

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки – 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела
Профиль – Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ эффективности применения гидроразрыва пласта на нефтяном месторождении «Белый Тигр» (Вьетнам)

УДК _ 622.276.66(597)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Фам Фу Лонг		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькикова Маргарита Радиевна	К.Г.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2018 г.

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) – 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы (бакалаврской работы)
--

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Г	Фам Фу Лонг

Тема работы:

Анализ эффективности применения гидроразрыва пласта на нефтяном месторождении «Белый Тигр» (Вьетнам)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	14.03.2018г. №1750/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

13.06.2018г.

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	<ol style="list-style-type: none">1. Общая геолого-физическая характеристика месторождения «Белый Тигр»2. Методы интенсификации добычи нефти гидравлическим разрывом пласта3. Анализ эффективности проведения ГРП в месторождении Белый Тигр СП «Вьетсовпетро» в 2014 году4. Социальная ответственность5. Финансовый менеджмент,

	<p>ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p> <p>6. Заключение</p>
<p>Перечень графического материала</p>	<p>Таблицы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Таблица 1.1 – Толщина продуктивных горизонтов свиты нижнего миоцена – Таблица 1.2 – Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов месторождения – Таблица 1.3 – Основные свойства нефти в нижнем миоцене – Таблица 1.4 – Характеристики разгазированной нефти «Белый Тигр» – Таблица 1.5 – Состав газа, отделенного от нефти – Таблица 1.6 – Состав и свойства пластовой воды «Белый Тигр» – Таблица 1.7 – Свойства пластовой воды нижнемиоценовых горизонтов 23,24 – Таблица 2.1 – Типичная критерия для проведения ГРП – Таблица 2.2 – Преимущества и недостатки жидкостей разрыва на водной основе – Таблица 2.3 – Преимущества и недостатки жидкостей разрыва на нефтяной основе – Таблица 2.4 – Виды пен, используемые в качестве жидкостей для гидроразрыва – Таблица 2.5 – Преимущества и недостатки пены – Таблица 2.6 – Преимущества и недостатки эмульсий – Таблица 2.7 – Преимущества и недостатки жидкости разрыва на спиртовой основе – Таблица 2.8 – Добавки для жидкости разрыва – Таблица 3.1 – Среднесуточная добыча и обводненность продукции месторождения Белый Тигр в отчетном 2011г и предшествующем 2010г. – Таблица 3.2 – Среднесуточной добычи нефти и обводненности продукции фонтанных и газлифтных скважин м/р Белый Тигр в 2011 г. – Таблица 3.3 – Структура фонда скважин месторождения «Белый Тигр» 2012 г – Таблица 3.4 – Структура фонда скважин месторождения «Белый Тигр» на 01.01.2014г, 01.01.2015г – Таблица 3.5 – Основные показатели добычи нефти по Нижнему миоцену в 2013 г и в 2014г

- Таблица 3.6 – Данные по интенсификации скважин на м/р "Белый Тигр" за 12 месяцев 2014 г
- Таблица 4.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ
- Таблица 5.1 – Исходные данные для расчёта
- Таблица 5.2 – Данные по интенсификации скважин на м/р "Белый Тигр" в 2014 г

Рисунки:

- Рисунок 1.1 – Поперечный геолого-геофизический разрез горизонтов по нижнему олигоцену
- Рисунок 1.2 – Схема типичного пустотного пространства пород фундамента
- Рисунок 1.3 – Геолого-стратиграфический продуктивный разрез горизонта 23
- Рисунок 2.1 – Схема проведения ГРП
- Рисунок 2.2 – Принципиальная схема осуществление ГРП в природном газовом месторождении.
- Рисунок 2.3 – Радиальный приток к скважине до ГРП
- Рисунок 2.4 – Скважина после ГРП. Билинейный приток
- Рисунок 2.5 – Типичный состав жидкости для гидроразрыва
- Рисунок 2.6 – Песок Оттава
- Рисунок 2.7 – Песок Brady
- Рисунок 2.8 – Спеченный боксит
- Рисунок 2.9 – Промежуточный керамический проппант
- Рисунок 2.10 – Высокомощный блендер
- Рисунок 2.11 – Насосные установки
- Рисунок 2.12 – Блок манифольдов
- Рисунок 2.13 – Арматура устья скважины 2АУ-700 для гидравлического разрыва пласта
- Рисунок 2.14 – Станция управления
- Рисунок 2.15 – Оборудование для контроля процесса ГРП
- Рисунок 3.1 – Параметры разработки месторождения «Белый Тигр» в периоде 1986-2008г
- Рисунок 3.2 – Успешность обработок в

	<p>добывающих скважинах и дополнительная добыча нефти по объектам</p> <ul style="list-style-type: none"> – Рисунок 3.3 – Параметры работы скважины 2005/БК2 до и после ГРП – Рисунок 3.4 – Параметры работы скважины 1216/БК14 до и после ГРП – Рисунок 3.5 – Сравнение расчетных дебитов с фактическими после ГРП, отклонения от расчета – Рисунок 3.6 – Сравнение закачаной массы пропанта с планируемой – Рисунок 3.7 – Объемы геля использованного при ГРП. – Рисунок 3.8 – Сравнение фактически полученной полудлины трещины ГРП с планируемой – Рисунок 3.9 – Сравнение фактически полученной ширины трещины ГРП с планируемой – Рисунок 3.10 – Сравнение фактически полученного скина с планируемым – Рисунок 3.11 – Сравнение фактически полученного безразмерного индекса продуктивности с планируемым – Рисунок 3.12 – Скин по ГДИ до и после ГРП
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент Цибульникова Маргарита Радиевна
«Социальная ответственность»	Ассистент Немцова Ольга Александровна

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель каф. РЭНГМ	Карпова Евгения Геннадьевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Фам Фу Лонг		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Г	Фам Фу Лонг

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	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:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p>1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению</p> <p>1.1 Повышенная загазованность рабочей зоны</p> <p>1.2 Отклонение показателей климата на открытом воздухе</p> <p>1.3 Повышенный уровень шума на рабочем месте</p> <p>1.4 Тяжесть и напряженность физического труда</p> <p>2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению</p> <p>2.1 Поражение электрическим током</p> <p>2.2 Пожаровзрывоопасность</p>
---	--

<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Химическое загрязнение окружающей среды и мероприятия по защите окружающей среды от загрязнения</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>1. Пожароопасность 2. Взрывоопасность</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p><i>Охрана труда и безопасность персонала</i></p>

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Фам Фу Лонг		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Г	Фам Фу Лонг

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

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	- Цена реализации; - Капитальные вложения.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	- Эксплуатационные затраты и затраты на демонтаж морских объектов.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	- Платежи и налоги: налог на прибыль СП.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Использование системы показателей, отражающих деятельность предприятия применительно к условиям рыночной экономики, с включением в экономические расчеты платежей и налогов.
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	- Расчет затраты на проведение мероприятия; - Расчет выручка от реализации дополнительной добычи нефти; - Расчет экономической эффективности: прибыль от мероприятия; прироста денежного потока.

Перечень графического материала:

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

--

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Фам Фу Лонг		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 95 с., 30 рис., 24 табл., 21 источник.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, месторождения, нефть, геология, запаса.

Объектом исследования является нефтяное месторождение «Белый Тигр» (Вьетнам), расположенное в Кыулонгской впадине на шельфе Вьетнама.

Цель работы – анализ эффективности применения метода гидравлического разрыва пласта на нефтяном месторождении «Белый Тигр» (Вьетнам).

В процессе исследования рассмотрен анализ проведения метода увеличения нефтеотдачи - 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.

Экономическая эффективность/значимость работы: Повышение нефтеотдачи на разрабатываемых месторождениях методом гидравлического разрыва пластов является экономически выгодным.

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 концевого экранирования

ЭК - эксплуатационная (обсадная) колонна

КРС - капитальный ремонт скважин

ТБС – транспортно-буксирное судно

ВСО – Внутрискважинное оборудование

СПБУ – Самоподъемные плавучие буровые установки

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	14
1 Общая геолого-физическая характеристика месторождения «Белый Тигр»	16
1.1 Основные объекты эксплуатации месторождения «Белый Тигр»	16
1.2 Толщина продуктивных горизонтов свиты нижнего миоцена.....	18
1.3 Физико-гидродинамическая характеристика пласта	20
1.4 Характеристика нефти в пластовых условиях.....	21
1.5 Характеристика газа в пластовых условиях	22
1.6 Характеристика пластовой воды.....	24
2 Методы интенсификации добычи нефти гидравлическим разрывом пласта....	26
2.1 Технология гидравлического разрыва пласта с закреплением трещин проппантом	26
2.2 Цели проведения ГРП	28
2.3 Выбор скважин для проведения ГРП	30
2.4 Жидкости разрыва	32
2.4.1 Свойства жидкости разрыва.....	33
2.4.2 Классификация жидкости разрыва	34
2.5 Добавки к жидкостям разрыва	39
2.6 Проппант	41
2.7 Оборудование для проведения ГРП	43
3 Анализ эффективности проведения ГРП в месторождении Белый Тигр СП «Вьетсовпетро» в 2014 году	49
3.1 Текущее состояние разработки месторождения	49
3.2 Состояние общего фонда скважин миоценового отдел.....	51
3.3 Результат применения методов интенсификации добычи нефти в условиях месторождения Белый Тигр.....	53
3.4 Анализ эффективности выполнения ГРП с закреплением проппанта месторождения Белый Тигр.....	57

3.4.1	Процесс выполнения ГРП с закреплением проппанта в 2014г	57
3.4.2	Анализ эффективности выполнения ГРП на месторождении «Белый Тигр» в 2014г.....	62
4	Социальная ответственность	71
4.1	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	72
4.1.1	Повышенная загазованность рабочей зоны.....	72
4.1.2	Отклонение показателей климата на открытом воздухе.....	74
4.1.3	Повышенный уровень шума на рабочем месте.....	75
4.1.4	Тяжесть и напряженность физического труда	75
4.2	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	76
4.2.1	Поражение электрическим током.....	76
4.2.2	Пожаровзрывоопасность	77
4.3	Экологическая безопасность	78
4.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	81
4.5	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	83
5	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	86
5.1	Анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели.....	87
5.2	Расчет показателей экономической эффективности мероприятия.....	90
5.3	Вывод.....	92
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	93
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	94

ВВЕДЕНИЕ

Нефть и газ играют важную роль в мировой экономической жизни, а также для каждой страны. Нефтегазовая промышленность всегда была ключевой отраслью стран, предоставляя важнейшее сырье для современного общества, особенно для производства электроэнергии и топлива для транспортировки. Нефтегазовая промышленность также обеспечивает вклад в другие отрасли промышленности, такие как химическая промышленность, удобрения и многие другие отрасли промышленности, становясь важными энергетическими секторами, которые необходимы для социальной жизни. Нефтегазовая отрасль выгодна странам, которые владеют, доминируют и непосредственно занимаются нефтяным и газовым бизнесом. Для Вьетнама роль и значение нефтегазовой промышленности приобретают все большее значение в контексте индустриализации и модернизации нашей страны.

Процесс добычи нефти всегда включает в себя трудности и риски, например: процесс бурения, завершения, эксплуатации и ремонта скважин могут приводить к загрязнению призабойной зоны пласта (ПЗП) на различных уровнях и последующему уменьшению дебита скважин. 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.

Месторождение «Белый тигр» было открыто в 1975 году и было введено в эксплуатацию в 1986 году. Продуктивные горизонты находятся в осадочных песчаниках и фундаментах. Согласно отчетам, с первого добываемого момента нефти из месторождения «Белый тигр» до 8.6.2015 Вьетсовпетро уже добывает

более 215 млн.т нефти из м.т «Белый тигр» и «Дракон». В 2014 г, добывается из нижнего миоцена 1,06 млн.т, верхнего олигоцена - 454,4 тыс.т ; 336,7 тыс.т из нижнего олигоцена и 2,02 млн.т из фундамента.[1] В последние годы, методы ГРП часто применяется для увеличения дебита скважин в частности СП Вьетсовпетро.

Целью данной дипломной работы является обзор технологии гидравлического разрыва пласта, а также проведения ГРП в условиях безопасности и его воздействию на окружающую среду, анализ эффективности применения технологии ГРП в СП «ВьетсовПетро» в 2014 г.

1 Общая геолого-физическая характеристика месторождения «Белый Тигр»

1.1 Основные объекты эксплуатации месторождения «Белый Тигр»

«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.

Разделение объектов эксплуатации является важной частью оптимального проектирования добычи нефти с целью отбора нефти и газа наиболее лучшим и оптимальным способом. Разделение объектов эксплуатации позволяет рассчитать точную оценку их свойств и изменения физического, химического и гидродинамического свойств. Субъекты имеют более высокие перспективы, обеспечивающие более точное возвращение доходов от инвестиций.

В зависимости от характеристик месторождения «Белый Тигр», объекты эксплуатации распределяется следующим образом:

❖Объекты 1: Продуктивные горизонты 23, 24 свиты Батьхо нижнего миоцена. Эти горизонты распределены по всей площади месторождения, они включают в себя коллекторы на северном и на центральном сводах. Средняя толщина нефтеносности составляет 160 м, при котором горизонт 23 является главным, а горизонт 24 дополнительным.

❖Объекты 2: Оligоценовые песчаники свиты Чатан верхнего олигоцена неравномерно распределены по всей территории, средняя толщина нефтеносности составляет 600м.

❖Объекты 3: Продуктивные горизонты VIa, VI, VII, VIII, IX, X, XI, представляющие собой алевролито-песчаниковые тела сложной линзообразной формы свиты Чаку нижнего олигоцена (рис. 1.1). Средняя толщина нефтеносности составляет 1047 м, границы между нефтеносностями еще не обнаружены.

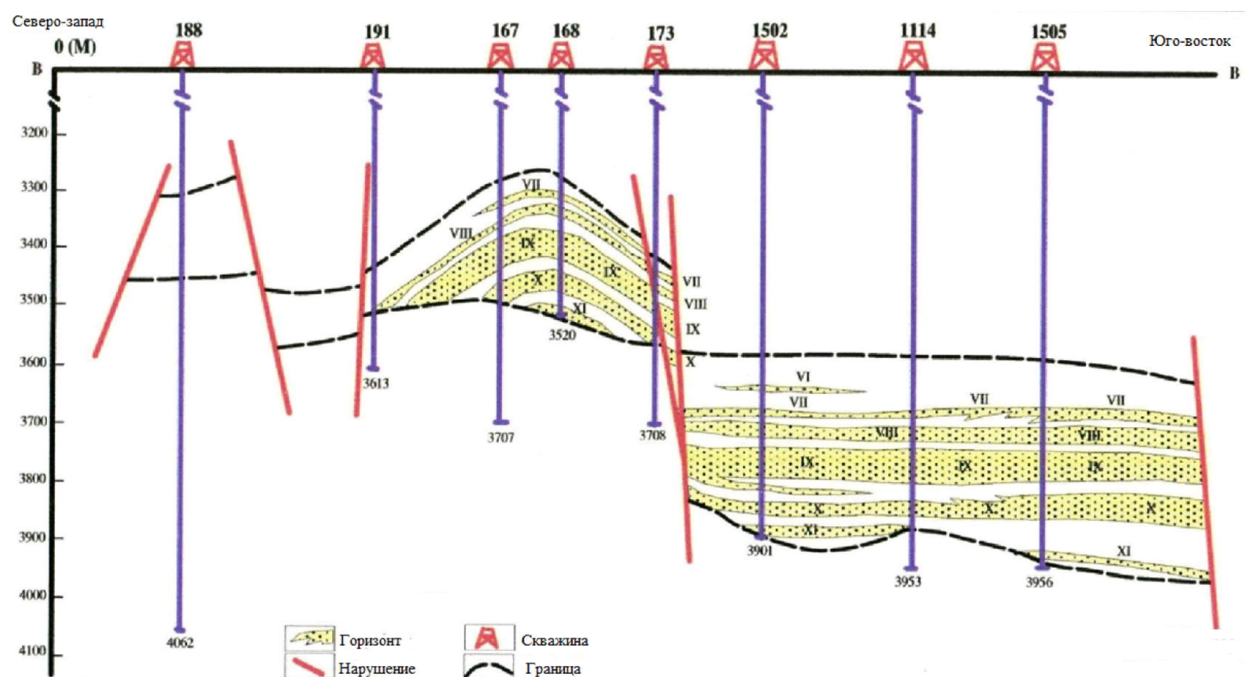


Рисунок 1.1 – Поперечный геолого-геофизический разрез горизонтов по нижнему олигоцену

❖ Объекты 4: Коллекторы в фундаменте. Лабораторное изучение представительных кернов фундамента показывает, что фундамент представляет собой как неоднородную среду с "двойной" пустотностью. Пустотное пространство пород характеризуется наличием двух основных элементов резко отличающихся друг от друга по пустотности и проницаемости (рис. 1.2) [2]

- Макротрещино-каверновой пустотностью, являющейся основными путями для фильтрации флюидов.
- Микротрещиной пустотностью блоковой части прилегающей к макротрещинам.

