

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Эффективность применения методов воздействия на призабойную зону пласта с целью увеличения нефтеотдачи на нефтяном месторождении "Белый Тигр" (Вьетнам)

УДК 622.245.54(597)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Нгуен Тинь Куанг Дат		

Руководитель ВКР

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

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	К.Т.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

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

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

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

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврская работа

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Нгуен Тинь Куанг Дат

Тема работы:

Эффективность применения методов воздействия на призабойную зону пласта с целью увеличения нефтеотдачи на нефтяном месторождении "Белый Тигр" (Вьетнам)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 2024/с от 18.03.2019 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	13.06.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Графические материалы и тексты научно-исследовательских работ по месторождению «Белый Тигр» Вьетнам
--------------------------	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<ul style="list-style-type: none"> 1.1 Общие сведения о месторождении 1.2 Стратиграфическая характеристика месторождения «Белый Тигр» 1.3 Геолого-физическая характеристика месторождения 1.4 Термобарическая характеристика пласта 1.5 Свойства и состав пластовых флюидов месторождения «Белый Тигр» 2.1 Причины загрязнения и снижения проницаемости призабойной зоны скважин 2.2 Способы обработки призабойной зоны скважины, применяемые на нефтяном месторождении «Белый Тигр» <ul style="list-style-type: none"> 2.2.1 Обработки призабойной зоны скважин кислотой 2.2.2 Обработки кислотными эмульсиями 2.2.3 Обработка кислотными пенами–аэрированными кислотами с добавками ПАВ 2.3 Химические реагенты, применяемые в кислотных составах и их назначение <ul style="list-style-type: none"> 2.3.1 Химические реагенты и их назначения 2.3.2 Базовые кислотные составы 2.4 Технология обработки призабойной зоны гидравлическим разрывом пласта <ul style="list-style-type: none"> 2.4.1 Проведение ГРП 2.4.2 Технология проведение ГРП 2.4.3 Материалы, используемые при ГРП 2.4.4 Техника для проведения гидравлического разрыва пласта 2.5 Импульсно–ударное воздействие 2.6 Обработка призабойной зоны скважин поверхностно–активными веществами 3.1 Эффективность проведенных методов воздействия на призабойную зону пласта на месторождении «Белый Тигр» 3.2 Расчёт количество реагентов необходимо для обработки призабойной зоны скважины № 8696А БК–5 месторождения «Белый Тигр» <ul style="list-style-type: none"> 3.2.1 Подготовительные работы 3.2.2 Технология проведения ОПЗ 3.3 Вывод 4.1 SWOT - анализ 4.2 Планирование научно-исследовательских работ 4.3 Бюджет научного исследования 4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования 4.5 Вывод 5.1 Производственная безопасность
---	--

	<p>5.1.1 Анализ выявленных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности</p> <p>5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению</p> <p>5.2 Экологическая безопасность</p> <p>5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <p>5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <p>5.5 Вывод</p>
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультанты
1. Особенности геологического строения нефтяного месторождения «Белый Тигр» 2. Анализ состояния и методы интенсификации притока на нефтяном месторождении «Белый Тигр» 3. Анализ эффективность применения методов интенсификации притока на месторождении «Белый Тигр»	Пулькина Наталья Эдуардовна
4. «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Кащук Ирина Вадимовна
5. «Социальная ответственность»	Черемискина Мария Сергеевна

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

1. Особенности геологического строения нефтяного месторождения «Белый Тигр»
2. Анализ состояния и методы интенсификации притока на нефтяном месторождении «Белый Тигр»
3. Анализ эффективность применения методов интенсификации притока на месторождении «Белый Тигр»
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
5. Социальная ответственность

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

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	к.э.н.		
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Нгуен Тинь Куанг Дат		

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

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

Бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН

выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	13.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
24.03.2019	Особенности геологического строения нефтяного месторождения «Белый Тигр»	15
03.04.2019	Анализ состояния и методы интенсификации притока на нефтяном месторождении «Белый Тигр»	30
20.04.2019	Анализ эффективность применения методов интенсификации притока на месторождении «Белый Тигр»	30
15.05.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
21.05.2019	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	к.э.н.		

