

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Обоснование техникоэкономической эффективности проведения гидравлического разрыва пласта на нефтяном месторождении «Белый Тигр» (Вьетнам)

УДК 622.276.66(597)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Зыонг Тхи Лан		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ :

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ :

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

Томск – 2022 г

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврская работа

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Д	Зыонг Тхи Лан

Тема работы:

Обоснование технико-экономической эффективности проведения гидравлического разрыва пласта на нефтяном месторождении «Белый Тигр» (Вьетнам)
Утверждена приказом директора (дата, номер) _____

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет технологической информации по Белый Тигр месторождению, 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. Общие сведения о месторождении 2. Геолого-физическая характеристика месторождения <ol style="list-style-type: none"> 2.1. Геологическое строение месторождения <ol style="list-style-type: none"> 2.1.1. Стратиграфия месторождения 2.1.2. Нефтеносность месторождения 2.2. Геофизические исследования скважин 3. Гидравлический разрыв пластов <ol style="list-style-type: none"> 3.1 Общие сведения о ГРП

	<p>3.2 Основные требования к подбору кандидатов на мероприятия ГРП</p> <p>3.3. Уточнение текущих параметров работы скважин и создание ранжированного списка кандидатов</p> <p>3.4 Классификация жидкостей для ГРП по назначению</p> <p>3.5 Оборудование для проведения гидравлического разрыва пласта</p> <p>3.6 Другие добавки, используемые при ГРП</p> <p>3.7. Анализ геологии и текущего состояния разработки</p> <p>3.8. Анализ технического состояния скважины</p> <p>3.9. Особенности планирования грп в особых случаях</p> <p>3.9.1. Особенности планирования проведения гидроразрыва пласта при рисках роста трещины по высоте и наличия тонких глинистых барьерах</p> <p>3.9.2. Особенности планирования проведения гидроразрыва пласта в условиях высокопроницаемых коллекторов</p> <p>4. Результат выполнения плана геолого-технических мероприятий с использованием технологии гидравлического разрыва пласта (ГРП)</p> <p>4.1. Скважина 7010/ВК-7 (нижний миоцен)</p> <p>4.2. Скважина 132/ВК-15 (верхний олигоцен)</p> <p>4.3. Скважина 1266/ВК-15 (верхний олигоцен)</p> <p>4.4. Скважина 1246/ВК-15 (верхний олигоцен)</p> <p>5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p> <p>5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</p> <p>5.1.1 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</p> <p>5.1.2 SWOT-анализ</p> <p>5.2 Планирование управления научно-техническим проектом</p> <p>5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования</p> <p>5.3 Бюджет научного исследования</p> <p>5.3.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования</p> <p>5.3.2 Расчет амортизации специального оборудования</p> <p>5.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы</p> <p>5.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы</p> <p>5.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)</p> <p>5.3.6 Накладные расходы</p> <p>5.3.7 Бюджетная стоимость НИ</p> <p>5.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</p> <p>6 Социальная ответственность</p> <p>6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <p>6.2 Профессиональная социальная безопасность.</p> <p>6.2.1 Анализ вредных производственных факторов.</p>
--	--

	6.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению. 6.3 Экологическая безопасность 6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
1. Общие сведения о месторождении 2. Геолого-физическая характеристика месторождения 3. Гидравлический разрыв пластов 4. Результат выполнения плана геолого-технических мероприятий с использованием технологии гидравлического разрыва пласта (ГРП)	Карпова Евгения Геннадьевна
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Кашук Ирина Вадимовна
6. Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович

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

1. Общие сведения о месторождении
2. Геолого-физическая характеристика месторождения
3. Гидравлический разрыв пластов
4. Результат выполнения плана геолого-технических мероприятий с использованием технологии гидравлического разрыва пласта (ГРП)
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
6. Социальная ответственность

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

Задание выдал руководитель / консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Зыонг Тхи Лан		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа написана на 103 страницах, содержит 22 рисунков, 24 таблиц, 27 источника.

Ключевые слова: ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА, МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ, ГЕОЛОГИЯ, ЗАПАСЫ.

Объектом исследования являются низкопроницаемые коллекторы.

Цель исследования – обоснование применения современных технологий добычи углеводородов из низкопроницаемых коллекторов. В выпускной квалификационной работе были рассмотрены условия образования и их изменения, в процессе разработки, низкопроницаемых коллекторов, а также наиболее эффективные технологии разработки залежей такого типа, способствующие увеличению охвата остаточных запасов углеводородов.

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 производилась на персональном компьютере с помощью MicroftOffice 2013, текстовая часть - MicroftWord 2013, расчеты и графики - MicroftExcel 2013, презентация -MicroftPowerPoint.

Область применения: Месторождение «Белый Тигр».

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

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

В данной работе применены следующие сокращения соответствующими определениями:

ГДИ – гидродинамические исследования

ГРП – гидравлический разрыв пласта

ГДИС – гидродинамические исследования скважин

ПЗП – призабойная зона пласта

СП – совместное предприятие

СПБУ – самоподъемные буровые установки

БТ – Белый Тигр

NeutraProp™ – Neutral Wettability Proppant – использование модифицированного проппанта с нейтральной смачиваемостью поверхности;

ЕС Prime – Enhanced Conductivity Fracturing Service – увеличение эффективности ГРП за счет создания зон повышенной проводимости внутри трещины ГРП.

ВНК – водонефтяной контакт

ГИС – геофизические исследования скважин

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

КПГ – конторы Промысловой Геофизики

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ПАВ – поверхностно Активные Вещества

ППД – поддержание пластового давления

ГТМ – геолого-технические мероприятия

ПВЛГ – перевод на вышележащий горизонт

ОПЗ – обработка призабойной зоны

ЗКЦ – заколонной циркуляции

КРС – капитальный ремонт скважин

ВСО – внутрискважинное оборудование

ПДНГ – предприятие по добыче нефти и газа

КНБК – компоновка нижней части бурильной колонны (КНБК)...

ГНКТ – гибкие насосно-компрессорные трубы

Оглавление	
Введение.....	10
1. Общие сведения о месторождении.....	12
2. Геолого-физическая характеристика месторождения.....	13
2.1. Геологическое строение месторождения.....	13
2.1.1. Стратиграфия месторождения.....	14
2.1.2. Нефтеносность месторождения.....	15
2.2. Геофизические исследования скважин.....	16
3. Гидравлический разрыв пластов.....	18
3.1 Общие сведения о ГРП.....	18
3.2 Основные требования к подбору кандидатов на мероприятия ГРП.....	18
3.3. Уточнение текущих параметров работы скважин и создание ранжированного списка кандидатов.....	19
3.4 Классификация жидкостей для ГРП по назначению.....	20
3.5 Оборудование для проведения гидравлического разрыва пласта.....	21
3.6 Другие добавки, используемые при ГРП.....	22
3.7. Анализ геологии и текущего состояния разработки.....	22
3.8. Анализ технического состояния скважины.....	26
3.9. Особенности планирования грп в особых случаях.....	26
3.9.1. Особенности планирования проведения гидроразрыва пласта при рисках роста трещины по высоте и наличия тонких глинистых барьерах ...	26
4. Результат выполнения плана геолого-технических мероприятий с использованием технологии гидравлического разрыва пласта (ГРП).....	29
4.1. Скважина 7010/ВК-7 (нижний миоцен).....	32
4.2. Скважина 132/ВК-15 (верхний олигоцен).....	36
4.3. Скважина 126б/ВК-15 (верхний олигоцен).....	40
4.4. Скважина 124б/ВК-15 (верхний олигоцен).....	46
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	54
5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	55
5.1.1 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	56

5.1.2 SWOT–анализ	57
5.2 Планирование управления научно-техническим проектом.....	59
5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования	59
5.3 Бюджет научного исследования	62
5.3.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования.....	62
5.3.2 Расчет амортизации специального оборудования	62
5.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы.....	64
5.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	65
5.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	66
5.3.6 Накладные расходы.....	67
5.3.7 Бюджетная стоимость НИ	67
5.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования...	68
6 Социальная ответственность	75
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	76
6.2 Профессиональная социальная безопасность.	76
6.2.1 Анализ потенциально производственных факторов.....	77
6.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	80
6.3 Экологическая безопасность.....	83
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	85
Заключение	89
Список используемых источников.....	91

Введение

Добыча нефти и газа во Вьетнаме в настоящее время является ключевой отраслью, обеспечивающей самую высокую экономическую эффективность по сравнению с другими отраслями. Однако в процессе бурения, совершенствования скважин, эксплуатации и ремонта скважин это вызывает загрязнение пласта на разных уровнях, снижая эксплуатационный поток скважин. Поэтому необходимо иметь оптимальные технологические решения, влияющие на забой скважин, чтобы увеличить коэффициенты извлечения нефти и продлить время эксплуатации шахт [3].

Одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин, вскрывающих пласты, и увеличения темпов отбора нефти из них, является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Гидравлический разрыв может быть определен как механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором порода разрывается по плоскостям минимальной прочности благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой в пласт флюида. В результате ГРП многократно повышается дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности скважины, а также увеличивается конечная нефтеотдача за счет приобщения к выработке слабо дренируемых зон и пропластков.

Эффективность этого метода, в основном, зависит от правильности выбора технологических параметров процесса, геологических особенностей строения пласта и удельных запасов нефти. Поэтому рассмотрение возможности применения ГРП, как одного из основных методов интенсификации добычи нефти из залежей пластов месторождения «Белый Тигр» является необходимым.

Месторождение «Белый тигр» было открыто в 1975 году и было введено в эксплуатацию в 1986 году. Продуктивные горизонты находятся в осадочных песчаниках и фундаментах. В 2018г. СП «Вьетсовпетро» добыло более 3,067 млн. тонн нефти из месторождении «Белый Тигр»:

Было добыто из нижнего миоцена 993,7 тыс. тонн; 279,7 тыс. тонн из

верхнего олигоцена; 219,2 тыс. тонн из нижнего олигоцена и 1,575 млн. тонн из Фундамента. В последние годы, методы ГРП часто применяется, в частности СП Вьетсовпетро.[1] В последние годы, методы ГРП часто применяется для увеличения дебита скважин в частности СП Вьетсовпетро [3].

Целью выпускной квалификационной работы является анализ эффективности проведения ГРП на месторождении «Белый Тигр».

1. Общие сведения о месторождении

Месторождение «Белый тигр» было обнаружено в 1975 году было введено эксплуатацию в 1986 году. Месторождение Белый Тигр является наиболее крупным на южном шельфе Вьетнама и расположено в 120 км от города–порта Вунг Тау, являющегося основной производственно-технической базой предприятия (рисунок 1.1).

Глубина моря в пределах месторождения около 50 м, что позволяет применять для бурения самоподъемные буровые установки (СПБУ). Согласно данным инженерно-геологических изысканий по характеристикам грунтов верхняя, придонная часть разреза, благоприятна для строительства нефтепромысловых сооружений. Сейсмичность района не превышает 6 баллов по шкале Рихтера.

Благоприятным для выполнения работ в море является период юго-западных муссонов: июнь-сентябрь, а также переходные периоды: апрель-май и ноябрь, когда происходит смена направлений муссонов. Морские течения связаны с режимом муссонных ветров и приливно-отливными процессами. Скорость течений на глубине 15-20 м достигает 85 см/сек, а в придонном слое колеблется от 20 до 30 м/сек. Температура воды изменяется в течение года 25 – 30°С. Соленость морской воды колеблется 33 – 35 г/л [1].

Первый промышленный приток нефти на месторождении Белый Тигр получен из нижнемиоценовых отложений компанией «Mobil» в 1975 г. из скважины Батьхо-1. В 1983 г. нефтеносность нижнего миоцена подтверждена испытанием скв. 5, пробуренной СП «Вьетсовпетро». В 1984 г. в скв. 4 впервые на месторождении, и, в целом, в Юго-Восточной Азии, была установлена промышленная нефтеносность нижнеолигоценовых отложений. В 1986 г. в результате углубления на фундамент и испытания скв. 6 открыта уникальная по геологическому строению, крупная по запасам, высокопродуктивная залежь в фундаменте, приуроченная к массиву трещиноватых гранитоидных пород.

Месторождение Белый Тигр разрабатывается с июня 1986 г. Добыча

нефти ведется из залежей:

- нижнего миоцена – с 26.06.1986 г. (скв. БТ-1);
- нижнего олигоцена – с 13.05.1987 г. (скв. БТ-14);
- верхнего олигоцена – с 25.11.1987 г. (скв. БТ-70);
- фундамента – с 06.09.1988 г. (скв. БТ-1).

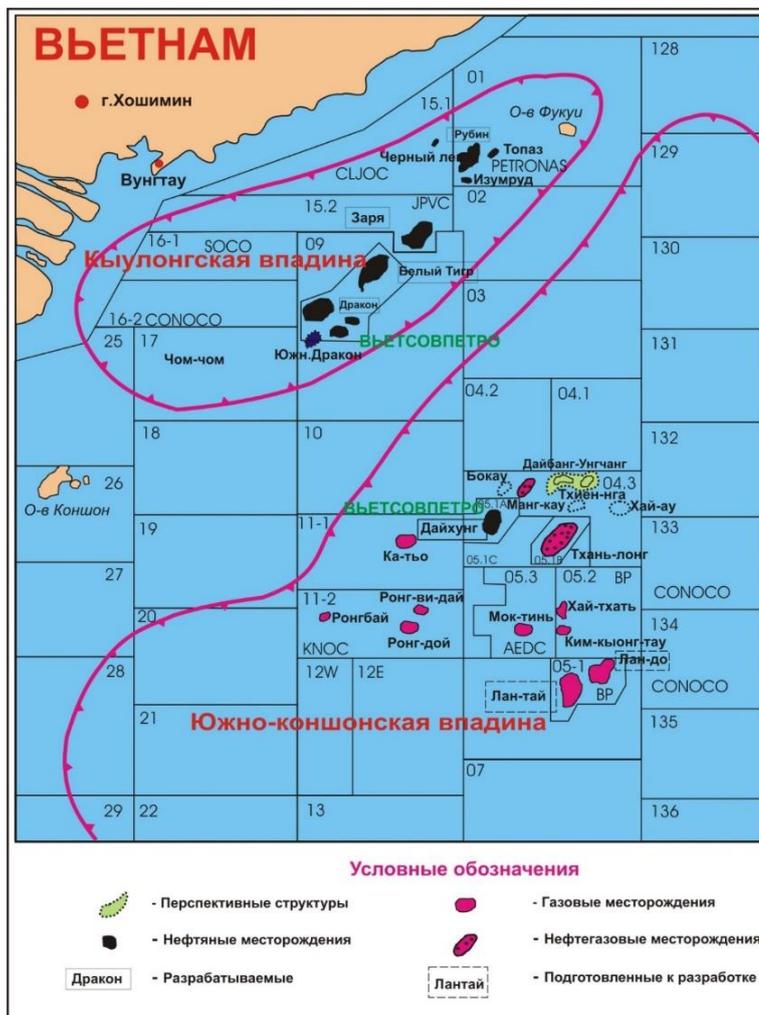


Рисунок 1.1 – Схема расположения месторождений на шельфе юга Вьетнама

2. Геолого-физическая характеристика месторождения

2.1. Геологическое строение месторождения

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

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

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

Тектоническая деятельность в данном районе привела к формированию сложной и типичной морфологии поверхности фундамента. Серией разломов поверхность фундамента разделена на ряд прогибов и поднятий (рисунок 2.1).

На основании структурно-тектонических особенностей, разрывных нарушений, литолого-петрографических характеристик и нефтегазоносности месторождение Белый Тигр разделяется на отдельные своды (блоки) и участки: Северный, Центральный, Южный, Западный и Северо-Восточный участки (рисунок 2.1).

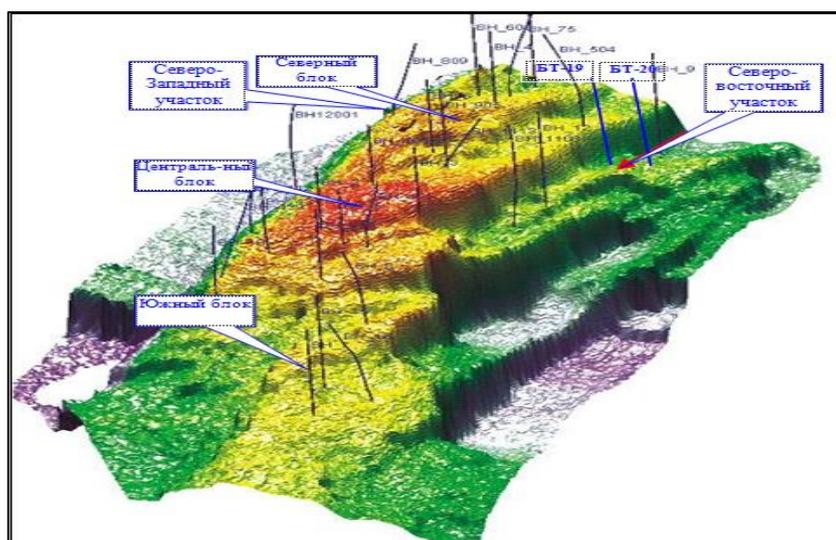


Рисунок 2.1 – Структурное районирование месторождения Белый Тигр. 3D модель фундамента.

2.1.1. Стратиграфия месторождения

Геологический разрез месторождения Белый Тигр, вскрытый скважинами, представлен докайнозойскими кристаллическими породами фундамента и преимущественно терригенными породами осадочного чехла.

Суммарная толщина вскрытых образований фундамента по вертикали достигает 1990 м, осадочного чехла 4740 м (скв. БТ-11) [2].

Свита Чаку – P_3^1 , мощностью 0 – 412м, выделяется между СГ-АФ и СГ-11. Сложена чередованием песчаных пластов и пачек аргиллитов. С погружением отложений в сторону синклиналей их мощность возрастает с одновременным ухудшением коллекторских свойств песчаных пластов.

Свита Батъхо – N_1^1 , мощностью 770 – 900м и выделяется между СГ-7 и СГ-3. По литолого-петрографическому составу она подразделяется на две части: верхнюю и нижнюю. Верхняя часть представлена, в основном, глинистыми породами серого, зелено-серого цвета, с чередованием и увеличением сверху вниз содержания алевролитов и песчаников (до 50%) [1].

В разрезе свит Коншон (N_1^2), Донгнай (N_1^3) и Бьендонг (N_2+Q) преобладают песчано-алевролитовые породы, чередующиеся с пачками глинистых алевролитов, глин и бурых углей. Продуктивных пластов в разрезе свит не установлено [2].

Структура месторождения Белый Тигр по данным сейсморазведки 3Д и бурения скважин представляет собой по фундаменту погребенный горстообразный выступ северо-восточного простирания с размерами 28x6 км и амплитудой 1400 м по замкнутой изогипсе – 4450 м. За счет наличия многочисленных разрывных нарушений, она имеет очень сложное строение с разделением на различно-приподнятые блоки.

