении и имеет размер 110х360 км. На северо-западе он прилегает к суше, на юго-востоке ограничен Коншонским поднятием, отделяющим данный бассейн от Южно-Коншонской впадины, на Юго -западе – поднятием Khorat-Natuna и на северо-востоке – сдвигом Туи Хоа, который отделяет его от Фуханьского бассейна. Бассейн заполнен, в основном, терригенными отложениями третичного возраста, максимальная мощность осадочного чехла в центре бассейна, возможно, достигает 8-9 км.

Вскрытый бурением геологический разрез района подразделяется на 3 структурных этажа: докайнозойский фундамент, олигоценовый и миоцен-плейстоценовый структурно-тектонические этажи.

Тектоническая деятельность в данном районе привела к формированию сложной и типичной морфологии поверхности фундамента. Серией разломов поверхность фундамента разделена на ряд прогибов и поднятий (рис. 1.1).

Олигоценовый структурно-тектонический этаж в отношении к нижележащим, в целом, носит унаследованный характер. Все основные структурно-тектонические элементы наследуются от фундамента и

В пределах Кыулонгского бассейна открыто более 20 месторождений нефти и газа, из которых Белый Тигр относится к самым крупным, остальные – мелкие и средние. Основными нефтегазоносными объектами данного бассейна являются трещиновато-кавернозные породы докайнозойского фундамента и перекрывающие его терригенные отложения осадочного чехла.

Залежи углеводородов месторождений Кыулонгского бассейна преимущественно нефтяные, кроме единичных малоразмерных газоконденсатных месторождений (Белый Лев, западная часть участка Северо-Восточный Дракон).

На месторождении Белый Тигр, залежи нефти установлены в терригенных отложениях нижнего миоцена, верхнего и нижнего олигоцена и в трещиновато-кавернозных породах фундамента. Крупные и высокопродуктивные залежи нефти приурочены, в основном, к трещиновато-кавернозному фундаменту. Залежи в терригенных отложениях имеют сложное строение с различной продуктивностью. Они классифицируются как пластовые сводовые, литологически и тектонически-экранированные. ВНК залежей нефти в осадочном чехле расположен горизонтально, а в фундаменте ВНК не установлен.

1.2 Литолого-петрографическая и петрофизическая характеристика пород-коллекторов по керну

Всего на месторождении проходка с отбором керна составила 2334,51 м, вынос керна – 1851,09 м (79,29%) (табл. 1.1).

Фундамент месторождения по состоянию на 01.01.2012 г. охарактеризован керном из 77 скважин ; суммарная проходка с отбором керна составила 917,79 м, суммарный вынос – 676,32 м (73,69%), что в среднем на скважину составляет 8,89м. Преимущественно отбор керна произведен из верхней, 500-метровой части фундамента, а по блокам – из Центрального (>50%) .

Таблица 1.1 – Сведения по отбору кернa на месторождении Белый Тигр

Год	Фундамент		Н. Олигоцен		В.Олигоцен		Н. Миоцен		Всего	
	Проходка, м	Вынос, м/%	Проходка, м	Вынос, м/%	Проходка, м	Вынос, м/%	Проходка, м	Вынос, м/%	Проходка, м	Вынос, м/%
До 1992	84,14	<u>39,08</u> 46,45	230,41	<u>168,41</u> 73,09	336,70	<u>309,15</u> 91,82	460,70	<u>387,30</u> 84,07	1111,95	<u>903,94</u> 81,29
1992-1995	386,58	<u>273,89</u> 70,80	67,88	<u>36,10</u> 53,18	6,00	<u>6,00</u> 100	78,50	<u>66,60</u> 84,84	538,96	<u>382,59</u> 70,99
1995-1996	69,00	<u>54,40</u> 78,80	43,70	<u>34,40</u> 78,72	-	-	23,70	<u>12,80</u> 54,01	136,40	<u>101,60</u> 74,49
1997-2001	142,65	<u>106,53</u> 74,70	29,20	<u>23,90</u> 81,85	7,50	<u>7,20</u> 96,00	24,00	<u>21,00</u> 87,50	203,35	<u>158,63</u> 78,01
2001-2005	198,14	<u>177,84</u> 89,80	45,80	<u>44,30</u> 96,72	3,00	<u>3,00</u> 100	-	-	246,94	<u>225,14</u> 91,17
Всего до 2006	880,49	<u>651,74</u> 74,02	416,99	<u>307,11</u> 73,64	353,20	<u>325,35</u> 92,11	586,90	<u>487,70</u> 83,10	2237,60	<u>1771,9</u> 79,18
2006-2011	37,28	<u>24,58</u> 65,90	15,25	<u>15,25</u> 100	29,38	<u>28,41</u> 96,70	15,0	<u>10,95</u> 73,00	96,91	<u>79,19</u> 81,71
Итого	917,79	<u>676,32</u> 73,69	432,24	<u>322,36</u> 74,58	382,58	<u>353,76</u> 92,47	601,90	<u>498,65</u> 82,84	2334,51	<u>1851,09</u> 79,29

За период с 01.01.2006 по 01.01.2012 г.г. в фундаменте с отбором кернa пройдено 37,28 м, вынос – 24,58 м (65,90%), из четырех скважин: БТ-23, БТ-19, БТ-40, БТ-8176 (табл. 1.1). В двух скважинах БТ-40 (0,15 м) Северного блока и БТ-19 (3,30 м) Северо-восточного блока породы кристаллического фундамента были вскрыты при прохождении нижнеолигоценовых отложений осадочного чехла.

Осадочный чехол по состоянию на 01.01.2012 г. Охарактеризован керном из 66 скважин. Общая проходка составила 1416,72 м, суммарный вынос кернa – 1174,77 (82,92%) (табл. 1.1), в том числе:

-нижний олигоцен – 27 скважин, проходка 432,24 м; вынос керна 322,36 м (74,60%);

-верхний олигоцен – 16 скважин, проходка 382,58 м; вынос керна 353,76 м (92,50%);

-нижний миоцен – 23 скважины, проходка 601,9 м; вынос керна 498,65 м (82,84%).

За период 01.01.2006 – 01.01.2012 г.г. в осадочном чехле с отбором керна пройдено 59,63 м, вынос 54,61 м (91,58%), из шести скважин: БТ-19, БТ-20, БТ-23, БТ-40, БТ-51, БТ-1203 (табл. 1.1).

За период с 01.01.2006 г по 01.01.2012 г.г. новых петрографических исследований шлама не производилось.

В комплексном литолого-петрографическом изучении керна, как и ранее, использовались четыре основных и ряд вспомогательных методов:

- макропетрографическое изучение;
- микроскопическое изучение пород в прозрачных петрографических шлифах (2-15 шт/м). Результаты сопоставляются с данными химического (для магматических пород), рентген-дифрактометрического и карбонатного (для осадочных пород) анализов;
- изучение пустотного пространства пород в шлифах, изготовленных из предварительно подвергнутых экстрагированию и затем насыщенных цветной смолой образцов пород (3-4 шт/м);
- гранулометрический анализ (4-8 ан/м);
- карбонатный анализ;
- рентген-дифрактометрический анализ;
- силикатный анализ;

- элементы примесей.

Петрофизические свойства пород по состоянию на 01.01.2012г. уточнены с использованием результатов исследования керна, отобранного из новых скважин и базы данных по ранее проведенным анализам .

По нижнемиоценовым отложениям объем отбора керна не большой и петрофизические зависимости не значительно изменены. Некоторые параметры не изменены из-за отсутствия дополнительного исследования (параметры R_p и R_n).

Для верхнеолигоценовых отложений база данных получила значительное расширение за счет керна из новых скважин. Однако эти данные привели к существенным изменениям только в отношении параметров пористости и насыщения .

По нижнеолигоценовым отложениям отбор керна не большой, количество проведенных исследований мало поэтому все петрофизические параметры не значительно изменены .

По фундаменту новые данные получены за счет исследования дополнительно отобранного керна из трех скважин, характеризующих Северной части залежи фундамента. В результате уточнены все изученные параметры пород по отдельным блокам .

Кроме общего изучения физических свойств пород фундамента по обобщенным данным проведено их уточнение по некоторым петротипам: гранитам, гранодиоритам, диоритам, и кварцевым монцонитам. В этом ряду установлена тенденция уменьшения средних значений $K_{по}$ от гранитов к монцонитам как для северного блока, так и для центрального блока .

1.3 Свойства и состав пластовых флюидов

1.3.1 Свойства нефти в пластовых условиях

В период с 01.01.2006 по 01.01.2012 г. были исследованы глубинные пробы пластовой нефти в диапазоне средних абсолютных глубин от 3095 до 4601 м. По полученным данным можно судить о дифференциации свойств пластовой нефти по глубинам. Так, для нефти фундамента с увеличением глубины уменьшаются газосодержание, давление насыщения, объемный коэффициент, увеличиваются плотность, вязкость, молярная масса пластовой нефти.

За отчетный период исследована одна проба нефти из скв. 410 Блока II нижнеолигоценовых отложений. Из отложений нижнего миоцена за отчетный период исследована одна проба нефти из скв. 441 (район Южного свода). Из верхнего олигоцена отбор глубинных проб нефти в данный период не проводился. Однако, по единичным пробам из отложений делать выводы сложно.

Пластовая нефть скв. 441 нижнего миоцена на момент отбора (08.08.2011 г.) имела давление насыщения нефти газом 8,94 МПа, объемный коэффициент 1,149 доли ед. Это ниже, чем средние значения давления насыщения нефти газом и объемного коэффициента для Северного и Центрального сводов нижнего миоцена, представленные в отчете за 2002 – 2006 гг.

Пластовая нефть скв. 410 нижнего олигоцена на момент отбора (6.2009 г.) имела давление насыщения нефти газом 17,19 МПа, объемный коэффициент 1,4393 доли ед. Это ниже, чем средние значения давления насыщения нефти газом и объемного коэффициента для Блока II нижнего олигоцена, представленные в отчете за 2002 – 2006 гг. – (22,18 МПа и 1,500 доли ед. соответственно). Состав и средние значения основных параметров пластовой нефти с учетом проведенных исследований приведены в таблицах 1.2, 1.3, 1.4, 1.5.

Таблица 1.2 – Характеристики разгазированной нефти «Белый Тигр»

Параметр	Фундамент	Н.олигоцен	В.олигоцен	Н.миоцен
	Ср.значение	Ср.значени е	Ср.значение	Ср.значен ие
Плотность в 20 ⁰ С	0,8367	0,8337	0,8506	0,8658
Вязкость, спз				
В 50 ⁰ С	5,354	4,924	4,635	11,388
В 70 ⁰ С	3,084	3,007	3,925	6,325
Температура замерзания ⁰ С	34,3	33,4	34,9	32,8
Состав % массовая доля				
Сера	0,030	0,038	0,055	0,089
Асфальтены и смолы	5,12	5,38	6,51	12,62
Парафины	24,96	22,24	24,94	18,73
Вода	2,8	4,6	7,1	12,9
Механические примеси	0,027	0,034	0,029	0,041
Микроэлементы г/т				
Ванадий	0,013	0,03		
Никель	0,11	0,2		
Температура плавления парафина ⁰ С	57,1	57,9	57,0	58,4
Точка кипения ⁰ С	102,3	89,0	87,9	85,0

Таблица 1.3 – Средние значения основных параметров пластовой нефти нижнего миоцена

Район (свод)	Северный	Центральный	Южный
Давление насыщения, МПа	20.42	14.06	8,94
Газосодержание, м ³ /т	141.4	95.14	42,7
Объемный коэффициент	1.399	1.300	1,149
Вязкость в пластовых условиях, мПа*с	1.074	1.760	4,879
Плотность в пластовых условиях, кг/м ³	710.2	741.9	814,8
Плотность глубинной нефти после сепарации , кг/м ³	865.3	865.2	884,1

Таблица 1.4 – Средние значения основных параметров пластовой нефти верхнего олигоцена

Участок:	Северный	Центральный.	Северо-Восточн
Давление насыщения, МПа	15.63	10.55	15.46
Газосодержание, м ³ /т	100.8	67,1	92.6
Объемный коэффициент	1.269	1.258	1.296
Вязкость в пластовых условиях, мПа*с	1.350	2.076	2.960
Плотность в пластовых условиях, кг/м ³	753.1	736.9	740.4
Плотность глубинной нефти после сепарации , кг/м ³	855.1	862.6	853.7

Таблица 1.5 – Средние значения основных параметров пластовой нефти нижнего олигоцена

Район	Блок I	Блок II	Блок III
Давление насыщения, МПа	20.76	19.69	28.95
Газосодержание, м ³ /т	174.0	133,6	277.8
Объемный коэффициент в пл. условиях	1.488	1,439	1.807
Вязкость в пластовых условиях, мПа*с	0.476	1.409	0.244
Плотность в пластовых условиях, кг/м ³	658.4	659.1	591.6
Плотность глубинной нефти после сепарации , кг/м ³	831.9	830.4	823.9

1.3.2 Характеристика газа сепарации

Определение состава газа, растворенного в нефти, проведено после его сепарации с установки PVT при комнатной температуре и атмосферном давлении.

В целом, газ относится к следующим категориям :

- низкоазотный ($N_2 < 5.0 \text{ \% мольн.}$)
- низкоуглекислый ($CO_2 < 2.0 \text{ \% мольн.}$)
- теплотворная способность от 50000 до 56000 кДж/м³
- жирный (коэффициент жирности $a = C_2H_6 + \text{высшие} / CH_4 * 100$ в пределах 12,0 – 14,5).

Содержание парожидких углеводородов (C_{5+}) в газе находится в пределах 80г/см³ и газ можно отнести к группе бензиновых (критерий: 50-200 г/см³). По классификации Старобинца газ имеет формулу $(C_{2+})_4 S_1 N_1 He_1 BГ_2$.

1.3.3 Состав и свойства пластовых вод

По состоянию на 01.01.2012 год в пределах месторождения Белый Тигр отобрано и проанализировано 1879 проб воды, в том числе 46 проб отобраны в глубинных условиях и 1833 проб - на устьях скважин. Глубинные пробы отбирались только до 1999-го года, после этого, пробы воды были отобраны только на устьях скважин.

Из общего числа отобранных проб, 241 представлены пластовыми водами, а остальные - либо техническими (включая и морскими), либо смешанными или нагнетательными водами

Устьевые пробы воды, отделенные от нефти и мехпримесей с помощью центрифуги или способом фильтрации, анализировались титрованным, массовым и другими физико-химическими методами. Все глубинные пробы воды были отобраны совместно с нефтью. Поэтому после определения параметров нефти в глубинных условиях, отделенные от газа и нефти воды анализировались как устьевые пробы. На основании средних значений плотности и общей минерализации воды каждого продуктивного комплекса разработки был проведен расчёт основных показателей воды в пластовых условиях.

2. Гидравлический разрыв пласта как метод интенсификации добычи нефти

2.1 Технология гидравлического разрыва пласта с закреплением трещин проппантом

Гидравлический разрыв является методом, используемым для интенсификации добычи нефти. Он заключается в нагнетании смеси воды, песка и химических добавок через пробуренные скважины в нефтяную или газовую залежь под высоким контролируемым давлением. Процесс предназначен для создания новых трещин в породе пласта и распространение этих трещин до необходимого расстояния от ствола скважины путем регулирования скорости, давления и времени закачки жидкости. Проппант (песок, а иногда другой инертный материал, такой как керамические шарики) закачивается в новообразованные трещины для удержания их в раскрытом состоянии. В результате ГРП, пластовая жидкость протекают через трещины более эффективно. Часть жидкостей разрыва остается в недрах а часть жидкой смеси возвращаются к поверхности вместе с нефтью, природным газом и сточной водой (рис. 2.1).