Консультант

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 98с., 12 рис., 30 табл., 17 источников, 3 приложения.

Ключевые слова: месторождение, нефть, призабойная зона, проницаемость, кислотная обработка.

Объектом исследования являются продуктивные пласты нефтяного месторождения «Белый Тигр».

Цель работы – анализ применения методов интенсификации притока на нефтяном месторождении «Белый Тигр» и их эффективность.

В результате исследования проведен анализ эффективности применения метода обработки призабойной зоны скважины № 8696А БК–5 нефтекислотной эмульсией.

В процессе исследования была рассмотрена технология обработки пласта нефтекислотной эмульсией.

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

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office, текстовая часть выполнена в Microsoft Word, расчеты и графики в – Microsoft Excel. Презентация создана в Microsoft Power Point.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

Перечень сокращений, условных обозначений, символов единиц и терминов:

- ПЗП – призабойная зона пласта;
- ПЗС – призабойная зона скважин;
- НКТ – насосно–компрессорный труб;
- СКО – солянокислотная обработка;
- ПАВ – поверхностно–активные вещества;
- АСПО – асфальто–смоло–парафиновое отложение;
- ГКР – глинокислотная обработка;
- СКР – солянокислотный раствор;
- НКЭ – нефтекислотная эмульсия;
- ГРП – гидравлический разрыв пласта;
- СГ – сейсмический горизонт;
- КР – кислотный раствор;
- ГИС – геофизические исследования;
- ГДИС – гидродинамический метод исследования скважин;
- НТФ – нитрилотриметилфосфоновая кислота;
- БРС – быстроразъемные соединения;
- БЕ – буферная емкость.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	12
1 Особенности геологического строения нефтяного месторождения «Белый Тигр»	13
1.1 Общие сведения о месторождении	13
1.2 Стратиграфическая характеристика месторождения «Белый Тигр»	14
1.3 Геолого-физическая характеристика месторождения	18
1.4 Термобарическая характеристика пласта	20
1.5 Свойства и состав пластовых флюидов месторождения «Белый Тигр»	21
2 Анализ состояния разработки и методы интенсификации притока на нефтяном месторождении «Белый Тигр».....	25
2.1 Причины загрязнения и снижения проницаемости призабойной зоны скважин.	25
2.2 Способы обработки призабойной зоны скважины, применяемые на нефтяном месторождении «Белый Тигр».....	27
2.2.1 Обработки призабойной зоны скважин кислотой.....	27
2.2.2 Обработки кислотными эмульсиями	31
2.2.3 Обработка кислотными пенами–аэрированными кислотами с добавками ПАВ	31
2.3 Химические реагенты, применяемые в кислотных составах и их назначение.....	32
2.3.1 Химические реагенты и их назначения	32
2.3.2 Базовые кислотные составы	34
2.4 Технология обработки призабойной зоны гидравлическим разрывом пласта	36
2.4.1 Проведение ГРП	36
2.4.2 Технология проведения ГРП.....	38
2.4.3 Материалы, используемые при ГРП.....	39
2.4.4 Техника для проведения гидравлического разрыва пласта.....	40
2.5 Импульсно–ударное воздействие.....	43
2.6 Обработка призабойной зоны скважин поверхностно–активными веществами.....	43
3 Анализ эффективности применения методов интенсификации притока на месторождении «Белый Тигр».....	46
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ...	48

4.1. SWOT - анализ	49
4.2. Планирование научно-исследовательских работ	50
4.3. Бюджет научного исследования.....	51
4.4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	56
4.5. Вывод	58
5 Социальная ответственность.....	62
5.1 Производственная безопасность.....	62
5.1.1 Анализ выявленных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности	63
5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	67
5.2 Экологическая безопасность.....	70
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	71
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности....	73
5.5 Вывод	75
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	76
ПРИЛОЖЕНИЕ	80

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследований. Эффективность вьетнамской нефтяной компании ясна и многообещающа. Нефть вносит большой вклад в национальную экономику и большую часть иностранной валюты в страну. Это вселяет надежду стране, потому что развитие нефтегазовой промышленности сопровождается развитием многих отраслей. Эксплуатация месторождений нефти и газа во Вьетнаме в настоящее время является передовой отраслью с наивысшей экономической эффективностью по сравнению с другими секторами. Однако при бурении скважин, эксплуатации и ремонте происходит загрязнение призабойной зоны пласта, что снижает приток жидкости к скважине. Поэтому необходимо, подобрать оптимальные технологические решения, положительно влияющие на увеличение нефтеотдачи.