Структура по фундаменту с запада ограничивается серией крупных взбросов F1, F2, F3, прослеживаемых на сейсмических разрезах и пересечениях в ряде скважин: 450, 924, 485, 2001, 140, в которых наблюдается повторение разреза. Ориентировка взбросов совпадает с простиранием структуры. С востока выступ ограничен крупными сбросами

2.1.2. Нефтеносность месторождения

В пределах Кыулонгского бассейна открыто более 20 месторождений нефти и газа, из которых Белый Тигр относится к самым крупным, остальные –

мелкие и средние. Основными нефтегазоносными объектами данного бассейна являются трещиновато-кавернозные породы докайнозойского фундамента и перекрывающие его терригенные отложения осадочного чехла. Залежи углеводородов месторождений Кыулонгского бассейна преимущественно нефтяные, кроме единичных малоразмерных газоконденсатных месторождений (Белый Лев, западная часть участка Северо-Восточный Дракон) [5].

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

2.2. Геофизические исследования скважин

Геофизические исследования скважин (ГИС) для определения ФЕС коллекторов осадочных пород и трещиноватых пород-коллекторов фундамента выполнялись в соответствии с утвержденными комплексами геофизических исследований скважин для месторождений СП “Вьетсовпетро”. включающими фокусированные методы электрического каротажа (БК, МБК, ИК или LLD, MSFL, IL), методы пористости (НГК-ННК, АК, ГГК или CNL, Sonic, LDT) и литологии (ГК, СГК или GR, SGR).

Всего на месторождении Белый Тигр пробурено 306 скважин, за период с 2006 г. по 2011 г. включительно пробурены 44 новых скважины, две из которых (скв.50, 95) вскрыли отложения миоцена, 4 скважины (скв.123, 1203, 1207, 10007) не дошли до кровли фундамента. Комплекс ГИС в скважинах выполнен, в основном, силами Конторы Промысловой Геофизики (КПГ) с применением оборудования российского производства и фирмы Schlumberger. В 2 скважинах (скв.7008, 7009) комплекс ГИС выполнен КПГ совместно с фирмой Schlumberger, в 1 скважине (скв.7007) комплекс ГИС выполнен компанией

Шлюмберже (Schlumberger) на контрактной основе. При технических или геологических осложнениях, связанных с проводкой стволов скважин, обязательные комплексы ГИС не выполнялись (скв. 95Б, 1020Б) или выполнялись в неполном объеме [2].

3. Гидравлический разрыв пластов

3.1 Общие сведения о ГРП

Гидравлическим разрывом называется процесс, при котором давление жидкости воздействует непосредственно на породу пласта вплоть до ее разрушения и возникновения трещины. Продолжающееся воздействие давления жидкости расширяет трещину вглубь от точки разрыва. В закачиваемую жидкость добавляется расклинивающий материал: песок, керамические шарики или агломерированный боксит. Назначение этого материала - удержать созданную трещину в раскрытом состоянии после сброса давления жидкости. Так создается новый, более просторный канал притока. Канал объединяет существующие природные трещины и создает дополнительную площадь дренирования скважины. Жидкость, передающая давление на породу пласта, называется жидкостью разрыва [6].

Задачи, решаемые при гидроразрыве:

- создание трещины;
- удержание трещины в раскрытом состоянии;
- удаление жидкости разрыва;
- повышение продуктивности пласта.

Проведение гидроразрыва преследует две главные цели:

- Повысить продуктивность пласта путем увеличения эффективного радиуса дренирования скважины. В пластах с относительно низкой проницаемостью гидроразрыв – лучший способ повышения продуктивности;
- Создать канал притока в пристволенной зоне нарушенной проницаемости.

3.2 Основные требования к подбору кандидатов на мероприятия ГРП

Подбор кандидатов на проведение ГРП базируется на формировании ранжированного списка скважин-кандидатов на ГРП, которое производится по технико-экономическим показателям. Ранжированный список

кандидатов должен соответствовать набору требований и критериев, установленных в данном стандарте:

Подбор кандидатов включает четыре основных этапа:

- уточнение текущих параметров работы скважин, и создание ранжированного списка кандидатов;
- анализ геологии и текущего состояния разработки;
- анализ технического состояния скважины;
- расчет эффекта от ГРП.

Результатом подбора кандидатов на проведение ГРП является ранжированный по планируемым приростам дебита нефти список скважин-кандидатов на проведение ГРП, удовлетворяющий критериям экономической целесообразности [1].

Схема подбора скважин-кандидатов на проведение ГРП приведена на рисунке 3.1.

3.3. Уточнение текущих параметров работы скважин и создание ранжированного списка кандидатов

Основной источник исходных данных – «Технологический режим работы скважин по состоянию на текущий месяц».

Проверяются текущие параметры работы, представленные в технологическом режиме работы скважин по состоянию на текущий месяц. При необходимости проводится уточнение параметров работы скважины.

Выполняется ранжирование кандидатов по следующим критериям:

- **дебит скважины по нефти** не должен превышать $Q_n < 150$ т/сут (целесообразность проведения ГРП на скважинах с дебитом более 150 т/сут обосновывается отдельно);
- **обводненность** добываемой продукции не превышает $n_v < 10$ % (в остальных случаях проводится технико-экономическое обоснование целесообразности проведения ГРП, в том числе при негативном варианте развития событий с увеличением обводненности);

- по текущему пластовому давлению скважины делятся на три группы: $P_{пл} > 0,75P_{нач}$, $P_{пл} > 0,5P_{нач}$, и $P_{пл} < 0,5P_{нач}$ (скважины с $P_{пл} > 0,75P_{нач}$ сразу попадают в список кандидатов, остальные группы подлежат детальному рассмотрению на следующем этапе) [6].

3.4 Классификация жидкостей для ГРП по назначению

В качестве рабочего реагента при проведении гидроразрыва пласта применяются различные жидкости, обладающие разнообразными физическими данными.

Жидкости гидроразрыва делятся на 3 категории:

- жидкость разрыва,
- жидкость - песконоситель,
- жидкость продавочная.

Жидкость разрыва - жидкость, нагнетаемая в призабойную зону пласта для нарушения целостности горной породы с образованием новых трещин или расширением уже существующих.

Жидкость-песконоситель – жидкость, которая применяется для транспортировки песка с поверхности до трещины и заполнения ее пропантом.

Жидкость-песконоситель характеризуется низкой фильтруемостью. Имеет высокую пескоудерживающую способность для предупреждения оседания песка в трубах, цилиндрах насоса, элементах обвязки, на забое скважины, а также для преждевременной потери подвижности в трещине, что может привести к серьезным осложнениям.

В добывающих скважинах в качестве жидкостей-песконосителей используются вязкие жидкости или нефти, гидрофобные водонефтяные эмульсии, нефтемазутные смеси, HCl с применением загустителя и др.

В качестве жидкостей-песконосителей в нагнетательных скважинах используются крахмально-щелочные растворы, HCl с применением загустителя, растворы сульфит-спиртовой барды, гидрофильные нефтеводные эмульсии, нейтрализованный черный контакт и др.

Продавочная жидкость – жидкость, используемая для задавки из насосно-компрессорных труб в обрабатываемый пласт, в полученную трещину жидкости разрыва и жидкости-песконосителя.

В нагнетательных скважинах в качестве продавочной жидкости применяют при разрыве водоносного пласта нагнетаемую воду.

Сырая дегазированная нефть обрабатываемого пласта или легкая нефть другого пласта этого же месторождения используются в добывающих скважинах в качестве продавочной жидкости [4].

Требования к жидкостям ГРП:

- Дешевизна;
- Доступность;
- Хорошая пескоудерживающая способность;
- Не уменьшают проницаемость породы пласта;
- Минимальные потери на трение при закачке с высокими расходами;
- Не влияют на набухание глинистых минералов пласта;
- Оказывают минимальное повреждение пласта веществами, входящими в состав жидкости или геля;
- Не содержат посторонних механических примесей;
- Не образуют нерастворимых осадков при соприкосновении с жидкостями и породой пласта;
- Стабильность свойств при высокой температуре заданное время;
- Легко разлагаются и теряют вязкость после остановки закачки;
- Из пласта удаляются максимально полно.

3.5 Оборудование для проведения гидравлического разрыва пласта

Гидроразрыв пласта осуществляется при использовании целого комплекса наземного и подземного оборудования. Наземное оборудование целевого назначения включает насосные и пескосмесительные агрегаты для подготовки и закачки рабочих жидкостей, автоцистерны для доставки жидкостей гидроразрыва, специальную обвязку устья скважины с оборудованием. Кроме

того, при гидроразрыве используется и другое специальное оборудование — подъемные агрегаты, лебедки и т.д. Это оборудование для гидроразрыва пласта вместе с тем также успешно используется и в других процессах интенсификации притоков и закачки, при освоении, заканчивании и креплении скважин. Подземное оборудование включает в себя, как правило, два устройства - пакер предназначенный для разобщения фильтра - объекта воздействия (пласта) и остальной части эксплуатационной колонны, и якорь, который служит для восприятия высоких давлений и предупреждает подъем подземного оборудования при воздействии на пакер нагрузки, обусловленной разностью давлений под и над пакером. Пакер в сборке или пакер, смонтированный с якорем, спускают в скважину на колонне НКТ [6].

3.6 Другие добавки, используемые при ГРП

В дополнение к основным жидкостям создано большое число присадок, выполняющих различные функции: структурообразующие и вызывающие деструкцию, снижающие инфильтрацию, понижающие трение, термостабилизаторы, ПАВ, эмульгаторы и деэмульгаторы, глиностабилизаторы, буферы, пенообразующие и пеноразрушающие, гидрофобизирующие, управляющие рН, бактерициды, ингибиторы коррозии и др. Эти химические добавки обычно могут составлять от 0,5 до 2 процентов жидкости. Остальные 98 до 99,5 процента жидкости представляют собой воду. Пропранты, такие как песок, алюминий, или керамические бусины, часто вводятся, чтобы удерживать трещины открытыми после завершения обработки давлением [7].

3.7. Анализ геологии и текущего состояния разработки

Выполняется оценка возможных геологических рисков (риск прорыва в водонасыщенный горизонт, текущее положение контура ВНК, близость нагнетательной скважины и т.д.) по каждой скважине-кандидату.

Толщина перемычки (барьера) между объектом ГРП и водонасыщенными горизонтами должна составлять более 10 м. Если толщина перемычки меньше 10 м, но больше 5 м, то кандидат рассматривается только на проведение ГРП с

технологией ограничения роста трещины по высоте. В остальных случаях (толщина перемычки менее 5 м) проведение ГРП не целесообразно.

Проводится анализ и сопоставление результатов интерпретации проводимых ранее исследований (профиль приемистости/притока, ИННК, ГДИС, 6-ти компонентный анализ добываемой воды и т.д.) на скважине-кандидате и скважинах окружения с текущими параметрами работы скважин. При необходимости должны вноситься корректировки в расчеты технологической эффективности ГРП [8].

Выполняется анализ состояния остаточных извлекаемых запасов, приходящихся на скважину с учетом сложившейся системы разработки (карты остаточных запасов; экспресс-оценка остаточных запасов). Остаточные извлекаемые запасы нефти по скважине-кандидату должны быть более 20 тыс. т, в противном случае, скважина исключается из списка кандидатов на проведение ГРП.

При планировании операций по ГРП с целью продления полученного эффекта необходимо подбирать, в первую очередь, скважины-кандидаты в зонах, характеризующихся высокой эффективностью системы заводнения и с возможностью поддержания текущего пластового давления на постоянном уровне. Необходимо учитывать степень влияния системы заводнения (неэффективная закачка) на добывающие скважины. Для этого проводится оценка динамики пластового давления в районе скважины-кандидата на ГРП, анализ снижения дебита по жидкости (с помощью карт изобар, расчета компенсации по ячейкам в технологическом режиме элементов заводнения).

Текущая компенсация в районе скважины-кандидата (в ячейке) должна составлять не менее 100% с учетом прогнозируемого прироста дебита жидкости за счет проведения ГРП на скважине-кандидате. При текущей компенсации по ячейке менее 100% необходимо предусмотреть мероприятия по оптимизации системы ППД в районе предполагаемого проведения ГРП (увеличение закачки), включить в сетевой график намеченные мероприятия на фонде ППД. На объектах, эксплуатирующихся на естественном режиме и

обладающих запасом пластовой энергии достаточной для проведения и получения эффекта от ГРП, возможно проведение мероприятия без организации системы ППД.

Скважины с $P_{пл} > 0,5P_{нач}$ рассматриваются к проведению ГРП после анализа возможности формирования/оптимизации системы заводнения для поддержания эффекта, в противном случае при расчете эффективности работ по ГРП делается поправка на снижение эффекта [9].

В исключительных случаях допускается проведение ГРП в скважинах с $P_{пл} < 0,5P_{нач}$. В данном случае следует учитывать то, что при снижении пластового давления диапазон депрессий сокращается и возможностей по увеличению дебита становится меньше. Кроме того, низкое пластовое давление затрудняет освоение скважин после их глушения для проведения ГРП. Поэтому включение в перечень таких скважин должно подтверждаться технико-экономическим анализом с учетом рисков получения прогнозируемого прироста и рисков вывода скважины на режим.

С целью оценки влияния ГРП и других мероприятий на состояние разработки элемента заводнения необходимо рассчитать прогноз динамики пластового давления с помощью метода материального баланса [15].

Проводится анализ результатов ранее выполненных ГТМ (ПВЛГ, ЗБС, ГРП, РИР, ОПЗ) на скважине-кандидате и на скважинах окружения. В случае неуспешных ГТМ, необходимо обозначить основные причины низкой эффективности выполненных мероприятий, при необходимости скорректировать расчет эффективности от ГРП. Предложить мероприятия по снижению риска возникновения каких-либо осложнений при проведении ГРП.

По результатам анализа разработки, геологии и запасов скважины, не удовлетворяющие критериям, исключаются из кандидатов на проведение ГРП с указанием и обоснованием рисков по каждой скважине.

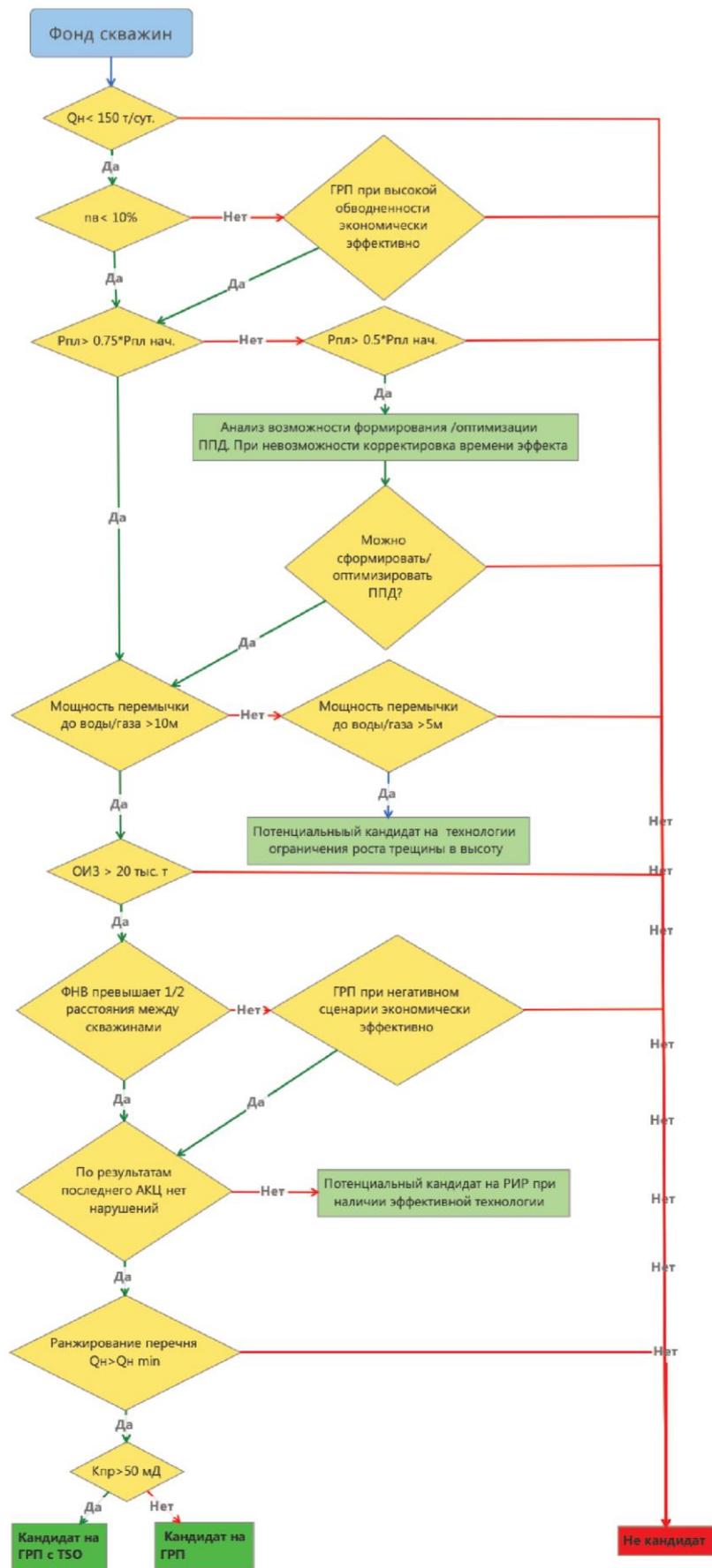


Рисунок 3.1 – Схема подбора скважин-кандидатов на проведение ГРП

3.8. Анализ технического состояния скважины

На основании информации в деле скважины дается заключение о состоянии цементного камня, наличии/отсутствии аварийного оборудования на забое скважины, наличии заколонной циркуляции (ЗКЦ), выполненных мероприятий по ликвидации аварий.

Не допускается проведение ГРП при отсутствии цемента (плохого качества сцепления с колонной/пластом) в интервалах, расположенных выше верхней границы развития трещины на 20% высоты создаваемой трещины и ниже нижней границы развития трещины на 20% высоты создаваемой трещины. Данное требование связано с риском преждевременной остановки работы по ГРП и недостижению расчетных дебитов [10].

При необходимости (в том числе по согласованию с Подрядчиком) выполняется проведение дополнительных ГИС по оценке технического состояния скважин на скважине с целью определения текущего состояния цементного камня за колонной и изучения состояния обсадных колонн. При выявлении заколонного перетока пластовой жидкости и наличии существенных нарушениями колонны или цементного камня рекомендуется исключение скважины из перечня кандидатов.

В результате трех этапов по подбору кандидатов формируется перечень потенциальных и резервных скважин-кандидатов, который впоследствии корректируется с учетом предварительного план-графика бурения и КРС.