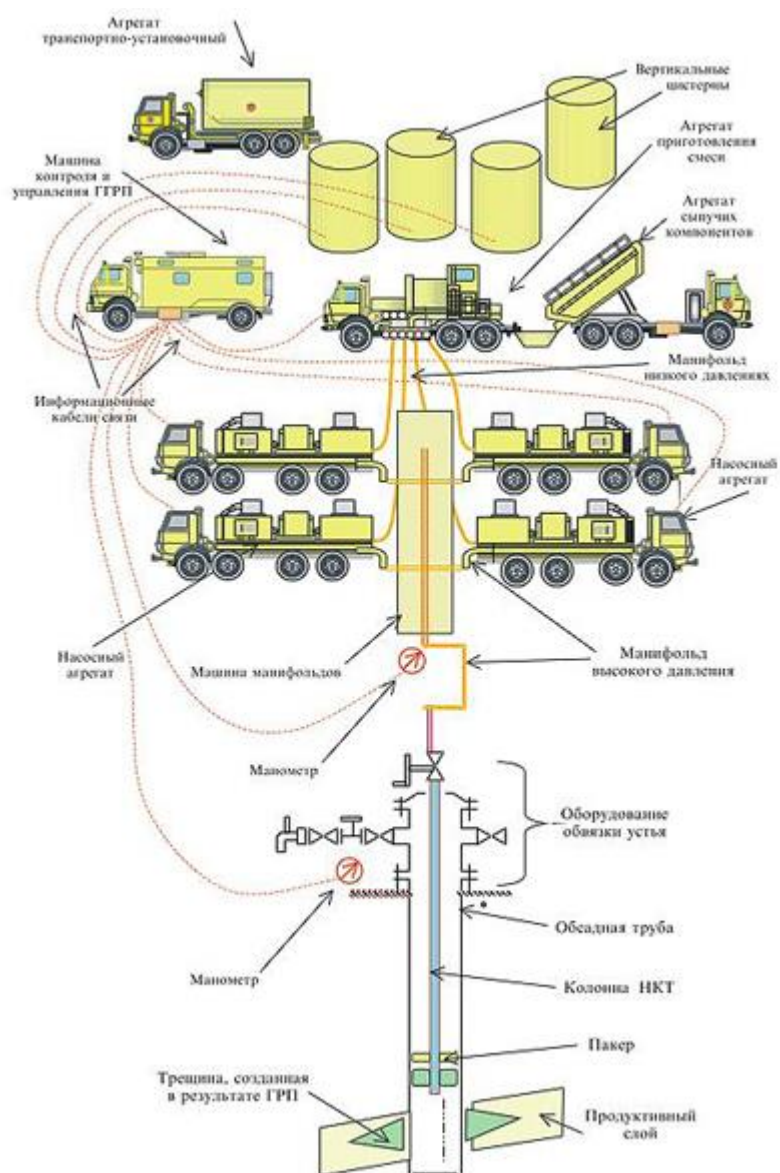


Рисунок 2.1 – Схема проведения ГРП

Гидравлический разрыв в сланцах и других плотных породах обычно проводится через горизонтальные скважины, которые характеризуются высокой глубиной скважин и требованием большого объема жидкости разрыва чем для обычных нефтяных и газовых скважины (рис. 2.2).

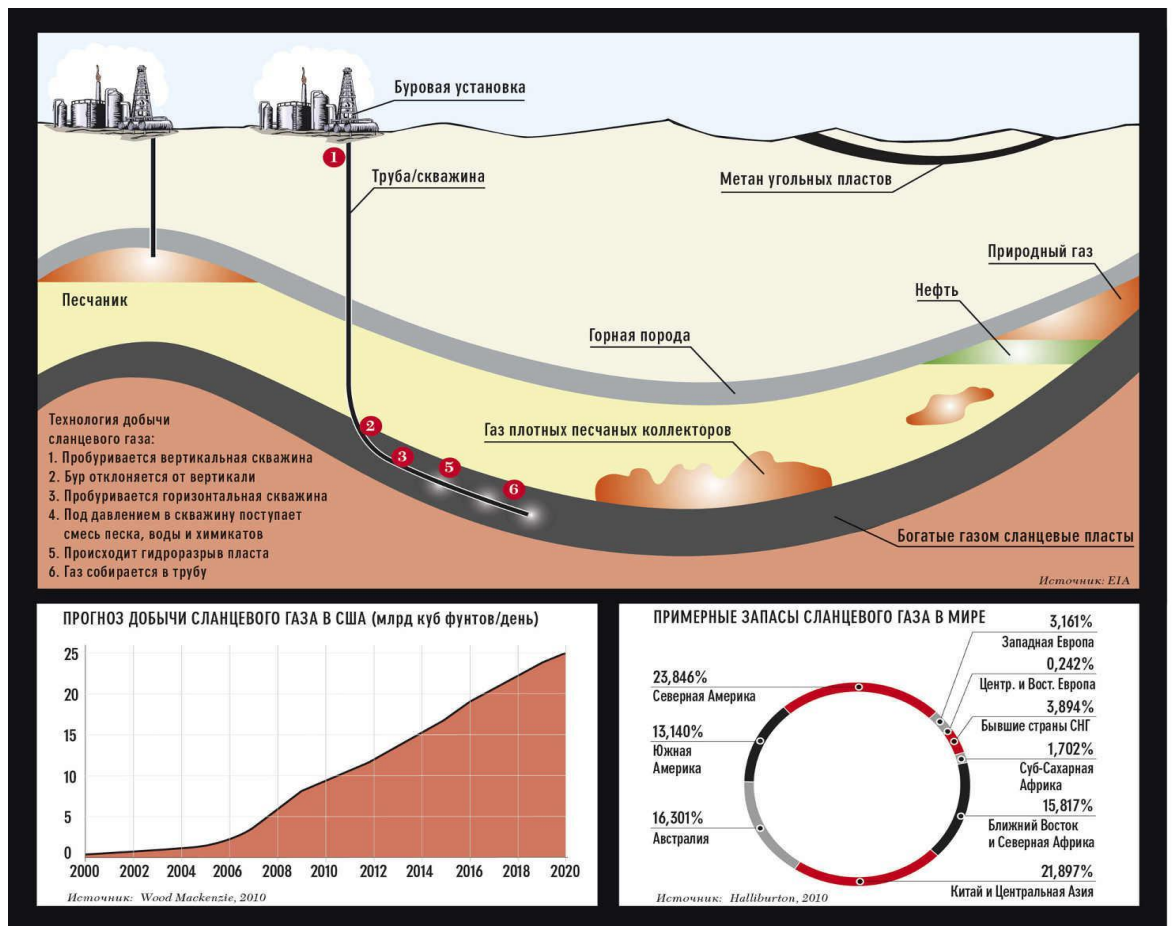


Рисунок 2.2 – Принципиальная схема осуществление ГРП на месторождении.

2.2 Цели проведения ГРП

Двумя основными целями проведения ГРП являются:

- Повышение продуктивности пласта за счет увеличения эффективного радиуса зоны дренирования.

В соответствии с законом Дарси: $q = \frac{kF\Delta P}{\mu L}$, (2.1)

где k - проницаемость среды

F - площадь поперечного сечения

μ - динамическая вязкость жидкости или газа

ΔP - перепад давления на длине среды L

Дебит Q пропорционален проницаемости пласта k , площади потока F и перепаду давления ΔP . До ГРП жидкость перемещается из пласта к скважине на радиальном режиме притока, характеризующееся ограниченным

пространством для жидкости. После ГРП наблюдается изменение радиального режима притока жидкости на линейный или билинейный, а следовательно повышение продуктивности.

- Созданием новых каналов в плохо проницаемой призабойной зоне пласта.

При отсутствии гидравлического разрыва пласта приток жидкости из пласта в ствол скважины происходит радиально, данный режим течения не является эффективным. После ГРП, приток становится линейным, следовательно повышается продуктивность (рис. 2.3, рис. 2.4).



Рисунок 2.3 – Радиальный приток к скважине до ГРП

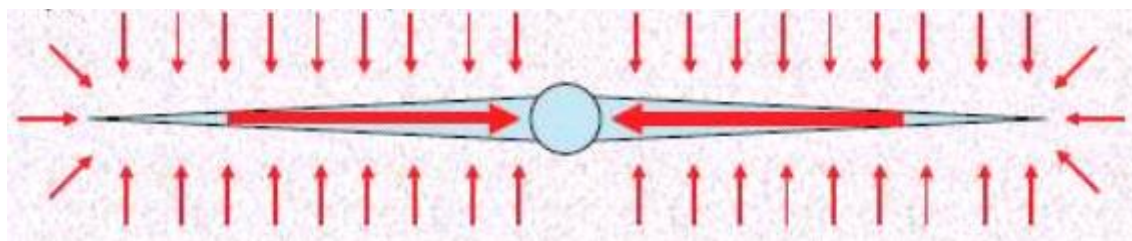


Рисунок 2.4 – Скважина после ГРП. Билинейный приток

2.3 Выбор скважин для проведения ГРП

Для успеха проведения ГРП предпочтение отдается скважинам, удовлетворяющим определенным установленным критериям. Следующие критерии могут быть использованы при выборе нефтяных и газовых скважин

для ГРП. Если эти критерии принимаются, они будут облегчать задачу выбора правильного объекта для данной работы.

- *Проницаемость пласта:* Существуют несколько факторов, оказывающих влияние на проницаемость пласта, этими факторами являются литологический состав пород, форма зерен и сортировка, упаковка. Поскольку эти факторы различны в разных месторождениях, так что проницаемость пласта также отличается. На основе опытов выделяется несколько классификаций, которые обеспечивают общее представление о проницаемости пласта для проведения ГРП. В соответствии с одной из них, хорошими кандидатами для гидравлического разрыва пласта являются такие нефтяные пласты, проницаемость которых составляет не более $0,03 \text{ мкм}^2$. Проницаемость менее $0,1 \text{ мД}$ является хорошим объектом для газового пласта. Другие классификации показывают, что проницаемость меньше, чем 5 мД являются хорошими кандидатами для нефтяных пластов и менее $0,5 \text{ мД}$ подходит для газового пласта.
- *Скин-фактор:* Если Скин-фактор является положительным, пласт загрязнен и проницаемость снижается. Если скин фактор отрицательный, то естественные трещины или обработанные скважины могут уже существовать и проницаемость выше, чем ожидалось. Отрицательный скин-фактор указывает, что вблизи ствола скважины проницаемость больше, чем проницаемость пласта.
- *История эксплуатации скважин:* Это хорошая идея, чтобы рассмотреть историю эксплуатации объекта и сравнить его с производительностью некоторых соседних скважин. Это обеспечивает лучшее понимание о снижении продуктивности кандидата скважины.
- *Количество извлекаемых запасов нефти и газа, насыщение углеводородами и пластовое давление:* Важный фактор при выборе объекта для гидравлического разрыва пласта является выработка извлекаемых запасов. Целью выполнения гидравлического разрыва пласта, является повышение продуктивности, но если если запасы нефти

и газа не большие , то это экономически не выгодно. Для хороших результатов месторождение должно иметь значительный запас нефти и газа и значительное пластовое давление. Не существует точного критерия для определения количества нефти и газа месторождения, пластового давления и насыщенности углеводородами, они должны быть такими, чтобы с экономической точки зрения ГРП был выгодным методом интенсификации. Некоторые из типичных значений приведены в таблице 2.1

Таблица 2.1 – Типичные критерии для проведения ГРП

Параметр	Нефтяной пласт	Газовый пласт
Насыщенность углеводородами	> 40%	> 50%
Обводненность	< 30%	< 200 баррель/ миллион нормальных кубических футов
Пластовое давление	<70% истощены	В два раза больше пластового давления в момент истощения пласта или в конце периода разработки
Эффективная толщина	> 8м	> 10м

2.4 Жидкости разрыва

Искусственные трещины формируются путем закачивания в скважину жидкости разрыва под высоким давлением с достаточной скоростью. Первые ГРП выполнены гелеобразной нефтью, а затем гелеобразным керосином. К концу 1952г многие ГРП проводились с обработанной и сырой нефтями. Другие инновации, такие как пены и добавление спирта, также усиливаются использованием воды на разных месторождениях. Водные жидкости, такие как кислота, вода, и морская вода в настоящее время используются в качестве базовой жидкости примерно в 96% всех ГРП, использующих проппант.

Основной компонент жидкости разрыва - это вода с гелеобразованными агентами. Другие добавки также используются для достижения ряда целей (рис.2.5). Например, естественные полимеры, полученные из гуаровой смолы используются для высокой вязкости.

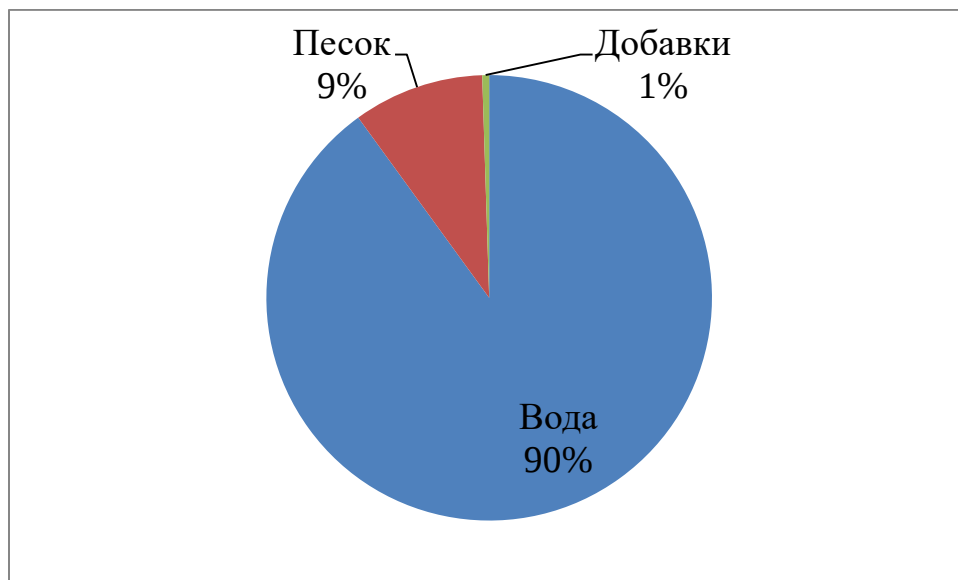


Рисунок 2.5 – Типичный состав жидкости для гидроразрыва

Существует множество различных видов жидкостей разрыва для проведения ГРП. Каждая жидкость имеет различные физические и химические свойства. Жидкости разрыва выполняют следующие функции в ГРП:

- инициировать и распространять трещины.
- транспортировать и удерживать проппант в трещинах
- легко вернуться обратно на поверхность после обработки.

Ниже приведены некоторые из наиболее важных свойств для успешного гидравлического разрыва пласта:

- Жидкость разрыва должна быть совместима с пластом и пластовой жидкостью. Это наиболее важная характеристика для успеха обработки ГРП. Если жидкость разрыва вызывает набухание глины в пласте, создает эмульсию или вызывает перемещение мелких частиц, все они являются нежелательными и могут привести к не успеху обработки.
- Жидкость разрыва должна иметь пескоудерживающую способность и для удерживания проппанта и транспортировки их на большие расстояния потребуется высокая вязкость жидкости разрыва.

- Жидкость для гидроразрыва должна быть эффективной. Эффективной жидкостью является та, которая остается в трещинах, и только небольшая часть теряется в пласте. Если происходит большая утечка жидкости, то желаемый размер трещин не может быть достигнут. Нам нужно смешать высоковязкую жидкость с низковязкой жидкостью чтобы получить желаемый размер трещины.
- Жидкость для гидроразрыва не должна быть очень тяжелой, чтобы ее можно было удалить из пласта после обработки. Это может быть сделано путем изменения вязкости жидкости. Агенты, такие как ферменты, окислители или слабые кислоты используются для уменьшения вязкости жидкости.
- Жидкость для гидроразрыва должна иметь низкое трение.
- Стабильность жидкости разрыва особенно важна, чтобы сохранить свою вязкость в течение обработки. Этот фактор имеет важное значение при высокой температуре пласта, где жидкость уменьшает свою вязкость из-за тепла.
- Легко приготовить жидкость разрыва на площадке.
- Жидкость разрыва должна быть экономически эффективной. Если жидкость содержит все выше указанных свойства, но экономически не эффективная, то не будет считаться идеальной жидкостью.

2.5 Добавки к жидкостям разрыва

Желаемые характеристики жидкости разрыва получаются путем добавления к ней нескольких добавок. Добавки используются для выполнения некоторых важных функций в ГРП. Они усиливают создание трещин и помогают увеличить способность транспорта проппанта. Различные добавки используются, чтобы контролировать потерю жидкости и повышать эффективность жидкости, свести к минимуму повреждения пласта,

корректировать pH, управлять бактериями или улучшать стабильность при высоких температурах.

Добавками, помогающими в создании трещин, являются загустители, такие как полимеры и сшивающие агенты, температурные стабилизаторы, агенты контроля pH и управляющие материалы потери жидкости. Биоциды и поверхностно-активные вещества минимизируют повреждение пласта (таб. 2.2).

Таблица 2.2 – Добавки для жидкости разрыва

Тип добавки	Главный компонент	Цель
Разбавленная кислота (15%)	Соляная кислота	Помощь растворять минералы и инициировать трещины в породе
Биоцид	Глутаральдегид	Исключает бактерию в воде, которые производят к коррозии
Ингибитор	Диметилформамид	Предотвращает коррозию в трубах
Crosslinker	Боратные соли	Поддерживает вязкость жидкости при увеличении температуры
уменьшение трения	полиакриламид	уменьшается трение между жидкостью и трубами
Гель	Гидроксиэтилцеллюлоза	Загустить воду для того, чтобы удерживать пески
Управление ионами железа	Лимонная кислота	Предотвращает осаждение оксиды металлов
Раскислителя	Бисульфит аммония	Удаляет кислород из воды для защиты труб от коррозии
Ингибитор отложений	Этиленгликоль	Предотвращает карбонатные отложения в трубе
ПАВ	Изопропанол	Используется для повышения вязкости жидкости разрыва

2.6 Проппант

После того, как трещины созданы, их необходимо удерживать с предполагаемыми размерами. Для этого используется расклинивающий агент. Проппант должен иметь проницаемость выше проницаемости пород.