Цель работы: анализ эффективности применения методов воздействия на призабойную зону пласта на месторождении «Белый Тигр» и анализ проведения технологии обработки ПЗП нефтекислотной эмульсией на скважине XYZ.

Основные задачи. Для достижения цели в работе поставлены следующие задачи:

- Изучить геологическое строение месторождения.
- Изучить методы воздействия на призабойную зону пласта и факторы, влияющие на загрязнение призабойной области скважин.
- Проанализировать эффективность применения методов воздействия на призабойную зону пласта на месторождении «Белый Тигр» в этапе 1986–2018 гг.
- Провести расчет обработки забоя скважины глино–кислотными растворами на примере скважины № 8696А БК–5 месторождения «Белый Тигр».

Объект исследования. Скважина № 8696А БК–5 на месторождении «Белый Тигр».

1 Особенности геологического строения нефтяного месторождения «Белый Тигр»

1.1 Общие сведения о месторождении

Месторождение «Белый Тигр» расположено примерно в 130 км к юго-востоку от порта Вунгтау. Глубина уровня моря составляет около 50 м (рис.1.1), поэтому можно использовать самоподъемную плавучую буровую установку. Согласно инженерно-геологическим данным, характеристика поверхностных пород благоприятна для строительства морских сооружений.

Сейсмический уровень региона не превышает 6-ого уровня по шкале Рихтера [1].

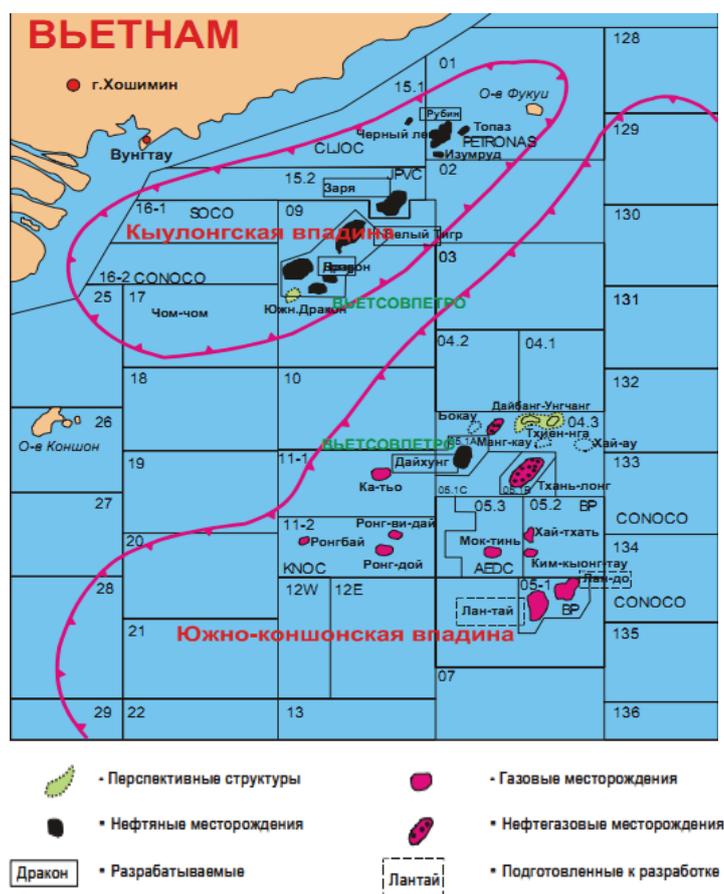


Рисунок 1.1 – Обзорная карта района на шельфе юга Вьетнама

Атмосфера в районе месторождения знойная, штормовая, с влажным летом и сухой зимой.

Этап юго–западных муссонов является благоприятным для работы на море: июнь–сентябрь и, в том числе и переходные периоды: апрель–май и ноябрь, когда происходит смена муссонных направлений.