3.9. Особенности планирования грп в особых случаях

3.9.1. Особенности планирования проведения гидроразрыва пласта при рисках роста трещины по высоте и наличия тонких глинистых барьерах

Правила проведения ГРП в условиях низкого контраста стрессов и при наличии тонких барьеров практически идентичны. Если в первом случае это создает риск на получение «Стопа», то, во втором случае, на прорыв трещины в водоносный пласт,

Проведение повторного ГРП на скважинах в условиях «тонких перемычек» не целесообразно.

Расчет прироста дебита нефти проводится в соответствии с разделом 2. Расчет выполняется в двух вариантах: В базовом варианте расчет должен проводиться при условии развития трещины по высоте в пределах целевого объекта; в «пессимистичном» варианте расчет – с учетом прорыва трещины в водонасыщенный пласт, что позволяет оценить прирост дебита нефти при негативном варианте развития событий.

В случае прогнозируемого прорыва трещины после ГРП водонасыщенный пласт, необходимо провести оценку продуктивности скважины при условии роста обводненности скважины. Используя полученные данные, можно оценить затраты на проведение ГРП и период окупаемости работы. При условии, если период окупаемости работы является допустимым, скважина может рассматриваться, как кандидат для проведения ГРП в условиях тонких перемычек [16].

С целью минимизации риска прорыва в ниже/вышележащие пласты, необходимо проведение исследований по определению профиля притока – выявление возможных заколонных перетоков пластовых флюидов.

Обязательно проведение исследований по определению качества сцепления цементного камня с колонной и породой (АКЦ). Проведение ГРП на скважине в условиях тонких перемычек допускается только при интерпретации качества цементного камня в интервале глинистой перемычки между целевым объектом и выше/нижележащими пластами как «хорошее».

При наличии цементного моста (изоляция обводненного пласта, пласта с прорывом газа) обязательно проведение опрессовки моста с целью подтверждения его герметичности. Обязательно проведение термокаротажа до

и после мини-ГРП с целью уточнения модели стрессов, принятой по скважине-кандидату.

Ключевым элементом повышения эффективности ГРП и снижению геологических рисков в условиях «тонких перемычек» и неконтролируемом росте трещины в высоту, связанного с наличием низкого контраста стрессов, является применение методов по контролю роста трещины в высоту.

Для скважин, в которых могут наблюдаться подобные риски, подрядчик предоставляет предложения и описание технологий по ограничению роста трещин по высоте [13].

После технико-экономической оценки принимается окончательное решение о проведении ГРП по стандартной технологии или по технологии с ограничением роста трещины с дальнейшим включением данных требований в ТЗ.

Дизайн ГРП должен обеспечить достижение запланированного дебита жидкости при условии нераспространения трещины в ниже/вышележащие пласты.

Дизайн должен отражать применение методов контроля роста трещины в высоту: применение вязко эластичных жидкостей ГРП, низкополимерных жидкостей, линейного геля (возможно с применением волокон); искусственное (механическое) усиление барьеров развития трещины в высоту.

Если после корректировки геомеханической модели после миниГРП, прорыв перемычки не прогнозируется, можно приступать к проведению основной работы.

В случае прогнозируемого прорыва, провести технико-экономический анализ для принятия решения о проведении работы.

4. Результат выполнения плана геолого-технических мероприятий с использованием технологии гидравлического разрыва пласта (ГРП)

Контракт № 0363/17/Т-N2/КТ1-VJPVD по проведению ГРП в скважинах месторождений СП «Вьетсовпетро» был подписан 31.05.2017г между СП «Вьетсовпетро» и фирмой VJ-PVD DRILLING на основании полного обеспечения и ответственности фирмы за проведение ГРП, включая проектирование, проведение ГРП, промывку НКТ от пропанта с использованием гибких труб (в горизонтальной скважине 611Н и при необходимости в случае СТОПа). Обеспечение судном для монтажа насосно-технологического оборудования на весь период проведения работ осуществлялось за счет СП «Вьетсовпетро».

Согласно контракту № 0363/17/Т-N2/КТ1-VJPVD, в 2017г планировалось выполнить 6 операций ГРП с закреплением трещин пропантом (2007/RP-2, 2014/RP-2, 611Н (2 операции), 132/ВК15). Однако, программа выполнения ГРП в 2017г была отменена из-за корректировки плана-графика бурения.

10.04.2018г между СП «Вьетсовпетро» и фирмой VJ-PVD DRILLING было подписано дополнение к ранее заключенному контракту, согласно которому в 2018г проведение ГРП осуществляется по условиям действующего контракта. Таким образом, в 2018г планировалось выполнить уже 9 операций в 7-ти скважинах (132/БК-15, 126б/БК-15 (2 стадии), 7010/БК-7, 7011/БК-7, 605/RC-6, 611Н/RC-6 и 904/RC-9 (2 стадии)).

С целью эффективной реализации контракта, приказом Генерального директора СП № 295/ QĐ-KTSX от 02.03.2018 г. была создана рабочая группа для руководства и организации работ по ГРП и рабочая группа для координации работ, осуществления контроля за качеством проведения ГРП. Совместно с представителями фирмы были подготовлены дизайны и планы проведения ГРП для каждой скважины.

04.06.2018г. СП «Вьетсовпетро» предоставило фирме VJ-PVD судно VungTau-03 для монтажа оборудования по проведению ГРП.

Кроме проведения ГРП в скважинах Блока 09-1, в 2018г компания VJ-PVD осуществляла гидроразрыв пласта в разведочной скважине EF-1X Блока 12/11 (дополнение к контракту ADD2-0363/17/T-N2/KT1-VJPVD). С целью увеличения продуктивности был выполнен 3-х стадийный ГРП в горизонтах CS4, CS3 и CS2.

02.07.2018 г. была выполнена первая операция ГРП в скважине 7010/БК-7.

На 15.09.2018г. фирмой VJ-PVD и СП «Вьетсовпетро» произведено 8 скважино-обработок ГРП в 7 скважинах (в скв. 7010/БК-7, 7011/БК-7, 132/БК-15, 126б/БК-15, 124б/БК-15, 611Н/РС-6 и 904/РС-9 (2 стадии)).

В процессе подготовительных работ осуществлена замена скважины 605/РС-6 из-за невозможности извлечения аварийного пакера ВСО на скважину 124б/БК-15, в скв. 126б/БК-15 выполнена 1 операция ГРП вместо 2-х запланированных.

Результат расчета экономической эффективности на на пять лет – в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Расчёт прогнозной экономической эффективности ГРП, выполненных в 2018г, на 5 лет.

№	М/р	Вид ГТМ	№ Скв	ГТС	Объект добычи	Дата	Добыча, тыс.т					Добыча 2018-2022	CAPEX тыс.USD	NPV(10%) тыс.USD	IRR. %	PI	DPP	Примечание
1	БТ	ГРП	7010 [БТ]	БК-7	НМ	07.07.18	31.9	19.7	13.4	9.3	6.4	80.685	1 319.000	11 446.693	>300 %	9.7	1.0	
2	БТ	ГРП	132 [БТ]	БК-15	ВО	05.08.18	10.4	6.1	4.1	2.9	2.0	25.454	2 147.000	2 768.336	>300 %	2.3	1.0	
3	БТ	ГРП	7011 [БТ]	БК-7	НМ	23.07.18	5.5	4.9	3.8	3.2	2.8	20.235	1 754.000	1 709.927	>300 %	2	1.1	
4	БТ	ГРП	124Б [БТ]	БК-15	ВО	24.09.18	8.3	4.9	3.2	2.5	1.6	20.57	2 723.000	1 302.036	>300 %	1.5	1.3	
5	БТ	ГРП	126Б [БТ]	БК-15	ВО	17.10.18	-	-	-	-	-	-	1 715.000	-	-	-	-	в освоении
												210.625	13 808.000	23 572.193				

CAPEX – капитальные расходы

NPV – чистая приведённая стоимость

IRR – внутренняя норма доходности

PI – индекс прибыльности

DPP – программа прямого участия

4.1. Скважина 7010/ВК-7 (нижний миоцен)

С 25.06.2018г по 02.07.2018г в скважине были выполнены подготовительные работы к проведению ГРП.

Проведение ГРП осуществлялось в интервале 3098-3127м. Пакер-ГРП был спущен на подвеске НКТ Ø89мм и установлен на глубине 3080м.

02.07.2018г провели Breakdown тест закачкой морской воды в объеме 19,3 м³. В процессе закачки морской воды максимальное давление на поверхности составило 518,6 атм при расходе 3,18 м³/мин. Закачка производилась со ступенчатым увеличением расхода. После остановки закачки отмечалось резкое снижение давления, что не позволило достоверно интерпретировать результаты теста. Рассчитанные по результату Breakdown теста параметры (информационно):

Давление закрытия на поверхности / забойное, атм – 82,4 / 368,3

Давление ISIP на поверхности / забойное, атм – 87,7 / 373,7

Эффективность жидкости, % – 12,8

Чистое давление, атм – 5,3

Градиент стрессов, атм/м – 0,13

Далее был выполнен мини-ГРП, осуществлена закачка жидкости разрыва Lightning 3000 в объеме 19 м³, проппанта массой 1,852 тонны и концентрацией 2 пра (240кг/ м³), продавка выполнена жидкостью Linear 30# в объеме 16,23 м³, максимальное давление на поверхности во время закачки составило 398 атм. Рассчитанные по результату мини-ГРП параметры:

Давление закрытия на поверхности / забойное, атм – 54,9 / 340,8

Давление ISIP на поверхности / забойное, атм – 97,5 / 383,4

Эффективность жидкости, % – 31

Чистое давление, атм – 42,6

Градиент стрессов, атм/м – 0,1

Потери давления на трения в интервале перфорации (NWB) – низкие (7,75атм).

Графики фактической закачки и результаты анализа Breakdown теста и мини-ГРП представлены на рисунках 4.1 и 4.2.

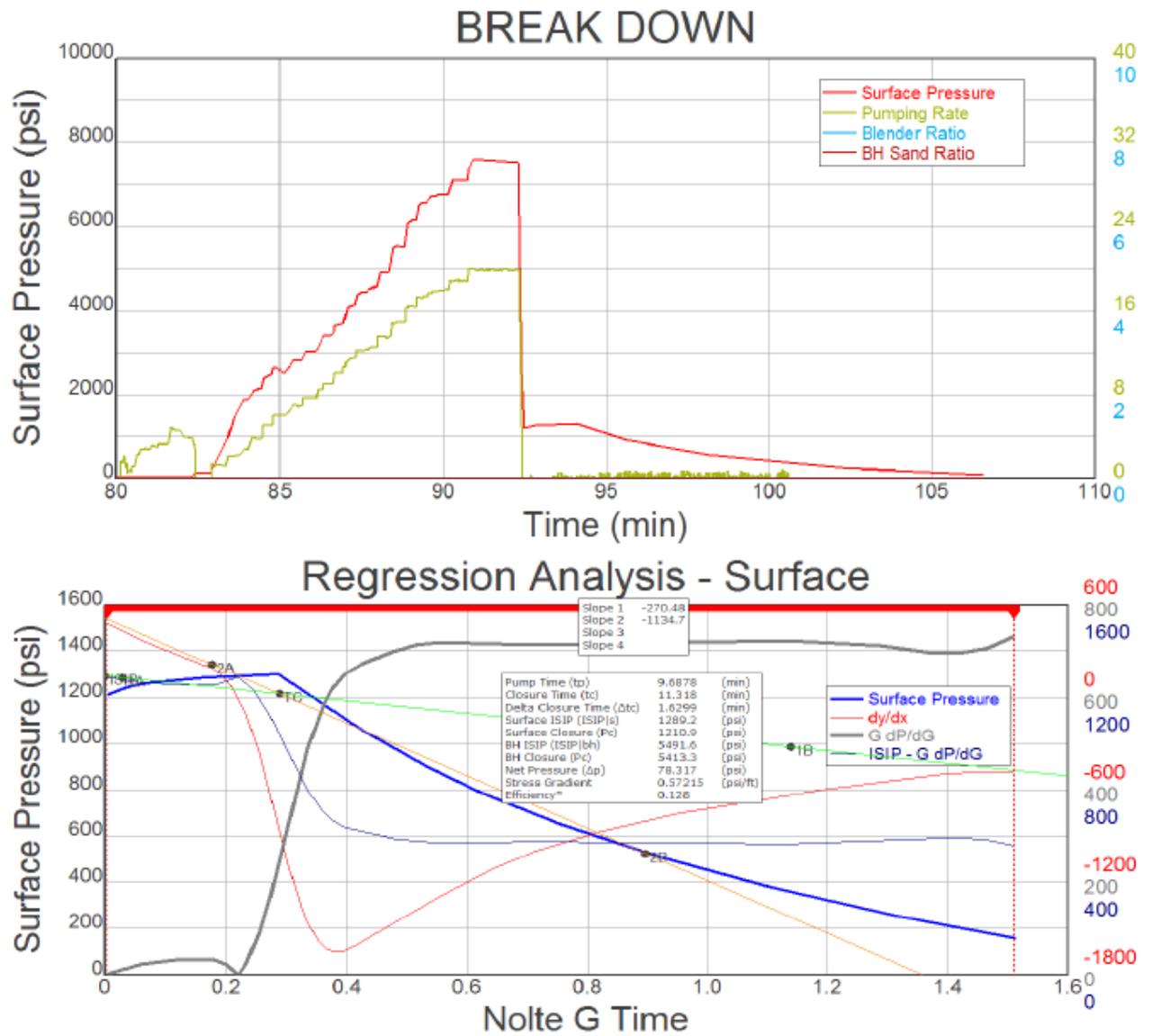
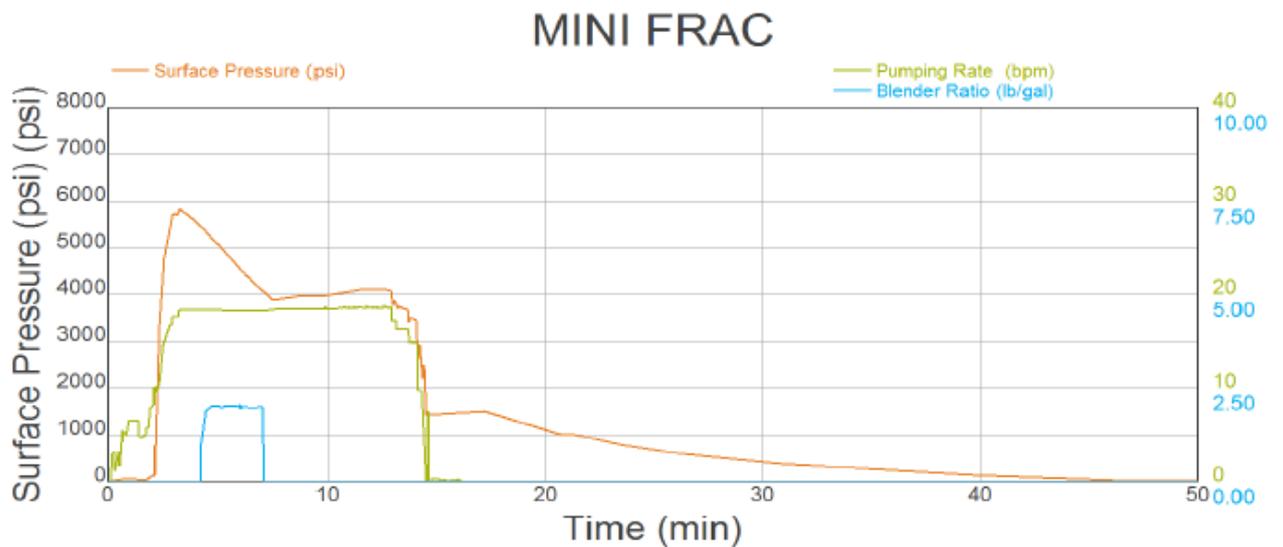


Рисунок 4.1 – Результаты проведения Break down теста в скважине 7010/ВК-7



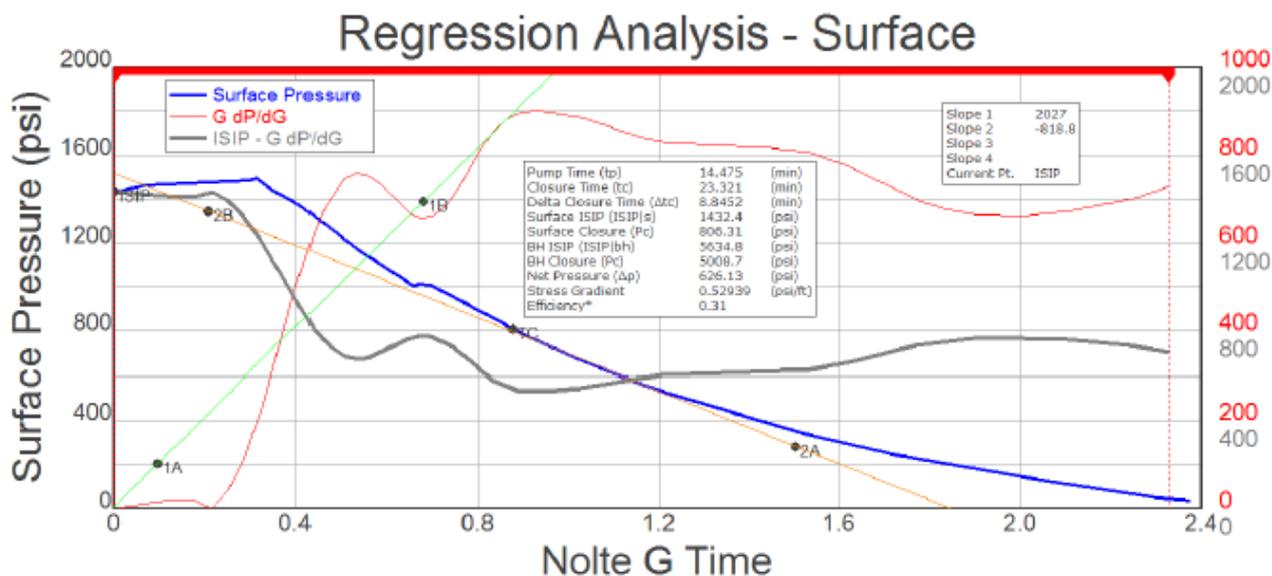


Рисунок 4.2 – Результаты проведения мини ГРП теста в скважине 7010/ВК-7

В результате выполненных тестов приняты следующие решения: объем «подушки» (PAD), массу пропанта оставить без изменений. На стадии PAD выполнить закачку пропантной пачки массой 1,78 тонны концентрацией 1 пра (120 кг/ м^3) с целью снижения потерь на трения в интервале перфорации.