Типы проппанта:

Различные типы проппанта в настоящее время делятся на две категории: естественные пески и искусственные керамические или бокситовые проппанты. Пески используют там, где давление ниже 558 Па, тогда как искусственные керамические используются на больших глубинах, где давление превышает 558 Па.

- Песок Оттава: также называется белым песком из-за его цвета. Пески Оттава являются наиболее часто используемым проппантом и считаются наиболее качественными и прочными для гидроразрыва. Это округленные, чистые кварцевые пески. Этот песок хорошо обрабатывается (рис .2.6).



Рисунок 2.6 – Песок Оттава

- Песок Brady: также известен как Texas песок. Это - округлый кварц и обладает бурым цветом из-за наличия оксида железа и является менее

дорогостоящим. Песок Brady более угловатый и содержит больше примесей (полевой шпат), чем песок Оттава (рис .2.7).



Рисунок 2.7 – Песок Brady

- Спеченный боксит: Спеченный боксит рассматривается как стандартный. Спеченный боксит является дорогостоящим, инертным высокопрочным керамическим расклинивающим агентом, в основном состоит из корунда, который очень твердый. Его твердость составляет 9 по шкале Мооса. Под высоким давлением он не разрушается. Первоначальная его форма - угловая, которая вызывает износ. Чтобы уменьшить износ, необходимо менять форму в округлую. Эта форма будет уменьшать износ и является более оптимальной (рис .2.8).



Рисунок 2.8 – Спеченный боксит

- Промежуточный керамический проппант: Хотя промежуточный проппант не так долговечен и крепок как спеченный боксит, его

преимущество над бокситом, в том, что он имеет низкую плотность. Его плотность считается близкой к песку, но его прочность больше, чем прочность песка, его округлость и сферичность лучше. Он используется в пластах, имеющих давление между 744 Па и 1115 Па. Проппант распадается на крупные частицы, которые обеспечивают хорошую пропускную способность при регионах высокого давления (рис 2.9).



Рисунок 2.9 – Промежуточный керамический проппант

2.7 Оборудование для проведения ГРП

Оборудование, используемое при ГРП, может включать в себя:

- емкости для рабочей жидкости
- емкости для проппанта
- блендер
- насосные установки
- насосные установки для закачки азота и углекислого газа
- расходомеры
- радиоактивный плотномер
- датчики давления
- станция управления
- установка ГНКТ

Емкости для рабочей жидкости. Емкости предназначены для хранения жидкости, используемой для обработки и для разделения различных видов

жидкостей. Емкости для рабочей жидкости доступны в нескольких формах и размерах, таких как прямоугольные или цилиндрические резервуары, в зависимости от использования. Резервуары также имеют наклонную, U-форму для максимального использования жидкостей для гидроразрыва. Обычный размер емкости 80 м^3 (которая содержит около $5,6 \text{ м}^3$ доступного объема жидкости). Другие размеры емкостей составляют 48 и 40 м^3 . Очень важно, чтобы емкости, резервуары для хранения жидкости были хорошо очищены перед их наполнением жидкостью

Бункер для проппанта. Единственным важным условием во время проведения ГРП является возможность доступа проппанта к рабочей жидкости, что обеспечит эффективное добавление проппанта. Тип оборудования, используемого для хранения и транспортировки проппанта, различен и меняется в зависимости от размера операции. Например, если количество проппанта, необходимое для данного ГРП, меньше, чем 45 тонн, он может доставляться к блендеру пневмосистемой. Крупные ГРП с использованием более 90 тонн проппанта могут потребовать применения крупного погрузочного оборудования. Крупное оборудование для погрузки проппанта доставляется на место проведения полевых работ порожним и наполняется во время подготовки к ГРП.

Блендеры: Они используются для передачи всех предварительно смешанных жидкостей, обезвоженных добавок и проппанта и смешивать их в желаемых отношениях. Рабочие жидкости, проппант и сухие добавки смешиваются равномерно в смесительном баке. Блендеры имеют несколько насосов для добавления и транспортировки химических реагентов. Блендеры были разработаны для осуществления различных типов ГРП. Иногда они используются для проведения ГРП при высоких скоростях закачки ($8 - 12 \text{ м}^3/\text{мин}$ или выше), а иногда даже при низких, менее $1,3-1,6 \text{ м}^3/\text{мин}$

Насосные установки. В насосных установках обычно используются трехцилиндровые поршневые насосы, которые принимают жидкость от блендера и нагнетают ее в скважину под большими устьевыми давлениями,

достаточными для осуществления гидроразрыва. Перед проведением закачки трехцилиндровая установка должна быть заполнена, и важно, чтобы уровень жидкости в ней поддерживался на протяжении всей операции. Эти агрегаты делятся на две группы:

1. Обычные насосные агрегаты: Эти агрегаты используются при давлении от 0 – 0,68 атм с специальными положениями, что они могут быть использованы под высоким давлением, но их надежность значительно снижается.
2. Усилители: Усилители предназначены для управления давлением от 680,4 – 1360,9 атм в течение длительного времени. Они более надежны, чем обычные насосы, если используются в течение длительного времени (более 2 часов).

Блок манифольд: Манифольд установлен на прицепе и помещается между насосными установками, и они используются для подключения, передачи жидкости для обработки от блендера к насосным агрегатам. Нижние манифольды высокого давления используются для подключения насосного агрегата к скважинам.

Устьевое оборудование. Устьевое оборудование. Арматура устья скважины (1АУ-700 или 2АУ-700), герметизирующая затрубное пространство и НКТ. Арматура 2АУ-700 (рис. 2.10) отличается от арматуры 1АУ-700 возможностью подключения ее к НКТ диаметром 73 и 89 мм, а также наличием гибких соединений двух боковых отводов. Верхняя трубная головка кроме двух отводов имеет в верхней части манометр с масляным разделителем. Нижняя устьевая головка, рассчитанная на давление 32,0 МПа, имеет две подсоединительные линии с кранами, тройниками и быстросъемными соединениями для сообщения с кольцевым пространством скважины. Общая масса устьевой арматуры 2АУ-700 - 500 кг.

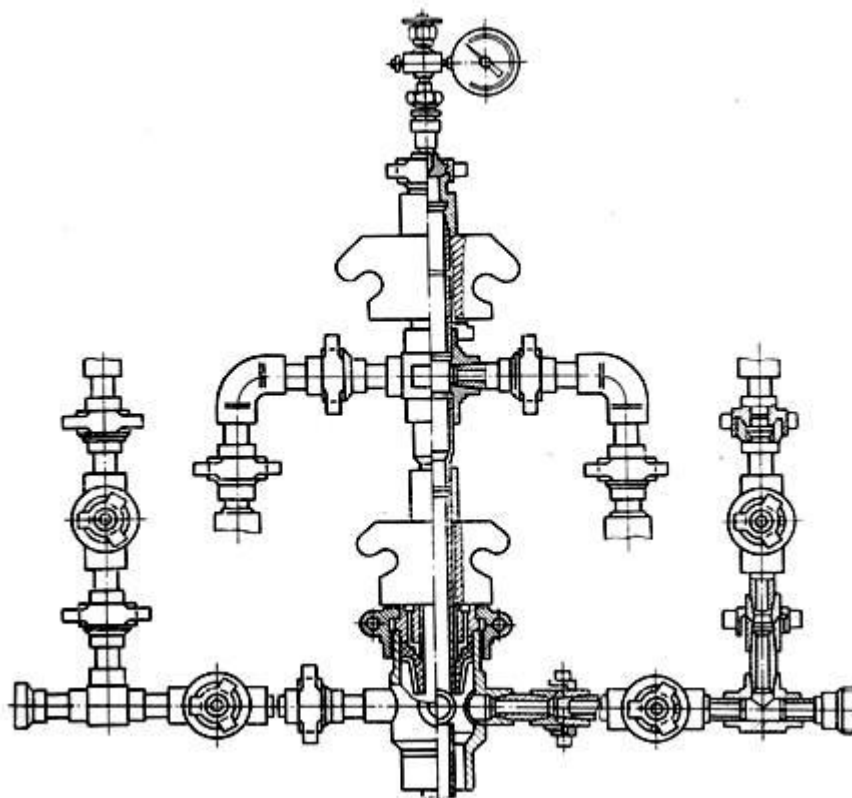


Рисунок 2.10 – Арматура устья скважины 2АУ- 700 для гидравлического разрыва пласта

Станция управления. Все задействованное в процессе ГРП оборудование контролируется со станции управления, расположенной вдали от насосного и смешивающего оборудования. Станция управления расположена в зоне видимости критической области (устье и манифольд высокого давления). Для обзора детальной информации (скорость закачки, объем жидкости, устьевое давление, концентрация проппанта и т.д.) при осуществлении контроля процесса ГРП в станции управления имеются различные мониторы. Поступающие в реальном времени данные сохраняются для их последующей обработки и составления отчетов о проведенных работах.

3. Состояние разработки месторождения Белый Тигр

3.1 Общее текущее состояние разработки месторождения

Разработка месторождения Белый Тигр начата в 1986 г. с вводом в пробную эксплуатацию залежей нижнего миоцена. На данный момент в разработке находятся залежи Северного, Центрального сводов и Южного участка нижнего миоцена, Северный, Центральный, Южный и Северо-Восточный участки верхнего олигоцена, Северный, Северо-Восточный и Западный участки нижнего олигоцена, а также залежи нефти в фундаменте Северного и Центрального блока, Южного и Северо-Восточного участков.

Всего на месторождении в фонде числится 296 скважин, 219 единиц из которых являются добывающими и 45 единиц – нагнетательными. 20 скважин ликвидировано, 8 находятся в консервации и 4 наблюдательные

Максимальная добыча нефти в целом по месторождению была достигнута в 2002 г. и составила 12918 тыс.т. Годовой уровень добычи нефти 2011г. составил 4623 тыс.т, жидкости – 6865 тыс.т. Обводненность продукции скважин – 32,7%.

За шесть месяцев 2012 года добыча нефти составила 2170,8 тыс.т, жидкости 3540,0 тыс.т. Накопленная добыча нефти по состоянию на 1.07.2012г. – 187218,0тыс.т.

С целью поддержания пластового давления в залежи месторождения в 2011г. было закачано 9559 тыс.м³ воды.

За шесть месяцев 2012 года в пласт было закачано 4676,6 тыс.м³. Накопленная закачка воды на 01.07.2012г. составляет 270373,7 тыс.м³.

Основные показатели разработки по эксплуатационным объектам и месторождению Белый Тигр в целом приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1 – Основные технологические показатели разработки месторождения Белый Тигр по состоянию на 01.07.2012г

Основные показатели разработки	Нижний миоцен	Верхний олигоцен	Нижний олигоцен	Фундамент	Месторо- ждение
Год ввода в разработку	1986	1992	1987	1988	1986
Максимальная добыча нефти, тыс.т	310.5	128.5	733.331	12076.2	12918
Год достижения максимальной добычи	1999	2005	2004	2002	2002
Добыча нефти на 01.07.2012г., тыс.т	222.6	52.0	215.7	1680.5	2170.8
Доля в общей добыче, %	10.3	2.4	9.9	77.4	100.0
Накопленная добыча нефти, тыс.т	5833.7	921.9	11491.9	168970.5	187218.0
Доля в общей добыче, %	3.1	0.5	6.1	90.3	100.0
Начальные извлекаемые запасы нефти (НИЗ), тыс.т	10868	4070	20305	212373	247616
Доля НИЗ объекта в общем объеме запасов, %	4.4	1.6	8.2	85.8	100.0
Отбор от НИЗ, %	53.7	22.7	56.6	79.6	75.6
Остаточные извлекаемые запасы (ОИЗ), тыс.т	5034.3	3148.1	8813.1	43402.5	60398
Доля ОИЗ объекта в общем объеме запасов, %	8.3	5.2	14.6	71.9	100.0
Темп отбора от ОИЗ, %	4.4	1.7	2.4	3.9	3.6
Текущий КИН, д.ед	0.142	0.029	0.171	0.331	0.288
Утвержденный КИН, д.ед	0.264	0.128	0.302	0.416	0.381
Начальные геологические запасы нефти (НГЗ), тыс.т	41093	31768	67286	510613	650760
Доля НГЗ объекта в общем объеме запасов, %	6.3	4.9	10.3	78.5	100.0
Добыча жидкости на 01.07.2012г., тыс.т	651.2	57.0	304.1	2527.7	3540.0

Продолжение таблицы 3.1

Накопленная добыча жидкости тыс.т	12616.7	943.2	12847.8	182949.6	209357
Среднегодовая обводненность, %	65.8	8.8	29.1	33.5	38.7
Текущий водонефтяной фактор, д.ед	1.9	0.1	0.4	0.5	-
Накопленный водонефтяной фактор, д.ед	1.2	0.02	0.1	0.1	-
Действующий фонд добывающих скважин	56	22	47	94	219
Средний дебит нефти, т/сут	29.1	14.0	25.8	110.1	-
Средний дебит жидкости, т/сут	85.0	15.4	36.4	165.6	-
Действующий фонд нагнетательных скважин	6	1	14	24	45
Средняя приемистость, м3/сут	284.0	145.0	284.0	1004.0	673
Закачка воды на 01.07.2012г., тыс.м3	310.0	26.8	569.7	3770.1	4676.6
Накопленная закачка воды, тыс.м3	10128.0	253.0	16692.3	243300.4	270373.7

3.2 Технологические показатели разработки верхнего олигоцена

Верхнеолигоценовый комплекс выделен на Северном, Центральном, Северо-Восточном и Южном участках. Отложения верхнего олигоцена состоят из пяти продуктивных горизонтов: I, II, III, IV и V.

На данный момент разрабатываются залежи нефти на всех участках.

Разработка залежей верхнего олигоцена была начата в 1992 году.

По состоянию на 01.07.2012г. фонд скважин верхнего олигоцена состоит из 22 действующих скважин в добывающем фонде и одной действующей скважины в нагнетательном фонде.

Максимальный годовой уровень добычи нефти был достигнут в 2005г. составил 128,5 тыс.т. За 2011г. добыто 81,8 тыс.т нефти и 86,3 тыс.т жидкости.

Средний дебит скважин по нефти составил 11,5 т/сут, а по жидкости – 12,2 т/сут.

С начала 2012г. добыча нефти составила 52,01 тыс.т, при обводненности 7,1%. Накопленная добыча нефти на 01.07.2012г. 921,9 тыс.т

НГЗ нефти по участкам утверждены в количестве 31768 тыс.т (категории P1+P2), извлекаемые – 4070 тыс.т. Текущий КИН составляет 0,029 д.ед., остаточные извлекаемые запасы – 3148,1 тыс.т. В табл. 3.2 приведены показатели выработки запасов верхнего олигоцена

Таблица 3.2 – Показатели выработки запасов нефти залежей верхнего олигоцена

Показатели	Верхний олигоцен			
	Северный и Центральный Участки	Южный участок	Северо- Восточныйучасток	В целом
НГЗ (P1+P2), тыс.т	19327	1693	10748	31768
НИЗ, тыс.т	1218	165	2687	4070
Накопленная добыча нефти, тыс.т	859,1	9,2	53,6	921,9
Обводненность, %	16,5	0,7	0,6	5,3
Темп отбора от НИЗ,%	1,9	2,5	0,9	1,3
Текущий КИН, д.ед.	0,044	0,005	0,005	0,029
Остаточные НИЗ, тыс.т	358,9	155,8	2633,4	3148,1

4 Проведение ГРП с закреплением проппанта на месторождении Белый Тигр

В 2014г проведение гидравлического разрыва пласта с закреплением трещин проппантом выполнялось компанией Schlumberger Seaco Inc на основании контракта № 0445/14/N-N2/KT-SLBSEACO. Контракт был подписан 18.06.2014г между СП «Вьетсовпетро» и фирмой Schlumberger Seaco Inc. на основании полного обеспечения и ответственности фирмы за проведение ГРП, включая проектирование, проведение ГРП, промывку НКТ от проппанта с использованием гибких труб (при необходимости). Обеспечение судном для монтажа насосно-технологического оборудования на весь период проведения работ осуществлялось за счет СП «Вьетсовпетро».

Согласно контракту № 0445/14/N-N2/KT-SLBSEACO, планировалось выполнить 11 операций ГРП с закреплением трещин проппантом (1220/БК14 (2 операции), 1216/БК14, 1217/БК14 (2 операции), 1703, 1706/БК17, 1024/10, 2005/2, 2/БК2).