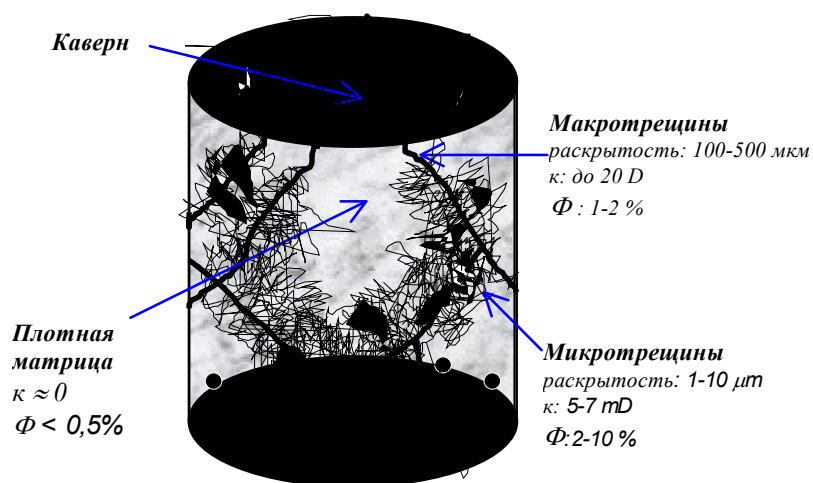


Рисунок 1.2 – Схема типичного пустотного пространства пород фундамента[3]

1.2 Толщина продуктивных горизонтов свиты нижнего миоцена

При делении толщины нефтяного пласта (в эффективной толщине) было использовано эффективное значение 40%. Распределение эффективной толщины фундамента очень сложно из-за наличия микротрещин с небольшим объемом, которые позволяют нефти протекать через себя. На северном своде толщина горизонта 23 составляла от 11,6 до 57,6 м, в среднем 30,4 м с эффективной толщиной 1.2-1.5м (рис. 1.3).

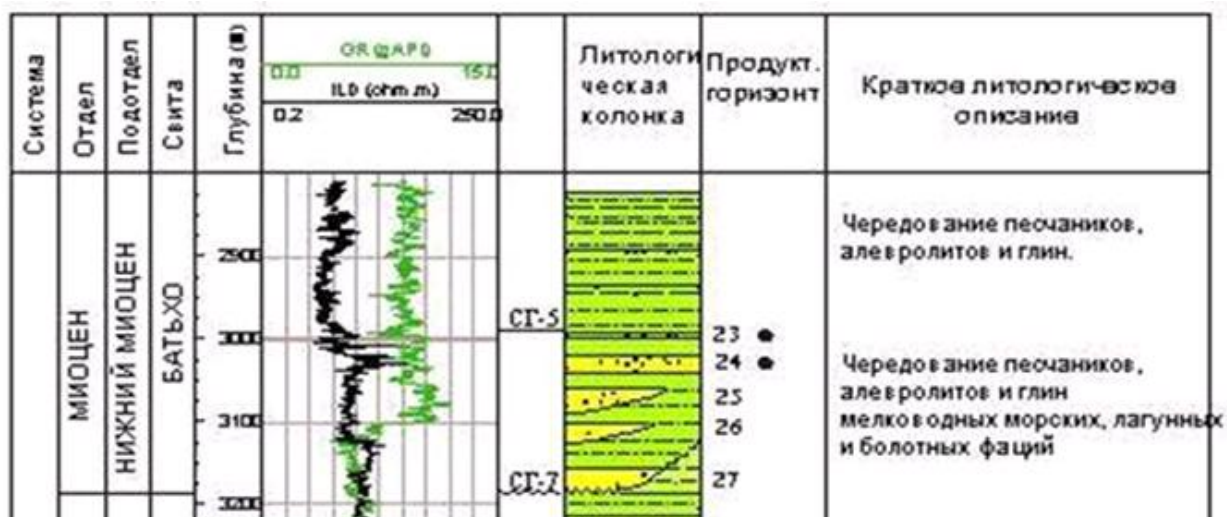


Рисунок 1.3 – Геолого-стратиграфический продуктивный разрез горизонта 23.

Нефтеносность залежи условно была разделена на 2-5 слоя. Горизонт 23 был обнаружен во всех скважинах, распределенных по всей площади месторождения. Операции по вызову притока проведены в 63 скважинах, в том числе в 52 скважинах получили нефть, 6 скважин содержит воду и нефть, в 3 сухая и в 2 скважинах вода.

В горизонте 24 было 12 вызовов притока, в результате которых в 5 скважинах получилась нефть, в 6 скважинах - только вода, 1 скважина содержит смесь нефти и воды. Общая толщина горизонта колеблется в 20-36м с 5,7-16м является эффективной.

Горизонты 25,26 и 27 содержат песчаники в форме линзы, эти горизонты обнаружены отдельными скважинами в разных частях месторождения, в этих горизонтах не существует водонефтяной контакт, нефтеносные участки здесь все малы по размеру и объему.

Свита нижнего миоцена месторождения «Белый Тигр» включает в себя горизонты 23, 24, 25, 26 и 27 (таб. 1.1). Нефть находится в основном в нефтенаносном горизонте 23. Нефтяные залежи горизонта 23 имеют пластовый сводовый вид и вид стратиграфического несогласия.

Таблица 1.1 – Толщина продуктивных горизонтов свиты нижнего миоцена

Толщина	Параметр, м	Горизонт				
		23	24	25	26	27
Общая толщина	Средняя толщина	52,4	56,1	39,4	39,4	38,7
	Интервал изменения	14-106	9-95	4-79	3-85	4-101
Нефтенасыщенная толщина	Ср толщина	20,2	13,4	10,2	9,5	13,8
	Ин. изменения	1,5-56	1,8-42	1,5-30,8	3-24,8	1,5-41,7
Водонасыщенная толщина	Ср толщина	18,5	19,3	3,0	16	22
	Ин. изменения	4-55,3	2,3-79	2-15	7-28	6-45

Продолжение таблицы 1.1

Эффективная толщина	Ср толщина	10,4	6,3	4,7	6,6	6,6
	Ин. изменения	1,6-23,8	0,9-22,9	1,2-9	1-11,2	1,3-14,9
Нефтенасыщенная толщина	Ср толщина	9,5	5,5	4,96	5,9	5,9
	Ин. изменения	1-23,8	0,9-18,9	1,2-9	1-11,2	1,3-14,9
Водонасыщенная толщина	Ср толщина	9,7	7,5	2,9	12,8	10
	Ин. изменения	2-22,9	2,2	23	12,8	10

1.3 Физико-гидродинамическая характеристика пласта

Лабораторные исследования образцов керна, данные геофизических исследований скважины и гидродинамических исследований показали результаты пористости, проницаемости, насыщенности воды. (табл. 1.2)

Таблица 1.2 – Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов месторождения [4]

Параметр	Един измерения	Нижний миоцен		Верхний олигоцен	Нижний олигоцен	Фундамент
		Центральный свод	Северный свод			
Тип залежи		Структурный антиклинальный тип	структурный антиклинальный тип	структурный антиклинальный тип	структурный антиклинальный тип	блок
Средняя мощность	м	-2832,4	-2812,8	-3231,1	-3609,4	-3601,2
Ср толщина	м	180,3	185,8	267,62	238,4	1400
Нефтенасыщенная толщина	м	8,4	11,3	12,6	42,6	438,3
Водонасыщенная толщина	м	11,92	12,5	„	20,5	„
Пористость	доля	0,19	0,2	0,15	0,147	0,0251
Коэф. насыщения залежи нефтью	доля	0,55	0,57	0,63	0,68	0,85
Проницаемость	Д	0,167	0,162	0,025	0,0236	0,0144
Пластовое температура/глубина	⁰ С	114/2813	107/2913	131/3228	138/3650	142/3656
Пластовое давление	МПа	28/2813	28,9/2913	58/3228	41,4/3650	42/3656
Давление насыщения	МПа	14,6	20,37	15,5	20,4	23,19
Вязкость нефти	спз	1,690	1,052	2,125	0,469	0,436
Плотность нефти в пл условиях	Кг/м ³	738,1	702,5	746	655	647
Плотность нефти в ст условиях	Кг/м ³	863,7	861,4	854	823,7	833
Газовый фактор	М ³ /т	97,4	138,4	97	210	177,5

1.4 Характеристика нефти в пластовых условиях

Пластовая нефть «Белые Тигр» - легкая нефть, не насыщена газом, газовый фактор изменяет с 29-290 м³/т и характеризуется очень низким содержанием серы в составе, малой вязкостью (2,96спз) поэтому очень популярна на рынке. Отношение между пластовым и давлением насыщения составляет :

- + 1,43 в нижнем миоцене северного свода
- + 1,9 в нижнем миоцене центрального свода
- + 3,54 в верхнем олигоцене
- + 1,94 в нижнем олигоцене
- +1,67 в фундаменте.

Сырая нефть в месторождении Белый Тигр разделяется на две группы :

1) Нефть в коллекторах миоцена и верхнем олигоцене. Разгазированная нефть с плотностью 865 кг/м³ и молярной массой 300 г/моль.

2) Нефть в нижнем олигоцене и трещинном фундаменте. Разгазированная нефть с плотностью 833,6 кг/м³ и молярной массой 251,15 г/моль.

[5]

Характеристики нефти «Белый Тигр» представлены в таблице ниже:

Таблица 1.3 – Основные свойства нефти в нижнем миоцене

Нефти в нижнем миоцене	Северный свод	Центральный свод
Давление насыщения МПа	20,42	14,6
Газовый фактор М ³ /т	141,4	99,9
Объемный фактор	1,399	1,312
Вязкость нефти (в пл.у) спз	1,074	1,690
Плотность нефти в пл.у кг/м ³	710,2	739,5
Плотност разгазированной нефти кг/м ³	865,3	864

Таблица 1.4 – 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

1.5 Характеристика газа в пластовых условиях

Природный растворенный газ в нефти месторождения «Белый Тигр» жирный. В общем, газ содержит в своём составе малое количество азота ($N_2 < 5.0\%$ моль), углерода ($CO_2 < 2.0\%$ моль), теплосодержание с 47000 – 53000 кдж/м³. Определение компонентов газа, растворенного в нефти было реализовано благодаря PVT изучению в лабораторных условиях. Результаты исследования представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Состав газа, отделенного от нефти

Параметр	Фундамент, центральный свод			
	Газ, отделен в одноступенчатой сепарации		Газ, отделен в многоступенчатой сепарации	Пластовая нефть
	Отделенный газ	Разгазированная нефть	Отделенный газ	
1	2	3	4	6
Состав % (массовая доля)				
H ₂ S	не определено	не определено	не определено	не определено
CO ₂	0,022	0	0,022	0,013
N ₂ + инертные газы)	0,917	0	1,175	0,555
CH ₄	60,468	0	59,869	36,613
C ₂ H ₆	13,684	0,074	14,516	8,315
C ₃ H ₈	10,047	0,451	11,031	6,261
iC ₄ H ₁₀	2,953	0,418	3,093	1,953
nC ₄ H ₁₀	4,852	1,137	4,869	3,386
iC ₅ H ₁₂	1,753	1,161	1,521	1,519
nC ₅ H ₁₂	2,079	1,923	1,706	2,018
C ₆ H ₁₄	1,933	5,029	1,295	3,154
C ₇₊	1,292	89,807	0,903	36,211
молярная масса	28,71	245,6	28,11	114,272
Плотность газа кг/м ³	1,2151		1,188	
Плотность нефти кг/м ³		832,3		654,5

1.6 Характеристика пластовой воды

Нижнемиоценовая пластовая вода характеризуется слабой кислотной или щелочной средами; средней либо низкой минерализациями, которая колеблется от 3,245-10,911 г/л в северном своде до 13,002-17,721 г/л в центральном и достигает в южном своде 20,714-25,693 г/л. В направлении с севера на юг, минерализация пластовой воды увеличивается и также изменяется с бикарбоната натрия типа в хлорид кальция.

Нижнемиоценовая пластовая вода характеризуется низкой концентрацией сульфата и магния, фенола и нафтенной кислоты, высоким содержанием брома и йода, аммиак. Эти цифры показывают, что нижнемиоценовые осадки были сформированы в условиях озер, мелком море с потоком пресной воды и гидро-геологические условия закрыты, способствующие сохранению нефти и газа. [6] Характеристики и состав пластовой воды месторождения «Белый Тигр» представлены в таблицах :

Таблица 1.6 – Состав и свойства пластовой воды «Белый Тигр»

Параметр	Пластовая вода					
	Фундамент		Нижний миоцен		Нижний олигоцен	
	Ин.значение	Ср.з	Ин.значение	Ср.з	Ин.значение	Ср.з
Плотность в ст.у г/л	1,009÷1,027	1,020	1,004÷1,022	1,011	0,999÷1,022	1,012
Na ⁺ +K ⁺ мг/л	3742÷11696	9217	3028÷10453	4952	384÷10081	5669
Ca ²⁺ мг/л	501÷3847	2178	617÷3349	2038	56÷2574	1359
Mg ²⁺ мг/л	2÷806	214	1÷386	38	2÷776	69
Cl ⁻ мг/л	8006÷23970	17642	5146÷19311	10621	566÷18244	10607
HCO ³⁻ мг/л	23÷512	130	94÷755	395	54÷615	213
CO ³²⁻ мг/л	0	0	0	0	0	0
SO ⁴²⁻ мг/л	194÷1337	502	7÷823	243	115÷1035	334
Концентрация Минерализации мг/л	14,38÷39,934	29,884	9,523÷32,51	18,288	1,332÷30,94	18,252
РН	6,00÷8,16	7,35	5,99÷7,76	7,02	6,05÷8,00	7,24
Твердость пл. воды мг/л	25,16÷258,25	126,25	30,87÷198,9	104,82	2,96÷192,26	73,49
Тип пл.воды (по В.А. Сулину)	СК	СК	СК	СК	ГН-СК	„„

Таблица 1.7 – Свойства пластовой воды нижнемиоценовых горизонтов 23,24

Свод	Центральный		северный	
	23	24	23	24
Горизонт				
Отношение газ/вода (м ³ /т)	3,153	3,245	3,376	3,446
Объемный фактор пластовой воды	10,442	10,454	10,453	10,46
Вязкость воды в пластовых условиях (сП)	0,229	0,298	0,299	0,298

2 Методы интенсификации добычи нефти гидравлическим разрывом пласта

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). [7]