02.07.2018г провели основной ГРП со следующими параметрами (Рис. 4.3):

- противодействие в затруб – 20 атм;
- объем жидкости разрыва Lightning 3000 – 91 м^3 ;
- объем жидкости песконосителя Lightning 3000 – $159,2 \text{ м}^3$;
- суммарный объем жидкости Lightning 3000 – $250,2 \text{ м}^3$;
- объем продавочной жидкости Linear 30# – $14,6 \text{ м}^3$;
- масса закачанного пропанта – 82,6 т;
- максимальное давление закачки – 358,5 атм;
- среднее давление закачки – 262 атм;
- средний расход $2,86 \text{ м}^3/\text{мин}$;
- конечное давление закачки – 301,8 атм;
- мгновенное давление остановки насоса (ISIP) – 161,54 атм.

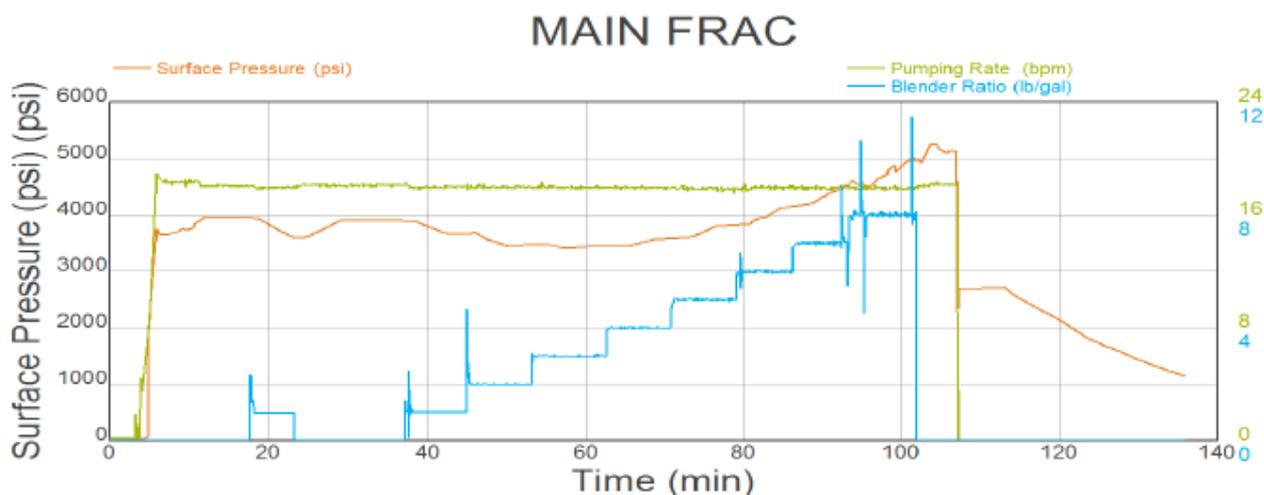


Рисунок 4.3 – Основной ГРП в скважине 7010/ВК-7

ГРП выполнен в соответствии с дизайном и утвержденным планом работ.

После тех. отстоя в течении 24 часов, 03.07.2018г осуществлен срыв и подъем пакера ГРП с глубины 3080м. Собрали КНБК с долотом для нормализации забоя и спустили до глубины 3180м – искусственный забой – ствол скважины чистый. Подняли КНБК. Монтаж и спуск ВСО по схеме ПДНГ, монтаж и опрессовка фонтанной арматуры. Шаблонировка лифта НКТ шаблоном Ø50мм, Нз-3460м.

07.07.2018г начато освоение скважины.

До ГРП на 23.06.2018г. скважина работала с параметрами: $Q_{ж}= 26,9\text{м}^3/\text{сут}$; $Q_{н} = 20,7 \text{ т/сут}$; $P_6= 14-25 \text{ атм}$, $P_3= 39-81 \text{ атм}$; $T_y=29-50 \text{ }^\circ\text{C}$, обводненность 0% и $V_{г/л}= 19870 \text{ м}^3/\text{сут}$.

После ГРП при освоении газлифтом на 19.07.2018г. скважина работала с параметрами: $Q_{ж}= 307 \text{ м}^3/\text{сут}$; $Q_{н} = 209,6 \text{ т/сут}$ (прирост +189т/сут); $P_6= 14-17 \text{ атм}$, $P_3= 87-88 \text{ атм}$; обводненность 11,8% и $V_{г/л}= 9920 \text{ м}^3/\text{сут}$.

На 25.10.2018г. скважина работала с параметрами: $Q_{ж}= 158 \text{ м}^3/\text{сут}$; $Q_{н} = 114 \text{ т/сут}$ (прирост +93,3т/сут); $P_6= 13-16 \text{ атм}$, $P_3= 90 \text{ атм}$; обводненность 6,5% и $V_{г/л}= 9930 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Предварительные выводы:

- ГРП выполнен в соответствии с дизайном и утвержденным планом работ;

- Высокая успешность выполненного ГРП может быть связана с приобщением трещиной ГРП ранее не дренируемых продуктивных пропластков.

Рекомендации и планирование работ:

Выполнить MPLT и комплексное ГДИ для уточнения работающих интервалов и параметров пласта.

4.2. Скважина 132/ВК-15 (верхний олигоцен)

С 11.07.2018г по 19.07.2018г в скважине были выполнены подготовительные работы к проведению ГРП.

Проведение ГРП осуществлялось в интервале 3799-3945м. Пакер-ГРП был спущен на подвеске НКТ Ø89мм и установлен на глубине 3470м.

19.07.2018г провели Breakdown тест закачкой морской воды в объеме 22,8 м³. В процессе закачки морской воды максимальное давление на поверхности составило 556 атм при расходе 3,18 м³/мин. Закачка производилась со ступенчатым увеличением расхода. Разрыв пласта был зафиксирован при устьевом давлении закачки 555 атм. После остановки закачки отмечалось медленное снижение давления, после ожидания в течении 1 часа не было зафиксировано давление закрытия трещины, было принято решение перейти к проведению мини-ГРП

Рассчитанные по результату Breakdown теста параметры:

- Давление закрытия на поверхности / забойное, атм – 95 / 469,8;
- Давление ISIP на поверхности / забойное, атм – 143,8 / 518,6;
- Эффективность жидкости, % – 56;
- Чистое давление, атм – 48,7;

Далее был выполнен мини-ГРП, осуществлена закачка жидкости разрыва Lightning 3000 в объеме 26,9м³, пропанта массой 3,159 тонны и концентрацией 2 рра (240кг/м³), продавка выполнена жидкостью Linear 30 в объеме 22,64 м³, максимальное давление на поверхности во время закачки составило 510 атм. Рассчитанные по результату мини-ГРП параметры:

- Давление закрытия на поверхности / забойное, атм – 136,8 / 502,5;

- Давление ISIP на поверхности / забойное, атм – 225,7 / 591,3;
- Эффективность жидкости, % – 55;
- Чистое давление, атм – 88,8;
- Градиент стрессов, атм/м – 0,13.

Потери давления на трение в интервале перфорации (NWB) – низкие (35 атм).

Графики фактической закачки и результаты анализа Breakdown теста и мини-ГРП представлены на рисунках 4.4 и 4.5.

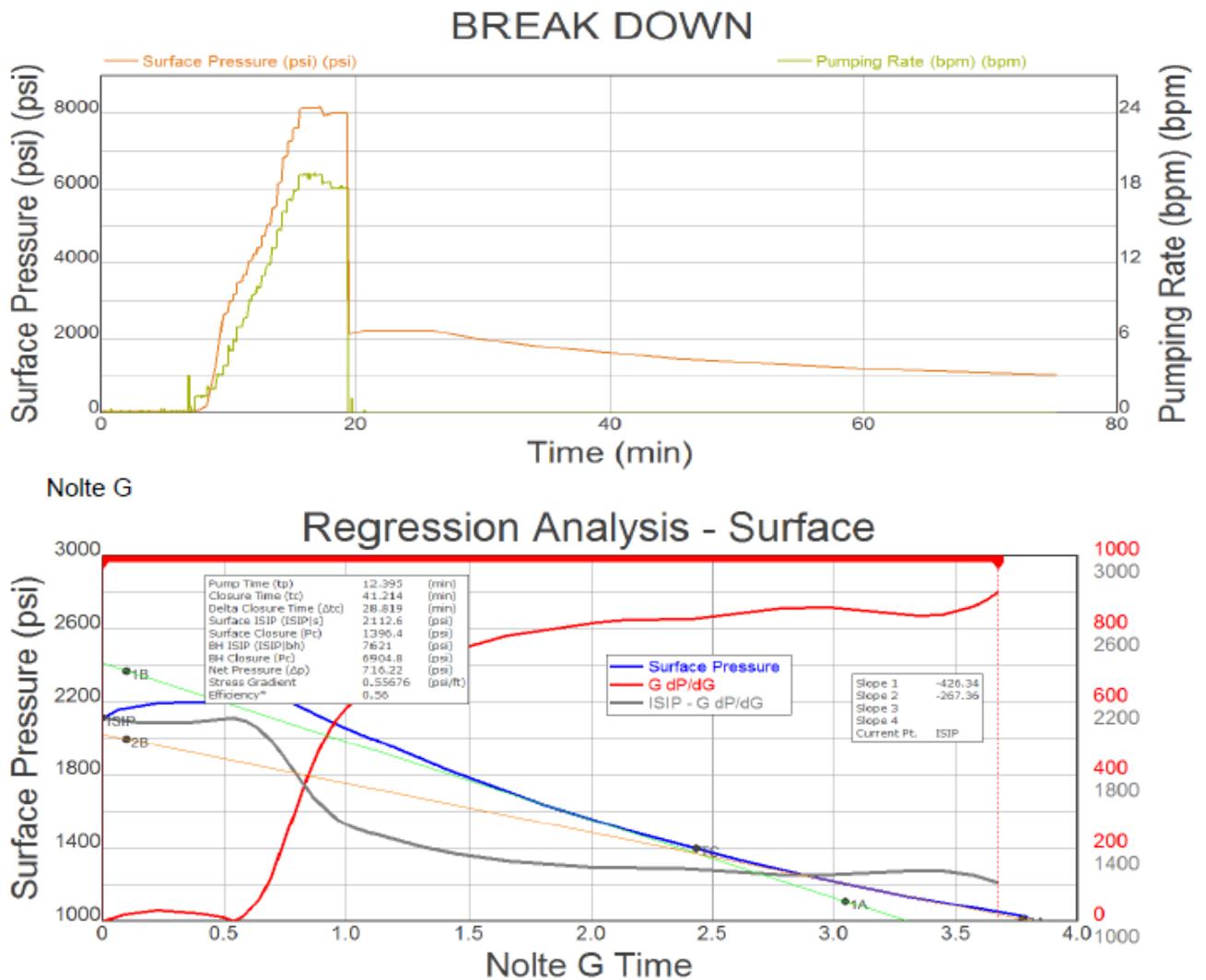


Рисунок 4.4– Результаты проведения Break down теста в скважине 132/БК-15

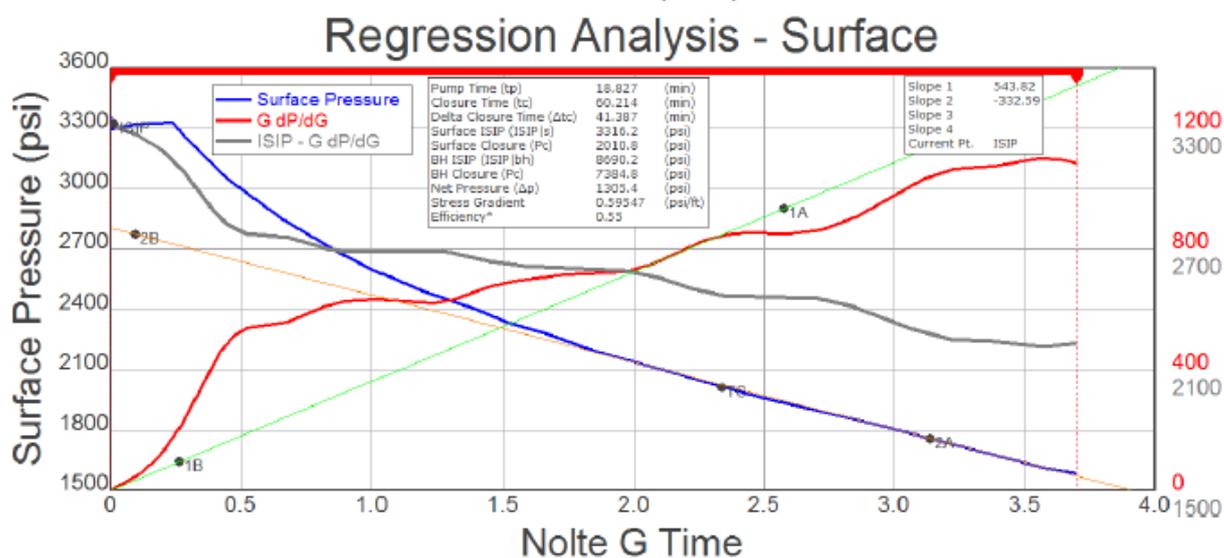
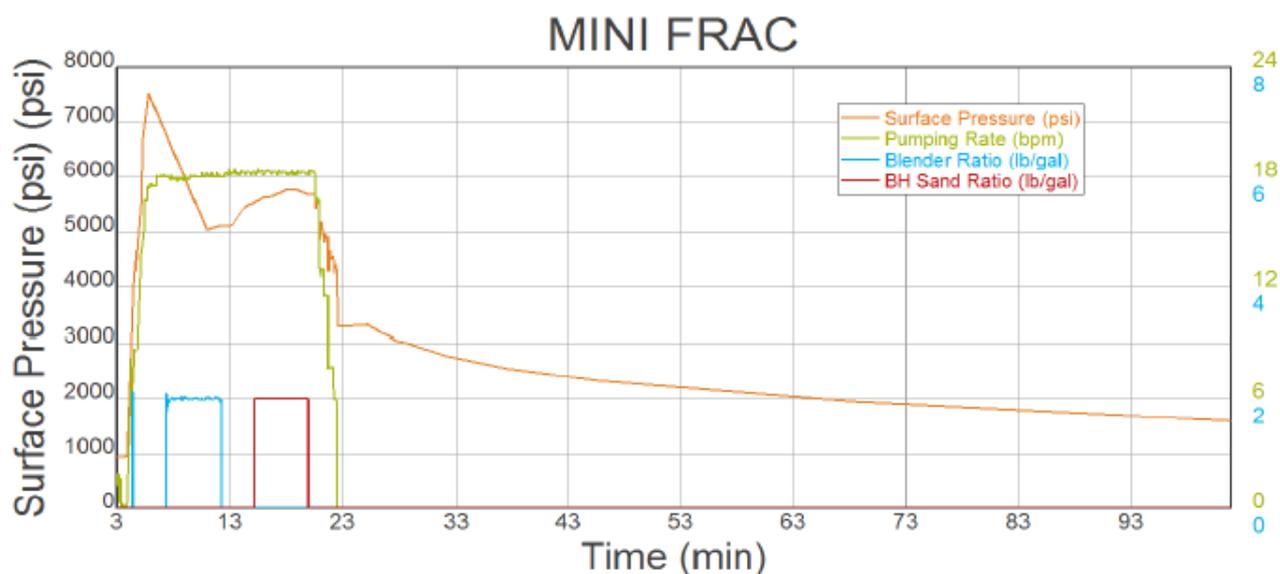


Рисунок 4.5 – Результаты проведения мини ГРП теста в скважине 132/БК-15

Максимальная вместимость емкостей для пропанта, размещенных на судне – 140т, в связи с этими техническими ограничениями максимальный объем основного ГРП с учетом мини-ГРП может составлять не более 140т. Таким образом, редизайн основного ГРП был подготовлен исходя из данного ограничения, а также результатов мини-ГРП, объем пропанта был снижен со 150т до 136,5т.

По результату выполненных тестов приняты следующие решения: объем «подушки» (PAD) снизить со 189м³ до 164м³ (32% после редизайна). На стадии PAD выполнить закачку пропантной пачки массой 5,448 тонны концентрацией 1 пра (120 кг/м³) с целью снижения потерь на трение в интервале перфорации.

Количество пропантных стадий – 8, максимальная концентрация 958кг/м³ (8 рра), однако, в связи с высоким ожидаемым устьевым давлением, в оперативном порядке во время закачки принять решение об исключении стадии 958кг/м³ (8 рра) за счет увеличения продолжительности стадий 5, 6, 7 рра.

20.07.2018г провели основной ГРП со следующими параметрами (Рис. 4.6):

- противодавление в затруб – 15 атм;
- объем жидкости разрыва Lightning 3000 – 163 м³;
- объем жидкости песконосителя Lightning 3000 – 300 м³;
- суммарный объем жидкости Lightning 3000 – 463 м³;
- объем продавочной жидкости Linear 30# – 21,9 м³;
- масса закачанного пропанта – 131,1 т;
- максимальное давление закачки – 484 атм;
- среднее давление закачки – 386 атм;
- средний расход 2,88 м³/мин;
- конечное давление закачки – 321,8 атм;
- мгновенное давление остановки насоса (ISIP) – 251,3 атм.

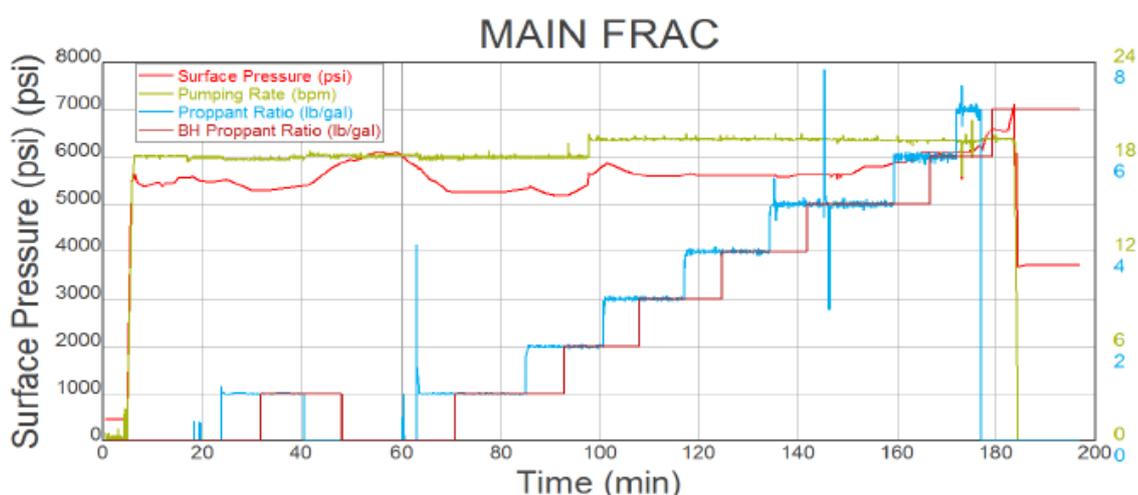


Рисунок 4.6 – Основной ГРП в скважине 132/БК-15

ГРП выполнен в соответствии с дизайном и утвержденным планом работ.