1.2 Стратиграфическая характеристика месторождения «Белый Тигр»

Месторождение «Белый Тигр» разрабатывается с июня 1986 г. Добыча нефти проводится 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).

Тектоническая активность в регионе привела к формированию сложной и обычной морфологии плоскости основания дна. Серией разломов плоскость основания дна разделена на разряд прогибов и поднятий (рис.1.2).

Определенное бурением геологическое сечение региона разделяется на 3 структурных этажа: докайнозойский основание дна, олигоценый и миоценовый структурно–тектонический этажи.

Олигоценый структурно–тектонический этаж в отношении к нижележащим, в целом, унаследует их строение. Все главные структурно–тектонические составляющие наследуются от основания дна и появляются в олигоцене. В морфологическом отношении, воздействие структурно–тектонического постройки основания дна на залежь олигоцена уменьшается снизу вверх сообразно разрезу. Миоценовый структурно–тектонический этаж характеризуется сравнительно пологим рельефом и резким уменьшением количества разрывных нарушений.

Анализ геологического разреза месторождения Белый Тигр показывает, что докайнозойские кристаллические породы фундамента представлены преимущественно терригенными породами осадочного чехла. По вертикали толщина вскрытых образований фундамента достигает около 1990 м, осадочного чехла около 4740 м. В результате сейсморазведочных работ были построены структурные карты по 7 основным сейсмическим горизонтам: СГ-3, СГ-5, СГ-7, СГ-8, СГ-10, СГ-11 и СГ-АФ.

Фундамент состоит из магматических полукристаллических пород с дайками диабаз и андезитовых базальтовых порфиритов и в значительной степени характеризуется петрофизической неоднородностью. В пределах центральной арки, согласно этим керновым исследованиям, распространены в большей степени дуплюкатион, биотитовый гранит, северный – биотит, лакокраспокрытие и адамеллит со значительным содержанием кварцевых монцодиоритов и монцонитов, и субщелочных диоритов. В пределах Южного свода – кварцевые монцодиориты (скв.БТ-7), гранодиориты (скв.БТ-17) и граниты (скв.БТ-8). Породы фундамента в разной степени изменены второстепенными процессами. Из числа второстепенных минералов более обширно всераспространены цеолит и кальцит. Сообразно этим радиологическим определений безусловный возраст кристаллических пород фундамента находится в пределах [245+7 (поздний триас); 89+3 (поздний мел)] млн. лет.

На месторождении «Белый Тигр» гранитоиды обладают повышенной трещиноватостью и кавернозностью.

Осадочный чехол, перекрывающий со стратиграфическим и угловым разногласием плоскости фундамента, показан терригенными отложениями палеогена, неогена и четвертичного периода, разделенными согласно литологическим, палинологическим и палеонтологическим показателями в свиты районной стратиграфической шкалы (сверху – вниз): Бьендонг (нерасчлененные плиоцен – четвертичные отложения), Донгнай (верхний миоцен), Кошнон (средний миоцен), Батьхо (нижний миоцен), Чатан (верхний олигоцен) и Чаку

(нижний олигоцен). Наибольшее разнообразие в количестве и интенсивности различных базальных пород прослежены в нижнеолигоценовых отложениях (рис. 1.3) [3].