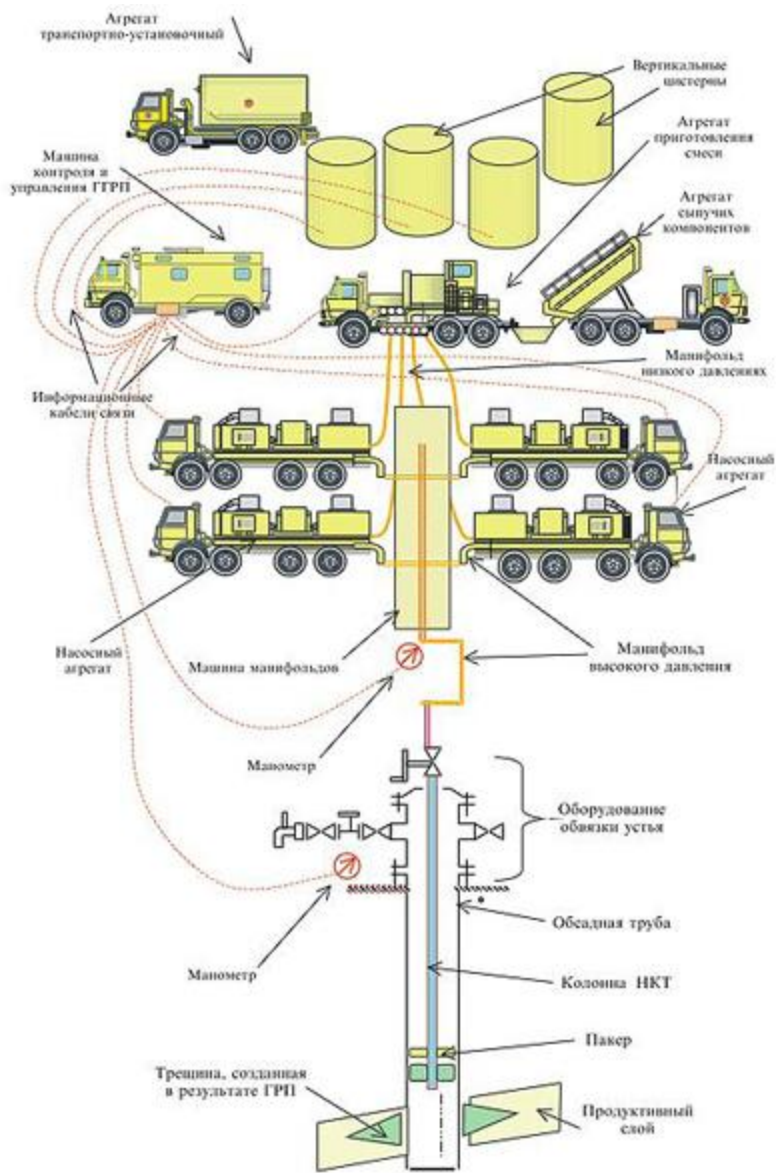


Рисунок 2.1 – Схема проведения ГРП

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). [8]

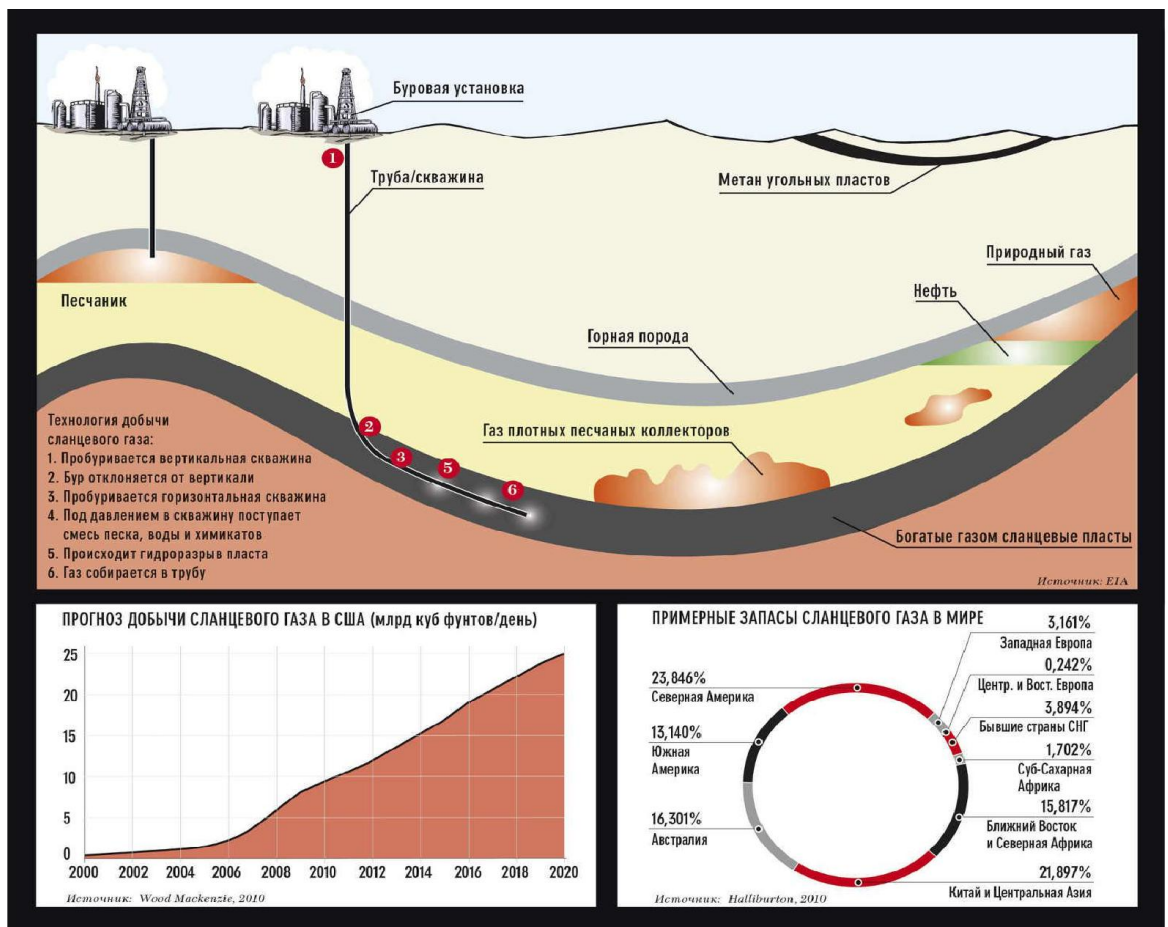


Рисунок 2.2 – Принципиальная схема осуществление ГРП в природном газовом месторождении.

2.2 Цели проведения ГРП

Двумя основными целями проведения ГРП являются:

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

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

где k - проницаемость среды

F - площадь поперечного сечения

μ - динамическая вязкость жидкости или газа

Dp - 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). [9]



Рисунок 2.3 – Радиальный приток к скважине до ГРП

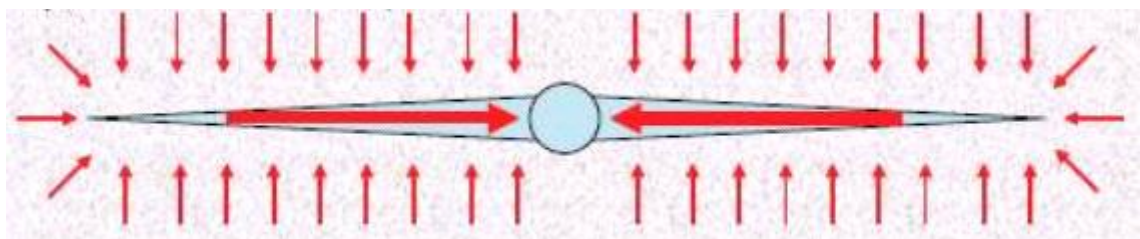


Рисунок 2.4 – Скважина после ГРП. Билинейный приток

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 облегчить задачу выбора правильного объекта для этой дорогой 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 разделяется 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. [10]
- *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 повышения продуктивности, но если нет достаточно количество нефти и газа, 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 обеспечили ГРП экономически выгодным. Некоторые из типичных значений приведены в таблице [10]

Таблица 2.1 – Типичная критерия 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

- *Исследование местного давления:* Для разработки гидравлического разрыва важно иметь точное знание поля местного напряжения и что более важно,

минимальное горизонтальное напряжение. Для определения минимального горизонтального напряжения широко используются три метода: дипольный акустический каротаж, анализ керна и микро-ГРП тест.

Дипольный акустический каротаж дает подробную информацию и непрерывные данные о формировании напряжения. Хотя микро-ГРП тест очень дорогой, этот метод считается лучшим методом для непосредственного измерения местного горизонтального напряжения.

У всех вышеуказанных способа есть свои плюсы и минусы, так, для получения наилучшее непрерывного профиля местного напряжения, мы должны использовать все три, а затем интерпретировать их вместе.

2.4 Жидкости разрыва

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

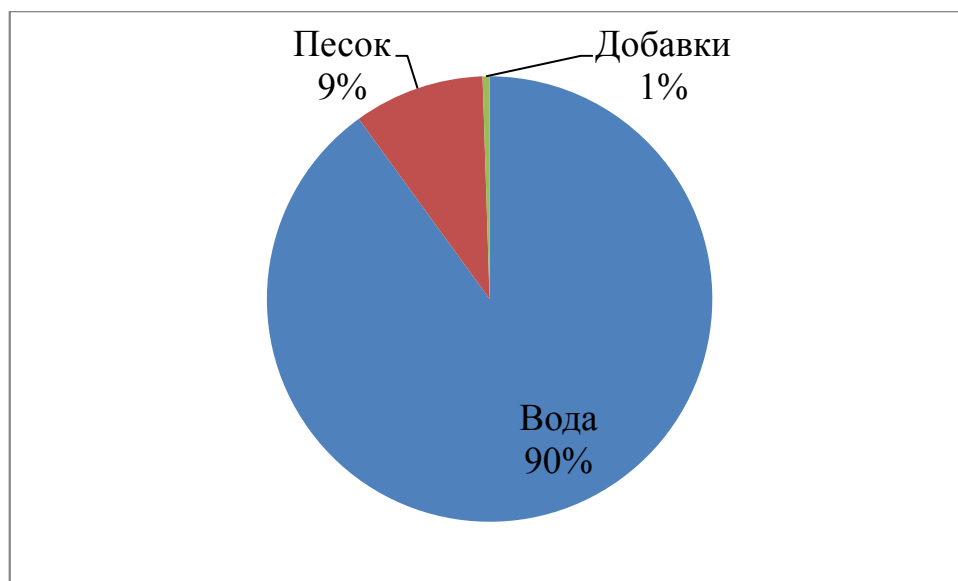


Рисунок 2.5 – Типичный состав жидкости для гидроразрыва

Многие различные жидкости разрыва доступны для проведения ГРП. Каждая жидкость из них 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.

2.4.1 Свойства жидкости разрыва

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 высокую вязкую жидкость с потерянной 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.

2.4.2 Классификация жидкости разрыва

Различными типами жидкости для гидроразрыва являются следующие:

❖ Жидкости на водной основе

Жидкости на водной основе используются в большинстве обработок. Жидкости на водной основе широко используются благодаря их низкой стоимости и хорошей производительности.

Жидкость разрыва на водной основе с добавками для уменьшения трения (называется «slickwater») в настоящее время используется для ГРП в газовых

сланцах. Жидкости на водной основе универсальны и имеют множество преимуществ (таб. 2.2).

Таблица 2.2 – Преимущества и недостатки жидкостей разрыва на водной основе

Преимущества	Недостатки
<ul style="list-style-type: none"> • легко доступны • низкая стоимость • применимы как в нефтяных, так и в газовых пластах • гибкий химический состав <ul style="list-style-type: none"> o стабильность до 450°F o эффективная деградация при любых температурах o широкий спектр источников • относительно удобна при смешивании и закачке • безопасна в использовании 	<ul style="list-style-type: none"> • потенциально вредна для некоторых пород даже при использовании КСІ или стабилизаторов глин • потенциально вредна для некоторых нефтенасыщенных пород вследствие образования вторичных эмульсий • снабжение водой в некоторых удаленных локациях может быть ограничено

❖ Жидкости на нефтяной основе

Это первая жидкость разрыва, которая использовалась в ГРП. Они менее разрушительные для коллектора. Первоначальная вязкость жидкости на нефтяной основе разрыва делает ее очень привлекательной. Жидкости на нефтяной основе используются для очень сильно чувствительного коллектора к воде. Они стоят дорого и трудно управлять. Существует несколько видов жидкости на нефтяной основе, например, жидкости на основе дизеля, керосина. На сегодняшний день в 10% нефтяных месторождениях в мире используются жидкости разрыва на нефтяной основе (таб. 2.3).

Таблица 2.3 – Преимущества и недостатки жидкостей разрыва на нефтяной основе

Преимущества	Недостатки
<ul style="list-style-type: none"> • Совместимы с породами пласта, чувствительными к пластовой воде • Эффективная деградация вязкости и извлечение после ГРП • Минимальное устранение после проведения ГРП, так как разрушенный гель может быть извлечен и «продан» 	<ul style="list-style-type: none"> • Безопасность является основным требованием при обслуживании, смешивании и закачке жидкостей на нефтяной основе • Может быть дорогостоящей в удаленных местах • Может оказаться дорогостоящей, если процент ее извлечения низкий

❖ Жидкость разрыв на основе пены

Пены создаются путем добавления газа к жидкостям на нефтяной или водной основах. Поверхностно-активные вещества используются для повышения стабильности пены. Пены хорошо контролируют потерю жидкостей в низкопроницаемых пластах. Самыми распространенными пенами, используемыми в промышленности, являются пены азота и углекислый газ в качестве жидкостей разрыва.

Пены углекислого газа обладают полезностей в гидравлической обработке. Основное преимущество этой жидкости является дополнительной вязкостью накопленных жидких пен CO_2 (таб. 2.4, таб. 2.5). [11]

Таблица 2.4 – Виды пен, используемые в качестве жидкостей для гидроразрыва

Тип пены	Основной состав
Пены на водной основе	Вода и пенообразователь + N_2 или CO_2
Пены на основе кислоты	Кислота и пенообразователь + N_2
Пены на спиртовой основе	Метанол и пенообразователь + N_2
Пены на основе CO_2	Жидкий CO_2 + N_2

Таблица 2.5 – Преимущества и недостатки пены

Преимущества	Недостатки
<ul style="list-style-type: none"> • необходим меньший объем жидкости для воздействия определенного размера • применяемый газ облегчает очистку скважины после проведения ГРП • азот как инертный газ не реагирует с породой и загущенной жидкостью разрыва • CO₂ частично растворим как в воде, так и в нефти; это ведет к снижению поверхностного натяжения жидкости 	<ul style="list-style-type: none"> • операции могут быть дорогостоящими при использовании высоких давлений (необходимо больше газовой фазы для данного класса пены) • ограниченная транспортирующая способность пропанта для ГРП больших объемов • более низкая плотность азота ведет к снижению гидростатического давления столба жидкости разрыва и повышению необходимого устьевого рабочего давления • использование пен увеличивает сложность операции по закачке • сжатый газ создает дополнительные требования безопасности во время его закачки и восстановления притока в скважине • пены имеют значительно большие потери

❖ Эмульсии

Эмульсия создается путем смешивания нефти и воды или наоборот. Преимуществом эмульсии является ее высокая вязкость. Ее использование ограничено (таб. 2.6).

Таблица 2.6 – Преимущества и недостатки эмульсий

Преимущества	Недостатки
<ul style="list-style-type: none"> • превосходный контроль водоотдачи • некоторые смеси имеют хорошую термическую стабильность • ограничивается степень подверженности породы водой • очистка скважины после ГРП обычно эффективна 	<ul style="list-style-type: none"> • требует добавления нефтяной смеси в водный раствор • ведет к созданию больших потерь давления на трение в трубах • может быть дорогостоящей • требует сильных эмульгаторов для обеспечения стабильности эмульсии; эмульгаторы должны адсорбировать на поверхности породы для разрушения эмульсии • смешивание в полевых условиях является более сложным, чем в случае жидкостей на водной основе, так как водная фаза загущается перед приготовлением эмульсии (образование эмульсии зависит от времени и эмульгаторов).
•	•

❖ Жидкость разрыва на спиртовой основе

Метанол и изопропанол используются либо в качестве компонента жидкости на основе воды и нефти или сами по себе, как жидкости разрыва. Спирт снижает поверхностное натяжение, играет роль в качестве стабилизатора температуры. Они применяются в чувствительных к воде коллекторах

В зависимости от типа используемых компонентов, эти жидкости могут иметь потенциальные преимущества (таб. 2.7).

Таблица 2.7 – Преимущества и недостатки жидкости разрыва на спиртовой основе

Преимущества	Недостатки
<ul style="list-style-type: none"> • использование воды гораздо уменьшается или полностью устранены • меньше количество химических добавок • лучше реологические свойства • жидкость совместима с сланцевыми пластами 	<ul style="list-style-type: none"> • дорогостоящие

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 рН, 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 рН и управляющие материалы потери жидкости. Бициды и поверхностно-активные вещества принимаются минимизировать повреждение пласта (таб. 2.8).

Таблица 2.8 – 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	Диметилформаид	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 м^2 , тогда как искусственные керамические используются на больших глубинах, где давление превышает 558 м^2 .