После тех. отстоя в течении 24 часов, 21.07.2018г давление $P_{тр-114}/P_{затр-65/МКД-0}$. Далее с 21 по 26 июля выполняли стравливание давления через

технологическую линию БК-15, суммарный объем жидкости 649м³. После разрядки скважины осуществлен срыв и подъем пакера ГРП. Сборка КНБК и спуск до 3895м – посадка 2 тн – голова проппанта. Выполнена нормализация забоя в интервале 3895 – 3959м, подъем КНБК. Монтаж и спуск ВСО по схеме ПДНГ, монтаж и опрессовка фонтанной арматуры. Шаблонировка лифта НКТ шаблоном Ø50мм, Нз-3935м.

02.08.2018г начато освоение скважины.

До ГРП на 06.07.2018г. скважина работала с параметрами: $Q_{ж}= 13,5\text{м}^3/\text{сут}$; $Q_{н} = 10,6 \text{ т/сут}$; $P_6= 11-14 \text{ атм}$, $P_3= 45-65 \text{ атм}$; $T_y=28-30 \text{ }^\circ\text{C}$, обводненность 0,8% и $V_{г/л}= 14980 \text{ м}^3/\text{сут}$.

После ГРП при освоении газлифтом на 04.08.2018г. скважина работала с параметрами: $Q_{ж}= 140 \text{ м}^3/\text{сут}$; $Q_{н} = 104 \text{ т/сут}$ (прирост +93,4т/сут); $P_6= 11-15 \text{ атм}$, $P_3= 70-79 \text{ атм}$; обводненность 6% и $V_{г/л}= 19870 \text{ м}^3/\text{сут}$.

На 25.10.2018г. скважина работала с параметрами: $Q_{ж}= 47 \text{ м}^3/\text{сут}$; $Q_{н} = 36,6 \text{ т/сут}$ (прирост +26т/сут); $P_6= 10-17 \text{ атм}$, $P_3= 65-70 \text{ атм}$; обводненность 1,5% и $V_{г/л}= 20010 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Предварительные выводы:

- ГРП выполнен в соответствии с дизайном и утвержденным планом работ;
- Высокая успешность выполненного ГРП может быть связана с приобщением трещиной ГРП ранее не дренируемых продуктивных пропластков.

Рекомендации:

Выполнить MPLT и комплексное ГДИ для уточнения работающих интервалов и параметров пласта.

4.3. Скважина 126б/ВК-15 (верхний олигоцен)

С 02.08.2018г по 14.08.2018г в скважине были выполнены подготовительные работы к проведению ГРП.

Проведение ГРП осуществлялось в интервале 3507-3730м. Перед спуском пакера ГРП, осуществлена реперфорация зарядами "Барракуда-89" плотностью 16 отв/п.м в интервалах: 3644-3636м, 3636-3632м, 3629-3625м, 3567-3561м, 3558-

3552м. Запись ГК ССЛ в интервале 3646 - 3500м (контроль перфорации) Пакер-ГРП был спущен на подвеске НКТ Ø89х73мм и установлен на глубине 3485м.

14.08.2018г провели Breakdown тест закачкой морской воды в объеме 16,1 м³. В связи с остановкой одного из насосов, Breakdown тест выполнялся повторно. В процессе закачки морской воды максимальное давление на поверхности составило 612 атм при расходе 2.99 м³/мин. Закачка производилась со ступенчатым увеличением расхода. После остановки закачки отмечалось резкое снижение давления, что не позволило достоверно интерпретировать результаты теста.

Далее был выполнен мини-ГРП, осуществлена закачка жидкости разрыва Lightning 3000 в объеме 28,78м³, пропанта массой 3,16 тонны и концентрацией 2 рра (240кг/м³), продавка выполнена жидкостью Linear 30# в объеме 16,22 м³, максимальное давление на поверхности во время закачки составило 490 атм.

Рассчитанные по результату мини-ГРП параметры:

- Давление закрытия на поверхности / забойное, атм – 27,7 / 372,3;
- Давление ISIP на поверхности / забойное, атм – 85,9 / 430,5;
- Эффективность жидкости, % – 22,6;
- Чистое давление, атм – 58,2;
- Градиент стрессов, атм/м – 0,10;
- Потери давления на трения в интервале перфорации (NWB) – 40,8

атм.

Графики фактической закачки и результаты анализа Breakdown теста и мини-ГРП представлены на рисунках 4.7 и 4.8.

BREAK DOWN 2

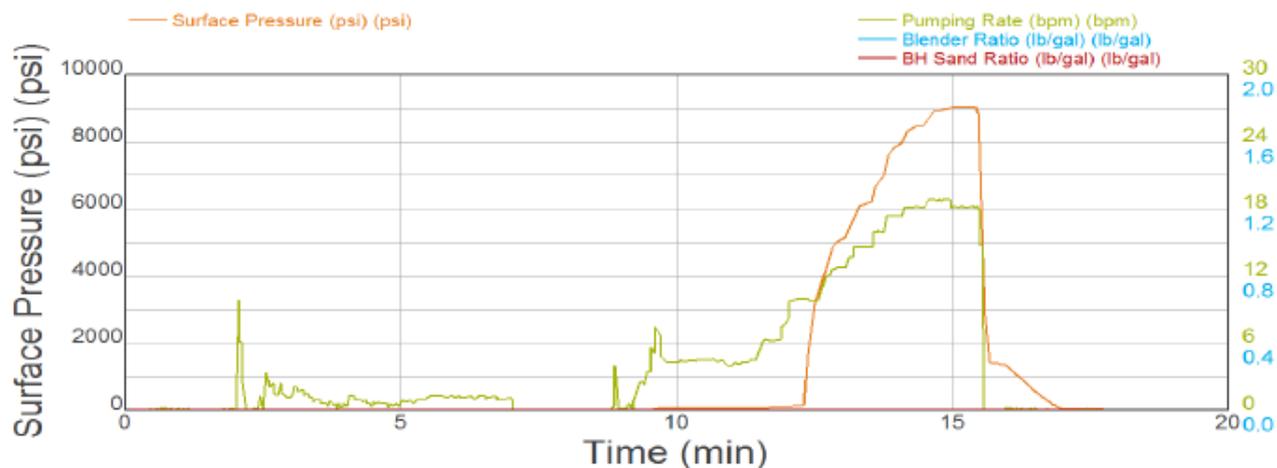


Рисунок 4.7 – Результаты проведения Break down теста в скважине 1266/БК-15

MINI FRAC

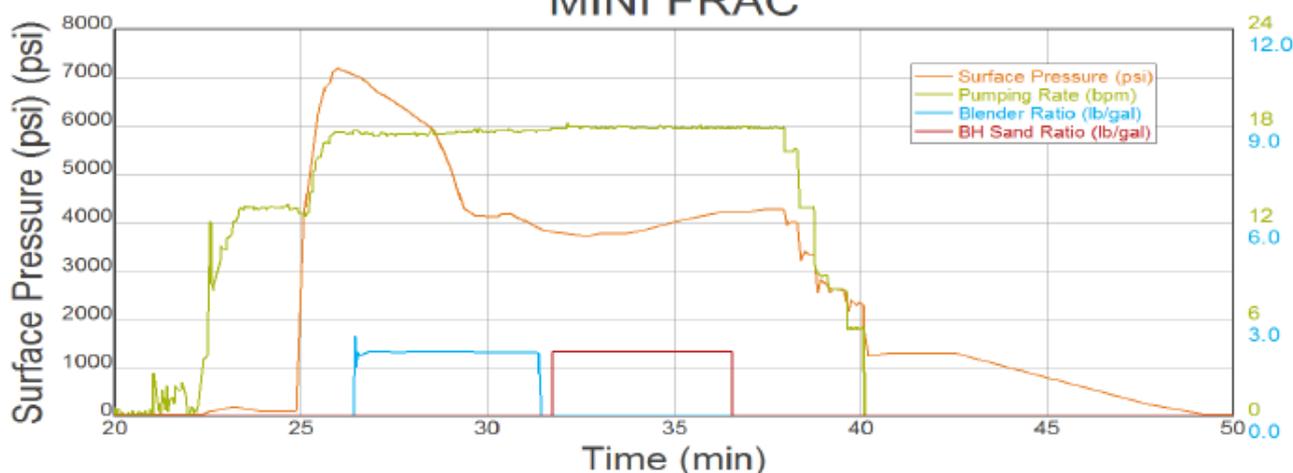


Рисунок 4.8 – Результаты проведения мини ГРП теста в скважине 1266/БК-15

Редизайн основного ГРП был подготовлен исходя из ограничения по максимальной вместимости ёмкостей, объем пропанта 135т.

По результату выполненных тестов приняты следующие решения: объем «подушки» (PAD) снизить со 165м³ до 153м³ (32% после редизайна). На стадии PAD выполнить закачку пропантной пачки массой 3,458 тонны концентрацией 1 пра (120 кг/м³) с целью снижения потерь на трение в интервале перфорации. Количество пропантных стадий – 8, максимальная концентрация 958кг/м³ (8 пра).

14.08.2018г провели основной ГРП со следующими параметрами (Рис 4.9):

- противодействие в затрубе – 11 атм;
- объем жидкости разрыва Lightning 3000 – 153 м³;

- объем жидкости песконосителя Lightning 3000 – 291 м³;
- суммарный объем жидкости Lightning 3000 – 444 м³;
- объем продавочной жидкости Linear 30# – 15,5 м³;
- масса закачанного проппанта – 131,4 т;
- максимальное давление закачки – 475 атм;
- среднее давление закачки – 306,1 атм;
- средний расход 3,02 м³/мин;
- конечное давление закачки – 213 атм;
- мгновенное давление остановки насоса (ISIP) – 204,1 атм.

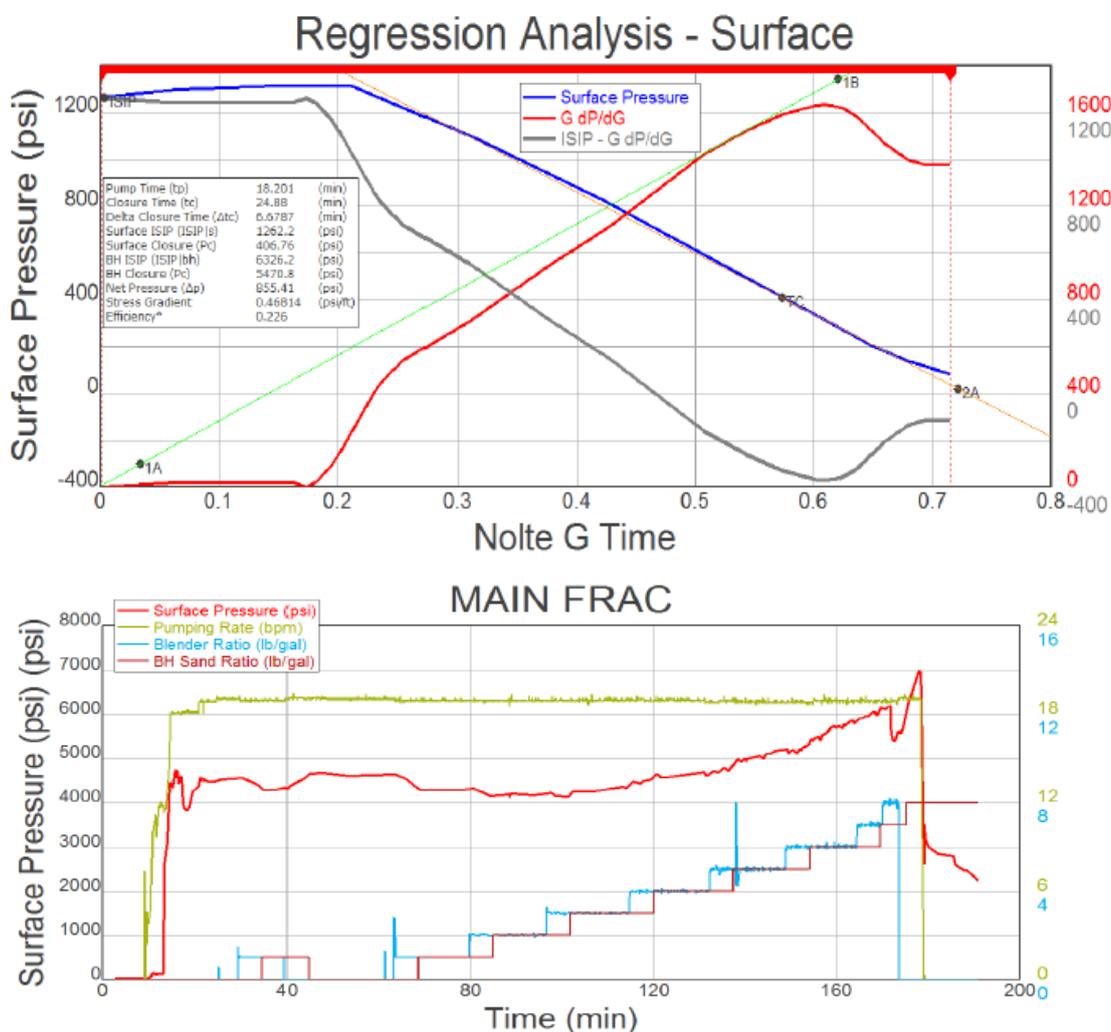


Рисунок 4.9 – Основной ГРП в скважине 1266/БК-15

ГРП выполнен в соответствии с дизайном и утвержденным планом работ. После тех. отстоя в течении 24 часов, осуществлен срыв и подъем пакера ГРП. Сборка КНБК и спуск до 3660м – посадка 2 тонн – голова проппанта.

Выполнена нормализация забоя до глубины 3735м. В интервале: 3660-3735 м проработку ствола скважины производили с частичным поглощением промывочной жидкости. Нормализация забоя после проведения ГРП проводилась в условиях поглощений вязким составом на основе Xanthangum по рецептуре СБР ПБиКРС согласованной с фирмой «ВЈ». Монтаж и спуск ВСО по схеме ПДНГ, монтаж и опрессовка фонтанной арматуры. Шаблонировка лифта НКТ шаблоном Ø50мм, Нз-3632м.

21.08.2018г начато освоение скважины.

До ГРП на 22.07.2018г. скважина работала с параметрами: $Q_{ж}= 67 \text{ м}^3/\text{сут}$; $Q_{н} = 52,3 \text{ т/сут}$; $P_6= 11-12 \text{ атм}$, $P_3= 85 \text{ атм}$; $T_y=31-35 \text{ }^\circ\text{C}$, обводненность 0 % и $V_{г/л}= 5000 \text{ м}^3/\text{сут}$.

После ГРП при освоении газлифтом на 31.08.2018г. скважина работала с параметрами: $Q_{ж}= 18 \text{ м}^3/\text{сут}$; $Q_{н} = 14 \text{ т/сут}$; $P_6= 11-12 \text{ атм}$, $P_3= 56-80 \text{ атм}$; обводненность 0,5% и $V_{г/л}= 25000 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Причина низкой эффективности ГРП:

Образование низкопроницаемой пробки на забое скважины в результате неполного вымыва вязкой пачки с проппантом. Отложения на забое скважины состоят из смеси частиц породы, проппанта и органических соединений.

С целью восстановления дебита скважины выполнено:

- Отбор поверхностных проб продукции скважины, лабораторные исследования;
- Шаблонирование, определение глубины забоя скважины шаблоном D50 мм – Нз-3632и;
- Отбор желонкой глубинной пробы с забоя скважины, лабораторный анализ состава глубинной пробы. Отобранный с забоя скважины песок – это, вероятнее всего, частицы горной породы, а не разрушенный проппант. При этом нельзя однозначно полагать, что именно такое распределение (85% песка и 15% проппанта) будет во всей мощности пересыпанной части забоя скважины (98 м), т.к. желонкой была отобрана с забоя проба массой порядка 0,5 кг.

– Лабораторные исследования стабильности геля ГРП и промывочной жидкости с пластовой нефтью:

Выполнен лабораторный анализ совместимости жидкости ГРП с устьевой пробой нефти скв. 126Б/БК-15

Результат: эмульсия при смешивании жидкости ГРП с устьевой пробой нефти не образуется.

Лабораторный анализ совместимости раствора с добавкой Xanthangum (вязкая пачка, которая была использована для вымыва проппанта с забоя скважины) с устьевой пробой нефти скв. 126Б/БК-15.

Результат: при температуре 90 градусов в течение 4-х часов наблюдается стабильная эмульсия.

В период с 06.10.18 по 18.10.18г был выполнен КРС для нормализации забоя. Выполнено извлечение ВСО. При подъеме первых 9-ти НКТ выявлено сужение проходного диаметра, 2 трубки были забиты парафином. После извлечения ВСО осуществлен спуск долота 114,3мм до глубины 3632 м. На этой глубине получили посадку до 2т. Подняли долото до 3361м, Обратной промывкой восстановили циркуляцию, аккуратно спустили до глубины посадки – 3632м и приступили к переводу скважины на раствор ВJ "Linear gel" для вымыва проппанта с проработкой в интервале: 3632 - 3634 м. Ниже 3634 м проработать не удалось, полная потеря проходки. При проработке на выходе раствор с пленкой нефти, проппанта нет. После подъема и ревизии долота выявлена сработка долота Ø114,3мм которая характерна для случая «работы» долота по металлу. Далее для очистки забоя был спущен торцовой фрез 110 мм, провели фрезерование в интервале 3634-3639м. Во время фрезерования при выходе раствора на виброситах наблюдался вынос породы с проппантом. В интервале 3640-3738м спуск проводили с промывкой и вращением с прокачкой вязкого тампона, на выходе проппант. При спуске происходило поглощение раствора ВJ, в объеме 20м³, на глубине 3738 м перешли на промывку морской водой. Продолжили промывку на 3738м с прокачкой вязкого тампона СМС,

$T=85c$, в объеме $V=10m^3$ - на выходе проппант. Отобрали пробы на анализ. Продолжили промывку до чистой м/воды и подняли инструмент до 2800м на технологический отстой - 3 часа с контролем уровня. После тех.отстоя спустили инструмент до глубины 3738м. Спуск проходил чисто, без посадок. Повторно произвели промывку на этой глубине с прокачкой вязкого тампона СМС, $T=85c$, объемом $V=10m^3$. При промывке, прокачке и вымыве тампона на выходе в пробах проппанта нет. Подъем КНБК, спуск долота 114,3мм + скребок+ райбер-шаблон, проработка места посадки пакера ВСО, допуск долота до забоя 3738м, промывка 1 цикл. Подъем КНБК, спуск ВСО. После распаковки пакера ВСО, с помощью канатной техники забой отбит шаблоном $\varnothing 42mm$ на глубине 3738м. Далее освоение скважина.

На 25.10.2018г. скважина в освоении с параметрами: $Q_{ж}= 76 m^3/сут$; $Q_{н} = 29,2 т/сут$; $P_6= 11-17 атм$, $P_3= 80-85 атм$; обводненность 51% и $V_{Г/Л}= 25150 m^3/сут$.