С целью эффективной реализации контракта, приказом Генерального директора СП № 1674/ QĐ-KTSX от 25.11.2013 г. была создана комиссия для руководства и организации работ по ГРП и рабочая группа для координации работ, осуществления контроля за качеством проведения ГРП. Совместно с представителями фирмы были подготовлены планы и процедуры проведения ГРП на каждую скважину.

07.07.2014г., СП «Вьетсовпетро» предоставило фирме Schlumberger судно Song Dinh для монтажа оборудования по проведению ГРП.

22.07.2014 г. была выполнена первая операция ГРП в скважине 1216/БК14.

Всего фирмой Schlumberger и СП «Вьетсовпетро» в 2014 году произведено 9 скважино-обработок ГРП в 7 скважинах (в скв. 1216/БК14, 1703, 1706/БК17, 1220, 1217/БК14 (2 операции), 1023/10 (2 операции), 2005/БК2).

В процессе подготовительных работ была произведена замена скважин-кандидатов 1024/10 и 1122/МСП11 на 2-х стадийный ГРП в скв. 1023/10; исключена скв. 2/БК2, выполнена 1 операция ГРП в скв. 1220 вместо 2-х запланированных.

После завершения программы ГРП 2014 года, специалистами рабочей группой был составлен итоговый отчет с подробным описанием выполненных операций, анализом причин недостижения, а также выводами и рекомендациями для повышения эффективности ГРП на месторождения СП «Вьетсовпетро».

Ниже представлено описание работ, выполненных на скважинах, технологические параметры обработок и полученные результаты

4.1 Результаты проведения ГРП для двух скважин отдела верхнего олигоцена

Скважина 1706-ВК17 (Верхний Олигоцен)

С 19.07.2014г по 26.07.2014г в скважине были выполнены подготовительные работы к проведению ГРП.

Проведение ГРП осуществлялось в интервале 3834-3913м. Пакер-ГРП был установлен на глубине 3809,3 м. Спустили компоновку НКТ ф73х89мм со скосом + пакер на НКТ ф73мм

25-26.07.2014г провели разрыв пласта с закачкой морской воды (Seawater with chemical) – 10,25 м³ (64,5 bbl). В процессе закачки морской воды (Seawater with chemical) максимальное давление составило 582 атм (8547psi) при расходе 2,97 м³/мин (18,7 bbl/min). После получения максимального давления проведено ступенчатое снижение расхода воды (Seawater with chemical) для определения приемистости до полного стопа. Давление на устье за 7 минут после остановки закачки снизилось до 0 атм (0psi).

В 23ч10 25.7.2014г. провели Step Rate: Закачали моркой воды 12,75 м³ (80,2bbl) . В процессе закачки жидкости отмечено максимальное давление – 536,68атм (7887 psi) при расходе 2,86 м³/мин (18 bpm). Мгновенное давление после стопа закачки – 143,03 атм (2102 psi). Тестируемые расходы: 0,24; 0,32; 0,48;0,79; 1,27; 1,59; 2,38; 2,86 м³/мин (1,5; 2, 3 , 5 , 8, 10, 15, 18 bpm). Давление на устье снизилось до 0 атм (0 psi) в течение 10 минут после остановки закачки.

Далее выполнили мини-ГРП: Закачали жидкость разрыва YF130HTD – 39,75м³ (250 bbl) и продавочную жидкость WF130 – 19,87 м³ (125 bbl). В процессе закачки жидкости отмечено максимальное давление – 571,52 атм (8399 psi) при расходе 3,18 м³/мин (20 bpm). Всего во время мини-ГРП закачали в скважине 59,62м³ (375 bbl)жидкости. Давление на устье снизилось до 0 атм (0psi) в течение 10 минут после остановки закачки.

27.07.2014г провели основной ГРП со следующими параметрами :

- объем жидкости разрыва YF135HTD – 166.94 м³ (1050 bbl); при этом P_{max}=415.08 атм (6100 psi), Q= 3,18 м³/мин. (20 bbl/min);
- объем жидкости песконосителя – 235,62 м³ (1482 bbl);
- объем продавочной жидкости WF130 – 17,36 м³ (109,2 bbl);
- количество закачанногопропанта – 99,14 тн (218575 lbs)

С 28.07.2013г по 31.07.2014г проведены срыв пакера-ГРП, промывка пропанта на забое скважины, спуск ВСО, монтаж фонтанной арматуры. С 01.08.2014г начато освоение скважины.

До ГРП, скважина на 16.07.2014г. работала с параметрами: Q_ж= 59м³/сут; Q_н = 47 т/сут; P_б= 23 атм, P_з= 76 атм; T_у=32-34 °С, обводненность 0 % и V_{г/л}=30000м³/сут.

После ГРП при освоении газлифтом на 07.08.2014г. скважина работала с параметрами: $Q_{ж}=107 \text{ м}^3/\text{сут}$; $Q_{н}=57 \text{ т/сут}$; $P_{б}=22-23 \text{ атм}$, $P_{з}=80-85 \text{ атм}$; обводненность 33% и $V_{г/л}=30000 \text{ м}^3/\text{сут}$.

На 08.10.2014г параметры работы скважины: $Q_{ж}=96 \text{ м}^3/\text{сут}$; $Q_{н}=76 \text{ т/сут}$; $P_{б}=21-23 \text{ атм}$, $P_{з}=79 \text{ атм}$; обводненность 1 % и $V_{г/л}=30000 \text{ м}^3/\text{сут}$.

На 01.11.2014г параметры работы скважины: $Q_{ж}=93 \text{ м}^3/\text{сут}$; $Q_{н}=72 \text{ т/сут}$; $P_{б}=21-23 \text{ атм}$, $P_{з}=79 \text{ атм}$; обводненность 3,2 % и $V_{г/л}=30110 \text{ м}^3/\text{сут}$.

На 28.12.2014г параметры работы скважины: $Q_{ж}=85 \text{ м}^3/\text{сут}$; $Q_{н}=66,91 \text{ т/сут}$; $P_{б}=21-23 \text{ атм}$, $P_{з}=76-78 \text{ атм}$; обводненность 1,5 % и $V_{г/л}=29980 \text{ м}^3/\text{сут}$. Параметры работы скважины до и после ГРП представлены на рисунке 4.1.

В связи с тем, что получен прирост дебита нефти, операция признана успешной. Плавное снижение дебита скважины в начальный период свидетельствует о снижении пластового давления ввиду отсутствия системы ППД на данном участке.

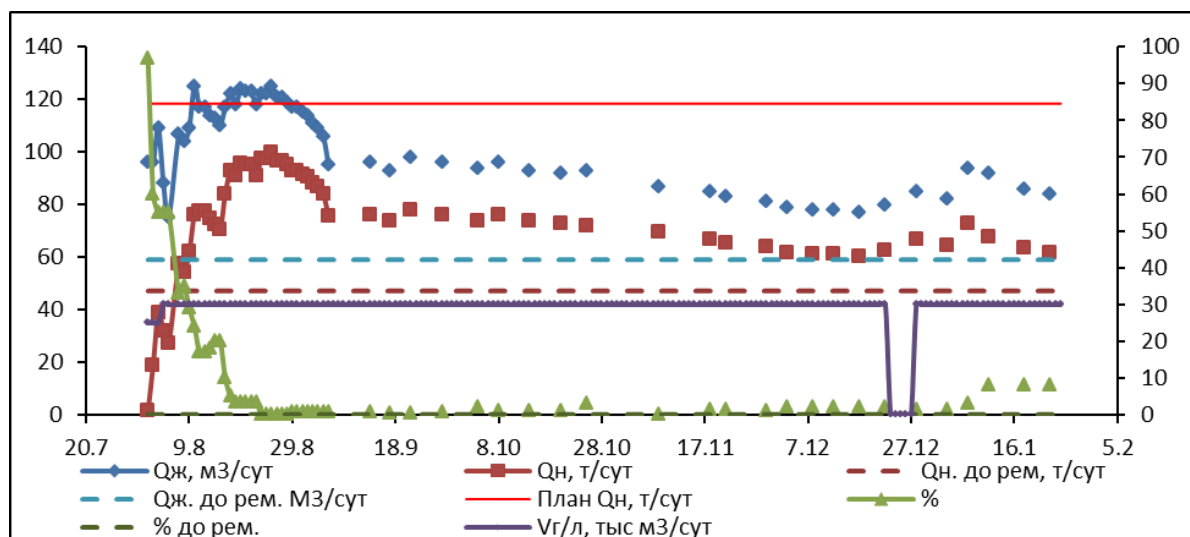


Рисунок 4.1– Параметры работы скважины 1706/БК17 до и после ГРП

Причины не достижения расчетных параметров:

Технологические:

- ГРП выполнен по консервативному дизайну, что связано со сложными геологическими условиями (низкая изученность геомеханических свойств пород, высокие проницаемости);
- Высокие значения потерь в перфорационной зоне → не достижение плановой геометрии;
- Низкое эффективное давление → не достижение плановой геометрии;
- Низкая эффективность жидкости ГРП – 36% → увеличение объема подушки (PAD) с $79,5\text{ м}^3$ до $166,9\text{ м}^3$, общий объем закачанной жидкости при ГРП 503 м^3 ;
- трещиной ГРП охвачено $h_{\text{эф}}-15,5\text{ м}$ из общей планируемой эффективной толщины $20,5\text{ м}$.

Геологические:

- Несоответствие полученной геометрии трещины ГРП геологическим условиям скважины (для высокопроницаемых коллекторов необходима широкая трещина, в то время как получена трещина с малой шириной и большой длиной).

Скважина 1703-ВК17 (Верхний Олигоцен)

С 01.08.2014г по 06.08.2014г в скважине были выполнены подготовительные работы к проведению ГРП.

Проведение ГРП осуществлялось в интервале 3989-4072м. Пакер-ГРП был установлен на глубине 3971 м. Спустили компоновку НКТ ф73х89мм со скосом + пакер на НКТ ф73мм

06.08.2014г провели разрыв пласта с закачкой морской воды (Seawater with chemical) – 13,2 м³ (83 bbl). В процессе закачки морской воды (Seawater with chemical) максимальное давление составило 587 атм (8620psi) при расходе 2,67м³/мин (16,81 bbl/min). После получения максимального давления проведено ступенчатое снижение расхода воды для определения приемистости до полного стопа. Давление на устье за 27 минут после остановки закачки снизилось до 0 атм (0psi).

06.08.2014г. , в 12ч46 провели Step Rate: Закачали моркой воды 8,41 м³ (52,9bbl). В процессе закачки жидкости отмечено максимальное давление – 542,19атм (7070 psi) при расходе 2,54 м³/мин (16 bpm). Мгновенное давление после стопа закачки – 170,12 атм (2500 psi). Тестируемые расходы: 0,24; 0,32; 0,48; 0,79; 1,27; 1,59; 2,38; 2,86 м³/мин (1,5; 2, 3 , 5 , 8, 10, 15, 18 bpm). Давление на устье снизилось до 0 атм (0 psi) в течение 10 минут после остановки закачки.

Далее выполнили мини-ГРП: закачали жидкость разрыва YF135HTD – 39,75м³ (250 bbl) и продавочную жидкость WF130 – 20,67 м³ (130 bbl). В процессе закачки жидкости отмечено максимальное давление – 545,73 атм (8022 psi) при расходе 2,86 м³/мин (18 bpm). Всего во время мини-ГРП закачали в скважину 60,42 м³ (380 bbl) жидкости . Мгновенное давление после стопа закачки – 164.94атм (2424 psi). Давление на устье снизилось до 0 атм (0 psi) в течение 10минут после остановки закачки.

06.08.2014г., в 20ч45 провели основной ГРП со следующими параметрами:

- объем жидкости разрыва YF135HTD – 238,48м³ (1501 bbl); при этом R_{max}=469,52 атм (6900 psi), Q= 3,18 м³/мин. (20 bbl/min);
- объем жидкости песконосителя – 206,76 м³ (1301 bbl);
- объем продавочной жидкости WF130 – 18,05 м³ (113,6 bbl);

- количество закачанного проппанта – 79,71 тн (175723 lbs)

С 08.08.2014г по 12.08.2014г проведены срыв пакера-ГРП, промывка проппанта на забое скважины, спуск ВСО, монтаж фонтанной арматуры.

С 12.08.2014г начато освоение скважины.

До ГРП, скважина на 27.07.2014г. работала с параметрами: $Q_{ж}=35\text{ м}^3/\text{сут}$; $Q_{н}=28\text{ т/сут}$; $P_{б}=24\text{ атм}$, $P_{з}=76\text{ атм}$; $T_{у}=26-29\text{ }^{\circ}\text{C}$, обводненность 0 % и $V_{г/л}=25000\text{ м}^3/\text{сут}$.

После ГРП при освоении газлифтом на 18.08.2014г., параметры работы скважины: $Q_{ж}=116\text{ м}^3/\text{сут}$; $Q_{н}=83\text{ т/сут}$; $P_{б}=21-24\text{ атм}$, $P_{з}=79-81\text{ атм}$; обводненность 11% и $V_{г/л}=30000\text{ м}^3/\text{сут}$.

На 08.10.2014г скважина работала стабильно с параметрами: $Q_{ж}=98\text{ м}^3/\text{сут}$; $Q_{н}=78\text{ т/сут}$; $P_{б}=21-23\text{ атм}$, $P_{з}=80\text{ атм}$; обводненность 0,1 % и $V_{г/л}=30000\text{ м}^3/\text{сут}$.

На 01.11.2014г скважина работала стабильно с параметрами: $Q_{ж}=97\text{ м}^3/\text{сут}$; $Q_{н}=77\text{ т/сут}$; $P_{б}=21-23\text{ атм}$, $P_{з}=79\text{ атм}$; обводненность 0,4 % и $V_{г/л}=30600\text{ м}^3/\text{сут}$.

На 27.12.2014г скважина работала стабильно с параметрами: $Q_{ж}=82\text{ м}^3/\text{сут}$; $Q_{н}=63,96\text{ т/сут}$; $P_{б}=21-23\text{ атм}$, $P_{з}=76-78\text{ атм}$; обводненность 2,4 % и $V_{г/л}=29990\text{ м}^3/\text{сут}$. Параметры работы скважины до и после ГРП представлены на рисунке 4.2.

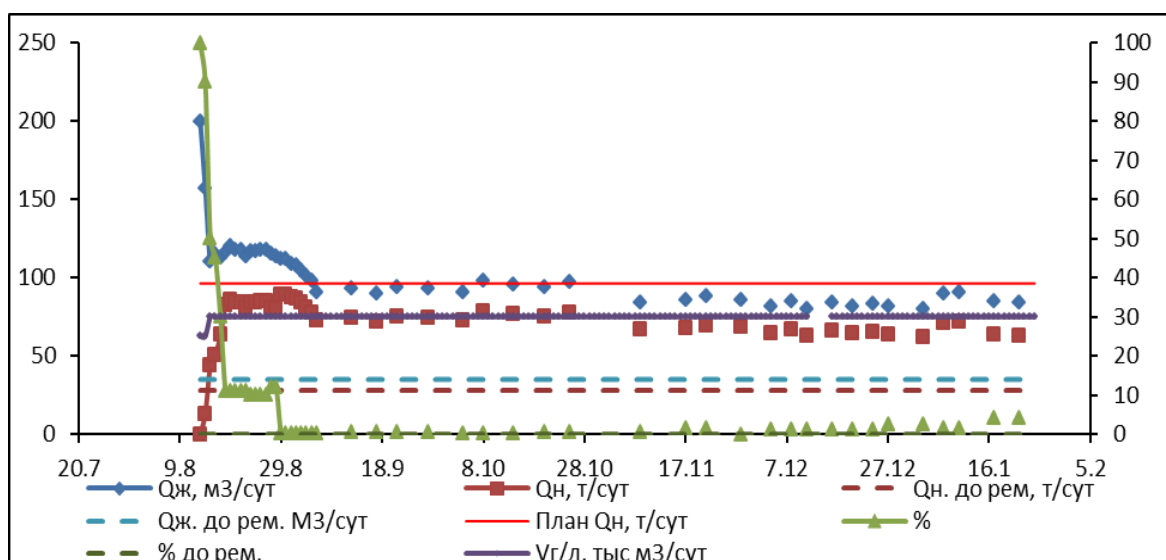


Рисунок.4.2– Параметры работы скважины 1703/БК17 до и после ГРП

В связи с тем, что получен прирост дебита нефти, операция признана успешной. Плавное снижение дебита скважины свидетельствует о снижении пластового давления ввиду отсутствия системы ППД на данном участке.

Не достижение расчетного дебита связано с причинами, аналогичными причинам не достижения по скв. 1706/БК17:

Технологические:

- ГРП выполнен по консервативному дизайну, что связано со сложными геологическими условиями (низкая изученность геомеханических свойств пород, высокие проницаемости);

- Высокие значения потерь в перфорационной зоне → снижение массы проппанта, не достижение плановой геометрии;

- Низкое эффективное давление → не достижение плановой геометрии;

- Низкая эффективность жидкости ГРП – 28% → увеличение объема подушки (PAD) с $79,5\text{ м}^3$ до $166,9\text{ м}^3$, общий объем закачанной жидкости при ГРП 545 м^3 ;

- Трещиной ГРП охвачено $h_{эф}$ -9,6м, включая слабонефтенасыщенный пропласток 3,2, из общей планируемой эффективной нефтенасыщенной толщины 13,4м.