- 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).

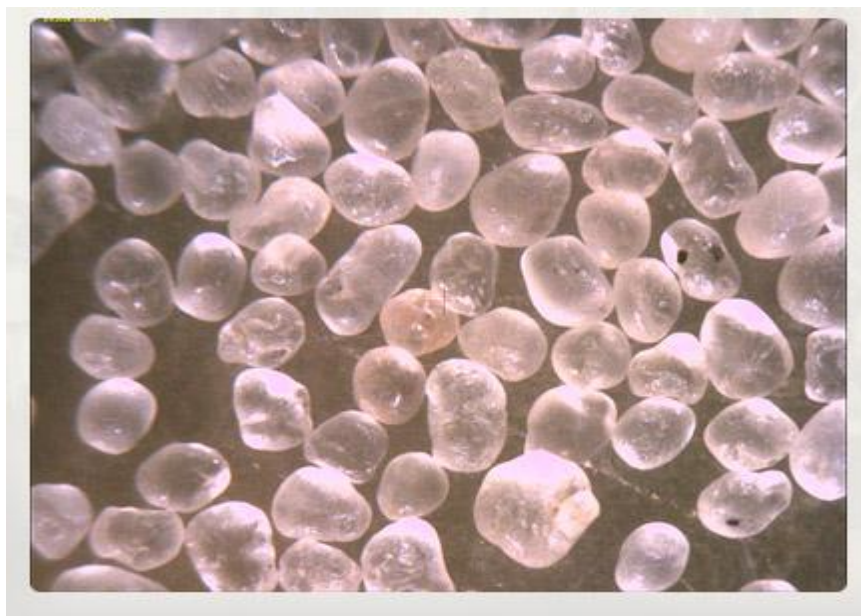


Рисунок 2.6 – Песок Оттава

- 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 примеси (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). [10]



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 м^2 и 1115 м^2 . Проппант распадается на крупные частицы, которые обеспечивают хорошую пропускную способность при высоких стрессовых регионах (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 м³ (которая содержит около 5,6 м³ доступного объема жидкости). Другие размеры емкостей составляют 48 и 40 м³. Очень важно, чтобы емкости, резервуары для хранения жидкости были хорошо очищены перед их наполнением жидкостью

Бункер для пропанта. Единственным важным условием во время проведения ГРП является возможность доступа пропанта к рабочей жидкости, что обеспечит эффективное добавление пропанта. Тип оборудования, используемого для хранения и транспортировки пропанта, различен и меняется в зависимости от размера операции. Например, если количество пропанта, необходимое для данного ГРП, меньше, чем 45 тонн, он может доставляться к блендеру пневмосистемой. Крупные ГРП с использованием более 90 тонн пропанта могут потребовать применения крупного погрузочного оборудования. Крупное оборудование для погрузки пропанта 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 пропанта и смешивать их в желаемых отношениях. Рабочие жидкости, пропант 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 м³/мин или выше), а иногда даже при низких, менее 1,3-1,6 м³/мин (рис .2.10). [12]



Рисунок 2.10 – Высокомощный блендер

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 (рис 2.11):

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).



Рисунок 2.11 – Насосные установки

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 с скважинами (рис.2.12).



Рисунок 2.12 – Блок манифольдов

Устьевое оборудование. Устьевое оборудование. Арматура устья скважины (1АУ-700 или 2АУ-700), герметизирующая затрубное пространство и НКТ. Арматура 2АУ-700 (рис. 2.13) 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 устьевого арматуры 2АУ-700 - 500 кг.

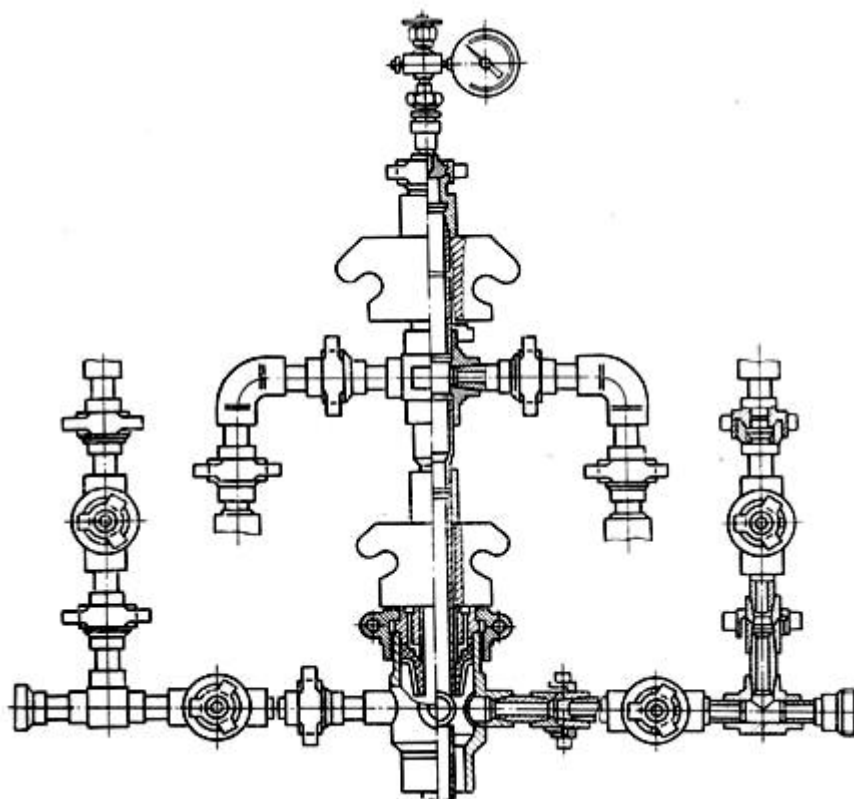


Рисунок 2.13 – Арматура устья скважины 2АУ- 700 для гидравлического разрыва пласта

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 пропанта 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. На рисунке 2.14 – 2.15 представлены станции управления различных сервисных компаний.



Рисунок 2.14 – Станция управления



Рисунок 2.15 – Оборудование для контроля процесса ГРП

3 Анализ эффективности проведения ГРП в месторождении Белый Тигр СП «Вьетсовпетро» в 2014 году

3.1 Текущее состояние разработки месторождения

Месторождение «Белый» Тигр имеет запас 500 млн тонн нефти и находится в коммерческой эксплуатации с середины 1986 года. С тех пор, Вьетнам эксплуатирует из трещиноватого фундамента почти 250 млн тонн нефти (около 75% от общего запаса) с доходом почти 80 млрд долларов, собирает более 40 млрд м³ природного газа, около 12 миллионов тонн сжиженного газа и конденсата. [13]

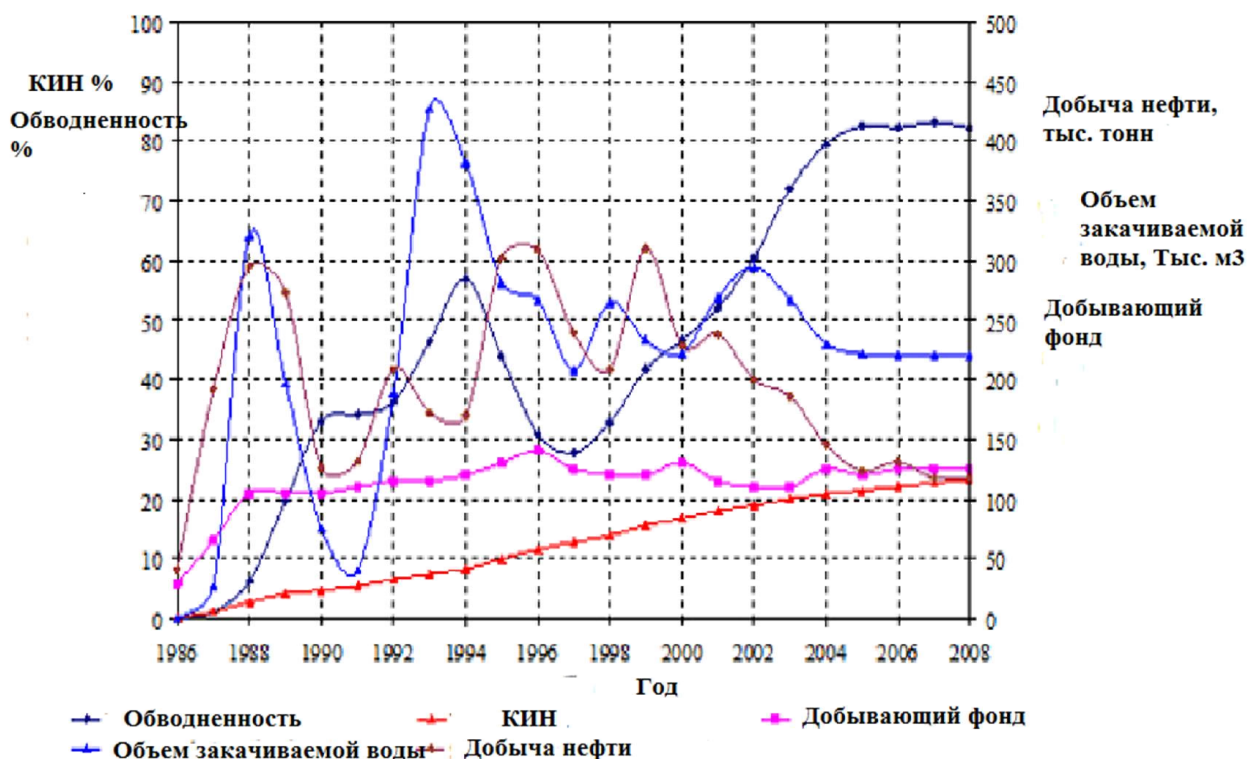


Рисунок 3.1 – Параметры разработки месторождения «Белый Тигр» в периоде 1986-2008г

В таблице 3.1 представлены показатели суточной добычи нефти и обводненности продукции скважин месторождения в отчетом (2011г.) и предшествующем (2010г) годах. За год произошли следующие изменения:

- по фундаменту суточная добыча уменьшилась на 1 % и составила 11339 т/сут, обводненность продукции скважин увеличилась с 23,8 % до 30 %.

- по нижнему олигоцену суточная добыча уменьшилась на 17,6 % и составила 1098 т/сут при росте средней обводненность продукции скважин с 23,1 % до 25,8%.
- по верхнему олигоцену суточная добыча увеличилась на 56,2 % и составила 263т/сут при росте средней обводненность продукции скважин с 2,5 % до 4,8 %.
- по месторождению в целом суточная добыча увеличилась на 0,8 % и составила 13658 т/сут при этом обводненность продукции скважин увеличилась на 5,6 % и составила 35,1 %.

Увеличение фонда добывающих скважин по месторождению Белый Тигр в отчетном году на 8 единиц позволило компенсировать потери естественной убыли добычи нефти и увеличить суточную добычу на 0,8%, которая составила в 2011 году 13658 т/сут, при этом, относительно незначительный рост добычи обусловлен: увеличением средней обводненности продукции на 5,6 % компенсированием фонтанирования по скважинам фундамента и снижением дебитов по скважинам Нижнего олигоцена.

Таблица 3.1 – Среднесуточная добыча и обводненность продукции месторождения Белый Тигр в отчетном 2011г и предшествующем 2010г.

Объект	Добыча нефти, т/сут			Обводненность, %		
	2010г	2011г	+/- %	2010г	2011г	+/- %
Нижний миоцен	588	957	62,8	77,3	67,4	-9,9
Верхний олигоцен	169	263	56,2	2,5	4,8	2,3
Нижний олигоцен	1333	1098	-17,6	23,1	25,8	2,7
фундамент	11455	11339	-1,0	23,8	30,0	6,2
м/р «Белый Тигр»	13545	13658	0,8	29,5	35,1	5,6

В таблице 3.2 представлены значения среднесуточной добычи нефти и обводненности продукции скважин по способам эксплуатации и объектам разработки месторождения Белый Тигр.

Таблица 3.2 – Среднесуточной добычи нефти и обводненности продукции фонтанных и газлифтных скважин м/р Белый Тигр в 2011 г.

Объект	Фонтанная добыча		Газлифтная добыча	
	Q _н , т/сут	Обв, %	Q _н , т/сут	Обв, %
Нижний миоцен	148	66,6	809	67,5
Верхний олигоцен	4	2,4	259	4,8
Нижний олигоцен	38	1,4	1060	26,5
фундамент	9891	18,7	1448	61,4
м/р «Белый Тигр»	10081	31,0	3576	55,0

3.2 Состояние общего фонда скважин миоценового отдел

Распределение фонда скважин месторождения «Белый Тигр» по объектам разработки, категориям и способам эксплуатации по состоянию на 2012 г, 01.01.2014г, 01.01.2015г представлено в таблице 3.3 и таблице 3.4[14].

Таблица 3.3 – Структура фонда скважин месторождения «Белый Тигр» 2012 г

Добывающий фонд	209 скв
Фонтанный фонд	50 скв
из которых:	
- периодически фонтанируют	8 скв
- в бездействии	10 скв
Механированный фонд (газлифт)	159 скв
из которых	
- в бездействии	8 скв
Нагнательный фонд	47 скв
из которых	
- в бездействии	1 скв
Консервация	8 скв
Наблюдательный фонд	5 скв
Ликвидировано	20 скв
Общий фонд	289 скв

Таблица 3.4 – Структура фонда скважин месторождения «Белый Тигр» на 01.01.2014г, 01.01.2015г

Объекты эксплуатации	фонд на 01.01.2014						фонд на 01.01.2015						Изменение по фонду					
	Добывающий			Нагнетательный			Добывающий			Нагнетательный			Добывающий			Нагнетательный		
	Эксплуатационный	Действующий	Бездействующий	Эксплуатационный	Действующий	Бездействующий	Эксплуатационный	Действующий	Бездействующий	Эксплуатационный	Действующий	Бездействующий	Эксплуатационный	Действующий	Бездействующий	Эксплуатационный	Действующий	Бездействующий
месторождение Белый Тигр																		
Нижний Миоцен	Центр свод	30	27	3	4	4	42	39	3	6	6	12	12	0	2	2	0	
	Северн свод	31	20	11	7	7	28	19	9	7	6	-3	-1	-2	0	-1	1	
	Южн свод	17	17		1	1	21	19	2	3	3	4	2	2	2	2	0	
	Всего	78	64	14	12	12	0	91	77	14	16	15	1	13	13	0	4	3

Как видно из таблицы, эксплуатационный фонд добывающих скважин СП увеличился в 2014 году на 12 скважин. Эксплуатационный нагнетательный фонд за отчетный период увеличился на 4 скважин. Действующий фонд добывающих скважин увеличился на 13 единицы. Действующий фонд нагнетательных скважин снизился на 3 скважины, бездействующий увеличился на 1 скважину.

В таблице 3.5 представлены показатели суточной добычи нефти и обводненности продукции скважин месторождения в отчетных годах (2013-2014).
Таблица 3.5 – Основные показатели добычи нефти по Нижнему миоцену в 2013 г и в 2014г

Объект	Добыча нефти, т/сут			Обводненность, %			Годовая добыча нефти, т	
	Дек 2013г	Дек 2014г	+/- %	Дек 2013г	Дек 2014г	+/- %	2013	2014
Нижний миоцен	2549,3	3585,5	40,6	58,2	51,3	-6,9	1066553	1062715

Резкое увеличение ср. суточной добычи и снижение обводненности по Нижнему Миоцену месторождения Белый Тигр объясняется увеличением добывающего фонда скважин: запуском после ПВЛГ скважин 10001/БК10, 10006/БК10, 415/БК4, 423/БК4, 1111/11, 429/БК4, 7008/БК7, 7002/БК7, 406/БК1, 432/БК1, 438/БК6, 2003/2, 2005/2, 457/БК4, 136/5, а также вводом в эксплуатацию

из бурения 2006/2 и запуском БК-16 (5 скважин). Большинство скважин введены из бездействия и консервации.

3.3 Результат применения методов интенсификации добычи нефти в условиях месторождения Белый Тигр

В 2014 году выполнено 30 скважино-опреаций по интенсификации добычи нефти и увеличению приемистости скважин, в том числе: 29 обработок призабойной зоны (ОПЗ) в добывающих скважинах, включая 1 обработку в разведочной скважине, и 1 обработка в нагнетательной скважине.