Рекомендации и планируемые работы:

По результатам освоения, в случае не достижения расчетных параметров, выполнение ОПЗ с использованием деэмульгаторов по технологии ДМС для разрушения эмульсии нефти и вязкой пачки (Xanthangum) в трещине ГРП.

4.4. Скважина 1246/ВК-15 (верхний олигоцен)

С 22.08.2018г по 11.09.2018г в скважине были выполнены подготовительные работы к проведению ГРП.

Проведение ГРП осуществлялось в интервале 3893-4066м. Пакер-ГРП был спущен на подвеске НКТ $\varnothing 89+73mm$ и установлен на глубине 3105,2м. При спуске пакера ГРП возникали осложнения – посадки пакера, пакер ГРП был спущен и установлен с пятой попытки, после изменения глубины спуска, ниже стыковочного узла ОК-127мм.

11.09.2018г провели Breakdown тест закачкой морской воды в объеме 21,7 m^3 . В процессе закачки морской воды максимальное давление на поверхности составило 635,4 атм при расходе 2,65 $m^3/мин$. Закачка производилась со ступенчатым увеличением расхода. После остановки закачки отмечалось медленное снижение давления, после ожидания в течении 1 часа не было

зафиксировано давление закрытия трещины, было принято решение перейти к проведению мини-ГРП

Далее был выполнен мини-ГРП, осуществлена закачка жидкости разрыва Lightning 3000 в объеме 27,22м³, проппанта массой 3,11 тонны и концентрацией 2 пра (240кг/м³), продавка выполнена жидкостью Linear 30# в объеме 21,7 м³, максимальное давление на поверхности во время закачки составило 573,2 атм.

Рассчитанные по результату мини-ГРП параметры:

- Давление закрытия на поверхности / забойное, атм – 300,7 / 663,7;
- Давление ISIP на поверхности / забойное, атм – 328,3 / 691,3;
- Эффективность жидкости, % – 57,9;
- Чистое давление, атм – 27,6;
- Градиент стрессов, атм/м – 0,18;
- Потери давления на трение в интервале перфорации (NWB) – низкие (17 атм).

Графики фактической закачки и результаты анализа Breakdown теста и мини-ГРП представлены на рисунках 4.10 и 4.11.

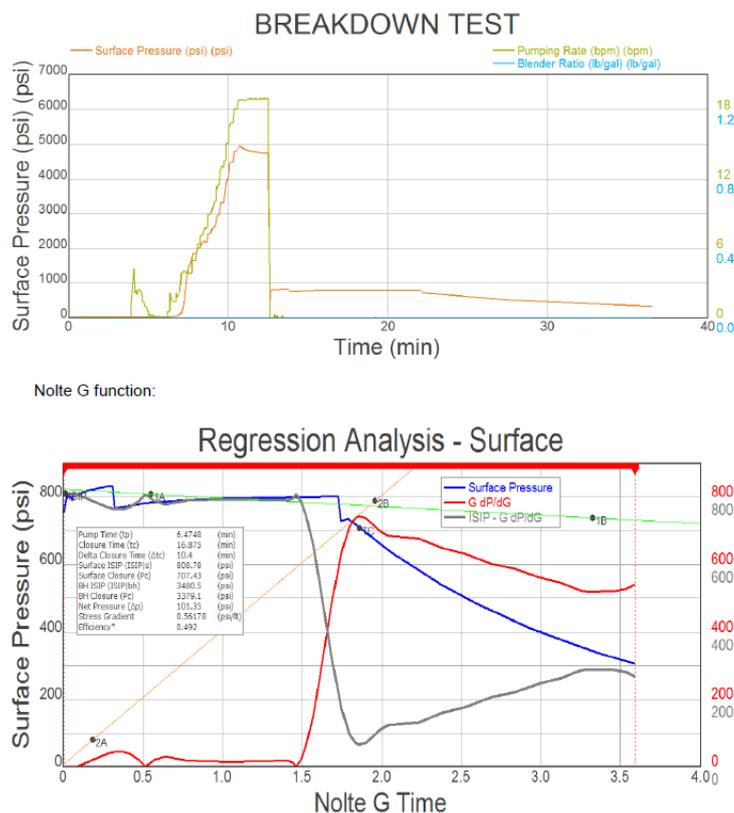


Рисунок 4.10 – Результаты проведения Break down теста в скважине 1246/БК-15

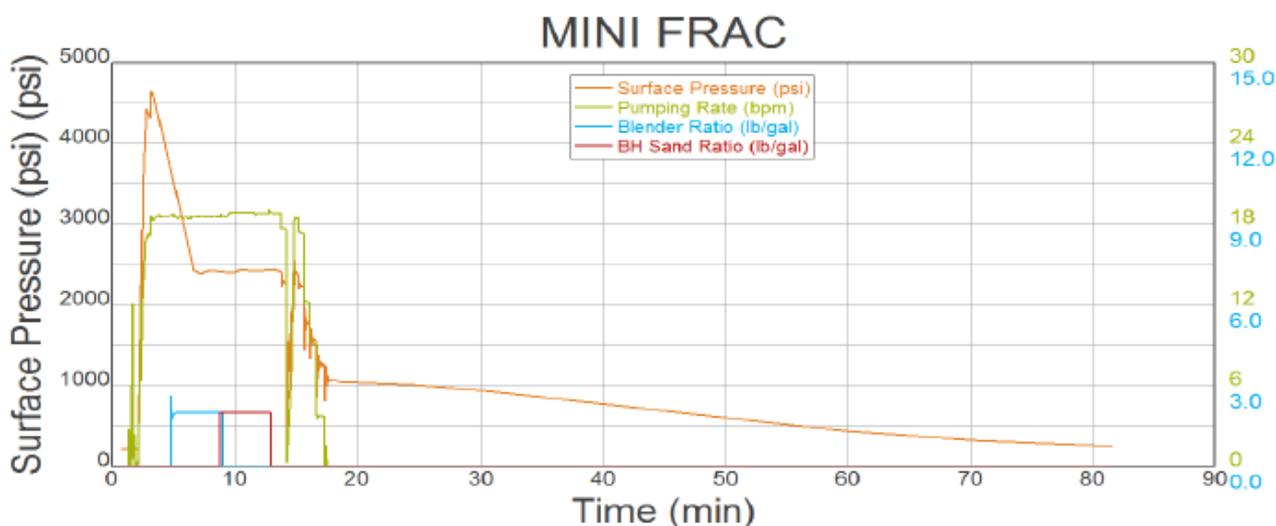


Рисунок 4.11 – Результаты проведения мини ГРП теста в скважине 1246/БК-15

По результату выполненных тестов приняты следующие решения: процент «подушки» (PAD) увеличить с 35% до 39%, объём PAD - 152м³. На стадии PAD выполнить закачку пропантной пачки массой 3,448 тонны концентрацией 1 пра (120 кг/м³) с целью снижения потерь на трение в интервале перфорации. Количество пропантных стадий – 6, максимальная концентрация 718кг/м³ (6 пра), изменения связаны с высоким ожидаемым устьевым давлением закачки.

11.09.2018г провели основной ГРП со следующими параметрами (Рис 4.12):

- противодействие в затруб – 15 атм;
- объём жидкости разрыва Lightning 3000 – 150 м³;
- объём жидкости песконосителя Lightning 3000 – 234 м³;
- суммарный объём жидкости Lightning 3000 – 384 м³;
- объём продавочной жидкости Linear 30# – 21 м³;
- масса закачанного пропанта – 87,8 т;
- максимальное давление закачки – 637,6 атм;
- среднее давление закачки – 469,5 атм;
- средний расход 3,02 м³/мин;
- конечное давление закачки – 541,9 атм;
- мгновенное давление остановки насоса (ISIP) – 369,2 атм.

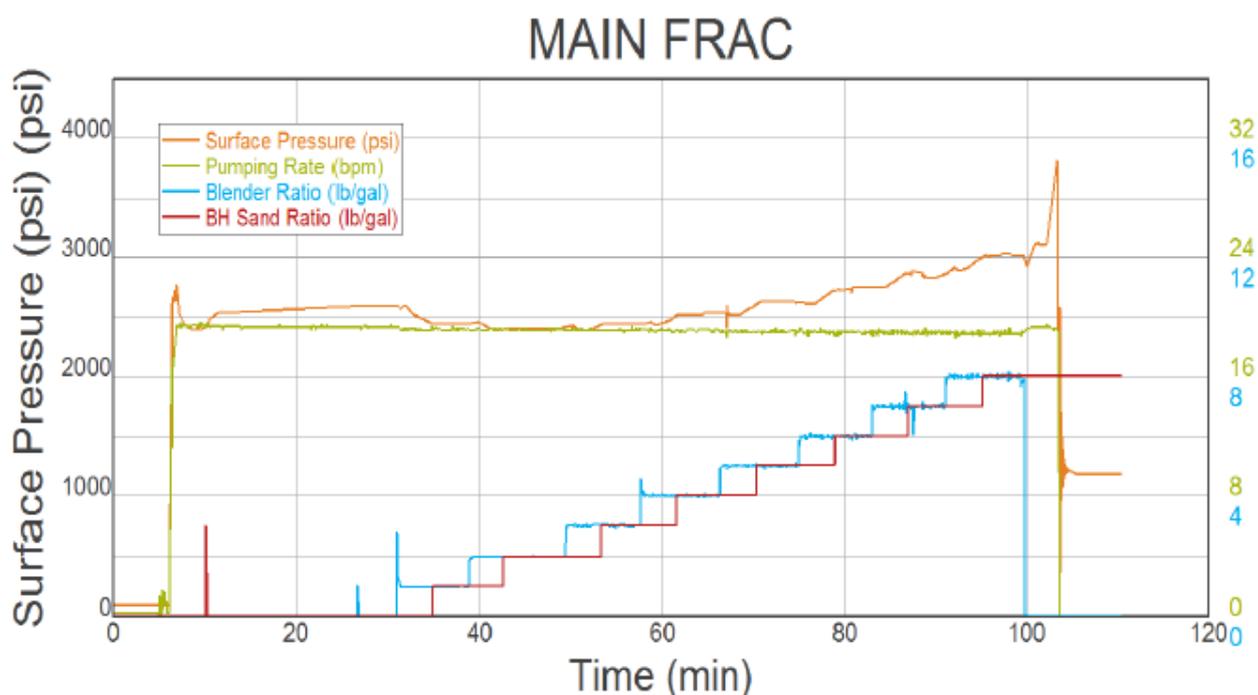


Рисунок 4.12 – Основной ГРП в скважине 1246/БК-15

ГРП выполнен в соответствии с редизайном и утвержденным планом работ.

После тех. отстоя в течении 24 часов, 12.09.2018г давление $P_{тр-75}/P_{затр-11/МКД-0}$. Далее с 12 по 17 сентября выполняли стравливание давления через технологическую линию БК-15, суммарный объем жидкости 466м^3 . После разрядки скважины осуществлен срыв и подъем пакера ГРП. Сборка КНБК и спуск до 4041м – посадка 2 тн – голова проппанта. Выполнена нормализация забоя с промывкой в интервале 3041 – 4070м, подъем КНБК. Монтаж и спуск ВСО по схеме ПДНГ, монтаж и опрессовка фонтанной арматуры. Шаблонировка лифта НКТ шаблоном $\varnothing 42\text{мм}$, Нз-4070м.

24.09.2018г начато освоение скважины.

До ГРП на 06.07.2018г. скважина находилась в простаивающем фонде с остановочным дебитом нефти 0 т/сут.

После ГРП при освоении газлифтом на 27.09.2018г. скважина работала с параметрами: $Q_{ж} = 69 \text{ м}^3/\text{сут}$; $Q_{н} = 48,8 \text{ т/сут}$ (прирост $+48,8\text{т/сут}$); $P_6 = 17-22 \text{ атм}$, $P_3 = 61-72 \text{ атм}$; обводненность 10,5% и $V_{Г/Л} = 24980 \text{ м}^3/\text{сут}$.

На 25.10.2018г. скважина работала с параметрами: $Q_{ж}= 45,3 \text{ м}^3/\text{сут}$; $Q_{н} = 35,8 \text{ т/сут}$ (прирост $+35,8\text{т/сут}$); $P_6= 10-17 \text{ атм}$, $P_3= 44-68 \text{ атм}$; обводненность 0% и $V_{г/л}= 24970 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Предварительные выводы:

- ГРП выполнен в соответствии с дизайном и утвержденным планом работ;
- высокая успешность выполненного ГРП может быть связана с приобщением трещиной ГРП ранее не дренируемых продуктивных пропластков.

Рекомендации и планируемые работы:

Выполнить MPLT и комплексное ГДИ для уточнения работающих интервалов и параметров пласта.

С 12.09.2018г. по 13.09.2018г. проведен демонтаж оборудования ГРП с ТБС VungTau-03.

Причины недостижения расчетных дебитов:

- Скв. 1266/БК-15 - образование низкопроницаемой пробки на забое скважины. Отложения на забое скважины состоят из смеси частиц породы, проппанта и органических соединений. Интенсивные поглощения промывочной жидкости при нормализации забоя (вымыва породы и проппанта).
- Скв. 7011/БК-7 - не подтверждение значений “ $k \cdot h$ ” и низкими ФЕС пласта.

Предложения по повышению эффективности операций ГРП:

1. Подбор и использование более прочного проппанта для исключения рисков его разрушения при использовании в условиях повышенного стресса (условия верхнего олигоцен БК-15).
2. Подбор и использование проппанта большего размера, наиболее подходящего к геологическим условиям СП «Вьетсовпетро» (средняя и высокая проницаемость пород).
3. Для исключения рисков выноса проппанта из трещины в процессе эксплуатации после ГРП, предусмотреть использование проппанта с

полимерным покрытием RCP или других технологий. Рекомендации VJ-PVD: использование RCP или технологии Flex-sand.

4. Проведение реперфорации целевого интервала для ГРП зарядами с большим диаметром пробивного отверстия с плотностью перфорации не менее 20 отв/м.

5. Для снижения потерь давления в НКТ в процессе проведения ГРП, при технической возможности, предусмотреть использование НКТ большего диаметра (114мм, комбинации 114+89мм). Также рекомендовано VJ-PVD.

6. Обязательное наличие комплекса ГНКТ у фирмы подрядчика:

- скв 7011/БК-7 - не подтверждение значений “k·h” и низкими ФЕС пласта.

- для нормализации забоя скважины после ГРП и снижения рисков кольматации ПЗП;

- для выполнения более агрессивных дизайнов или дизайнов с TSO и вымыва проппанта из НКТ в случае получения СТОПа.

7. Повышенный контроль за проведением КРС ПР к ГРП и ЗР после ГРП:

- Скв. 7011/БК-7 - не подтверждение значений “k·h” и низкими ФЕС пласта.

- контроль за объемами поглощений во время проведения КРС;

- контроль качества промывки на поверхности с отбором проб промывочной жидкости для определения количества механических примесей.

- после нормализации забоя и вымыва проппанта, осуществлять тех.отстой не менее 3х часов, после чего выполнять повторное определения забоя инструментом;

- для контроля хода выполнения КРС составлять оперативный отчет о выполненных работах, направлять данный отчет членам рабочей группы по проведению ГРП.

8. Разработка мер по недопущению поглощений при промывке и нормализации забоя скважин после проведения ГРП перед освоением.

Предусмотреть дополнительные мероприятия в случае наличия поглощений промывочной жидкости после проведения ГРП.

9. При планировании программы ГРП уделять особое внимание обоснования и выбору скважин-кандидатов, следуя алгоритму, приведенному в Сборнике инструкций VSP-000-DC-646 «Планирование, анализ эффективности и контроль за проведением ГРП в скважинах СП «Вьетсовпетро».

10. При выборе скважины-кандидатов особое внимание уделять конструкции скважин, для исключения осложнений, связанных со спуском и установкой пакеров определять техническое состояние колонн (МТ-40). В зависимости от условий применять пакера ГРП различной конструкцией. Данное условие прописывать в ИТТ.

11. Учитывая перспективное направление проведения гидро-разрывов скважин в ближайшем времени есть необходимость разработки руководящего документа по подготовке и освоению скважин при ГРП.

12. При планировании программы ГРП на 2019г рассмотреть предложенные VJ-PVD технологии, направленные на увеличение проводимости трещин:

– NeutraProp™ Neutral Wettability Proppant – использование модифицированного проппанта с нейтральной смачиваемостью поверхности;

– EC Prime - Enhanced Conductivity Fracturing Service – увеличение эффективности ГРП за счет создания зон повышенной проводимости внутри трещины ГРП.

Выводы и рекомендации

– Работы VJ-PVD по ГРП с закреплением трещин пропантом проведены 4-ми скважинах. Суммарный среднесуточный прирост дебита нефти по скважинам составил 197,4 т/сут (на 25.10.2018г.).

– В процессе подготовительных работ осуществлена замена скважины 605/RC-6 из-за невозможности извлечения аварийного пакера ВСО на скважину 1246/БК-15, в скв. 1266/БК-15 выполнена 1 операция ГРП вместо 2-х

запланированных.

– Увеличение длительности проведения КРС в скв. 124б/БК-15 связано с осложнениями при посадке пакера ГРП из-за конструктивных особенностей пакерных элементов и условий скважин. В скважине 132/БК-15 связано с необходимостью проведения работ по стравливанию давления после ГРП.

– Пакеры фирмы VJ-PVD, используемые для проведения ГРП, в основном хорошо зарекомендовали себя в процессе производства работ, но с учетом возникших проблем на скважинах 124Б и 904 требуется доработка и адаптация к скважинным условиям СП «Вьетсовпетро».

– Компания VJ-PVD 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 VJ, контроль и непосредственное участие в проведении операций.

– За счет эффективной организации и координации работ по проведению комплекса работ с начала его подготовки до завершения по ГРП удалось сократить общее время компании ГРП и времени использования судна ГРП до 62 дней, при плановой продолжительности 80 дней. При этом за счет организации, координации работ по ГРП, постоянного контроля за процессом проведения комплекса работ, грамотной логистики, непосредственного участия в проведении ГРП на выбранных скважинах и тесного взаимодействия специалистов рабочей группы по ГРП, специалистов группы по управлению проектом Блока 12/11 и VJ-PVD отмечается значительная экономия средств за счет сокращения продолжительности Stand-by до 30 дней (план 48 дней).

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

Студенту:

Группа 2Б8Д	ФИО Зыонг Тхи Лан
----------------	----------------------

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01) Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала

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

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Кащук Ирина Вадимовна	к.т.н доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Зыонг Тхи Лан		

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Введение

Одно из основных направлений деятельности любого нефтегазодобывающего предприятия в настоящее время – сокращение себестоимости продукции скважин, в частности, в технологических процессах подготовки нефти.

Месторождение «Белый Тигр» находится на заключительной стадии разработки, о чем свидетельствует ежегодное уменьшение добычи нефти и рост обводненности продукции, поэтому наблюдается постоянный рост себестоимости добычи нефти.