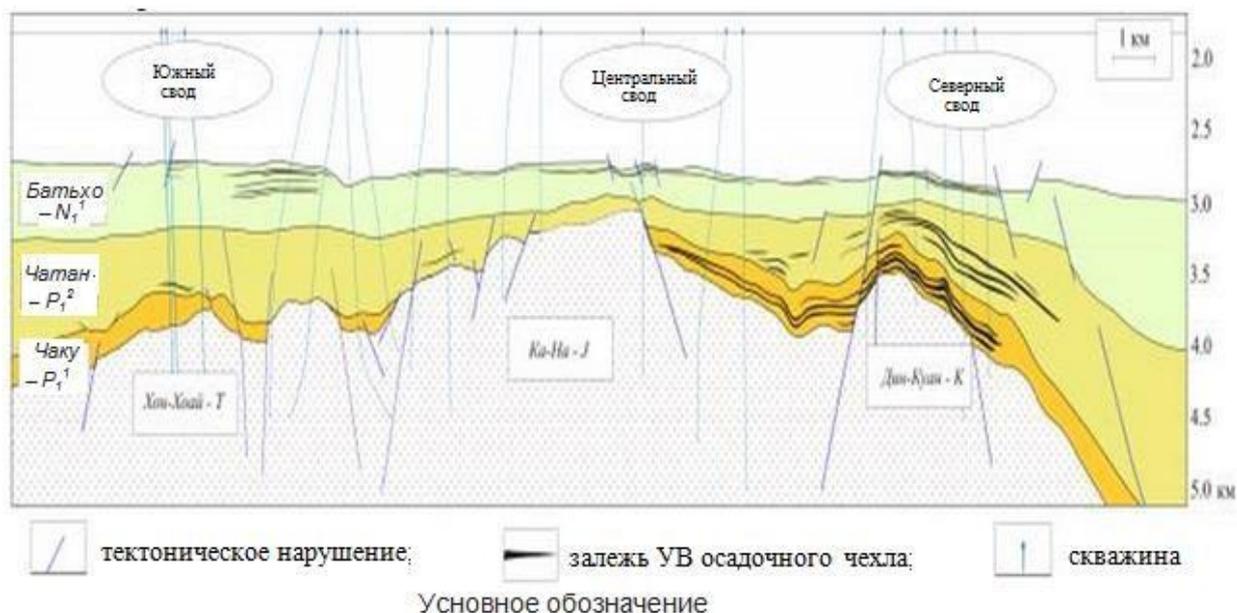


Рисунок.1.3 – Схематический геологический разрез месторождения «Белый Тигр»

Свита Чаку – предел 0 – 412м, выделенный между СГ–АФ и СГ–11, выполненный из обменных слоев песка и пачек аргиллитов. С оттоком осколков в сторону синклиналей, их емкость возрастает с синхронным разрушением складских свойств слоев песка.

В основе свиты залегают конгломераты и гравелиты с осколками пород фундамента, показывающие собою базисную стопку осадочного чехла. В разрезе свиты выделяются нефтеносные горизонты: VI, VII+VIII, IX, X+XI, имеющие отличия несдержанностью мощностей и состава пород.

Свита Чатан – мощностью от 50 до 1800м, акцентируется среди СГ–7 и СГ–11, в разрезе которой встречаются линзы песчаников и галевролитов, которые объединены в пачки: I; II; III; IV и V. В них определено присутствие залежей нефти. В ряде скважин встречаются вулканогенные породы основного состава, мощностью до 20м. Отложения свиты отлагались, преимущественно, в равнинной, лагунной, озерно–речной и аллювиально–прибрежной обстановке.

Свита Батьхо – мощностью 770 – 900 м, выделяется между СГ–7 и СГ–3. По литологическому и петрографическому строению она разделена на верхнюю и нижнюю части. В верхней части по большей части отмечены камни с темным зеленоватым оттенком. В этой части алевролиты и песчаники замещают их и постепенно увеличиваются (до половины).

В верхней части сегмента находятся пакеты семейства алиевых глин, распространяющихся в большей части чаши. Их величина колеблется от 35 м (на юге месторождения) до 150 м (в некоторых скважинах на юго–востоке). Породы нижней части свиты в основном являются алевролитами и песчаниками (более 60%) с замещающими слоями глины желтовато–красного, темного и пятнистого оттенков.

Под СГ–5 в отношении свиты находятся горизонты 23; 24; 25; 26 и 27, о которых говорят кварцевые и аркозовые песчаники. Полезные слои 25, 26, 27 создаются как изолированные фокусы. Они отлагались в равнинных, лагунных, озерно–речных и аллювиальных прибрежно–морских средах.

На месторождении «Белый Тигр», залежи нефти установлены в терригенных отложениях верхнего и нижнего олигоцена, нижнего миоцена и в трещиновато–кавернозных породах фундамента. Обширные и очень выгодные запасы нефти ограничены по большей части огромным фундаментом. Залежи в терригенных отложениях имеют сложное строение с различной продуктивностью.