ОПЗ выполнены по следующим технологиям:

- Кислотные обработки (КО):
 - кислотная обработка глино-кислотным раствором (ГКР);
 - кислотная обработка соляно-кислотным раствором (СКО)
- Гидравлический разрыв пласта с закреплением трещин пропантом.

В таблице 3.6 в хронологическом порядке приведены сведения по выполнению работ по интенсификации добычи нефти на месторождениях СП за 2014 год, указаны параметры работы скважин до и после ОПЗ, а также даты выполнения работ и замеров дебитов (приемистости). Коэффициент успешности мероприятий по интенсификации составил 52 % по добывающим скважинам и 100% по нагнетательным скважинам. Суммарная дополнительная добыча нефти на 01.01.2015г составила 29228 т, дополнительная закачка 166м³. В 2014 году выполнено 23 скважино-операций, в том числе: 21 обработка призабойной зоны (ОПЗ) в добывающих скважинах, 1 обработка в нагнетательной скважине и 1 обработка в разведочной скважине.

Таблица 3.6 – Данные по интенсификации скважин на м/р "Белый Тигр" за 12 месяцев 2014 г

Скв./ МСП	Категория сква./ Объект	Дата проведе ния ОПЗ	Вид ОПЗ	Дата ввода в экспл. после ОПЗ	Параметры работы скважин									При- рост Qн(в) т.(м3)/ сут.
					До обработки				После обработки					
					Рб., ат	Рзт., ат	Дш., мм	Qн(в) т.(м3)/ сут.	Рб., ат	Рзт., ат	Дш., мм	Qн(в) т.(м3)/ сут.	Qн(в) т.(м3)/ сут.	
7	8	9	10	11	12	13	14	15						
1216/ BK14	Доб. НМ	22-23.07.2014	ГРП	29.07.2014	21-23 (04.07.2014)	74-76	-	110	20-22 (21.08.2014)	2	-	82	-28	
1706/ BK17	Доб. ВО	25-26.07.2014	ГРП	01.08.2014	23 (16.07.2014)	76	-	47	21-24 (17.08.2014)	8-80	-	93	46	
1703/ BK17	Доб. ВО	06.08.2014	ГРП	12.08.2014	24 (27.07.2014)	76	-	28	21-24 (20.08.2014)	80-82	-	84	56	
8010/ BK17	Доб. Ф	11.08.2014	ГКР	12.08.2014	19-20 (11.08.2014)	67-69	-	4	21-23 (18.08.2014)	75-77	-	1	-3	
423/ BK4	Доб. Н.М.	12.08.2014	ГКР	13.08.2014	22 (10.08.2014)	85	12	22	20 (14.08.2014)	84	12	50	28	
2005/ BK2	Доб. НМ	02-03.10.2014	ГРП	08.10.2014	- -	-	-	31	14 (16.10.2014)	83	-	112	81	
1217/ BK14	Доб. НМ	03.09.2014 11.09.2014	ГРП	17.09.2014	19-22 (27.08.2014)	85	-	139	22-25 (04.10.2014)	83	-	131	-8	
1023/10	Доб. НО	21.09.2014 30.09.2014	ГРП	10.10.2014	12-13 (10.09.2014)	53	-	35	15-16 (28.10.2014)	77	-	94	59	

Из планируемых 42х операций в 2014г, 31 операция ОПЗ планировалась на скважинах после бурения и КРС, в случае невыхода их на ожидаемые параметры. По ряду скважин, включенных в объем работ по ОПЗ в 2014г, запускные параметры после ввода скважины после бурения или КРС удовлетворяли ожидаемым, вследствие чего ОПЗ на данных скважинах не проводились – это и является основной причиной невыполнения планируемого объема ОПЗ.

21 операция ОПЗ в добывающих скважинах и в нагнетательной скважине 907/МСП9 выполнены по технологии Кислотная обработка глино-кислотным раствором (ГКР). В скважине 1021/МСП10 ОПЗ проводилось для разблокировки ПЗП скважины с использованием соляно-кислотного раствора (СКР)

В целом средний коэффициент успешности ОПЗ составил 52 %, в том числе 50% по добывающим скважинам и 100% в нагнетательных скважинах. Суммарная дополнительная добыча нефти на 01.01.2015г составила 17913т, дополнительная закачка 166м³. [15]

На рисунке 3.2 показана успешность выполненных мероприятий в добывающих скважинах, а также распределение дополнительной добычи нефти по объектам эксплуатации.

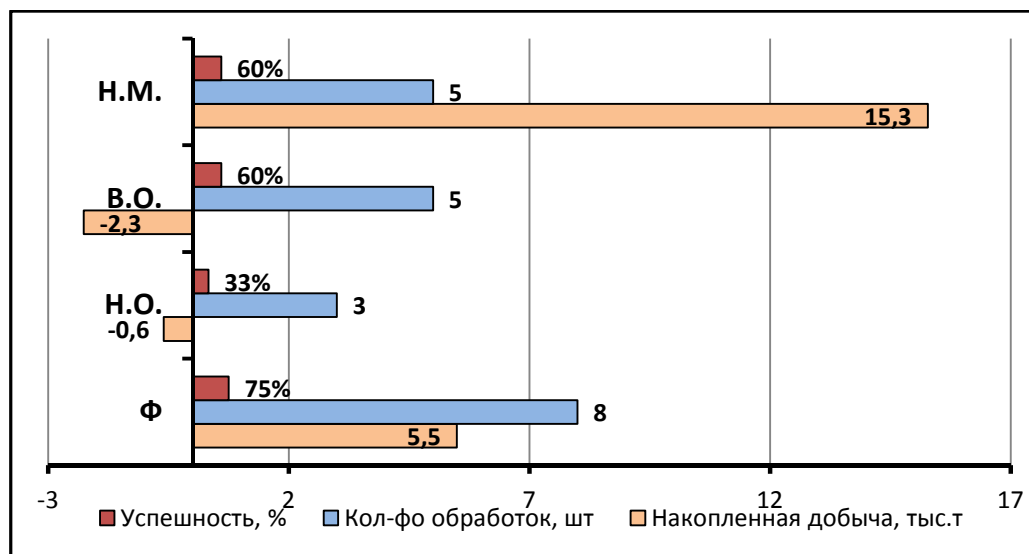


Рисунок 3.2 – Успешность обработок в добывающих скважинах и дополнительная добыча нефти по объектам

Основная дополнительная добыча нефти (15.3 тыс. тонн, 85 % от общей дополнительной добычи нефти) получена после выполнения ОПЗ глинокислотным раствором нижнемиоценовых отложений. Также на рисунке 3.3 видно, что самый высокий коэффициент успешности наблюдается при кислотной обработке фундамента, 8 скважино-операций позволили получить 5.5 тыс.т дополнительной добычи нефти.

3.4 Анализ эффективности выполнения ГРП с закреплением проппанта месторождения Белый Тигр

3.4.1 Процесс выполнения ГРП с закреплением проппанта в 2014г

В 2014г проведение гидравлического разрыва пласта с закреплением трещин проппантом выполнялось компанией Schlumberger Seaco Inc на основании контракта № 0445/14/N-N2/КТ-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). 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. [16]

Ниже приведены результаты двух операций ГРП в нижнем миоцене :

Скважина 2005-БК2 (Нижний миоцен)

С 24.09.2014г по 02.10.2014г в скважине были выполнены подготовительные работы к проведению ГРП. Проведение ГРП осуществлялось в интервале 2845-2885м. Пакер-ГРП был установлен на глубине 2826 м. Спустили компоновку НКТ ф73х89мм со скосом + пакер на НКТ ф73мм.

03.10.2014г провели разрыв пласта с закачкой морской воды (Seawater with chemical) – 12,7 м³. В процессе закачки морской воды максимальное давление составило 456 атм при расходе 3,18 м³/мин. Давление на устье за 19 минут после остановки закачки снизилось до 0 атм.

04.10.2014г., в 0ч 58 мин провели Step Rate: Закачали морской воды 12,1 м³. В процессе закачки жидкости отмечено максимальное давление – 442 атм при расходе 3,18 м³/мин. Мгновенное давление после стопа закачки – 68 атм. Тестируемые расходы: 0,24; 0,32; 0,48; 0,79; 1,27; 1,59; 2,38; 3,18 м³/мин.

Давление на устье снизилось до 0 атм (0 psi) в течение 29 минут после остановки закачки.

Далее выполнили мини-ГРП: Закачали жидкость разрыва YF135HTD – 55,6м³ и продавочную жидкость WF130 – 14,9 м³. В процессе закачки жидкости отмечено максимальное давление – 441 атм при расходе 3,18 м³/мин. Всего во время мини-ГРП закачали в скважину 70,5 м³ жидкости. Мгновенное давление после стопа закачки – 82 атм.

04.10.2014г., в 15ч34 провели основной ГРП со следующими параметрами :

- объем жидкости разрыва YF135HTD – 65,2м³; при этом R_{max}= 276,1 атм, Q= 3,18 м³/мин;
- объем жидкости песконосителя – 259,3 м³;
- объем продавочной жидкости WF130 – 12,5 м³;
- количество закачанного пропанта – 103,06 тн (227202lbs)

С 05.10.2014г по 08.10.2014г проведены срыв пакера-ГРП, промывка пропанта на забое скважины, спуск ВСО, монтаж фонтанной арматуры. В процессе проведения работ по промывке скважины наблюдались большие поглощения морской воды (8-10 м³/ч). С 09.10.2014г начато освоение скважины.

До ГРП скважина находилась в ожидании КРС по проведению работ по переходу на вышележащий горизонт (с фундамента на нижний миоцен) и проведению ГРП. ГРП выполнен сразу после проведения перфорации. По расчету, дебит скважины до ГРП составляет 31 тонн/сут. После ГРП при освоении газлифтом на 10.10.2014г. скважина работала с параметрами: Q_ж= 193м³/сут; Q_н = 129 т/сут; P_б= 14 атм, P_з=88 атм; обводненность 16 % и V_{г/л}= 20000 м³/сут. На 13.10.2014г. скважина работает с параметрами: Q_ж= 168м³/сут; Q_н = 123 т/сут; P_б= 14 атм, P_з=88 атм; обводненность 7,8 % и V_{г/л}= 25000 м³/сут. На 01.11.2014г. скважина работает стабильно с параметрами: Q_ж= 145м³/сут; Q_н = 107 т/сут; P_б= 14 атм, P_з=79 атм; обводненность 7 % и V_{г/л}= 25130 м³/сут. На 26.12.2014г. скважина работает стабильно с параметрами: Q_ж= 92м³/сут; Q_н = 71.51 т/сут; P_б=

14 атм, $P_3=78$ атм; обводненность 2.5 % и $V_{г/л}=25000$ м³/сут. В связи с тем, что получен прирост дебита нефти, операция признана успешной. Фактический дебит нефти превышает расчетный (Q_n расч= 79 т/сут). Параметры работы скважины до и после ГРП приведены на рисунке 3.3.

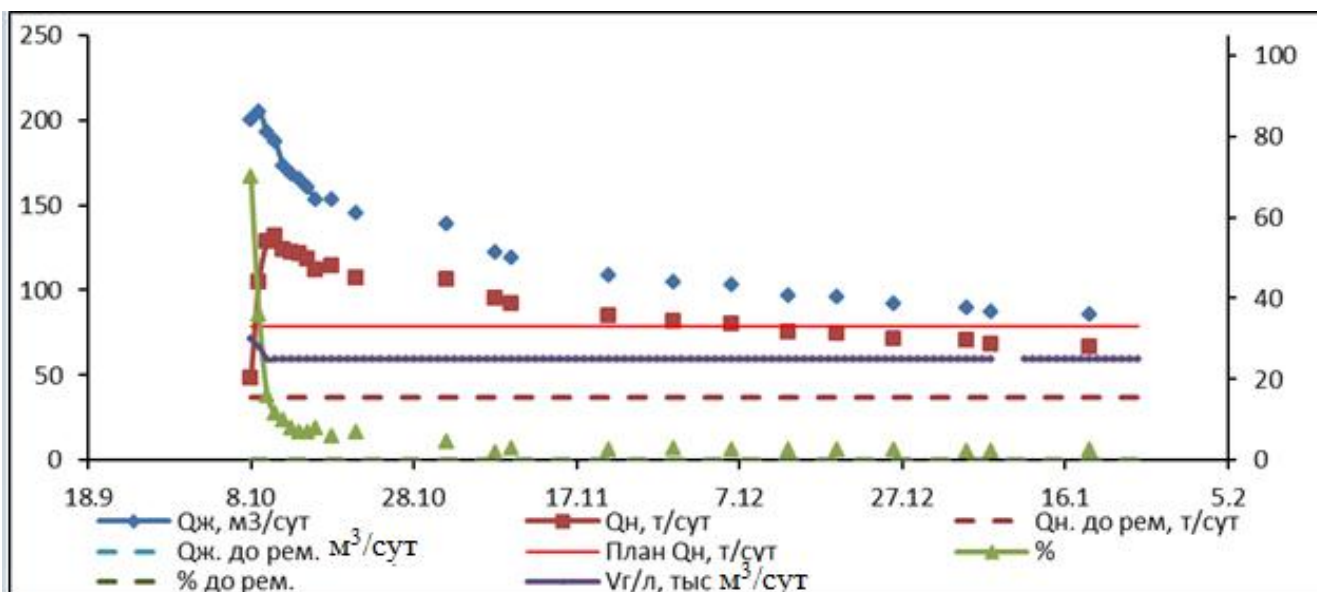


Рисунок 3.3 – Параметры работы скважины 2005/БК2 до и после ГРП

Скважина 1216-ВК14 (Нижний Миоцен)

С 09.07.2014г по 22.07.2014г в скважине были выполнены подготовительные работы к проведению ГРП.

Проведение ГРП осуществлялось в интервале 3942-3963м. Пакер-ГРП был установлен на глубине 3926 м. Спустили компоновку НКТ ф73х89мм со скосом + пакер на НКТ ф73мм.

22-23.07.2014г провели разрыв пласта с закачкой морской воды (Seawater with chemical) – 21,1 м³ (132,7 bbl). В процессе закачки морской воды (Seawater with chemical) максимальное давление составило 589 атм (8654 psi) при расходе 2,6м³/мин (16,5 bbl/min). После получения максимального давления проведено ступенчатое снижение расхода воды (Seawater with chemical) для определения приемистости до полного стопа. Давление на устье за 9 минут после остановки закачки снизилось до 0 атм (0psi).

Далее выполнили мини-ГРП: Закачали жидкость разрыва YF130HTD – $48,01\text{ м}^3$ (302 bbl) и продавочную жидкость WF130 – $19,76\text{ м}^3$ (124,3 bbl). В процессе закачки жидкости отмечено максимальное давление – 534,5 атм (7855 psi) при расходе $3,18\text{ м}^3/\text{мин}$ (20 bpm). Всего во время мини-ГРП закачали в скважине $67,77\text{ м}^3$ (426,3 bbl) жидкости. Мгновенное давление после стопа закачки – 110,71 атм (1627 psi). Давление на устье снизилось до 0 атм (0 psi) в течение 7 минут после остановки закачки.

В 18ч 22.7.2014г. провели Step Rate: Закачали моркой воды $125,44\text{ м}^3$ (789bbl). В процессе закачки жидкости отмечено максимальное давление – 507,76 атм (7462psi) при расходе $3,18\text{ м}^3/\text{мин}$ (20 bpm). Мгновенное давление после стопа закачки – 95,06 атм (1397 psi). Тестируемые расходы: 0,16; 0,32; 0,48; 0,79; 1,11; 1,59; 2,38; $3,18\text{ м}^3/\text{мин}$ (1; 2, 3, 5, 7, 10, 15, 20 bpm). Давление на устье снизилось до 0 атм (0 psi) в течение 7 минут после остановки закачки.

23.07.2014г провели основной ГРП со следующими параметрами:

- объем жидкости разрыва YF130HTD – $129,26\text{ м}^3$ (813 bbl); при этом $P_{\text{max}}=539,74\text{ атм}$ (7932 psi), $Q=3,18\text{ м}^3/\text{мин}$. (20 bbl/min);
- объем жидкости песконосителя – $115,35\text{ м}^3$ (725,5 bbl);
- объем продавочной жидкости – $17,89\text{ м}^3$ (112,5 bbl);
- количество закачанного пропанта – 28,20 тн (62175 lbs).