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

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

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

5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

5.1.1 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

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

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

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

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

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \times B_i \quad (5.1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента, V_i – вес показателя (в долях единицы), B_i – балл i -го показателя.

Из таблицы 5.1- видно, что конкурентоспособность разработки составила 4,52, в то время как двух других аналогов 4,26 и 3,72 соответственно. Результаты показывают, что данная научно-исследовательская разработка является конкурентоспособной и имеет преимущества по таким показателям, как количество выхода продукта, качество продуктам, предполагаемый эксплуатации, финансирование.

5.1.2 SWOT–анализ

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

Результаты первого этапа SWOT–анализа представлены в табл. 5.2.

Таблица 5.2 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Систематическое повышение уровня квалификации. 2. Наличие квалифицированного персонала, имеющего опыт работы в данной области. 3. Высокое качество продукции, соответствующее мировым стандартам. 4. Внедрение новых узлов оборудования и совершенствования технологических процессов. 	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Низкий уровень заработной платы для молодых специалистов. 2. Устаревшее оборудование. 3. Высокая степень износа оборудования. 4. Повышение цен у поставщиков. 5. Высокий уровень цен на выпускаемую продукцию.
<p>Возможности:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Малое количество посредников на территории Южно-Восточной Азии. 2. Небольшое количество конкурентов на территории Южно-Восточной Азии. 3. Высокое качество поставляемых ресурсов. 	<p>Сильные стороны и возможности:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Эффективное использование ресурсов производства. 2. Оптимизация количества посредников за счет постоянных и проверенных поставщиков (пользоваться услугами постоянных поставщиков). 3. Поддержание увеличения спроса и выхода на новые рынки сбыта товара за счет высокого качества продукции. 	<p>Слабые стороны и возможности:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Создание эффективной системы мотивации и стимулирования для сотрудников. 2. Нарботка и укрепление конкурентных преимуществ продукта. 3. Модернизация оборудования. 4. Внедрение технологии 5. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений
<p>Угрозы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Увеличение уровня налогов. 2. Повышение требований к качеству продукции. 3. Несвоевременные поставки сырья и оборудования. 	<p>Сильные стороны и угрозы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Применение оптимальной налоговой политики. 2. Внедрение менеджмента качества. 3. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений. 	<p>Слабые стороны и угрозы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышение цен на выпускаемую продукцию. 2. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений.

В результате SWOT-анализа показано, что преимущества разрабатываемой технологии преобладают над ее недостатками. Данные недостатки, которые на данный момент на практике не устранены, но в теории уже есть возможности для их устранения.

5.2 Планирование управления научно-техническим проектом

5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевой графики проекта. Линейный график представлен в виде таблицы (табл. 5.3).

Таблица 5.3 – Календарный план проекта

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
Составление ТЗ	3	03.01.22	05.01.22	Руководитель
Изучение литературы, составление литературного обзора	37	06.01.22	20.02.22	Исполнитель
Выбор напр. исслед.	4	24.02.22	27.02.22	Руководитель Исполнитель
Расчет математического модели	27	28.02.22	26.03.22	Исполнитель
Обсуждение полученных результатов	14	27.03.22	10.04.22	Исполнитель
Оформление выводов	18	17.04.22	29.04.22	Исполнитель
Оформление пояснительной записки	16	30.04.22	16.05.22	Руководитель Исполнитель
Итого:	119	03.01.22	16.05.22	

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

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (5.2)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (5.3)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году; ($T_{\text{кал}} = 366$);

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году; ($T_{\text{вых}} = 104$);

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году. ($T_{\text{пр}} = 15$);

$$k_{\text{кал}} = 366 / (366 - 104 - 15) = 1,48$$

Расчеты временных показателей проведения научного исследования обобщены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{\text{ожг}}$, чел-дни			
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Составление ТЗ	1	-	3	-	1,8	-	1,8	3
Изучение литературы, составление литературного обзора	-	24	-	26	-	24,8	24,8	37
Выбор напр. исслед.	2	2	3	3	2,4	2,4	2,4	4
Расчет математического модели	-	17	-	20	-	18,2	18,2	27
Обсуждение полученных результатов	-	9	-	10	-	9,4	9,4	14
Оформление выводов	-	11	-	13	-	11,8	11,8	18
Оформление пояснительной записки	10	10	12	12	10,8	10,8	10,8	16
Итого:	13	73	18	84	15	77,4	77,4	119

Примечание: Исп. 1 – научный руководитель, Исп. 2 – инженер.

Таблица 5.5 – Календарный план-график проведения НИР по теме.

Вид работ	Исполнитель	Тк, кал,д н	Продолжительность выполнения работ														
			январь			февраль			март			апрель			май		
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
Составление ТЗ	Руководитель	3															
Изучение литературы, составление литературного обзора	Исполнитель	37															
Выбор напр. исслед.	Руководитель Исполнитель	4															
Расчет математической модели	Исполнитель	27															
Обсуждение полученных результатов	Исполнитель	14															
Оформление выводов	Исполнитель	18															
Оформление пояснительной записки	Руководитель Исполнитель	16															



Исполнитель



Руководитель

5.3 Бюджет научного исследования

При планировании бюджета научно-технического исследования учитывались все виды расходов, связанных с его выполнением. В этой работе использовать следующую группировку затрат по следующим статьям:

- материальные затраты научно-исследовательской работы (НИР);
- затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы НИР.

5.3.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования

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

Результаты по данной статье указаны в табл. 5.6.

Таблица 5.6 – Материальные затраты

Наименование	Ед. изм.	Количество			Цена за ед., т.руб			Затраты на материалы, (Зм), т.руб.		
		Разработка	Аналог 1	Аналог 2	Разработка	Аналог 1	Аналог 2	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
Канцелярские товары (бумага)	шт	2	4	3	2	2	2	4	8	6
ИТОГО:								4	8	6

5.3.2 Расчет амортизации специального оборудования

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме (табл. 5.7). Определение стоимости спецоборудования

производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 5.7 – Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

Наименование	Ед. изм.	Количество			Цена за ед., т.руб			Затраты на оборудование, (Зм), т.руб.		
		Разработка	Аналог 1	Аналог 2	Разработка	Аналог 1	Аналог 2	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
Программа Shaphir	шт	1	1	1	90	90	90	90	90	90
Испытательный стенд	т	1	2	2	50	40	50	50	80	100
Компьютер	шт	2	1	1	30	50	40	60	50	40
Монитор	шт	1	2	2	5	7	7	5	14	14
ИТОГО:								205	234	244

В смете затрат оборудование учитывается по амортизации. Сумма амортизационных отчислений техники и оборудования определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации. Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 5.8

Таблица 5.8 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование	Норма амортизации, %	Стоимость, руб			Период использования дней			Сумма амортизации, руб.		
		Разработка	Аналог 1	Аналог 2	Разработка	Аналог 1	Аналог 2	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
Программа Shaphir	30	90000	90000	90000	6	6	6	450,0	450,0	450,0
Испытательный стенд	15	50000	80000	100000	3	4	4	62,5	133,3	166,7
Компьютер	20	60000	50000	40000	100	95	97	3333,3	2638,9	2155,6
Монитор	20	5000	14000	14000	94	95	95	261,1	738,9	738,9
ИТОГО:								4106,9	3961,1	3511,1

Расчет амортизации проводится следующим образом:

Норма амортизации: рассчитывается по формуле:

$$H_A = \frac{1}{n}, \quad (5.5)$$

где n – срок полезного использования в количестве лет.

Амортизация оборудования рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{H_A I}{12} \cdot m, \quad (5.6)$$

где I – итоговая сумма, тыс. руб.; m – время использования, мес.

Таблица 5.9 – Затраты на оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во ед.	Срок полезного использования, лет	Время использования, мес.	H_A , %	Цена оборудования, руб.	Амортизация
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Программа Shaphir	1	3,33	0,2	30	90000	450,0
2	Испытательный стенд	1	6,66	0,1	15	50000	62,5
3	Компьютер	2	5	3,33	20	60000	3333,3
4	Монитор	1	5	3,13	20	5000	261,1
Итого:						4106,9 руб.	

5.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно–технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы (размер определяется Положением об оплате труда). Расчет основной заработной платы сводим в табл.5.10.

Таблица 5.10 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	З _б , руб.	k_p	З _м , руб	З _{дн} , руб.	T _р , раб.дн.	З _{осн} , руб.
Руководитель	28944,94	1,3	37628,42	1889,86	15	28347,9
Исполнитель	11400		14820	744,3	77,4	57608,82

5.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

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

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (5.4)$$

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

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

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (5.5)$$

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

$T_{р}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (табл.27);

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

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (5.6)$$

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

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

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн. (табл. 5.11).

Таблица 5.11– Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней –выходныедни –праздничныедни	118	118
Потери рабочего времени –отпуск –невыходы поболезни	24	48
Действительный годовой фонд рабочего времени	223	199

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

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

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (5.7)$$

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

В табл.5.12 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы

Таблица 5.12 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Исполнитель
Основная зарплата	28347,9	57608,8
Дополнительная зарплата	4252,2	8641,3
Итого по статье $C_{\text{зп}}$	32600,1	66250,1

5.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (5.8)$$

где $k_{\text{внеб}} = 30\%$ коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Отчисления во внебюджетные фонды рекомендуется представлять в табличной форме (табл. 5.13).

Таблица 5.13– Отчисления на социальные нужды

	Руководитель	Исполнитель
Зарплата	32600,1	66250,1
Отчисления на социальные нужды	9780	19875

5.3.6 Накладные расходы

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

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (5.9)$$

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

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

5.3.7 Бюджетная стоимость НИ

Определение бюджета затрат на научно–исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в табл. 5.14

Таблица 5.14 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб		
	Разработка	Аналог1	Аналог2
1. Материальные затраты НТИ	4000	8000	6000
2. Амортизационные отчисления	4106,9	3961,1	3511,1
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	85956,7		
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	12893,5		
5. Отчисления в внебюджетные фонды	29655		
6. Накладные расходы	21857.936	22474.608	22082.608
7. Бюджет затрат НТИ	158470.036	162940.908	160098.908

Таблица 5.15 – Группировка затрат по статьям аналогов разработки

Затраты по статьям						
Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Амортизационные отчисления	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Накладные расходы	Итого плановая себестоимость
4000	4106,9	85956,7	12893,5	29655	21857.936	158470.036
8000	3961,1	85956,7	12893,5	29655	22474.608	162940.908
6000	3511,1	85956,7	12893,5	29655	22082.608	160098.908

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

Оценка сравнительной эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его

нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат двух вариантов исполнения научного исследования (табл. 5.11). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{тек.пр.}} = \frac{\Phi_{\text{тек.пр.}}}{\Phi_{\text{мах}}} = \frac{158470.036}{162940.908} = 0,97; \quad (5.10)$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{\Phi_{\text{исп.2}}}{\Phi_{\text{мах}}} = \frac{162940.908}{162940.908} = 1; \quad (5.11)$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.3}} = \frac{\Phi_{\text{исп.3}}}{\Phi_{\text{мах}}} = \frac{160098.908}{162940.908} = 0.98; \quad (5.12)$$

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

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

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

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i^a \quad (5.13)$$

$$I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i^p \quad (5.14)$$

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

шкале оценивания; n – число параметров сравнения. Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в табл. 5.16.

Таблица 5.16 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

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

$$I_m^p = 4 \times 0,1 + 4 \times 0,15 + 4 \times 0,15 + 5 \times 0,2 + 4 \times 0,25 + 5 \times 0,15 = 4,35, \quad (5.15)$$

$$I_1^A = 5 \times 0,1 + 5 \times 0,15 + 5 \times 0,15 + 4 \times 0,2 + 5 \times 0,25 + 5 \times 0,15 = 4,8, \quad (5.16)$$

$$I_2^A = 3 \times 0,1 + 3 \times 0,15 + 4 \times 0,15 + 4 \times 0,2 + 4 \times 0,25 + 5 \times 0,15 = 3,9, \quad (5.17)$$

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

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_\phi^p} = \frac{4,35}{0,97} = 4,48, \quad (5.18)$$

$$I_{финр}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_\phi^{a1}} = \frac{4,8}{1} = 4,8, \quad (5.19)$$

$$I_{финр}^{a2} = \frac{I_m^{a2}}{I_\phi^{a2}} = \frac{3,9}{0,98} = 3,99, \quad (5.20)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность

проекта (табл. 5.17).

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^{\text{р}}}{I_{\text{финр}}^{\text{а1}}} = \frac{4,48}{3,99} = 1,12, \quad (5.21)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^{\text{р}}}{I_{\text{финр}}^{\text{а2}}} = \frac{4,48}{4,8} = 0,933, \quad (5.22)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ – сравнительная эффективность проекта; $I_{mэ}^{\text{р}}$ – интегральный показатель разработки; $I_{mэ}^{\text{а}}$ – интегральный технико-экономический показатель аналога.

Таблица 5.17 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель Разработки	0,97	1	0,98
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,35	4,8	3,9
3	Интегральный показатель Эффективности	4,48	4,8	3,99
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,12		0,933

Выводы

В результате выполнения целей раздела можно сделать следующие выводы:

1. Результатом анализа конкурентных технических решений является выбор одного из вариантов реализации НИР как наиболее подходящего и оптимального по сравнению с другими.

2. В ходе планирования для руководителя и инженера был разработан график реализации этапа работ, который позволяет оценивать и планировать рабочее время исполнителей. Определено следующее: общее количество календарных дней для выполнения работ составляет 119 дня; общее количество рабочих дней, в течение которых работал инженер, составляет 77.4 дней; общее количество рабочих дней, в течение которых работал руководитель, составляет 15 дня;

3. Для оценки затрат на реализацию проекта разработан проектный бюджет, который составляет 158470.036 руб;

4. Результат оценки эффективности ИР показывает следующие выводы:

2) значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 4,35, по сравнению с 4,8 и 3,9;

3) значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 4,48, по сравнению с 4,8 и 3,99, и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Д	Зыонг Тхи Лан

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01) Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Обоснование технико-экономической эффективности проведения гидравлического разрыва пласта на нефтяном месторождении «Белый Тигр» (Вьетнам)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объектом исследования ВКР является: Обоснование технико-экономической эффективности проведения гидравлического разрыва пласта на нефтяном месторождении «Белый Тигр» (Вьетнам)</p> <p>Область применения: гидродинамических исследований скважин нефтяных месторождений</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> - ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. - ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. - ГОСТ 22269-76. Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования.
<p>2. Производственная безопасность</p> <p>2.1 Анализ потенциально вредных факторов</p> <p>2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>1. Анализ потенциально вредных факторов</p> <ul style="list-style-type: none"> - Отклонение показателей микроклимата; - Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным

	<p>загрязнением воздушной среды в зоне;</p> <ul style="list-style-type: none"> - Степень нервно-эмоционального напряжения; <p>2. Анализ выявленных опасных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Производственные факторы, связанные с электрическим током; - Пожаро-взрывоопасный
3. Экологическая безопасность:	<p>Атмосфера: выброс газа и т.п. Гидросфера: разлив нефти на воде т.п. Литосфера: загрязнение почвы хим. веществами и т.п.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>-Возможные ЧС: пожары, взрывы, аварийные разливы нефти. -Наиболее типичная ЧС: пожары и взрывы</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Зыонг Тхи Лан		

6 Социальная ответственность

Введение

Социальная ответственность - ответственность перед людьми и данными им обещаниями (обязательствами) когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров. Основными законодательными актами по охране труда являются Конституция России, Основы законодательства и др. В этих документах отражены правовые вопросы охраны труда и здоровья трудящихся. На основании вышеперечисленных источников, а также исходя из соответствующих правил безопасности и норм производственной санитарии в данном проекте, разрабатываются основные мероприятия по созданию безопасных условий работы операторов при интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин.

Сущность данной работы – применение программы нового современного метода адаптивной интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин с целью повышения точности результатов и сокращения время простоя скважин следовательно увеличивает экономическую эффективность при разработке нефтегазового месторождения.

Разработка данной программы велась на персональном компьютере в помещении, находящемся в офисном здании. Помещение представляет собой комнату прямоугольной формы размером 6х8 м реальная площадь и площадь на одно рабочее место оператора персональной электронно-вычислительной машины (ПЭВМ) в данном помещении составляют 8 кв.м. Высота потолков составляет 3 м. Выход в коридор осуществляется через один одностворчатый дверной блок шириной 1,5 м. В помещении расположены три окна, имеется искусственная и естественная освещенность.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ [25].

- При размещении рабочих мест с ПЭВМ расстояние между рабочими столами с видеомониторами (в направлении тыла поверхности одного видеомонитора и экрана другого видеомонитора), должно быть не менее 2,0 м, а расстояние между боковыми поверхностями видеомониторов - не менее 1,2 м.

- Рабочие места с ПЭВМ в помещениях с источниками вредных производственных факторов должны размещаться в изолированных кабинах с организованным воздухообменом.

- Экран видеомонитора должен находиться от глаз пользователя на расстоянии 600 - 700 мм, но не ближе 500 мм с учетом размеров алфавитно-цифровых знаков и символов.

- Конструкция рабочего стола должна обеспечивать оптимальное размещение на рабочей поверхности используемого оборудования с учетом его количества и конструктивных особенностей, характера выполняемой работы. При этом допускается использование рабочих столов различных конструкций, отвечающих современным требованиям эргономики. Поверхность рабочего стола должна иметь коэффициент отражения 0,5 - 0,7.

Поверхность пола в помещениях эксплуатации компьютеров должна быть ровной, без выбоин, нескользкой, удобной для очистки и влажной уборки, обладать антистатическими свойствами. В помещении должны находиться аптечка первой медицинской помощи, углекислотный огнетушитель для тушения пожара.

Поверхность сиденья, спинки и других элементов стула (кресла) должна быть полумягкой, с нескользящим, слабо электризующимся и воздухопроницаемым покрытием, обеспечивающим легкую очистку от загрязнений.

6.2 Профессиональная социальная безопасность.

Когда анализируются вредные и опасные факторы, которые могут

возникать при проведении исследований в лаборатории, при разработке или эксплуатации проектируемого решения. Для идентификации потенциальных факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0.003-2015 [26] «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». При выполнении данной работы присутствуют следующие опасные и вредные факторы (Табл 6.1).

Таблица 6.1 — Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на рабочем месте

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разра- ботка	Изгото- вление	Эксплу- атация	
1. Отклонение показателей микроклимат в помещении.	+	+	+	–Требования к отклонению показателей климата устанавливаются в СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [4].
2. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне;	+	+	+	–Требования к защите от повреждения в результате контакта с насекомыми представлены в ГОСТ Р 12.4.296-2013 ССБТ Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов. Общие технические требования. Методы испытания [5].
3. Степень нервно-эмоционального напряжения;	+	+	+	–Требования к степени нервно-эмоционального напряжения в НП-044-18 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под избыточным давлением, для объектов использования атомной энергии[6].
4. Производственные факторы, связанные с электрическим током;	+	+	+	–Требования к электробезопасности устанавливаются в ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [7].
5. Пожаро-взрывоопасный;	+	+	+	

6.2.1 Анализ потенциально производственных факторов

Отклонение показателей микроклимата в помещении.