Геологические:

- Несоответствие полученной геометрии трещины ГРП геологическим условиям скважины.

4.2 Анализ эффективности выполнения ГРП на месторождении «Белый Тигр»

В рисунке 4.3 представлено сравнение расчетных параметров с фактическими и отклонения расчетных параметров от фактических. По 5скважинам из 7 расчетные дебиты после ГРП получены не были. Для выявления причин недостижения было произведено сравнение фактически полученных основных параметров ГРП с планируемыми.

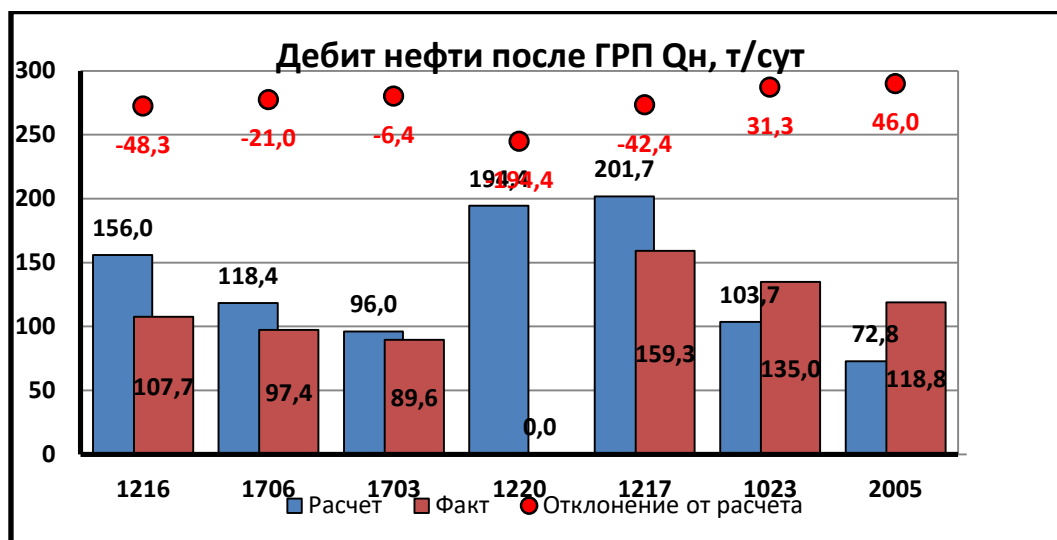


Рисунок 4.3 – Сравнение расчетных дебитов с фактическими после ГРП, отклонения от расчета

На рисунке 4.4 представлено сравнение массы проппанта закачаного при ГРП с планируемой массой. По операциям на скважинах 1703, 1217(нижний миоцен) масса проппанта снижена при редизайне из-за больших потерь давления в пefорационной зоне, по скважинам 1216 и 2005 из-за технических причин.

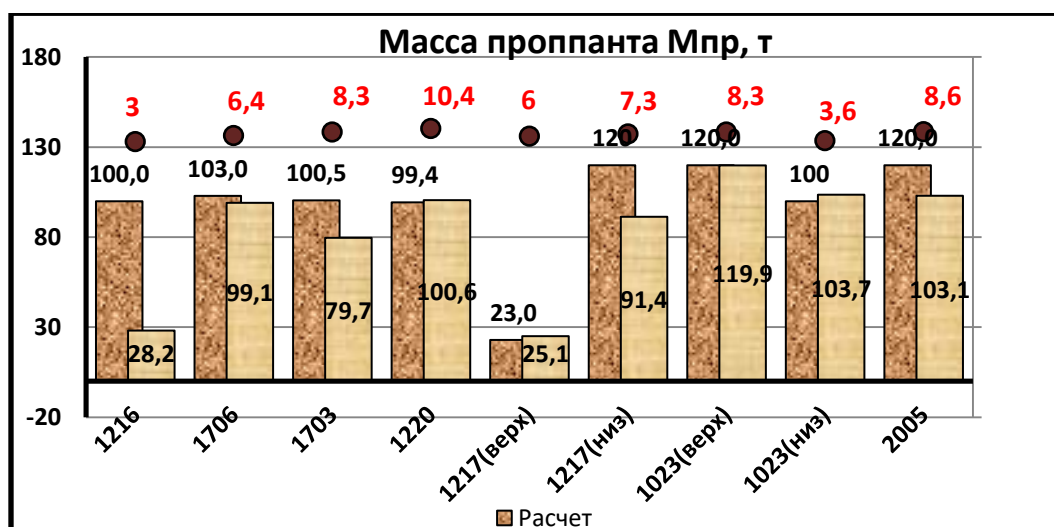


Рисунок 4.4 – Сравнение закачаной массы проппанта с планируемой

Анализируя объемы геля использованного при проведении ГРП, (рис.4.5) можно отметить, что во всех операциях были использованы большие объемы жидкости на стадии закачки подушки, по 5 операциям процент подушки более 43% от общего объема закачанной жидкости. Низкая эффективность жидкости разрыва и большой объем использованного геля негативно сказываются на конечном результате – планируемая геометрия не достигается, происходит обширная кольматация пласта. На рисунках 4.6 и 4.7 представлено сравнение фактически полученной полудлины и ширины трещины ГРП по каждой из операций с планируемыми.

Для получения максимального прироста от ГРП высокопроницаемых коллекторов необходимо создавать трещины с малой полудлиной и большой шириной. Из рисунков 4.6 и 4.7 видно, что полученные трещины не удовлетворяют условиям оптимального размещения проппанта в пласте, получены узкие трещины с большими полудлинами. По 6 операциям ширина трещины менее четырех диаметров зерна используемого проппанта, такая геометрия трещин ГРП не обеспечивает достижение минимального скина, а как следствие максимальной продуктивности скважины после ГРП (рис. 4.8 и 4.9)

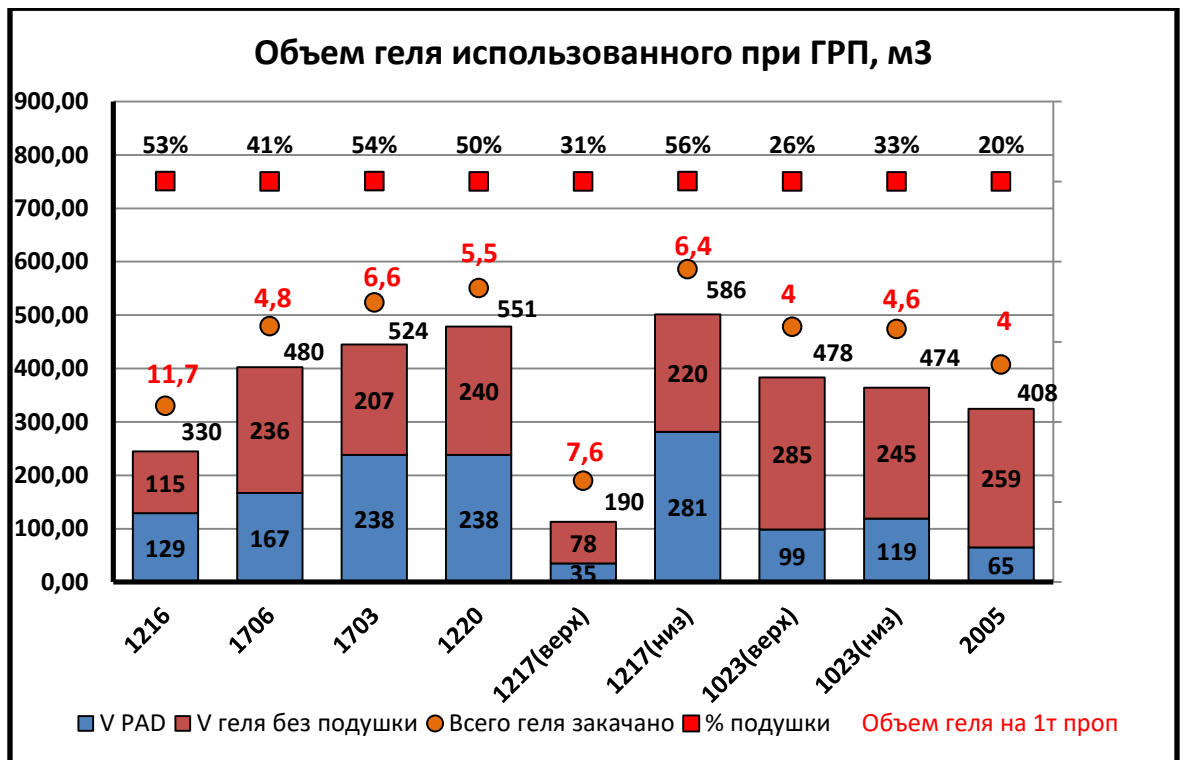


Рисунок 4.5 – Объемы геля использованного при ГРП.

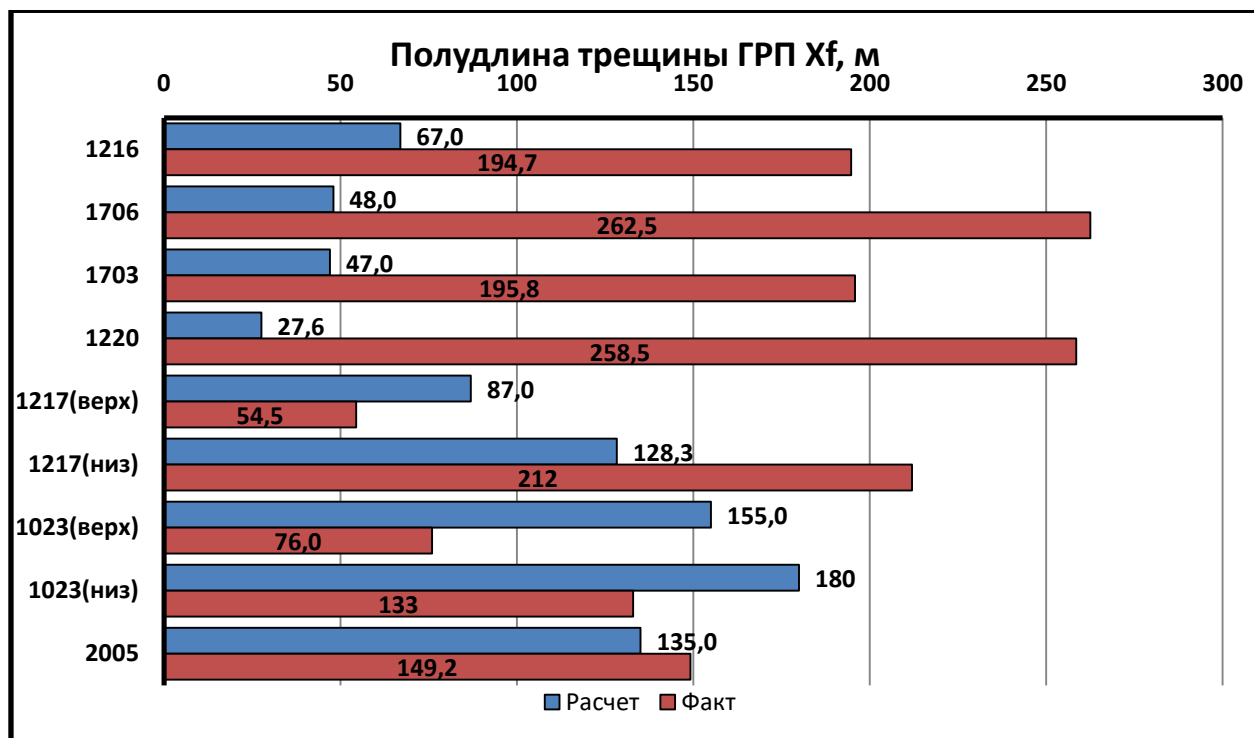


Рисунок 4.6 – Сравнение фактически полученной полудлины трещины ГРП с планируемой.

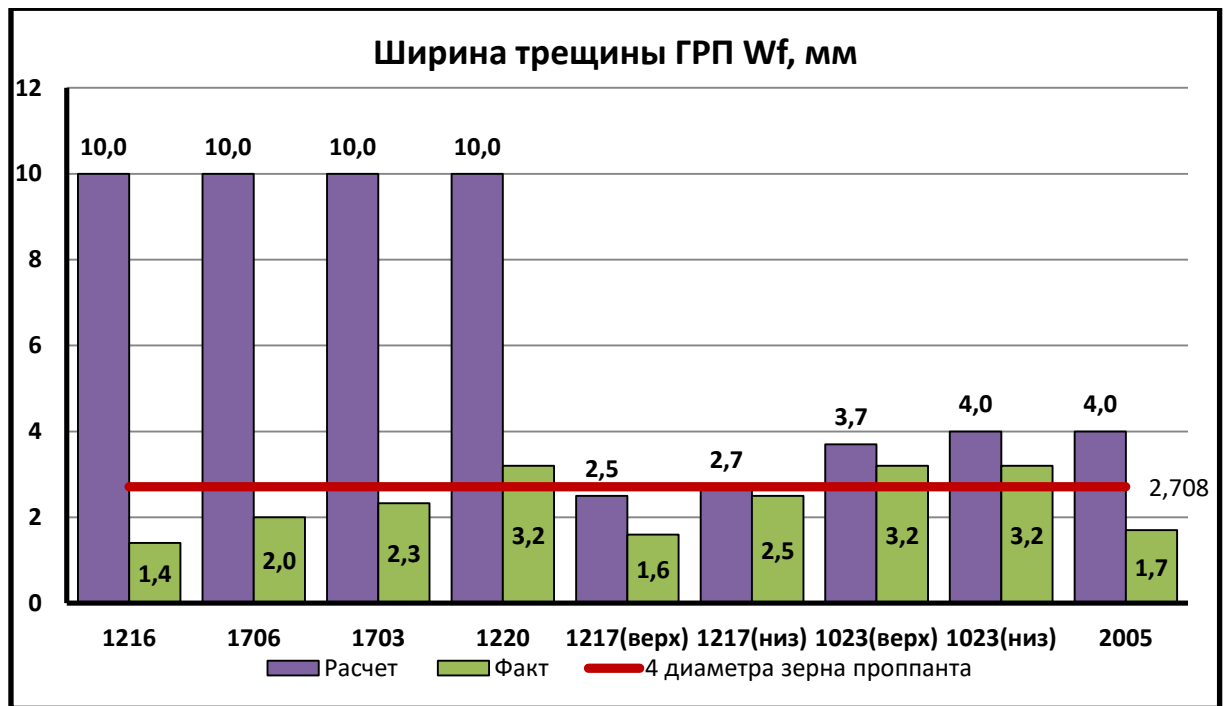


Рисунок 4.7 – Сравнение фактически полученной ширины трещины ГРП с планируемой.

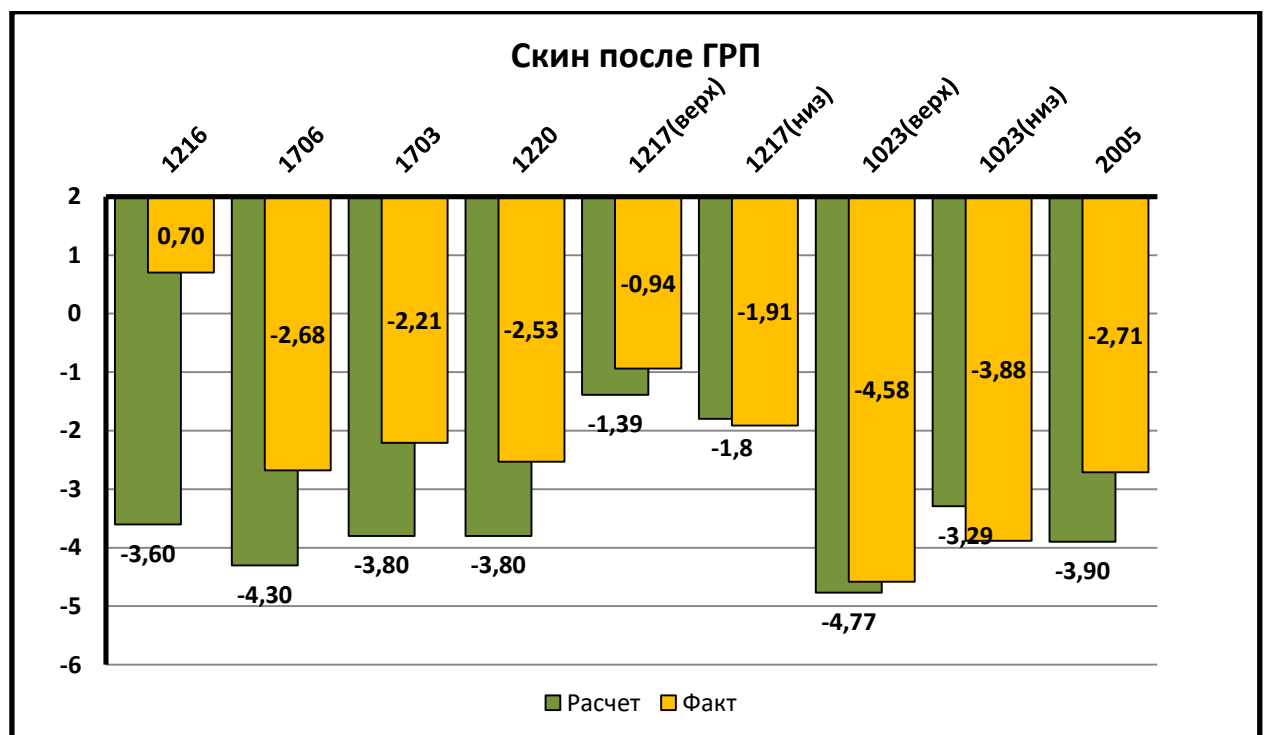


Рисунок 4.8 – Сравнение фактически полученного скина с планируемым.