ГРП выполнено не в полном объеме, плановая закачка составляла 85тонн пропанта (по редизайну после мини-ГРП).

Невыполнение плановой закачки пропанта связано с возникновением форс-мажорного обстоятельства (был шквал во время проведения основного ГРП). Фактически, после прокачки пропанта в количестве 27тонн произошел обрыв швартового конца ТБС «Шон Зинь». Произошло натяжение «рукава» высокого давления, в течение 15 минут удерживание ТБС обеспечивали подруливающими двигателями, в это время произвели прокачку пропанта в количестве 2,5 тонн и прокачали жидкость продавки (гель) в объеме $V=17,89\text{ м}^3$, тем самым удалось

избежать полного забивания НКТ пропантом. С 24.07.2013г по 28.07.2014г проведены срыв пакера-ГРП, промывка пропанта на забое скважины, спуск ВСО, монтаж фонтанной арматуры. С 29.07.2014г начато освоение скважины.

До ГРП, скважина на 4.07.2014г. работала с параметрами: $Q_{ж}= 141 \text{ м}^3/\text{сут}$; $Q_{н}= 110 \text{ т}/\text{сут}$; $P_{б}= 21,7-24,4 \text{ атм}$, $P_{з}= 82-84 \text{ атм}$; $T_{у}=28-30 \text{ }^{\circ}\text{C}$, обводненность 2% и $V_{г/л}= 27920 \text{ м}^3/\text{сут}$.

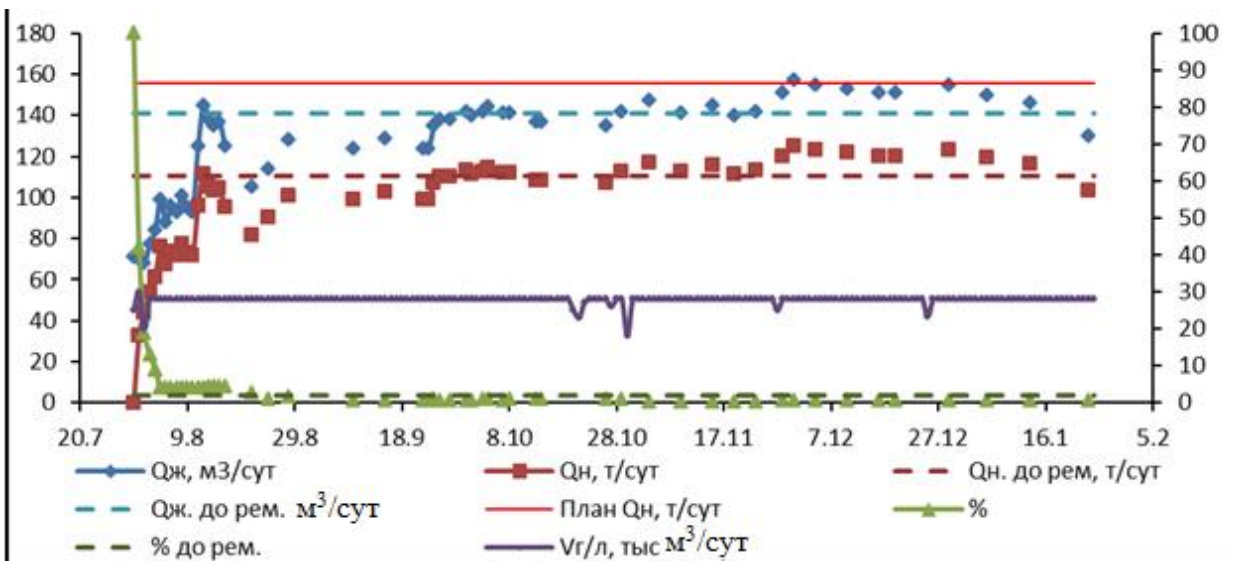
После ГРП при освоении газлифтом на 02.08.2014г. скважина работала с параметрами: $Q_{ж}= 77 \text{ м}^3/\text{сут}$; $Q_{н} = 54 \text{ т}/\text{сут}$; $P_{б}= 22-25\text{атм}$, $P_{з}= 75\text{атм}$; обводненность 13% и $V_{г/л}= 28000 \text{ м}^3/\text{сут}$.

После переустановки ДКО (на одной и той же глубине как до ГРП), дебит скважины увеличился. На 13.10.2014г. скважина работала с параметрами: $Q_{ж}=141\text{м}^3/\text{сут}$; $Q_{н} = 112 \text{ т}/\text{сут}$; $P_{б}= 22-25 \text{ атм}$, $P_{з}= 75 \text{ атм}$; обводненность 0,8% и $V_{г/л}= 28000 \text{ м}^3/\text{сут}$.

На 01.11.2014г. скважина работала с параметрами: $Q_{ж}=142 \text{ м}^3/\text{сут}$; $Q_{н} = 112,7\text{т}/\text{сут}$; $P_{б}= 20-23 \text{ атм}$, $P_{з}= 75 \text{ атм}$; обводненность 0,8% и $V_{г/л}= 28000 \text{ м}^3/\text{сут}$.

На 29.12.2014г. скважина работала с параметрами: $Q_{ж}=155 \text{ м}^3/\text{сут}$; $Q_{н} = 123,38\text{т}/\text{сут}$; $P_{б}= 20,3-21,5 \text{ атм}$, $P_{з}= 76 \text{ атм}$; обводненность 0,5% и $V_{г/л}= 27890 \text{ м}^3/\text{сут}$. Тем самым получен небольшой прирост дебита, но не достигнуты расчетные показатели дебита.

На рисунке 3.4 представлена динамика параметров скважины до и после ГРП.



3.4.2 Анализ эффективности выполнения ГРП на месторождении «Белый Тигр» в 2014г.

В рисунке 3.5 представлено сравнение расчетных параметров с фактическими и отклонения расчетных параметров от фактических. По 5 скважинам из 7 расчетные дебиты после ГРП получены не были. Для выявления причин недостижения было произведено сравнение фактически полученных основных параметров ГРП с планируемыми.

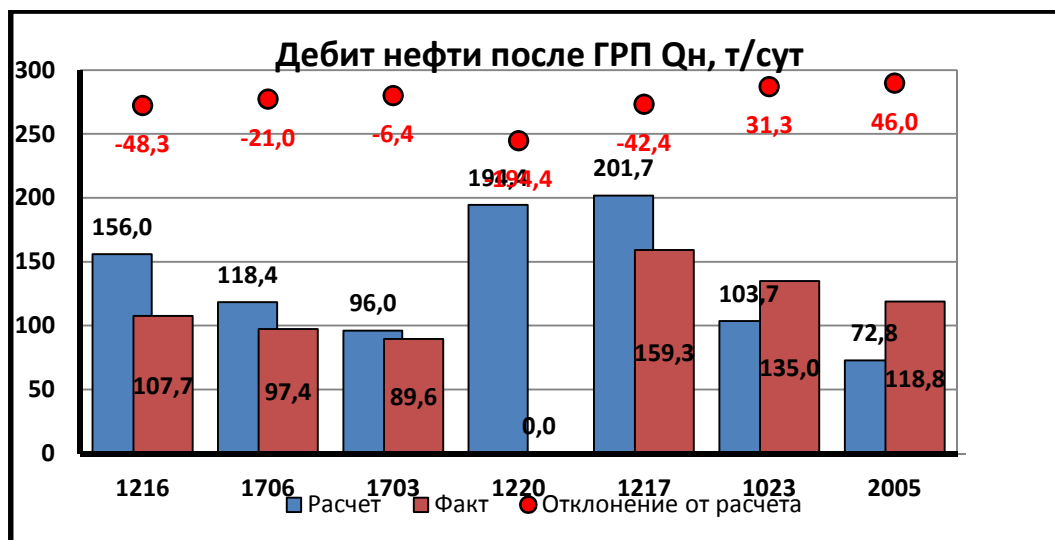


Рисунок 3.5 – Сравнение расчетных дебитов с фактическими после ГРП, отклонения от расчета

На рисунке 3.6 представлено сравнение массы проппанта закачанного при ГРП с планируемой массой. По операциям на скважинах 1703, 1217(нижний миоцен) масса проппанта снижена при редизайне из-за больших потерь давления в перфорационной зоне, по скважинам 1216 и 2005 из-за технических причин.

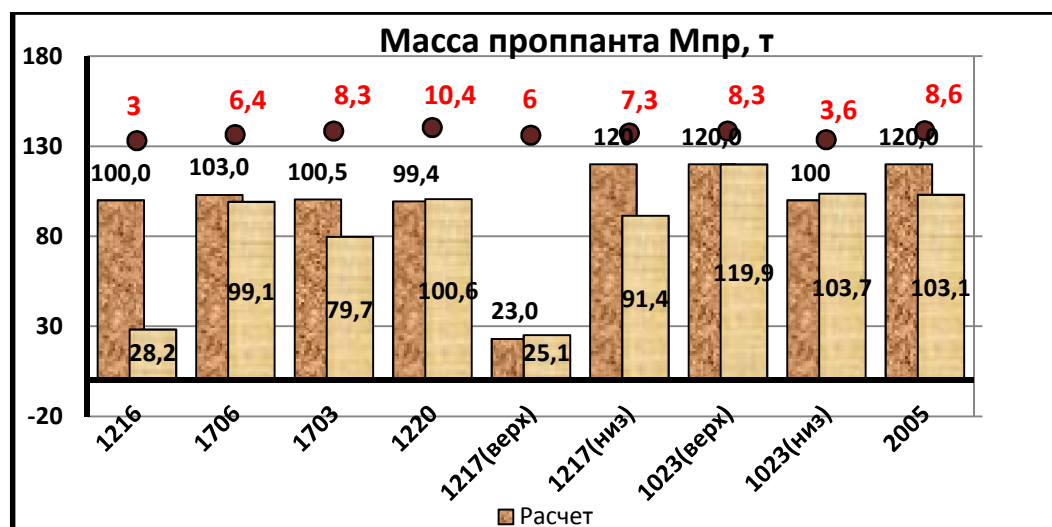


Рисунок 3.6 – Сравнение закачанной массы проппанта с планируемой

Анализируя объемы геля использованного при проведении ГРП, (рис.3.7) 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 3.8 и 3.9 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 3.8 и 3.9 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 пропанта, такая геометрия трещин ГРП не обеспечивает достижение минимального скина, а как следствие максимальной продуктивности скважины после ГРП (рис. 3.10 и 3.11)

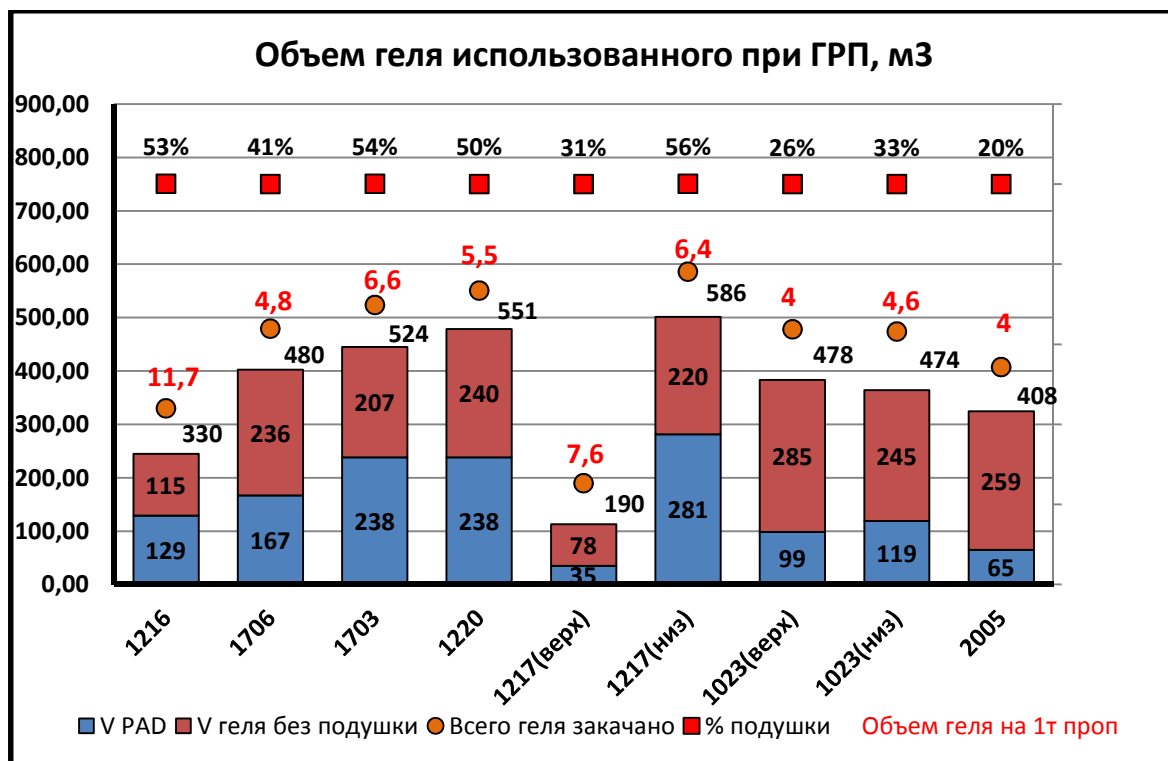


Рисунок 3.7 – Объемы геля использованного при ГРП.

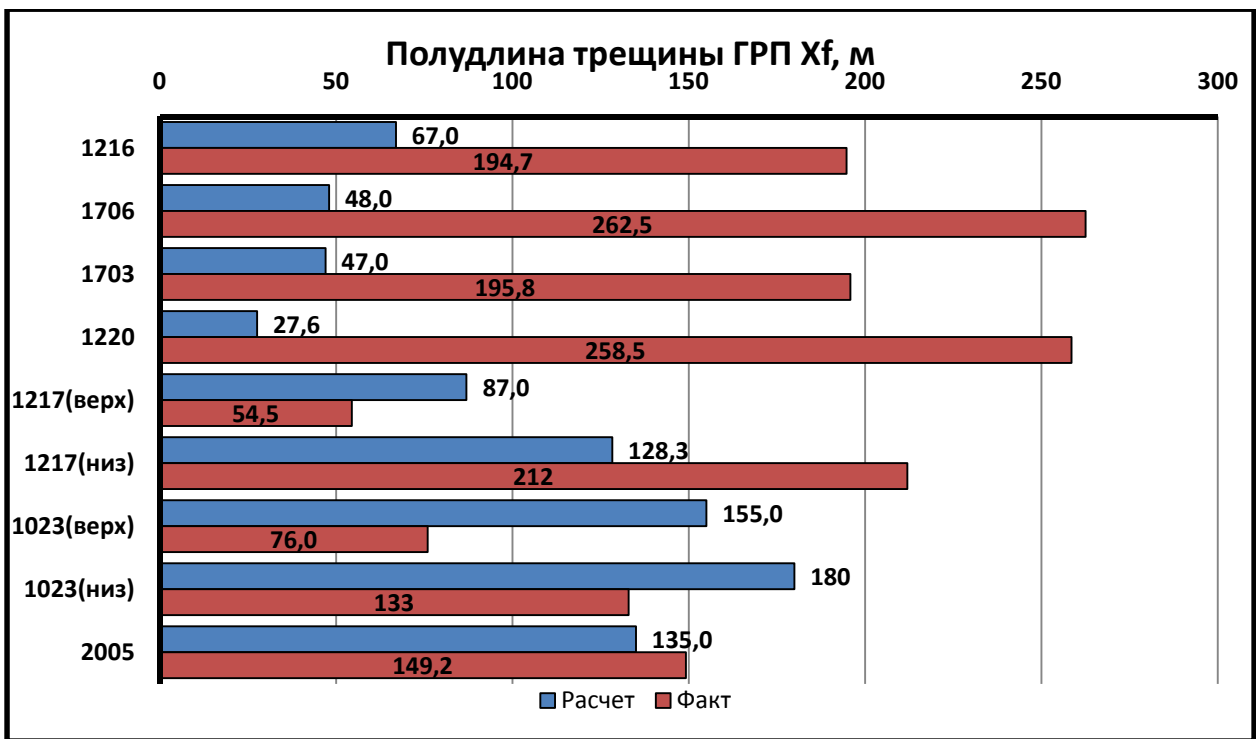


Рисунок 3.8 – Сравнение фактически полученной полудлины трещины ГРП с планируемой.