Наиболее значительным фактором, который чаще всего реально влияет на производительность и безопасность труда, является микроклимат рабочего места, который характеризуется уровнем температуры и влажности воздуха, скоростью его движения. Источники отклонения показателей микроклимата в производственных помещениях: климатического пояса и сезона года, характера технологического процесса и вида используемого оборудования, условий воздухообмена, размеров помещения, числа работающих людей и т. Эти параметры должны соответствовать требованиям, приведенным в табл. 6.2. СанПиН 2.2.4.548-96 [20].

Таблица 6.2 — Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, t°С	Относительная влажность воздуха, φ%	Скорость движения воздуха, м/с	
		Диапазон ниже оптимальных величин t° _{опт}	Диапазон выше оптимальных величин t° _{опт}			Если t° < t° _{опт}	Если t° > t° _{опт}
Холодный	Ia	20,0 - 21,9	24,1 - 25,0	19,0 - 26,0	15 - 75	0,1	0,1
	Iб	19,0 - 20,9	23,1 - 24,0	18,0 - 25,0	15 - 75	0,1	0,2
Теплый	Ia	21,0 - 22,9	25,1 - 28,0	20,0 - 29,0	15 - 75	0,1	0,2
	Iб	20,0 - 21,9	24,1 - 28,0	19,0 - 29,0	15 - 75	0,1	0,3

Категории Ia соответствует данной работе с интенсивностью энергозатрат 120 ккал/ч, производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением.

В помещениях, где установлены компьютеры, должны соблюдаться определенные параметры микроклимата.

Таблица 6.3 – Требуемые параметры микроклимата в рабочей зоне производственных помещений

<i>Период года</i>	<i>Параметр микроклимата</i>	<i>Величина</i>
Холодный и переходный	Температура воздуха в помещении	22–24 °С
	Относительная влажность	40–60 %
	Скорость движения воздуха	до 0,1 м/с
Теплый	Температура воздуха в помещении	23–25°С
	Относительная влажность	40–60 %
	Скорость движения воздуха	0,1–0,2 м/с

- ***Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне;***

В аудитории используется комбинированное освещение: искусственное и естественное. Естественное освещение проникает в помещение через окна. Этим обеспечивается боковое освещение. А работа с компьютером при плохом освещении вызывает излишнее напряжение глаз, ведет к ухудшению зрения, требуется значительное время использовать искусственное освещение.

Степень нервно-эмоционального напряжения.

Любая умственная работа вызывает нервно-эмоциональное напряжение, для каждого рода деятельности необходим свой оптимум эмоционального напряжения, при котором реакции организма оказываются наиболее совершенными и эффективными.

При выполнении человеком умственной работы с нервно-эмоциональным напряжением имеют место сдвиги в вегетативных функциях человека: повышение кровяного давления, изменение ЭКГ, увеличение легочной вентиляции и потребление кислорода, повышение температуры тела.

Во время регламентированных перерывов с целью снижения нервно-эмоционального напряжения, утомления зрительного анализатора,

целесообразно выполнять комплексы упражнений для глаз, улучшения мозгового кровообращения, снятия утомления с плечевого пояса и рук, туловища и ног.

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

- *Производственные факторы, связанные с электрическим током;*

Действие электрического тока на организм человека носит разносторонний характер. При поражении электрическим током могут возникнуть электрические травмы, поражение отдельного участка тела или органа человека (ожоги, металлизация кожи, электрические метки, механические повреждения) и электрические удары (шоки), действующие на организм в целом. Результатом воздействия на организм человека электрического тока могут быть электрические травмы, электрические удары, и даже смерть [ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ].

Поэтому, для обеспечения безопасности рабочих необходимо строго соблюдать технику безопасности, регулярно проверять заземления и качество рабочих оборудования, вести работы в защитной амуниции.

Техническими методами и средствами защиты для обеспечения электробезопасности в соответствии с ГОСТ “ССБТ Электробезопасность“. Общие требования“ являются защитное заземление и зануление, выравнивание потенциалов, малое напряжение, электрическое разделение цепей, изоляция токоведущих частей, ограждающие устройства, предупредительная сигнализация, средства защиты и предохранительные устройства.

Оборудование (ПЭВМ) в данном помещении относится к I классу по способу защиты от поражения электрическим током. Питание ПЭВМ в помещении осуществляется через сеть частотой 50 Гц, напряжением 220 В. Компьютер подключается к источнику питания с помощью трехжильного провода, в котором одна жила служит для заземления. Сопротивление заземляющего устройства для данного типа сети в помещении не должно превышать 4 Ом, что отвечает требованиям для электрооборудования с

напряжением до 1000 В, сопротивление изоляции токоведущих проводов должно быть не менее 0,5 Ом. В данном помещении заземление произведено, сопротивление заземляющего устройства составляет 3,3 Ом, что соответствует требованиям. Контроль защитного заземления производится ежегодно.

- *Пожаро-взрывоопасный;*

Противопожарный режим представлен в цеховых и общеобъектовых инструкциях в соответствии с правилами пожарной безопасности производств и анализом пожарной безопасности объектов, а также технологических процессов. Контроль над ними осуществляется обслуживающим персоналом.

Пожаробезопасность кустовых площадок обеспечивается рядом противопожарных мероприятий:

1. Сооружения размещены на площадке с соблюдением противопожарных расстояний между ними.
2. Выполнена молниезащита, защита оборудования и трубопроводов от электрической и электромагнитной индукции.
3. Кустовые площадки обеспечены осветительной аппаратурой во взрывозащищенном исполнении.
4. Используемое технологическое электрооборудование принято во взрывозащищенном исполнении, соответствует категории и зоне взрывоопасности площадок.
5. Объем контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИПиА) позволяет держать под контролем технологический процесс добычи нефти т закачки воды в пласт.
6. Предусмотрена предаварийная звуковая и световая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы.
7. Ведется контроль воздушной среды в помещении замерной установки с сигнализацией загазованности и включением аварийной вентиляции при необходимости.

8. На кустовых площадках предусмотрен контроль воздушной среды газоанализаторами.

9. Конструкция насосных агрегатов подземных емкостей и объем защит обеспечивает нормальную его работу и автоматический останов агрегата при возникновении условий, нарушающих безопасность.

10. Все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования заземляются. Заземляющее устройство для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами электрооборудования.

Общие требования пожарной безопасности на объектах нефтегазодобычи:

- Работники допускаются к работе на объекте только после прохождения обучения мерам пожарной безопасности. Обучение работников мерам пожарной безопасности осуществляется путем проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно-технического минимума;
- Вся территория производственных объектов постоянно содержится в чистоте и порядке. Мусор и другие отходы должны убираться, места разлива горючих жидкостей должны засыпаться сухим песком;
- Запрещается курение на территории вахтового поселка, в общежитиях, столовой, бане, на территории и в помещениях взрывопожароопасных объектов. Курить только в отведенных местах для курения;
- Въезд на территорию объектов нефтедобычи техники допускается только по разрешению инженерно-технического работника, ответственного за этот объект. При этом автотранспорт, тракторы и другие агрегаты оборудованы глушителями с искрогасителями;
- Запрещается применять для освещения факелы, свечи, керосиновые фонари и другие источники открытого огня;
- Отогрев замерзшей аппаратуры, арматур, трубопроводов, задвижек разрешается горячей водой или паром;82

- Нагревательные приборы, не оснащенные автоматикой, оставлять без присмотра запрещено;
- Автоцистерны, находящиеся под наливом и сливом горючих жидкостей, присоединены к заземляющему устройству. Проводник присоединен к корпусу автоцистерны при помощи болтов для обеспечения надежного контакта;
- По окончании работы ответственные за пожарную безопасность осматривают помещения, территорию.

6.3 Экологическая безопасность

- *атмосфера*

Загрязнение атмосферы происходит через организованные и неорганизованные источники выбросов. Система сбора обводненной нефти герметична. Поэтому воздействие на атмосферный воздух будет иметь место только от функционирующего оборудования.

Основными компонентами вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу, являются низшие предельные углеводороды, углекислый газ, азотистые соединения, сажа, фтористый водород, оксид железа и другие.

На месторождении реализуются мероприятия, направленные на сокращение объемов выбросов загрязняющих веществ от организованных и неорганизованных источников выбросов, сокращение токсичности выбросов, и недопущении аварийных ситуаций.

К мероприятиям, направленным на уменьшения воздействия от транспортных средств, относятся следующие: применение более «чистого» вида топлива (дизельное); проверка состояния и работы двигателей; постоянный строгий контроль над выбросами в атмосферу транспортными средствами; доведение до минимума количества одновременно работающих двигателей.

В период эксплуатации оборудования предусмотрены следующие технические решения: установка на трубопроводах арматуры класса «А», характеризующейся отсутствием видимых протечек жидкости и утечек газа и обеспечивающей отключение любого участка трубопровода при аварийной ситуации; выполнение сварных швов, исключаяющих в них возможные

микротрещины; своевременный контроль, ремонт, регулировка и техническое обслуживание узлов, систем и агрегатов, влияющих на выброс вредных веществ; контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу.

- *гидросфера*

Возможными источниками загрязнений водоемом и грунтовых вод при ГДИС являются:

- аварийные выбросы нефти,
- нарушения герметичности колонны в скважине,
- порыв водоводов и трубопроводов,
- сброс недостаточно очищенных промышленных вод,

Мероприятия, проводимые для охраны водоемов:

1. В соответствии с требованиями охраны поверхностных вод от загрязнения запрещается сбрасывать в водные объекты сточные воды.

2. Скважины на воду для технических нужд при бурении скважин должны быть ликвидированы после окончания бурения или переведена на баланс местных организаций.

3. На затопляемых территориях необходима обваловка по контуру отводимого участка буровой, также в целях предотвращения поверхностных вод в периодически затопляемых местностях механизмы, оборудование должны размещаться на платформах и площадках.

4. На линиях вероятного стока нефти при авариях коллекторов должны быть созданы запасы сыпучих материалов (грунт, гравий) для создания нефтеловушек.

5. На территории водоохранной зоны вдоль берегов рек и их притоков следует выделить прибрежные водоохранные зоны.

6. При освоении и капремонте скважин сброс нефтяной эмульсии осуществлять в нефтяной коллектор или закрытую емкость.

7. Организовать ежемесячный отбор проб поверхностных вод на химический анализ в районе максимального скопления нефтедобывающих объектов.

- *Литосфера*

Источниками загрязнения почвы и почвенных вод являются компоненты нефти, всевозможные промышленные отбросы и продукты прорывов трубопроводов.

Основным типом сооружаемых амбаров являются односекционные дренажные ямы, их объем зависит от глубины и количества скважин в кусте.

Порядок ликвидации амбаров:

1. Откачка чистой воды,
2. Засыпка амбара грунтом,
3. Ликвидация обваловки вокруг амбара,
4. Зачистка замазученности с территории площадки,
5. Отсыпка грунтом нарушенного слоя почв,
6. Уборка завалов и мусора.

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы ГОСТ 17.0.0.01-76.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На месторождении могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации (ЧС): пожары, взрывы, аварийные разливы нефти. Наиболее распространенные из них носят техногенный характер:

- пожары;
- взрывы;

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
4. Людей и проведение предусмотренных мероприятий;
5. Список и порядок оповещения должностных лиц при возникновении аварии;
6. 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;
7. Список и местонахождение аварийной спецодежды, средств
8. Индивидуальной защиты и инструмента;
9. Список пожарного инвентаря, находящегося на объекте;
10. Акты испытания СИЗ, связи, заземления
11. График и схему по отбору проб газовой среды;
12. Технологическая схема объекта;
13. Годовой график проведения учебных занятий для предотвращения возможных аварий;

План ликвидации аварий составляется и утверждается 1 раз в пять лет. Согласно графику 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.

Пожарная безопасность объектов народного хозяйства, в том числе электрических установок, регламентируется ГОСТ 12.1.004-91, а также строительными нормами и правилами, межотраслевыми типовыми правилами пожарной безопасности на отдельных объектах. На таблице 6.4 приведен пожароопасной категории В1 – В4 помещения согласованы ГОСТ Р 22.0.07-95

Таблица 6.4 – Удельная пожарная нагрузка и способы размещения для категорий В1-В4

Категория помещения	Удельная пожарная нагрузка g на участке, МДж.м ⁻²	Способ размещения
В1	Более 2200	Не нормируется
В2	1401-2200	В соответствии с таблицей 5.8
В3	181-1400	В соответствии с таблицей 5.8
В4	1-180	На любом участке пола помещения площадь каждого из участков пожарной нагрузки не более 10 м ² . Способ размещения участков пожарной нагрузки определяется согласно таблице 5.8

Таблица 6.5 – Значение предельных расстояний $l_{пр}$ в зависимости от критической плотности падающих лучистых потоков $q_{кр}$

$q_{кр}, \text{кВт} \cdot \text{м}^{-2}$	5	10	15	20	25	30	40	50
$l_{пр}, \text{м}$	12	8	6	5	4	3,8	3,2	2,8

По огнестойкости офисное здание относится к первой степени, как здание из искусственного каменного материала (кирпича) с применением листовых и плитных негорючих материалов. Данное помещение относится к категории В4 помещений по взрывопожарной и пожарной опасности.

В помещении возможны пожары, относящиеся к классам А и Е. Пожары класса А связаны с горением твердых веществ, в основном органического происхождения, горение сопровождается тлением (древесина, текстиль, бумага). Пожары класса Е связаны с горением электрооборудования [18].

Для защиты от пожара в данном помещении должен иметься хотя бы один огнетушитель. Объем и другие параметры огнетушителя должны соответствовать требованиям СП 9.13130.202009 [19].

По определению ГОСТ Р 51017-2009, ОП-50(З) – это передвижной огнетушитель, в герметичном корпусе которого под давлением закачанного вытесняющего газа содержится 50 кг огнетушащего порошка разных марок.

Автоцистерна пожарная АЦ-2,0-40 (КАМАЗ-4308) – автомобиль, предназначенный для доставки личного состава и пожарно-технического вооружения, а также огнетушащих веществ от других источников водоснабжения к месту возникновения пожара.

Работники обязаны знать и строго выполнять правила пожарной безопасности применительно к обслуживаемому участку. Они должны проходить инструктаж, обучение и проверку знаний в соответствии с действующими нормативными документами по СНиП 21-01-97.

Вывод

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

Использование социальной ответственности в деятельности организаций способствует устойчивому развитию и позволяет усилить конкурентные позиции на рынке за счёт формирования внутренней и внешней благоприятной деловой репутации.

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.

По результату анализа, после ГРП дебит нефти и дебит жидкости в скважинах увеличивается более 10 раз до ГРП. Высокая успешность выполненного ГРП может быть связана с приобщением трещиной ГРП ранее не дренируемых продуктивных пропластков. Работы VJ-PVD по ГРП с закреплением трещин пропантом проведены 4-ми скважинах. Суммарный среднесуточный прирост дебита нефти по скважинам составил 197,4 т/сут (на 25.10.2018г.).

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

– Сква. 1266/БК-15 - образование низкопроницаемой пробки на забое скважины. Отложения на забое скважины состоят из смеси частиц породы, пропанта и органических соединений. Интенсивные поглощения промывочной жидкости при нормализации забоя (вымыва породы и пропанта).

– Сква. 7011/БК-7 - не подтверждение значений “ $k \cdot h$ ” и низкими ФЕС пласта.

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

Для повышения эффективности проведения ГРП необходимо осуществить: подбор технологии проведения ГРП для низкопроницаемых

коллекторов, подобрать наиболее подходящий тип проппанта, провести лабораторные исследования керна.

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

Список используемых источников

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. Тимурзиев А.И. - Анализ трещинных систем осадочного чехла и фундамента месторождения Белый Тигр (Вьетнам), Москва 2010 г. - 17с
3. Ха Нгуен Ву - Дизайн эксплуатационной скважины для северного свода месторождения Белый Тигр, Хо Ши Минь г – 2004, - 32с
4. Нгуен Тхи Зуен - Исследование некоторых типов сырой нефти Вьетнама и мира. – 9с
5. Peter D.Clift , Fu-Yuan Wu, Hoang Van Long – Характеристики Кайнозойского осадочного процесса бассейна КыуЛонг - 08.2009. – 14с
6. Меликберов А.С. - Теория и практика гидравлического разрыва пласта. Москва: Недра, 1967г.- с141.
7. Michigan Department of Environmental Quality Office of Oil, Gas, and Minerals - Hydraulic Fracturing of Oil and Gas Wells in Michigan – 4.2013. - 5с
8. Шакурова Ал.Ф., Шакурова Ай.Ф. - MODELING OF A FORMATION HYDRAULIC FRACTURE - ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» 2014г. - 40с
9. Tariq Aslam - REVIEW ON HYDRAULIC FRACTURING TECHNIQUE. Dalhousie University Halifax, Nova Scotia - 12.2011. -19-22с
10. Luca Gandossi - An overview of hydraulic fracturing and other formation stimulation technologies for shale gas production, Report EUR26347EN 2013. с23
11. Денис Малахов. Применение гидравлического разрыва пласта. Москва 2006г. – 168с 95
12. Отчет о научно-исследовательской работе “Анализ состояния эксплуатационного фонда скважин, рекомендации по оптимизации его работы и интенсификации нефтедобычи” – НИПИморнефтегаз г.Вунг Тау – 2012. - 16с

13. 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
14. Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".
15. Отчет о научно-исследовательской работе «Уточненной генеральной схемой разработки и обустройства месторождения Белый Тигр», Вунгтау, 2013 г. - 352-355с
16. Фам Куанг Нгок. Резкий подъем языков воды в залежи нефти фундамента месторождения Белый Тигр. / IV Всероссийская научно-практическая конференция. Добыча, подготовка, транспорта нефти и газа Томск, 2007
17. Кутовой А.С. Отчет о научно-исследовательской работе «Анализ состояния эксплуатационного фонда скважин, рекомендации по оптимизации 82 его работы и интенсификации нефтедобычи»/ Кутовой А.С., Нгуен К.З., др. //СП «Вьетсовпетро», НИПИморнефтегаз. Вунгтау, 2015г.
18. СП 9.13130.2009. Техника пожарная. Огнетушители. Требования к эксплуатации
19. СП 9.13130.2009. Техника пожарная. Огнетушители. Требования к эксплуатации
20. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
21. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
22. ГОСТ Р 12.4.296-2013 ССБТ Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов. Общие технические требования. Методы испытания.
23. НП-044-18 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под избыточным давлением, для объектов использования атомной энергии.

24. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

25. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.

26. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

27. Крепша Н.В. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» ВКР Института природных ресурсов всех направлений высшего образования. Издательство ТПУ – 2014.