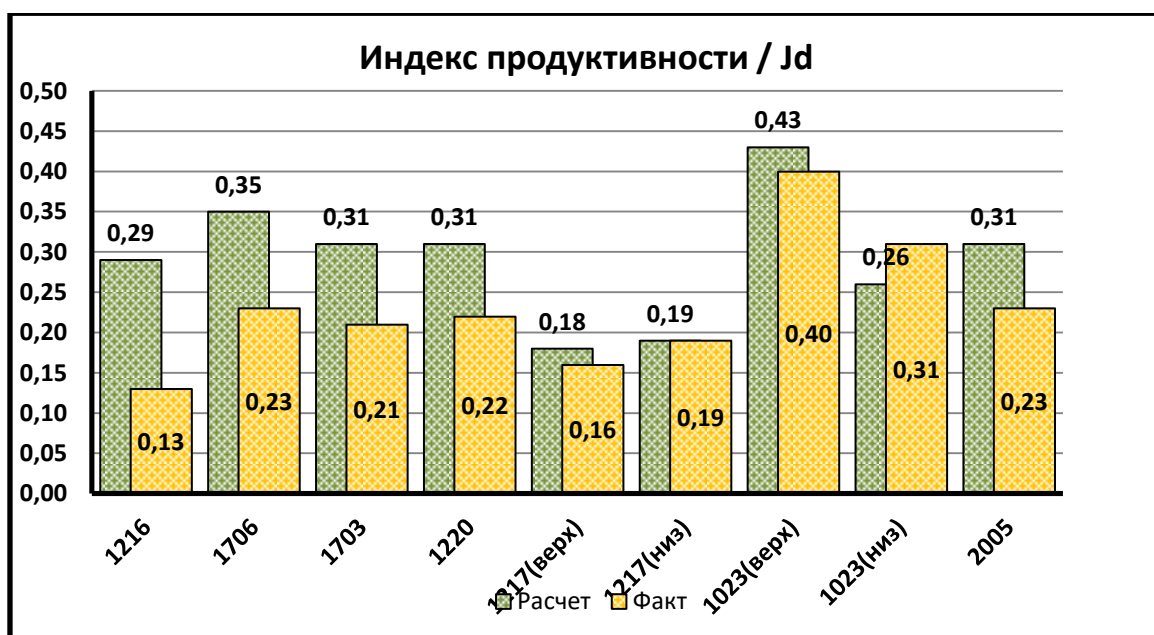


Рисунок 4.9 – Сравнение фактически полученного безразмерного индекса продуктивности с планируемым.

Для расчета и анализа эффективности выполненных операций использовалась методика определения скина после ГРП, исходя из полученной геометрии трещины. По скважинам 1706, 1703, 1217 и 1023 наличие положительных значений скин-фактора до ГРП и отрицательных, близких к расчетным после ГРП, подтверждено исследованиями ГДИ (рис. 4.10)

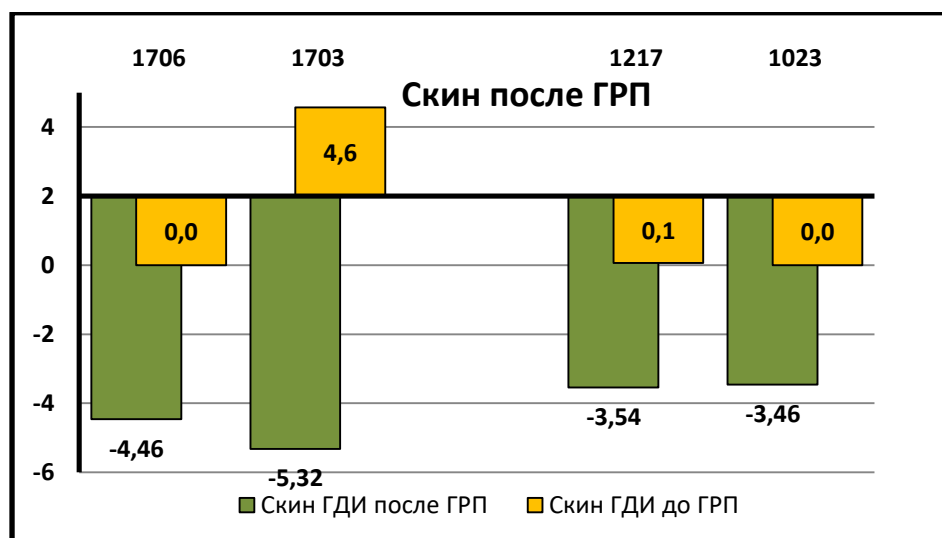


Рисунок 4.10 – Скин по ГДИ до и после ГРП.

По результату анализа были сформулированы основные причины недостижения расчетных дебитов после ГРП:

- Невыполнение плановых дизайнов ГРП. Полученные геометрии трещин ГРП не соответствуют геологическим условиям, фактически полученная геометрия трещины ГРП не позволяет добиться расчетных значений скина;

- Большие объемы закачанного геля. Объем подушки по 4скважинам более 45% → кольматация ПЗП, недостижение расчетного скина → недостижение расчетной продуктивности;

- Использование проппанта мелкого размера ISP 20/40 → низкие значения проводимости создаваемой трещины ГРП

Причины не достижения проектных дизайнов трещин:

- Низкая изученность геомеханических свойств пород создает риски проведения ГРП по более агрессивным дизайнам (риски получения СТОПа);

- Низкая эффективность жидкости разрыва из-за высокой проницаемости горных пород;

- Высокие потери давления в ПЗП (малый диаметр перфорационных отверстий, большая кривизна скважины, разветвленность) препятствуют созданию высокого давления и, соответственно, созданию широких трещин.

Предложения по повышению эффективности операций ГРП:

- Подбор технологии проведения ГРП для высокопроницаемых коллекторов, позволяющей достигать близких к оптимальным значениям параметров ГРП (геометрия трещины, F_{cd} , эффективность жидкости разрыва, скин).

- Подбор технологии ГРП позволяющей ограничивать рост трещины в высоту, для снижения рисков прорыва трещины ГРП в водонасыщенные пропластки.

- Рассмотреть возможность выполнения ГРП с применением концевой экранирования в скважинах с высокопроницаемым коллектором (TSO).

- Подбор и использование пропанта большего размера, наиболее подходящего к геологическим условиям СП «Вьетсовпетро» (средняя и высокая проницаемость пород).
- Использование пропанта с полимерным покрытием RCP для исключения рисков выноса пропанта после ГРП.
- Реперфорация целевого интервала для ГРП зарядами с большим диаметром пробивного отверстия с плотностью перфорации не менее 20отв/м.
- Обязательное наличие комплекса ГНКТ у фирмы подрядчика:
 - для нормализации забоя скважины после ГРП и снижения рисков кольятации ПЗП;
 - для выполнения более агрессивных дизайнов или дизайнов с TSO и вымыва пропанта из НКТ в случае получения СТОПа.
- Проведения лабораторных исследований керна, направленных на изучение геомеханических свойств горных пород месторождений СП «Вьетсовпетро» (запланированы на 2018г).
- Внедрение технического решения, позволяющего проводить ГРП массой пропанта до 200т с использованием судна Шонг Зинь. Данное техническое решение основывается на оптимизации размещения оборудования ГРП на палубе судна Шонг Зинь с использованием его текущей конструкции, а также установке дополнительных бункеров (Bulk Tank) в трюме для хранения пропанта.

Выводы:

- Работы SLB по ГРП с закреплением трещин пропантом проведены в количестве 9 операций в 7-ми скважинах. На 01.01.15г скважина 1220/БК14 находится в простое, остановлена по причине притока воды из затрубного пространства. Суммарный средний прирост дебита нефти по скважинам составил 139 т/сут (на 01.01.2015г.). По расчету, суммарная дополнительная добыча нефти в 2014г составляла 19702,72 т (без учета скв. 1220/БК14)

- Ввиду форс-мажорных обстоятельств не выполнили плановый объем закачки пропанта в скважине 1216/БК14.

- В скв. 1220/БК14 обнаружен приток воды из затрубного пространства, что возможно связано с негерметичностью. Для определения источника поступления воды и его ликвидации необходимо выполнить КРС с использованием СПБУ.

- Увеличение длительности проведения КРС в скв. 1220/БК14 связано с аварийной ситуацией (прихват инструмента).

- Успешно проведены 2-х стадийные ГРП (в скважинах 1217/БК14 и 1023/10). ГРП выполнялся поэтапно, с отсечением нижнего пласта установкой взрыв-пакера.

- Пакеры фирмы SLB, используемые для проведения ГРП, хорошо зарекомендовали себя в процессе производства работ, достигалась полная герметизация затрубного пространства при высоких давлениях.

- По результатам лабораторных испытаний, проведенных в лабораториях НИПИ (ЛМиФП и ЛБР), а также в лаборатории Шлюмберге в присутствии специалистов ОДНиГ, на предмет деструкции, гель ГРП, использованный на каждой из операций ГРП, полностью соответствовал заявленным характеристикам.

- Компания SLB обеспечила безопасное выполнение работ по ГРП в установленные сроки.

- Рабочая комиссия и рабочая группа обеспечили в процессе проведения всех работ по подготовке и проведению ГРП четкое и оперативное взаимодействие с компанией SLB, контроль и непосредственное участие в проведении операций.

4.3 Сравнение эффективности ГРП с другими проведенными методами ОПЗ на месторождении «Белый Тигр»

В период 1988-2014, на месторождении «Белый Тигр» было проведено 1120 обработок призабойной зоны скважин разными методами. В таблице 4.1 приведено распределение обработок ПЗП по объектам разработки.

Таблица 4.1 – Распределение обработок ПЗП по объектам разработки

Объекты разработки	Мак.числ о фонда скважин	Число обработанных скважин	Доля обработанных скважин, %	Число обработки, раз	Доля обработки, %
Нижний миоцен	54	28	52	56	9,5
Верхний олигоцен	20	16	80	30	5
Нижний олигоцен	77	77	100	315	53,3
Фундамент	125	74	60	190	32,2
Итого	276	195	70	591	100

Из таблицы 4.1 можно отметить, что в период с 1988 по 2016 гг. для 195 скважин по 4 объектам разработки ПЗП была обработана 591 раз. В частности, число проведения ОПЗ скважин из нижнего миоцена скважин составило 9,5%, из верхнего олигоцена - 5%, из нижнего олигоцена - 53,3% и из фундамента - 32,2%.

До сих пор обработки ПЗП кислотой и гидродинамический разрыв пласта достигают наибольшей экономической эффективности.

В таблице 4.2 приведена степень успешной обработки кислотой на месторождении «Белый Тигр» (за исключением кислотной обработки под давлением

Таблица 4.2 – Степень успешной обработки кислотой на месторождении «Белый Тигр»

Методы обработки	Доб. скважины		Нагн. скважины	
	Число обработки	Успешная обработка, %	Число обработки	Успешная обработка, %
солянокислотный	6	0	6	80
глинокислотный	85	60	38	92
Соляно-глино- кислотный	1	100	1	100
Нефтекислотные эмульсии (на основе солянокислотного)	5	60	-	-
Нефтекислотные эмульсии (на основе глинокислотного)	154	84	8	50
Нефтегазокислотная эмульсия	7	82	2	0
аэрированный	7	66,7	-	-
Кислота и хим. продукции “DMC”	82	61	20	72
Итого	347	70,5	75	78,9

Необходимо отметить, что при обработке призабойной зоны добывающих и нагнетательных скважин кислотой в основном применяются обработки глинисто-кислотой, нефтекислотные эмульсии (на основе глинокислотного раствора) и обработки раствором кислоты и химических продуктов компании "DMC". Успешная обработка этих методов меняется в диапазоне 60-84% для добывающих скважин. Максимальная успешная обработка при методе нефтекислотной эмульсии (на основе глинокислотного раствора) - 84%, а в диапазоне 50-92% для нагнетательной скважины, успешная обработка глинокислотным раствором максимальна (92%).

Гидравлический разрыв пласта применялся с 1994 года. К концу 2016 года было проведено 60 обработок ГРП и кислотой под высоким давлением (КПВД). Успешная обработка приведена в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Успешная обработка ГРП и кислотой под высоким давлением по объектам разработки

Объекты разработки	Метод обработки	Доб. скважины		Нагн. скважины	
		Число обработки	Успешная обработка, %	Число обработки	Успешная обработка, %
Верхний олигоцен	ГРП	3	100	-	-
Нижний олигоцен	ГРП	35	63	1	100
	КПВД	6	66,6	2	50
	КПВД +ГРП	5	80	-	-
Фундамент	ГРП	1	100	1	-
	КПВД +ГРП	5	60	1	-
	КПВД	5	60	3	100
Итог	ГРП- КПВД	60	66,6	8	62,5

Можно утверждать, что метод ГРП более эффективен благодаря продолжительности эффекта (более 2 лет) и дополнительная добыча нефти при обработке ГРП часто больше, чем при обработке кислотной и других методах.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Д	Бу Хоанг Лам

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело (21.03.01)

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально–технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет стоимости работ, материальных ресурсов выполнялся согласно рыночным ценам Томского региона.
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисление во внебюджетные фонды 30%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT–анализа проекта
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Проведение оценки ресурсной, финансовой эффективности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Матрица SWOT
2. График проведения НИ (Диаграмма Ганнта)

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	Кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Бу Хоанг Лам		

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В настоящее время задача повышения эффективности использования энергии и снижения расхода рабочего агента при проведении метода ГРП является более актуальной. Поэтому должно быть найдено оптимальное технологическое решение, которое может воздействовать на призабойную зону пласта чтобы увеличить коэффициент извлечения нефти и газа и продлить эксплуатационное время месторождения. Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из эффективных методов воздействия на ПЗП, он позволяет восстановить проницаемость загрязнённой системы, увеличить дебит скважин.

Научного исследования определяется не столько масштабом открытия, оценить которое на первых этапах жизненного цикла высокотехнологического и ресурсоэффективного продукта бывает достаточно трудно, сколько коммерческой ценностью разработки. Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов. Это важно для разработчиков, которые должны представлять состояние и перспективы проводимых научных исследований.

Необходимо понимать, что коммерческая привлекательность научного исследования определяется не только превышением технических параметров над предыдущими разработками, но и тем, насколько быстро разработчик сумеет найти ответы на такие вопросы – будет ли продукт востребован рынком, какова будет его цена, каков бюджет научного проекта, какой срок потребуется для выхода на рынок и т.д.

Таким образом, целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является проектирование и создание конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

- оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований;
- определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- планирование научно–исследовательских работ;
- определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

С учетом решения данных задач была сформирована структура и содержание раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

Методические указания содержат описание широкого спектра аналитических инструментов и расчетов. Комплекс инструментов и расчеты, проведение которых необходимо для каждой конкретной бакалаврской работы, определяется, исходя из темы научного проекта, консультантом по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» и регламентируется заданием.

5.1. Предпроектный анализ

5.1.1. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

При ведении собственного производства необходим систематический анализ конкурирующих разработок во избежание потери занимаемой ниши рынка. Периодический анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности позволяет оценить эффективность научной разработки по сравнению с конкурирующими предприятиями. Из наиболее влияющих предприятий–конкурентов в области подготовки нефти: СП «Вьетсовпетро» и ПВН «Петровьетнам».

В табл.5.1 приведена оценочная карта, включающая конкурентные технические решения в области.