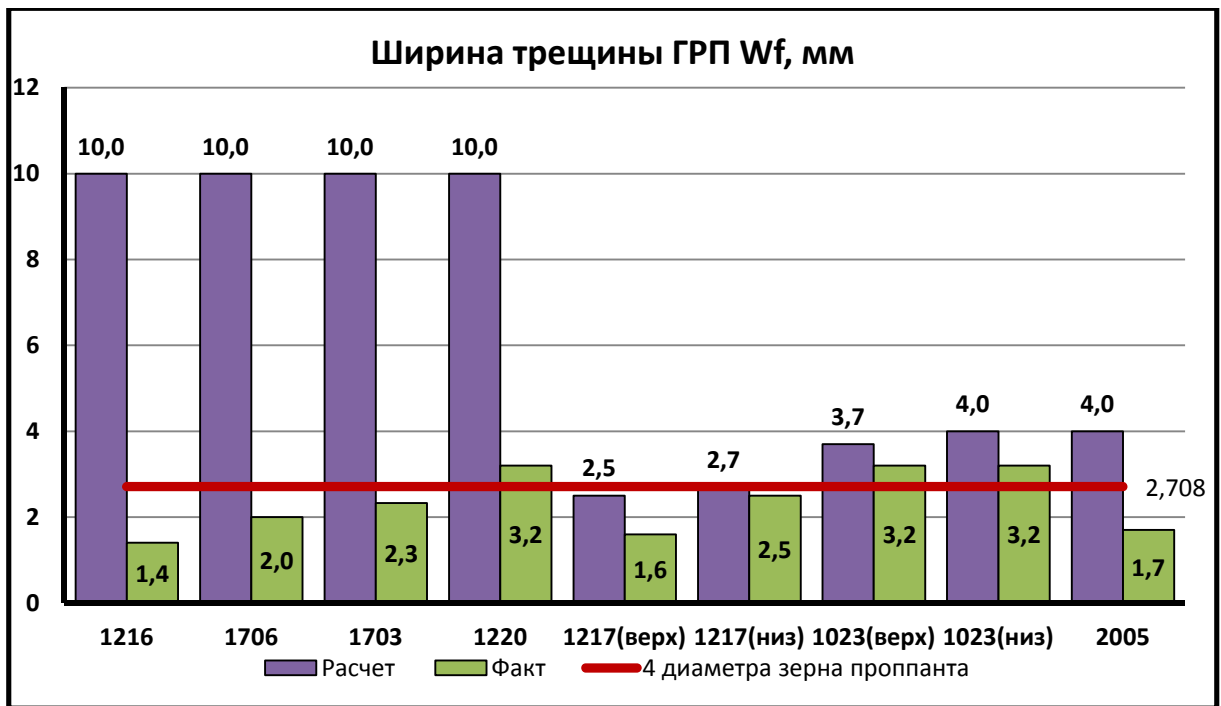


Рисунок 3.9 – Сравнение фактически полученной ширины трещины ГРП с планируемой.

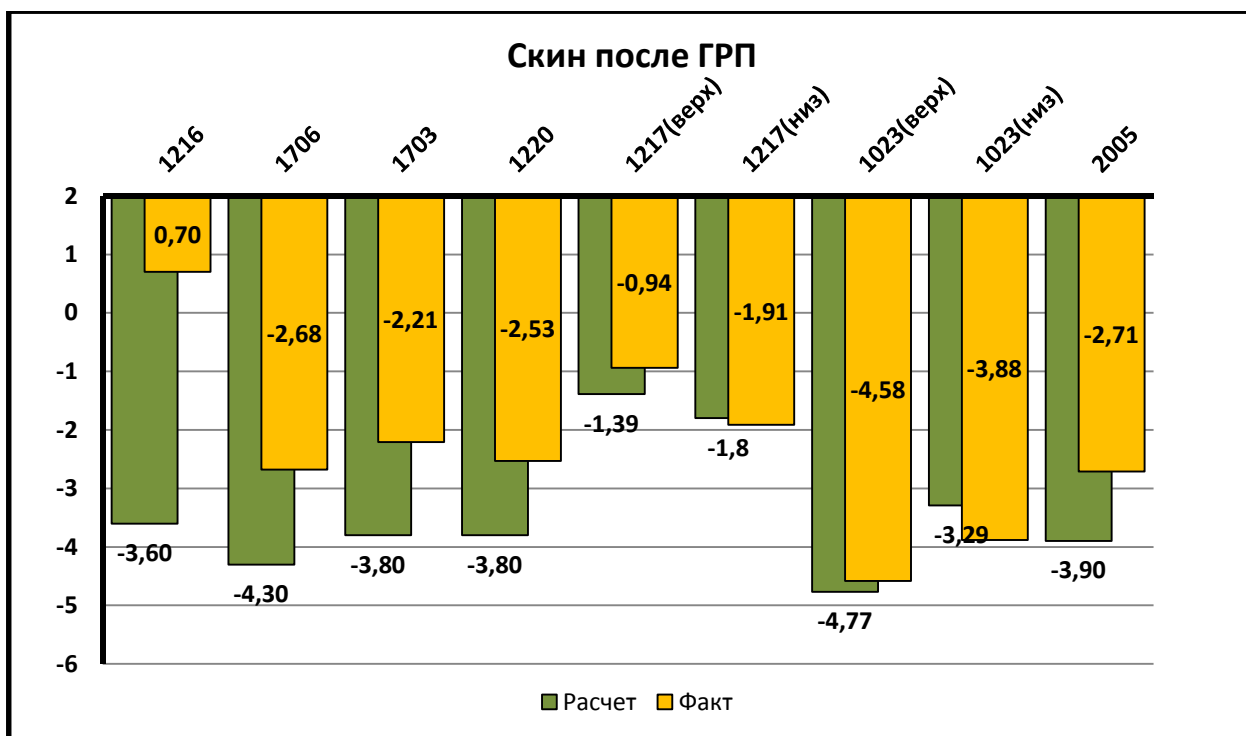


Рисунок 3.10 – Сравнение фактически полученного скина с планируемым.

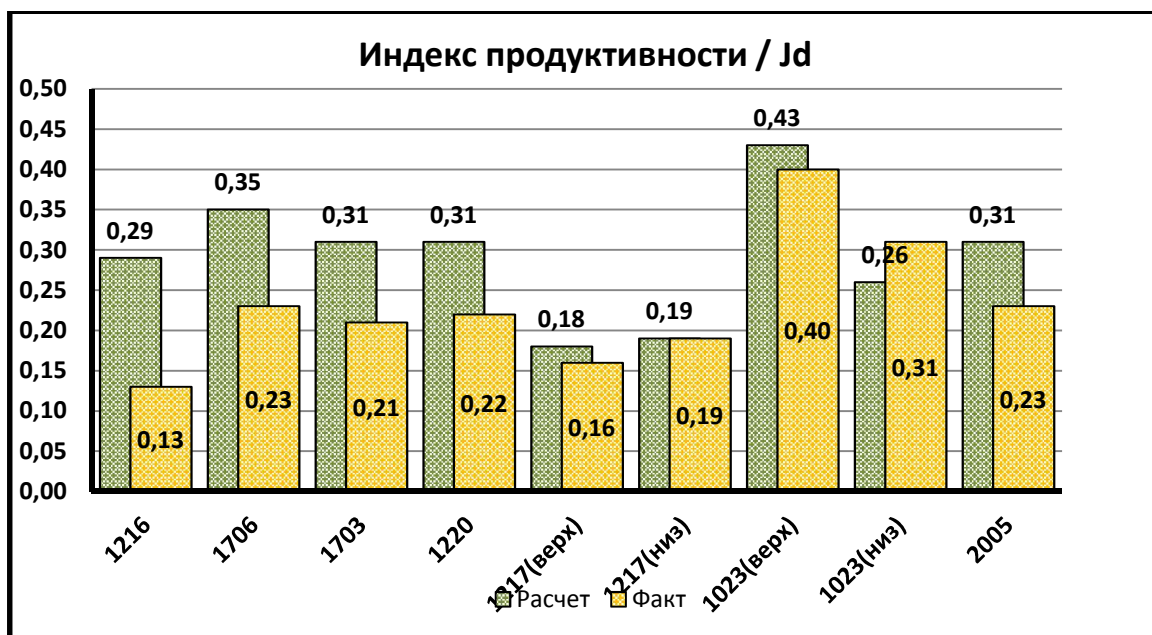


Рисунок 3.11 – Сравнение фактически полученного безразмерного индекса продуктивности с планируемым.

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, подтвержденно исследованиями ГДИ (рис. 3.12)

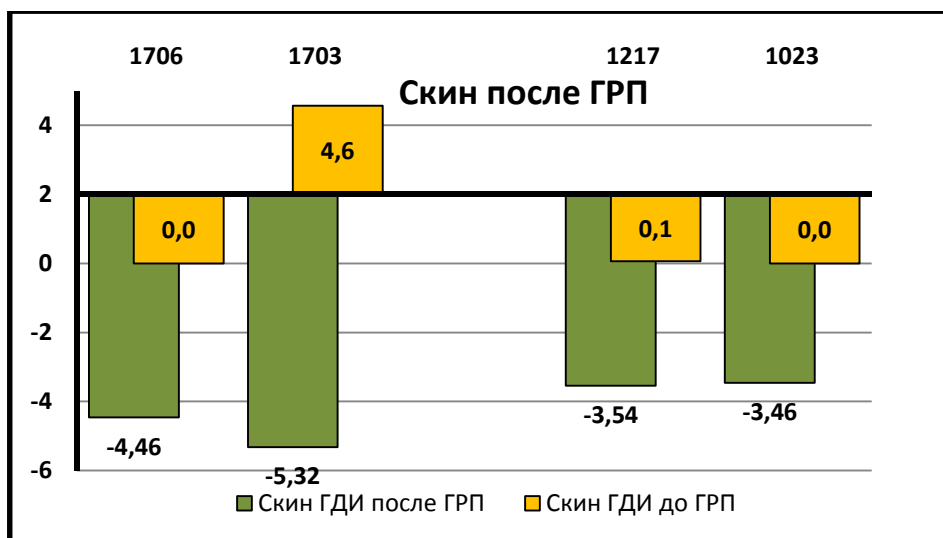


Рисунок 3.12 – Скин по ГДИ до и после ГРП.

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 4 скважинам 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 концевого 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 20 отв/м.
- Обязательное наличие комплекса ГНКТ у фирмы подрядчика:
 - для нормализации забоя скважины после ГРП и снижения рисков кольматации 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 Э/К. 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 Шлюмберже 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 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. При выполнении данной работы присутствуют следующие опасные и вредные факторы (таб. 4.1):

Таблица 4.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ

Наименование видов работ и параметров производственного процесса	Факторы	
	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; + Пожаровзрыво опасность;

4.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Вопросам охраны труда в конституции Вьетнама отводится особое место. В ней говорится, что государство заботится об улучшении условий и охране труда, его научной организации о сокращении, а в дальнейшем и полном вытеснении тяжелого физического труда на основе комплексной механизации и автоматизации производственных процессов во всех отраслях народного хозяйства.

4.1.1 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. При большой дозе воздействия на организм рабочего они могут вызывать резкое ухудшения самочувствия, потерю сознания, что в свою очередь может привести к травме, а в более тяжелых случаях, в случае если человек потерял сознание в зоне повышенной токсичности, к летальному исходу.

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/VTNMT; QCVN 06:2009/VTNMT; QCVN 19:2009/VTNMT; QCVN 20:2009/VTNMT; QCVN

26:2010/BTNMT; QCVN 27:2010/BTNMT; QCVN24:2009/BTNMT;
QCVN35:2010/BTNMT; QCVN36:2010/BTNMT; QCVN40:2011/BTNMT. [18]

4.1.2 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.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

4.1.3 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.

4.1.4 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].

4.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

4.2.1 Поражение электрическим током

Одним из выявленным опасных факторов является поражение электрическим током, так как напряжение считается безопасным при $U < 42$ 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 с 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.

4.2.2 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.

Одной из особенностей пожара на промысле, горение паровоздушных смесей углеводородов, является образование огневых шаров время которого колеблется от нескольких секунд до нескольких минут.

Опасным фактором огневых шаров является тепловой импульс. Размеры шара, время его существования и величина теплового импульса зависят от количества сгораемого вещества.

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].

Насосные агрегаты и передвижные емкости должны быть расставлены согласно схеме, утвержденной главным инженером предприятия, на расстоянии не менее 10м от устья скважины и не менее 1м между агрегатами, емкостями для свободного выезда с территории скважины. Запрещается устанавливать агрегаты, оборудование и выполнять какие-либо работы в пределах охранной зоны воздушных линий электропередач.

4.3 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.

В ходе разработки технологии скважинной утилизации отходов процесса добычи нефти, выделен ряд реагентов, отходы которых возможно утилизировать несколькими способами. Во-первых, в индивидуальном порядке в системе ППД, для обработки призабойных зон ближайших нагнетательных скважин. При этом, исключается необходимость транспортировки их к специальным скважинам для захоронения в поглощающие горизонты[17].

Следует иметь в виду, что недопустимая совместная утилизация отходов химических реагентов, при смешивании которых образуются осадки, гели, газы. Это может привести к резкому снижению приемистости поглощающей скважины. Так ли необходимо улучшать экологическую обстановку в области ремонта скважин. В первую очередь это проявится в повышении качества ремонтных работ и, как следствие, в снижении количества ремонтов.

Следует разработать комплекс специального природоохранного оборудования для подземных ремонтов скважин, которое очищало бы внешнюю поверхность колонны НКТ от любой скважинной жидкости при подъеме труб из скважины, а также предотвращало разбрызгивание скважинной жидкости при подъеме НКТ, когда не срабатывает сливной клапан.

г). Мероприятия, обеспечивающие выполнение нормативных документов по охране окружающей среды при осуществлении гидроразрыва пласта.

- для предотвращения разлива жидкости при сборке-разборке коммуникаций под арматуру и быстросъемные соединения трубопроводов устанавливаются переносные емкости (поддоны);
- приготовление жидкостей ГРП производится по технологии, исключающей попадание её компонентов в почву;

- проводить операцию по ГРП в скважинах с негерметичной обсадной колонной и соответственно с заколонными перетоками запрещено.
- исключение случаев выбросов газа и разливов нефти путем своевременного осуществления сброса нефти и газа в аварийные емкости;
- оперативный сбор разлитой нефти;
- категорический запрет утилизации разлившейся нефти путем ее выжигания;
- постоянный строгий контроль за выбросами в атмосферу транспортными средствами;
- постоянное внедрение технологий и оборудования, ведущих к снижению норм ПДВ;
 - охрана водных объектов от попадания нефтепродуктов и химических реагентов;
 - проведение мероприятий по рекультивации земель в случае их загрязнения нефтепродуктами, химическими реагентами согласно утвержденным методам.

С целью снижения ущерба от загрязнения объектов природы должен быть составлен план ликвидации аварий (фонтанирование нефтью, газом, пластовой водой и их смесями, разливы нефти, пластовой воды, нарушение обваловки амбара), содержащей порядок действий по оповещению служб, которые должны участвовать в ликвидации аварий, перечень требуемых технических средств и аварийного запаса обезвреживающих реагентов, способы сбора и удаления загрязняющих веществ, обезвреживания территорий и объектов водопользования в случае аварийного загрязнения водного объекта, рекультивации земель.

4.4 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 аварий, которые могут возникнуть на объектах нефтедобычи составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА). ПЛВА составляются в соответствии с правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и должны содержать следующее:

- 1) перечень возможных аварий на объекте;
- 2) способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др), пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии;
- 3) действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию людей и проведение предусмотренных мероприятий;
- 4) список и порядок оповещения должностных лиц при возникновении

аварии;

5) способы ликвидации аварий в начальной стадии. Первоочередные действия технического персонала по ликвидации аварий (пожара), предупреждению увеличения их размеров и осложнений. Осуществление мероприятий по предупреждению тяжелых последствий аварий. Порядок взаимодействия с газоспасательными и другими специализированными службами;

6) список и местонахождение аварийной спецодежды, средств индивидуальной защиты и инструмента;

7) список пожарного инвентаря, находящегося на объекте;

8) акты испытания СИЗ, связи, заземления

9) график и схему по отбору проб газовой среды;

10) технологическая схема объекта;

11) годовой график проведения учебных занятий для предотвращения возможных аварий;

План ликвидации аварий составляется и утверждается 1 раз в пять лет. Согласно графика с работниками предприятия каждый месяц проводятся занятия по ликвидации возможных аварий. Результаты занятий заносятся в журнал с подписью ответственного лица из числа инженерно-технических работников. Также на предприятии проводятся занятия и учебные тревоги по гражданской обороне для подготовки людей к защите от ядерного, химического и биологического оружия массового уничтожения, создания условий, повышающих устойчивую работу предприятий в военное время.