Таблица 5.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность			
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}	
1	2	3	4	5	6	7	8	
Технические критерии оценки ресурсоэффективности								
1. Количество выхода продукта	0,17	4	5	3	0,68	0,85	0,51	
2. Качество продукта	0,09	5	4	3	0,45	0,36	0,27	
3. Энергоемкость процессов	0,05	4	5	3	0,2	0,25	0,15	
4. Надежность моделирования	0,15	5	4	4	0,75	0,6	0,6	
5. Безопасность	0,17	4	4	4	0,68	0,68	0,68	
6. Качество интеллектуального интерфейса	0,06	5	4	4	0,3	0,24	0,24	
Экономические критерии оценки эффективности								
7. Цена	0,07		5	4	4	0,35	0,28	0,28
8. Конкурентоспособность продукта	0,04		5	4	4	0,2	0,16	0,16
9. Уровень проникновения на рынок	0,04		4	5	5	0,16	0,2	0,2
10. Предполагаемый срок эксплуатации	0,06		5	4	3	0,3	0,24	0,18
11. Срок выхода на рынок	0,05		5	5	4	0,25	0,25	0,2
12. Финансирование научной разработки	0,05		4	3	5	0,2	0,15	0,25
Итого	1					4,52	4,26	3,72

Б_ф – продукт проведенной исследовательской работы; Б_{к1} – СП «Вьетсовпетро»;

Б_{к2} – ПВН «Петровьетнам».

В ходе анализа конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения выявлено, что разработка является конкурентоспособной как по техническим критериям, так и с экономической точки зрения.

5.1.2.SWOT–анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно–исследовательского проекта.

Результаты первого этапа SWOT–анализа представлены в табл. 5.2

Таблица 5.2 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно–исследовательского проекта: 1. Систематическое повышение уровня квалификации. 2. Наличие квалифицированного персонала, имеющего опыт работы в данной области. 3. Наличие постоянных поставщиков (Зап.Сибирь и Сахалин). 4. Высокое качество продукции, соответствующее мировым стандартам. 5. Внедрение новых узлов оборудования и совершенствования технологических процессов.	Слабые стороны научно–исследовательского проекта: 1. Низкий уровень заработной платы для молодых специалистов. 2. Устаревшее оборудование. 3. Высокая степень износа оборудования. 4. Повышение цен у поставщиков. 5.Высокий уровень ценна выпускаемую продукцию.
--	--	--

Продолжение таблицы 5.2

Возможности: 1. Спрос на выпуск нефтепродуктов в России, некоторых странах АТР достаточно высок и имеет устойчивую тенденцию к увеличению. 2. Малое количество посредников на территории Дальнего Востока. 3. Небольшое количество конкурентов на территории Дальнего Востока. 4. Высокое качество поставляемых ресурсов.	Сильные стороны и возможности: 1. Эффективное использование ресурсов производства. 2. Оптимизация количества посредников за счет постоянных и проверенных поставщиков (пользоваться услугами постоянных поставщиков). 3. Поддержание увеличения спроса и выхода на новые рынки сбыта товара за счет высокого качества продукции.	Слабые стороны и возможности: 1. Создание эффективной системы мотивации и стимулирования для сотрудников. 2. Нарботка и укрепление конкурентных преимуществ продукта. 3. Модернизация оборудования. 4. Внедрение технологии 5. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений
Угрозы: 1. Увеличение уровня налогов. 2. Повышение требований к качеству продукции. 3. Несвоевременные поставки сырья и оборудования.	Сильные стороны и угрозы: 1. Применение оптимальной налоговой политики. 2. Внедрение менеджмента качества. 3. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений.	Слабые стороны и угрозы: 1. Повышение цен на выпускаемую продукцию. 2. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений.

5.2. Планирование управления научно–техническим проектом

5.2.1. План проекта

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевой графики проекта.

Линейный график представлен в виде таблицы (табл. 5.3).

Таблица 5.3 – Календарный план проекта

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
Изучение литературы, составление литературного обзора	40	11.01.19	29.02.19	Руководитель Исполнитель
Расчет на математической модели	31	01.03.19	31.03.19	Исполнитель
Обсуждение полученных результатов	14	01.04.19	15.04.19	Исполнитель
Оформление выводов	18	20.04.19	02.05.19	Руководитель Исполнитель
Оформление пояснительной записки	21	03.05.19	24.05.19	Руководитель Исполнитель
Итого:	124	11.01.19	25.05.19	

Диаграмма Ганта – это тип столбчатых диаграмм (гистограмм), который используется для иллюстрации календарного плана проекта, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ в табл. 5.4.

Таблица 5.4 – Календарный план–график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнители	Тк, кал,д н	Продолжительность выполнения работ													
			январь		февраль			март			апрель			май		
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
Изучение литературы, составление литературного обзора	Исполнитель, руководитель	40														
																
Расчет математической модели	Исполнитель	31														
Обсуждение полученных результатов	Исполнитель,	14														
Оформление выводов	Исполнитель, руководитель	18														
																
Оформление пояснительной записки	Исполнитель, руководитель	21														
																

5.2.2. Бюджет научного исследования

Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включают транспортно–заготовительные расходы (3 – 5 % от цены). В эту же статью включаются затраты на оформление документации (канцелярские принадлежности, тиражирование материалов).

Результаты по данной статье указаны в табл. 5.5.

Таблица 5.5 – Материальные затраты

Наименование	Ед.изм.	Количество			Цена за ед., т.руб			Затраты на материалы, (Зм), т.руб.		
		ГРП	Аналог 1	Аналог2	ГРП	Аналог1	Аналог2	ГРП	Аналог 1	Аналог 2
Средства гигиены	шт	30	50	70	0,2			6	10	14
ГСМ для насоса	литр	30	50	60	0,035			1,05	1,75	2,1
ГСМ для а/м УАЗ ПАТРИОТ	литр	60	80	80	0,035			2,1	2,8	2,8
ГСМ для цистерны	литр	100	120	140	0,034			3,4	4,08	4,76
Ингибитор разбухания глин	шт	10	30	30	15			150	450	450
Ингибитор солеотложения	шт	20	30	50	8			160	240	400
Ингибитор по борьбе с водопритоком	шт	20	30	50	7,5			150	225	375
ПАВ	шт	120	140	180	3			360	42	540
Ингибитор по борьбе с АСПО	шт	10	30	50	9			90	270	450
Итого:								922,55	1623,63	2238,66

Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме (табл.5.6). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 5.6 – Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

Наименование	Ед.изм.	Количество			Цена за ед., т.руб	Затраты на оборудования , (Зм), т.руб		
		ГРП	Аналог 1	Аналог 2		ГРП	Аналог 1	Аналог 2
Испытательный стенд	шт	1	2	2	40	40	100	100
Программное обеспечение	шт	2	1	1	4	8	4	4
Компьютер	шт	2	1	1	50	100	50	50
Монитор	шт	2	2	2	7	14	14	14
Итого:						162	168	168

Основная заработная плата

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы (размер определяется Положением об оплате труда). Расчет основной заработной платы сводим в табл. 5.7.

Таблица 5.7 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	З _б , руб.	k _р	З _м , руб	З _{дн} , руб.	T _р , раб.дн.	З _{осн} , руб.
Руководитель	28944,94	1,3	37628,42	1889,86	64	120950,9
Исполнитель	11400				88	52427,76

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (5.1)$$

Где Z_{осн}, Z_{доп} – основная и дополнительная заработная плата;

Основная заработная плата (Z_{осн}) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (5.2)$$

где Z_{осн} – основная заработная плата одного работника;

T_р – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (табл. 13);

Z_{дн} – среднедневная заработная плата работника, руб. Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (5.3)$$

где Z_м – месячный должностной оклад работника, руб.; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня M = 11,2 месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней M = 10,4 месяца, 6-дневная неделя;

F_д – действительный годового фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн.(табл. 5.8).

Таблица 5.8 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней – выходные дни – праздничные дни	118	118
Потери рабочего времени – отпуск – невыходы по болезни	24	48
Действительный годовой фонд рабочего времени	223	199

В данную статью включается сумма выплат, предусмотренных законодательством о труде, например, оплата очередных и дополнительных отпусков; оплата времени, связанного с выполнением государственных и общественных обязанностей; выплата вознаграждения за выслугу лет и т.п. (в среднем – 12 % от суммы основной заработной платы).

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10–15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}}, \quad (5.4)$$

где $З_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб; $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплат; $З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

В табл. 5.9 приведена форма расчета основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 5.9 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Исполнитель
Основная зарплата	120950,9	52427,76
Дополнительная зарплата	18142,64	–
Итого по статье $C_{\text{зп}}$	139093,54	52427,76

5.2.3. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления на социальные нужды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}), \quad (5.5)$$

где $k_{\text{внеб}} = 30\%$ коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные

фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Отчисления во внебюджетные фонды рекомендуется представлять в табличной форме (табл.5.10).

Таблица 5.10 – Отчисления на социальные нужды

	Руководитель	Исполнитель
Зарплата	120950,9	52427,76
Отчисления на социальные нужды	41728,06	15728,33

5.2.4. Накладные расходы

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

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}} \quad (5.6)$$

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

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Определение бюджета затрат на научно–исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в табл.5.11.

Таблица 5.11 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб		
	ГРП	Аналог1	Аналог2
1. Материальные затраты НТИ	922550	1623630	2238660
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	162000	168000	168000
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	173378,66		
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	18142,64		
5. Отчисления во внебюджетные фонды	57456,39		
6. Накладные расходы	213364,43	326497,23	424902,03
7. Бюджет затрат НТИ	1333527,69	2040607,69	2655637,69

5.3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Оценка сравнительной эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат двух вариантов исполнения научного исследования (табл.5.12). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Таблица 5.12 – Группировка затрат по статьям аналогов разработки

Затраты по статьям						
Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Накладные расходы	Итого себестоимость
1623630	168000	173378,66	18142,64	57456,39	326497,23	2040607,69
2238660	168000	173378,66	18142,64	57456,39	424902,03	2655637,69

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\Phi}^{\rho} = \frac{\Phi_{\rho i}}{\Phi_{\max}} = \frac{1333527,69}{2655637,69} = 0,5, \quad (5.8)$$

$$I_{\Phi}^{a1} = \frac{\Phi_{\rho i}}{\Phi_{\max}} = \frac{2040607,69}{2655637,69} = 0.76, \quad (5.9)$$

$$I_{\Phi}^{a2} = \frac{\Phi_{\rho i}}{\Phi_{\max}} = \frac{2655637,69}{2655637,69} = 1, \quad (5.10)$$

где I_{Φ}^p – интегральный финансовый показатель разработки; Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения; Φ_{pi} – максимальная стоимость исполнения научно–исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разы.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i^a \quad (5.11)$$

$$I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i^p \quad (5.12)$$

где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов; a_i – весовой коэффициент i -го параметра; b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания; n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в табл.5.13.

Таблица 5.13 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует росту производительности труда	0,1	5	3	3
2. Удобство в эксплуатации	0,15	4	4	3
3. Помехоустойчивость	0,15	4	4	5
4. Энергосбережение	0,2	5	4	4
5. Надежность	0,25	4	5	4
6. Материалоемкость	0,15	4	5	3
ИТОГО	1	4,3	4,2	3,6

$$I_m^p = 5 \times 0,1 + 4 \times 0,15 + 4 \times 0,15 + 5 \times 0,2 + 4 \times 0,25 + 4 \times 0,15 = 4,3, \quad (5.13)$$

$$I_1^A = 3 \times 0,1 + 4 \times 0,15 + 4 \times 0,15 + 4 \times 0,2 + 5 \times 0,25 + 5 \times 0,15 = 4,3, \quad (5.14)$$

$$I_2^A = 3 \times 0,1 + 3 \times 0,15 + 5 \times 0,15 + 4 \times 0,2 + 4 \times 0,25 + 3 \times 0,15 = 3,75, \quad (5.15)$$

Интегральный показатель эффективности разработки ($I_{\text{финр}}^p$) и аналога ($I_{\text{финр}}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{I_m^p}{I_{\phi}^p} = \frac{4,3}{0,5} = 8,6, \quad (5.16)$$

$$I_{\text{финр}}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_{\phi}^{a1}} = \frac{4,3}{0,76} = 5,7, \quad (5.17)$$

$$I_{\text{финр}}^{a2} = \frac{I_m^{a2}}{I_{\phi}^{a2}} = \frac{3,75}{1} = 3,75, \quad (5.18)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта (табл. 5.14).

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^{a1}} = \frac{8,6}{5,7} = 1,51, \quad (5.19)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^{a2}} = \frac{8,6}{3,75} = 2,5, \quad (5.20)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ – сравнительная эффективность проекта; $I_{m\mathcal{E}}^p$ – интегральный показатель разработки; $I_{m\mathcal{E}}^a$ – интегральный технико–экономический показатель аналога.

Таблица 5.14 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Аналог 1	Разработка	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,76	0,5	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,3	4,3	3,75
3	Интегральный показатель эффективности	5,7	8,6	3,75
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,51		2,5

5.4. Вывод:

В ходе выполнения финансового менеджмента были рассмотрены следующие вопросы:

- составление календарного плана проект, на основании которого была построена диаграмма Ганта;
- определение бюджета НТИ. При использовании УПН исполнения потребуется 1333527,69руб.
- определение ресурсной (ресурсоберегающей), финансовой эффективности исследования. У аналога 1 исполнения показатели лучше у аналога 2.

Разница среди затрат на бюджет НТИ трех исполнении большая. Наименьшая сумма – 1333527,69 руб., а наибольшая – 2655637,69 руб. Учитывая показатели ресурсной (ресурсоберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности, целесообразно для проведения исследования будет выбрать аналог 1 исполнения.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Д	Ву Хоанг Лам

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Проведение гидравлического разрыва пласта на месторождении “Белый Тигр” с помощью специального технологического оборудования и использованием химические материалы, агрегаты.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства – Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны
2. Производственная безопасность 2.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).	1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению 1.1 Повышенная загазованность рабочей зоны 1.2 Отклонение показателей климата на открытом воздухе 1.3 Повышенный уровень шума на рабочем месте 1.4 Тяжесть и напряженность физического труда –

2.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).	2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению 2.1 Поражение электрическим током 2.2 Пожаровзрывоопасность
3. Экологическая безопасность: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Химическое загрязнение окружающей среды и мероприятия по защите окружающей среды от загрязнения.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	– Рассмотреть наиболее вероятную чрезвычайную ситуацию (пожар, взрыв). – Разработать меры по предупреждению ЧС и план действий в результате возникшей ЧС и ликвидации ее последствий.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Ву Хоанг Лам		

6. Социальная ответственность

Для осуществления метода гидравлического разрыва пласта на месторождении «Белый Тигр», используются определенные агрегаты и материалы. Во время выполнения ГРП, производятся работы при высоких давлениях, с различными химическими веществами которые содержат опасные и вредные факторы, приводящие к ухудшению состояния здоровья, поэтому необходимо предусматривать мероприятия для защиты от них.

6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Настоящий государственный закон устанавливает правовые основы регулирования отношений в области охраны труда между работодателями и работниками и направлены на создание условий труда, соответствующих требованиям сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности.

На взрывопожароопасных объектах руководством предприятия должен быть разработан план ликвидации возможных аварий, в котором с учетом специфических условий необходимо предусматривать оперативные действия персонала по предотвращению аварий и ликвидации аварийных ситуаций, исключению загораний или взрывов, безопасной эвакуации людей, не занятых в ликвидации аварии.

Для обеспечения охраны труда и безопасности на предприятии, на месторождении «Белый Тигр» действуют следующие нормативные документы СП «Вьетсовпетро»: инструкция по охране труда; инструкция по противопожарной безопасности на объектах.

В соответствии с правилами безопасности в нефтегазовой промышленности, для обеспечения безопасности и охраны труда на предприятии, должны выполняться нижеперечисленные требования:

1) требования к персоналу – определяют круг лиц, допущенных к работе на предприятии; порядок и сроки обучения рабочих и руководителей; порядок прохождения медицинских осмотров; обеспечение спецодеждой.

2) требования к территории, объектам, помещениям, рабочим местам –определяют порядок строительства и эксплуатации территорий, объектов, помещений согласно проектным документам; организацию рабочего места для безопасного ведения работ.

3) требования к оборудованию и инструменту – определяют порядок по изготовлению и эксплуатации оборудования и инструмента; обеспеченность инструкциями по эксплуатации, средств регулирования и защиты, знаками, ограждениями; порядок и сроки освидетельствования.

4) требования по обеспечению взрывобезопасности – определяют зоны взрывоопасности объектов и оборудования. Руководители, главные специалисты и специалисты акционерного общества обязаны осуществлять организационно-технические и санитарно-гигиенические мероприятия по созданию и обеспечению промышленной безопасности, охраны труда, безопасных и здоровых условий труда на производственных объектах филиалов, обязаны контролировать соблюдение работниками установленных правил и норм безопасности, инструкций по охране (безопасности) труда, обеспечивать и контролировать выполнение приказов и указаний вышестоящих органов управления, предписаний органов государственного надзора по организации рабочей зоны на месторождении по правилам СП «Вьетсовпетро».