Основными задачами гражданской обороны на предприятии являются:

- Осуществление мероприятий по защите рабочих, служащих и населения от ядерного, химического и биологического оружия.
- Проведение мероприятий, повышающих устойчивость работы предприятий энергетики, транспорта и связи в военное время.

- Обеспечение надежной действующей системы оповещения и связи.
- Общее обучение рабочих, служащих, населения мерам защиты от оружия массового поражения.

Особенностью организации гражданской обороны в НГДУ является специфика производства, связанная с добычей нефтяного стратегического сырья.

Спецификой производства являются:

- непрерывный цикл производства;
- повышенная газозрываемость объектов НГДУ;
- необходимость поддержания пластового давления.

В основу боевой подготовки формирований гражданской обороны положены практические и тактико-специальные занятия. Проводятся двадцатичасовые занятия по программе обязательного обучения и по специальной подготовке в каждой службе гражданской обороны. В настоящее время в НГДУ укомплектованы формирования гражданской обороны, спасательные отряды, групп связи, отряды сандружины, аварийно-технические команды, с помощью которых эффективно разрешаются все задачи по гражданской обороне, поставленные перед этими формированиями.

4.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При выполнении проектных работ по разработке, обустройству месторождения для обеспечения охраны труда и безопасности жизнедеятельности необходимо использовать и не нарушать следующие основополагающие действующие нормативно-правовые акты: Инструкции по охране труда по профессиям и видам работ.

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.

Предприятия и организации должны представлять соответствующим органам в порядке, установленном Правительством Вьетнама, декларацию промышленной безопасности.

Декларация промышленной безопасности проектируемого объекта разрабатывается в составе проектной документации и уточняется или разрабатывается вновь при обращении за лицензией на эксплуатацию опасного производственного объекта.

Производство работ в местах, где имеется или может возникнуть повышенная производственная опасность, должно осуществляться по наряду-допуску. Производство работ повышенной опасности должно осуществляться в соответствии с инструкциями, устанавливающими требования к организации и безопасному проведению таких работ, утвержденными техническим руководителем предприятия.

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 в соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» должны выполняться основные 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) организационно-технические требования к электрооборудованию –при которых, проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования нефтепромысловых установок должны проводиться в соответствии с требованиями "Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей", "Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей" и "Правил устройства электроустановок".
- 5) 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.

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. В этой части проводится экономическое обоснование целесообразности проведения ГРП. Основная цель расчетов – экономическая оценка предлагаемого проекта по ГРП на нефтяном месторождении «Белый Тигр», отвечающая критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно более полного извлечения нефти и получения прибыли за счет дополнительной добычи при соблюдении требований экологии и охраны окружающей среды.

Таким образом, целью данного раздела является экономическое обоснование предлагаемых мероприятий, т.к. только на основании экономических показателей, таких как показатель экономического эффекта, прибыль от реализации продукции можно судить об экономической эффективности предлагаемых мероприятий. Численные значения этих показателей дают нам полное представление об экономической эффективности предлагаемых мероприятий, позволяют определить превышение стоимостной оценки результатов над стоимостной оценкой затрат, совокупный доход предприятия уменьшенный на величину эксплуатационных затрат, определить период окупаемости проекта.

Данные для расчёта приведены в таб. 5.1 и таб. 5.2

Таблица 5.1 – Исходные данные для расчёта [20],[21]

Показатель	Значение
Себестоимость добычи нефти, руб/т	12672,6
Товарная цена на нефть, руб/т	23548
Ставка налога на прибыль, %	28
Эксплуатационные условно переменные затраты на одну тонну добычи нефти от полной себестоимости, %	52
Добыча нефти до мероприятия, тыс. т.	2068,785

Таблица 5.2 – Данные по интенсификации скважин на м/р "Белый Тигр" в 2014 г

Скв./ МСП	Категория скв./ Объект	Дата проведе ния ОПЗ	Вид ОПЗ	Дата ввода в экспл. после ОПЗ	Прирост
					Qн(в) т.(м3)/ сут.
1216/ ВК14	Доб. НМ	22-23.07.2014	ГРП	29.07.2014	-28
1706/ ВК17	Доб. ВО	25-26.07.2014	ГРП	01.08.2014	46
1703/ ВК17	Доб. ВО	06.08.2014	ГРП	12.08.2014	56
1220/ ВК14	Доб. НМ	09.08.2014	ГРП	30.08.2014	-
2005/ ВК2	Доб. НМ	02-03.10.2014	ГРП	08.10.2014	81
1217/ ВК14	Доб. НМ	03.09.2014 11.09.2014	ГРП	17.09.2014	-8
1023/10	Доб. НО	21.09.2014 30.09.2014	ГРП	10.10.2014	59

5.1 Анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели

В процессе разработки нефтяных и газовых месторождений широко применяются методы повышения проницаемости пласта и призабойной зоны.

По мере разработки залежи приток нефти и газа в скважину постепенно уменьшается. Причина этого заключается в «засорении» призабойной зоны – заполнении пор твердыми и разбухшими частицами породы, тяжелыми смолистыми остатками нефти, солями, выпадающими из пластовой воды, отложениями парафина, гидратами (в газовых пластах) и т.д.

Для увеличения проницаемости пласта и призабойной зоны применяют механические, химические и физические методы. Гидравлический разрыв пласта (ГРП) относятся к механическим методам.

Гидравлический разрыв пласта производится путем закачки в него под давлением до 60 МПа нефти, пресной или минерализованной воды, нефтепродуктов (мазута, керосина, дизельного топлива) и других жидкостей. В результате этого в породах образуются новые или расширяются уже существующие трещины. Чтобы предотвратить их последующее закрытие, в жидкость добавляют песок, стеклянные и пластмассовые шарики, скорлупу грецкого ореха.

Применение ГРП в 7 скважинах (в скв. 1216/ВК14, 1703, 1706/ВК17, 1220, 1217/БК14 (2 операции), 1023/10 (2 операции), 2005/БК2) на месторождении “Белый Тигр”. Экономическая эффективность проведения ГРП рассчитывается до 01.01.2015г.

Проведение ГРП приведёт к увеличению добычи нефти, которое можно определить по формуле:

$$\Delta Q_{(q)} = \Delta q \cdot T \cdot K_3 \cdot N, \quad (5.1)$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут.; (таб. 5.2)

T – время работы скважины в течение года, сут.; (таб. 5.2)

N – количество скважин с ГРП, ед.

K_3 – коэффициент эксплуатации скважин, ед. (принят $K_3 = 0,92$)

$$\begin{aligned} \Delta Q_{(q)} &= -28 \cdot 156 \cdot 0,92 + 46 \cdot 153 \cdot 0,92 + 56 \cdot 142 \cdot 0,92 + (-8) \cdot 106 \cdot 0,92 + 59 \cdot 82 \cdot 0,92 \\ &+ 81 \cdot 84 \cdot 0,92 = 19702,72 \text{ т} \end{aligned}$$

Увеличение добычи нефти приведёт к росту производительности труда, которая определяется по следующей формуле:

$$\Delta ПТ = \frac{\Delta Q \cdot Ц_n}{Ч_{ППП}}, \quad (5.2)$$

где $\Delta ПТ$ – повышение производительности труда, руб./чел;

ΔQ – прирост добычи, т;

C_n – цена одной тонны нефти, руб.;

$Ч_{ППП}$ – среднесписочная численность ППП, чел;

$$\Delta ПП = (19702,72 \cdot 23548) / 4233 = 109605,4 \text{ (руб./чел)}$$

Снижение себестоимости добычи нефти происходит за счёт изменения условно-постоянных затрат на единицу продукции и определяется по формуле:

$$\Delta C = Z_{\text{пост}} \cdot \left(\frac{1}{Q} - \frac{1}{Q + \Delta Q} \right), \quad (5.3)$$

где ΔC – снижение себестоимости добычи нефти;

$Z_{\text{пост}}$ – условно постоянные затраты на добычу нефти, тыс. руб.;

$$Z_{\text{пост}} = 12672,6 \cdot 2068785 \cdot 0,48 = 1258410470 \text{ (руб)}$$

Q – добыча нефти до мероприятия, тыс. т.

$$\Delta C = 1258410470 \cdot \left(\frac{1}{2068785} - \frac{1}{2068785 + 19702,72} \right) = 5,74 \text{ (руб/т)}$$

Увеличение объёма добычи нефти ведёт к увеличению абсолютной величины прибыли от реализации:

$$\Delta П_{\text{рп}} = \Delta Q_p \cdot (C_n - (C - \Delta C)), \quad (5.4)$$

где $\Delta П_{\text{рп}}$ – дополнительная прибыль от реализации нефти, руб.;

ΔQ_p – дополнительно реализованная нефть, т;

C – себестоимость добычи нефти до проведения мероприятия, руб./т;

ΔC – снижение себестоимости нефти, руб./т.

$$\Delta П_{\text{рп}} = 19702,72 \cdot (23548 - (12672,6 - 5,74)) = 214388,05 \text{ (тыс. руб)}$$

Так как увеличивается прибыль от реализации продукции, то соответственно увеличивается и чистая прибыль предприятия:

$$\Delta\Pi_{\text{ч}} = \Delta\Pi_{\text{рп}} - \text{Н}_{\text{пр}}, \quad (5.5)$$

где $\text{Н}_{\text{пр}}$ – величина налога на прибыль, руб.

$$\Delta\Pi_{\text{ч}} = 214388,5 - 214388,5 \cdot 0,28 = 154359,4 \text{ (тыс. руб)}$$

Таким образом, дополнительная чистая прибыль предприятия за счёт снижения постоянных затрат без учёта затрат на мероприятие на 1 тонну нефти составила 154359,4 тыс. руб.

5.2 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия

Данное мероприятие связано с дополнительной добычей нефти (ΔQ_1).

Объём дополнительно добытой нефти – 19702,72 тонн/год.

Капитальные затраты на проведение ГРП отсутствуют.

Прирост выручки от реализации за год определяется по формуле:

$$\Delta B = \Delta Q \cdot \text{Ц}_{\text{н}}, \quad (5.6)$$

где ΔQ – объём дополнительной добычи нефти в 2014г, тонн;

$\text{Ц}_{\text{н}}$ – цена 1 тонны нефти, руб.

$$\Delta B = 19702,72 \cdot 23548 = 463959,7 \text{ (тыс. руб)}$$

Текущие затраты (на дополнительную добычу за год) определяются как сумма затрат на мероприятие и условно-переменных затрат по формуле:

$$\Delta Z = \Delta Z_{\text{доп}} + Z_{\text{мер}}, \quad (5.7)$$

где $\Delta Z_{\text{доп}}$ – условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти в 2014г, руб.;

$Z_{\text{мер}}$ – затраты на проведение мероприятия, руб.

$$\Delta Z_{\text{доп}} = \Delta Q \cdot C \cdot D_{\text{у/пер}} / 100, \quad (5.8)$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./тонну;

$D_{\text{у/пер}}$ – удельный вес условно-переменных затрат, %.

$$\Delta Z_{\text{доп}} = 19702,72 \cdot 12672,6 \cdot 0,52 = 129836,06 \text{ (тыс. руб)}$$

Затраты на проведение мероприятия определим по формуле:

$$Z_{\text{мер}} = C_{\text{ГРП}} \cdot N_{\text{скв}}, \quad (5.9)$$

где $C_{\text{ГРП}}$ – стоимость одного ГРП, руб.;

В среднем стоимость одного ГРП составляет 1,109 миллионов рублей.

$N_{\text{скв}}$ – количество скважин с ГРП, ед.

$$Z_{\text{мер}} = 1109 \cdot 7 = 7763 \text{ (тыс. руб)}$$

Тогда общие затраты, связанные с дополнительной добычей нефти за год составят:

$$\Delta Z = \Delta Z_{\text{доп}} + Z_{\text{мер}} = 129836,06 + 7763 = 147599,06 \text{ (тыс. руб)}$$

Для расчёта налога на прибыль, рассчитаем налогооблагаемую прибыль за год по формуле:

$$\Delta \Pi_{\text{н/обл}} = \Delta B - \Delta Z, \quad (5.10)$$

где ΔB – прирост выручки от реализации в 2014г, руб.;

ΔZ – текущие затраты в 2014г, руб.

$$\Delta \Pi_{\text{н/обл}} = 463959,7 - 147599,06 = 316360,64 \text{ (тыс. руб)}$$

Определяем величину налога на прибыль за год:

$$\Delta H_{\text{пр}} = \Delta \Pi_{\text{н/обл}} \cdot N_{\text{пр}} / 100, \quad (5.11)$$

где $N_{пр}$ – ставка налога на прибыль, % (принять равной 28%).

$$\Delta H_{пр} = 316360,64 \cdot 0,28 = 88580,98 \text{ (тыс. руб)}$$

Прирост годовых денежных потоков ($\Delta ДП$) рассчитывается по формуле:

$$\Delta ДП = \Delta В - \Delta З - Н = \Delta П_{н/обл} - Н. \quad (5.12)$$

$$\Delta ДП = 316360,64 - 88580,98 = 227779,66 \text{ (тыс. руб)}$$

Таблица 5.3 – Результаты расчёта экономической эффективности

Показатели	Значение
Дополнительная добыча нефти, тонн	19772,72
Выручка от реализации, тыс. руб.	463959,7
Текущие затраты, тыс. руб.	147599,06
Прирост денежного потока, тыс. руб.	227779,66

5.3 Вывод

Таким образом, за счет проведения ГРП скважин получено 19702,72 тонн дополнительной нефти. При этом, прирост денежного тока за год составляет 227779,66 тыс. руб. В результате данного расчета можно отметить, что применение данного мероприятия на 7 скважинах месторождения «Белый Тигр» приносит существенный экономический эффект, следовательно, можно рекомендовать проведение ГРП для улучшения технико-экономических показателей деятельности предприятия.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе описано геологическое строение месторождения «Белый Тигр». В теоретической части дипломной работы описана техника, технология проведения ГРП, принципы выбора скважин-кандидатов, оборудование и материалы, применяемые при ГРП. В анализируемой части, представлены таблицы результатов проведения гидравлического разрыва пласта на месторождении «Белый Тигр» в 2014 году, проведенный анализ показывает, что от мероприятий по проведению ГРП скважин получено 19702,72 тонн дополнительной нефти. При этом, прирост денежного тока за год составляет 227779,66 тыс. руб.

По результату анализа были сформулированы основные причины недостижения расчетных дебитов после ГРП: полученные геометрии трещин ГРП не соответствуют геологическим условиям; большие объемы закачанного геля; использование пропанта мелкого размера. Для повышения эффективности проведения ГРП необходимо осуществить: подбор технологии проведения ГРП для высокопроницаемых коллекторов, подобрать наиболее подходящий тип пропанта, провести лабораторные исследования керна.

Рассмотрев принципы выбора скважин-кандидатов на месторождении «Белый Тигр» следовательно, можно рекомендовать проведение ГРП для улучшения технико-экономических показателей деятельности предприятия. Также в данной работе были рассмотрены проблемы безопасности труда и влияние на окружающую среду во время проведения ГРП.

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 Вьетнамв 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. Исследовано в России [Электронный ресурс]: Цена на товары и топливо во Вьетнаме – режим доступа к материалу: <http://vietstock.vn/hang-hoa/nhien-lieu.htm> (дата обращения 25.05.2018).
21. Исследовано в России [Электронный ресурс]: Различные налоги во Вьетнаме – режим доступа к материалу: <https://home.kpmg.com/vn/vi/home/an-pham/2017/07/cap-nhat-thong-tin-ve-thue-vietnam-2017-an-pham-5.html> (дата обращения 25.05.2018).