6.2.Производственная безопасность

Когда анализируются вредные и опасные факторы, которые могут возникать при проведении исследований в лаборатории, при разработке или эксплуатации проектируемого решения. Для идентификации потенциальных факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». При

выполнении данной работы присутствуют следующие опасные и вредные факторы (табл. 6.1):

Таблица 6.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Наименование видов работ и параметров производственного процесса	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	
Анализ Эффективности проведения гидравлического разрыва пластов на месторождении «Белый Тигр».	– Повышенная загазованность рабочей зоны ; – Отклонение показателей климата на открытом воздухе; – Повышенный уровень шума на рабочем месте; – Тяжесть и напряженность физического труда	– Поражение электрическим током; – Пожаровзрывоопасность;	– С ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ «Опасные и вредные производственные Факторы. Классификация»[20]; – ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»[21]; – ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»[22]; – ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования» [23].

6.2.1. Анализ вредных производственных факторов

6.2.1.1.Повышенная загазованность рабочей зоны

При проведении гидравлического разрыва пласта, используют различные виды растворов реагентов необходимых для качественного проведения мероприятия. В основном на промысле проводят ГРП на нефтяной и водной основе. В случае применения жидкости разрыва на нефтяной основе (нефть, дизельное топливо и т.п.) существует опасность

токсичного воздействия на рабочий и обслуживающий персонал в силу разрушения линии высокого давления от избыточно развиваемого агрегатами давления, а так же при опорожнении этих линий при разборке оборудования, учитывая то что при осуществлении данного мероприятия используется до 14 наименований автотранспортной техники можно сказать, что выхлопные газы от отработавшего топлива так же могут выступать в качестве токсичного вещества.

На месте проведения работ по закачке агрессивных химических реагентов (серной, соляной, фторной кислоты и т.д.), которые могут стать источниками и других вредных веществ. Особенно опасным для воздуха рабочих мест является оксид углерода. Этот газ образуется при неполном сгорании топлива и встречается в попутном газе [17].

При проведении ГРП химически токсичные вещества могут находиться в различном агрегатном состоянии. Они способны проникать в организм человека через органы дыхания, пищеварения или кожу. Токсичные вещества данного типа относятся к третьему классу токсичности и по их классификации можно отнести к обще токсическим химическим веществам - они могут вызывать расстройства нервной системы, мышечные судороги, влияют на кроветворные органы, взаимодействуют с гемоглобином.

Работы должны выполняться с применением необходимых средств индивидуальной защиты и в соответствии с требованиями инструкции по применению данного реагента. На месте проведения работ по закачке агрессивных химических реагентов (серной, соляной, фторной кислоты и т.д.) должен быть: аварийный запас спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты; запас чистой пресной воды; нейтрализующие компоненты для раствора (мел, известь, хлорамин)[17].

Остатки химических реагентов последует доставлять и собирать в специально отведённое место, оборудованное для уничтожения или утилизации. После закачки химических реагентов или других вредных

веществ до разборки нагнетательной системы агрегата должна прокачиваться инертная жидкость объемом, достаточным для промывки нагнетательной системы. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость.

Для определения концентрации паров серного ангидрида и серной кислоты, бригада должна быть обеспечена газоанализаторами. Концентрация загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы на морских нефтепромысловых объектах не должна превышать предельно допустимую концентрацию (ПДК), установленную в нормативах СРВ: QCVN 05:2009/BTNMT; QCVN 06:2009/BTNMT; QCVN 19:2009/BTNMT; QCVN 20:2009/BTNMT; QCVN 26:2010/BTNMT; QCVN 27:2010/BTNMT; QCVN24:2009/BTNMT; QCVN35:2010/BTNMT; QCVN36:2010/BTNMT; QCVN40:2011/BTNMT. [18]

6.2.1.2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе

«Белый тигр» является наибольшим нефтегазовым месторождением, расположенным в южном континентальном шельфе Вьетнама в блоке №9 на Южно-Китайском море. «Белый тигр» расположен от суши в ближайшей точке в 100 км, в 180 км к юго-востоку от города ВунгТау.

Климат месторождения «Белый Тигр» типичен для морской части Южного Вьетнама. Он является тропическим, муссонным, с дождливым летом, при температуре воздуха 25-35° и сухим сезоном в зимний период, при температуре 24-30°С. Сезон юго-западного летнего муссона длится с июня по сентябрь. В это время идут обильные, кратковременные дожди со шквальным ветром до 25 м/сек. Влажность воздуха возрастает до 87 – 89%.

Зимой, с ноября по март, господствует северо-восточный муссон, с сильными ветрами до 20 м/сек, образующими волны высотой до 10 м. Тайфуны и штормы проходят через месторождение значительно реже, чем через центральную часть страны.

6.2.1.3.Повышенный уровень шума на рабочем месте

Источником шума на рабочем месте является техническое оборудование (насосы), отрицательно сказывается на работе человека тем, что вызывает сильные сопутствующие раздражения, которые отрицательно отражаются на основной работе человека; повысит рабочую нагрузку[19].

Уровень звуковой нагрузки и вибрации не должен превышать предельные уровни для рабочей зоны, установленные в нормативах СРВ: QCVN 05:2009/BTNMT, QCVN 27:2010/BTNMT.

Согласно QCVN 27:2010/BTNMT шум на рабочих местах на морской платформе не должен превышать 80дБА, с 7 до 23 ч - 55дБА, с 23 до 7 ч - 45дБА. [18] Следовательно, для предотвращения негативного воздействия шума на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты.

Коллективные средства защиты:

- борьба с шумом в самом источнике;
- борьба с шумом на пути распространения (экранирование рабочей зоны (постановкой перегородок, диафрагм), звукоизоляция).

Средства индивидуальной защиты:

- наушники; ушные вкладыши.

6.2.1.4.Тяжесть и напряженность физического труда

В связи со сложной технологией ГРП, состояние работников сопровождается тяжелым и напряженным физическим трудом. Тяжелый и напряженный физический труд может повлиять на общее самочувствие рабочего и привести к развитию различных заболеваний. У людей, занятых тяжелым и напряженным физическим трудом, должен быть восьми-двенадцати часовой рабочий день с обеденным перерывом (12⁰⁰ -13⁰⁰) и периодическими кратковременными перерывами, а также должна быть увеличена заработная плата и продолжительность отпуска[18].

6.2.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

6.2.2.1. Поражение электрическим током

Одним из выявленным опасных факторов является поражение электрическим током, так как напряжение считается безопасным при $U < 42\text{В}$, а вычислительная техника питается от сети 220 В 50 Гц. Ток является опасным, так как 20 – 100 Гц – ток наиболее опасен. Поэтому результатом воздействия на организм человека электрического тока могут быть электрические травмы, электрические удары, и даже смерть [19].

Виды электротравм: местные электротравмы, к ним относятся: электрический ожог, электрические знаки, металлизация кожи, механические повреждения). Особую опасность представляют электрические травмы, которые выглядят в виде ожогов.

Электрический ожог возникает на том месте тела человека, в котором контакт происходит токоведущей частью электроустановки. Электроожоги сопровождаются кровотечениями, омертвением отдельных участков тела.

Лечатся они гораздо труднее и медленнее обычных термических. В результате механического повреждения могут разорваться кровеносные сосуды, нервные ткани, а также случаются вывихи суставов и даже переломы костей. Такие повреждения могут возникнуть в результате сокращений мышц под действием тока, который проходит через тело человека.

Электрические знаки в основном безболезненны, они могут возникнуть у 20% пострадавших от тока. Иногда электрические знаки выглядят в виде царапин, ушибов, бородавок, мозолей, также они представляют собой серые или бледно-желтые пятна круглоовальной формы с углублением в центре.

Для защиты от поражения электрическим током применяют коллективные и индивидуальные средства. Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки.

6.2.2.2. Пожаровзрывоопасность

Возникновение пожара на промысле, является одним из опасных факторов производства. Это связано с тем, что при проведении ГРП, употребляется, как правило, жидкость разрыва на нефтяной базе, а так же не исключены возможность воспламенения оборудования (автотранспортных средств, цистерн и т.п.), поэтому этот метод воздействия на призабойной зоне пласта требует большого внимания.

Опасными факторами пожара, воздействующими на людей и материальные ценности, помимо открытого пламени, повышенной температуры, являются также токсические продукты горения и термического разложения и их вторичные проявления: осколки; движущиеся части разрушившихся аппаратов; электрический ток; взрыв.

На взрывопожароопасных объектах руководством предприятия должен быть разработан план ликвидации возможных аварий (ПЛА), в котором с учетом специфических условий необходимо предусматривать оперативные действия персонала по предотвращению аварий и ликвидации аварийных ситуаций, исключению загораний или взрывов, безопасной эвакуации людей, не занятых в ликвидации аварии [19,17].

6.3. Экологическая безопасность

а). Основные источники загрязнения окружающей среды при ГРП:

- жидкости для проведения ГРП;
- горюче-смазочные материалы (ГСМ);
- продукты сгорания топлива при работе двигателей внутреннего сгорания;
- хозяйственно-бытовые жидкие и твердые отходы;
- загрязненные ливневые воды.

б). Виды возможного воздействия на природную среду при ГРП:

Загрязнение жидкостями ГРП и химреагентами, используемыми в составе жидкостей для проведения ГРП, ГСМ: почвы, поверхностных водоемов, атмосферного воздуха.

в). Возможные объекты воздействия:

- почвы;
- недра;
- поверхностные водоемы;
- атмосферный воздух;
- растительный и животный мир.

Природоохранные мероприятия должны соответствовать требованиям и нормативных актов, государственных стандартов по охране окружающей среды.

Таблица 6.2 – Вредные воздействия на литосферу, гидросферу и природоохранные мероприятия при проведении ГРП.

	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Литосфера	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, элементов ландшафта, растительности	Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель. Восстановление ландшафта
	Загрязнение почвы химреагентами и др	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора, загрязненной земли и т.д.
	Нарушение состояния геологической среды (подземные воды, изменение инженерно-геологических свойств пород	Ликвидационный тампонаж скважин. Гидрогеологические, гидрогеохимические и инженерно-геологические наблюдения в скважинах и выработках
	Не комплексное изучение недр	Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрыши и отходы будущего производства. Научные исследования по повышению комплексности изучения недр
	Неполное использование извлеченных из недр полезных компонентов	Организация рудных отвалов и складов
Гидросфера	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, минеральными водами и рассолами и др.)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков (канализационные устройства, септики, хлораторные и др.
	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков отвалами, траншеями и др	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д
	Загрязнение подземных вод при смешении водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж буровых скважин
	Нарушение циркуляции подземных вод и иссушение водоносных горизонтов при нарушении водоупоров буровыми скважинами и подземными выработками	Оборудование скважин оголовками

6.4.Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В суровых природно-климатических условиях при проведении ГРП могут возникнуть следующие чрезвычайные ситуации:

Природного характера

- ураганы;

Техногенного характера

- открытые фонтаны;
- пожары;
- взрывы;
- отключение электроэнергии.

По результатам статистических материалов предприятия «Вьетсовпетро», наиболее вероятными чрезвычайными ситуациями при проведении работ являются взрыв и пожар. Взрывоопасная концентрация возникает в результате выделения большого количества газа и отсутствии смены воздушной массы в этой области[18].

Для предотвращения и быстрой ликвидации пожаров, которые могут возникнуть на объектах нефтедобычи составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА). Действия при возникновении пожара:

1. немедленно сообщить об этом по телефону в пожарную часть (при этом необходимо чётко назвать адрес учреждения, место возникновения пожара, а также сообщить свою должность и фамилию);
2. приступить самому и привлечь других лиц к эвакуации людей из здания в безопасное место согласно плану эвакуации;
3. известить о пожаре руководителя учреждения или замещающего его работника;
4. принять меры по тушению пожара имеющимися в учреждении средствами пожаротушения.

6.5. Вывод

Социальная ответственность – это система добровольных взаимоотношений между работником, работодателем и обществом, направленная на совершенствование социально-трудовых отношений, поддержание социальной стабильности в трудовом коллективе и окружающем сообществе, развитие социальной и природоохранной деятельности на национальном и международном уровнях.

Использование социальной ответственности в деятельности организаций способствует устойчивому развитию и позволяет усилить конкурентные позиции на рынке за счёт формирования внутренней и внешней благоприятной деловой репутации. Современные социально-трудовые отношения образуют новую систему социально-экономических отношений в обществе, созвучную происходящим в мире изменениям.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результату анализа были сформулированы основные причины недостижения расчетных дебитов после ГРП: невыполнение плановых дизайнов ГРП; полученные геометрии трещин ГРП не соответствуют геологическим условиям, фактически полученная геометрия трещины ГРП не позволяет добиться расчетных значений скина; большие объемы закачанного геля, объем подушки по 4 скважинам более 45% (кольматация ПЗП); использование проппанта мелкого размера ISP 20/40 приводит к низким значениям проводимости создаваемой трещины ГРП.

Причины не достижения проектных дизайнов трещин: низкая изученность геомеханических свойств пород создает риски проведения ГРП по более агрессивным дизайнам ; низкая эффективность жидкости разрыва из-за высокой проницаемости горных пород; высокие потери давления в ПЗП (малый диаметр перфорационных отверстий, большая кривизна скважины, разветвленность) препятствуют созданию высокого чистого давления и, соответственно, созданию широких трещин.

Для повышения эффективности проведения ГРП необходимо осуществить: подбор технологии проведения ГРП для высокопроницаемых коллекторов, подобрать наиболее подходящий тип проппанта, провести лабораторные исследования керна.

Проанализировав результаты ГРП на месторождении «Белый Тигр» можно сделать вывод о том, что этот метод хорошо себя зарекомендовал и можно его использовать для улучшения технико-экономических показателей деятельности предприятия.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Нгуен Ван Дык, Иванов А.Н, Карапетов Р.В. - Технологическая схема разработки центрального участка месторождения Белый Тигр и Дракон. Г. Вунг Тау – 2014 г. – 12с
2. Доан Зыонг Линь – Изучение коллекторских свойств пластов бассейна КыуЛонг. - 37с
3. Тимурзиев А.И. - Анализ трещинных систем осадочного чехла и фундамента месторождения Белый Тигр (Вьетнам), Москва 2010 г. - 17с
4. Ха Нгуен Ву - Дизайн эксплуатационной скважины для северного свода месторождения Белый Тигр, Хо Ши Минь г – 2004, - 32с
5. Нгуен Тхи Зуен - Исследование некоторых типов сырой нефти Вьетнама и мира. – 9с
6. Peter D.Clift , Fu-Yuan Wu, Hoang Van Long – Характеристики Кайнозойского осадочного процесса бассейна КыуЛонг - 08.2009. – 14с
7. Меликберов А.С. - Теория и практика гидравлического разрыва пласта. Москва: Недра, 1967г.- с141.
8. Michigan Department of Environmental Quality Office of Oil, Gas, and Minerals - Hydraulic Fracturing of Oil and Gas Wells in Michigan – 4.2013. - 5с
9. Шакурова Ал.Ф., Шакурова Ай.Ф. - MODELING OF A FORMATION HYDRAULIC FRACTURE - ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» 2014г. - 40с
10. Tariq Aslam - REVIEW ON HYDRAULIC FRACTURING TECHNIQUE. Dalhousie University Halifax, Nova Scotia - 12.2011. -19-22с
11. Luca Gandossi - An overview of hydraulic fracturing and other formation stimulation technologies for shale gas production, Report EUR26347EN 2013. с23
12. Денис Малахов. Применение гидравлического разрыва пласта. Москва 2006г. – 168с

13. Khai thác trên 250 triệu tấn dầu thô và trên 50 tỷ m³ khí - [Электронный ресурс] –Режимдоступа:

http://pvn.vn/?portal=news&page=detail&category_id=74&id=1080

14. Отчет о научно-исследовательской работе “Анализ состояния эксплуатационного фонда скважин, рекомендации по оптимизации его работы и интенсификации нефтедобычи” – НИПИморнефтегаз г.Вунг Тау – 2012. - 16с

15. Отчет о научно-исследовательской работе “Анализ состояния эксплуатационного фонда скважин, рекомендации по оптимизации его работы и интенсификации нефтедобычи” – НИПИморнефтегаз г.Вунг Тау – 2015. - 69-88с

16. Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".

17. Захаров Л.Н. Техника безопасности в химической в химических лабораториях. – Л.: Химия, 1985г. – 98с.

18. Отчет о научно-исследовательской работе «Уточненной генеральной схемой разработки и обустройства месторождения Белый Тигр», Вунгтау, 2013 г. - 352-355с

19. Белов С.В. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды: учебник для вузов. – М.: Изд- во Юрайт, 2013г. – 671с

20. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ «Опасные и вредные производственные Факторы. Классификация»;

21. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»;

22. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования»:

23. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»;