1.3 Геолого-физическая характеристика месторождения

Месторождение «Белый Тигр» включает в себя несколько слоев, обнаруженных в нефтеносном пласте в отложениях нижнего миоцена 23, 24; в отложениях верхнего олигоцена Ia, Ib, Ic, II, III, IV и V и в отложениях нижнего олигоцена В.И., VII, VIII, IX, X. Чисто нефтенасыщенные пласты имеют антиклинальную форму.

Глубина водонефтяного контакта в северной части –2860–2813 м, в

южной – 2824– 2876 м. Водонефтяной контакт пласта нижнего олигоцена (V – X) – 4348 м. Пласт нижнего миоцена имеет более сложную гетерогенную структуру. Этот пласт характеризуется аномальным пластовым давлением выше в 1,6 до 1,7 раз, чем гидростатическое давление (таб. 1.1).

Нефтепроявление месторождения «Белый Тигр» было определено в 1975 в скважине №1, нефть найдена на глубине 3500м. Согласно анализу, эта нефть обладает высокой вязкостью, большим содержанием парафина (около 25%), низким содержанием серы от 0,03 до 0,11% и имеет плотность от 0,83 до 0,875 г/см³ (таб. 1.2) [4].

Таблица 1.1 – Характеристики нефти на месторождении «Белый Тигр»

Глубина, м	Тип коллектора	Плотность		% S	доля парафина, %	Q, м ³ /сут	Газо-насыщенность, м ³ /м ³	доля CO ₂ , %	Коэффициент сжимаемости
		В пласте	На поверхности						
2990–3020	терригенные	0,73	0,86	0,085	18,4	50	100	0,12	17,8
3060–3090	“	0,73	0,86	0,095	18,4	50	100	0,12	17,8
3090–4220	“	0,64	0,83	0,095	18,4	470	7150	0,02	26,9
4220–4270	“	0,64	0,83	0,095	18,4	470	7150	0,02	26,9

Газ на месторождении «Белый Тигр» содержит большое количество метана (CH₄) и обладает высокой теплотворностью (3600–11541 ккал/м³) [4].

Таблица 1.2 – Характеристики газа на месторождении «Белый Тигр» [4]

Глубина, м	% CO ₂	Относительная плотность, г/см ³	Газо-насыщенность, м ³ /м ³	Перепад давления при вскрытии пласта, атм	Допустимое давление при вскрытии пласта, атм
2885–2935	0,03–0,04	0,741	140	37	100–150
3165–3215	“	0,668	180	29	“
3405–3415	0,03–0,04	0,641	130	31	100–130
3455–3515	“	0,640	“	28	“
3535–3565	“	0,654	“	“	“
3565–3585	“	0,656	“	“	“
3625–3695	“	0,655	160	“	“

Продолжение таблицы 1.2

3695–3715	“	0,650	120	“	“
3755–3785	“	0,645	130	“	“

Состав минеральной воды в пластовой воде на месторождении «Белый Тигр» [4]:

- Миоценовый этаж северной части 6 г/л;
- Миоценовый этаж южной части 16 г/л;
- Воды нижнеолигоценового этажа содержат две соли – хлорид кальция и гидрокарбонат натрия. Гидрокарбонатно-натриевая вода имеет минерализацию ниже 6,64 г/л и бывает только в северной части.

Пластовая вода в южной части содержит хлорид кальция (CaCl_2) с повышенной минерализацией по направлению на юго–запад. Вода, находящаяся в отложениях нижнего олигоцена, содержит NaHCO_3 с минерализацией 5 г/л. Согласно классификации минеральной воды, воды месторождения «Белый Тигр» имеют низкую и среднюю минерализацию (см. таблицу 1.3).

Таблица 1.3 – Характеристики минеральной воды [4]

Глубина, м	Плотность, г/см ³	Cl ⁻	SO ₄ ⁻²	HCO ⁻³	Mg ²⁺	Ca ²⁺	Перепад давления при вскрытии пласта, атм	Перепад давления при опытном проведении, атм
2788–2826	1,014	923,3	351,8	823,5	80,2	1833,7	37	100–150
2877–2891	1,0144	10308,4	318,1	823,5	21,9	2176,2	29	100–150
3190–3201	1,0237	18974,7	205,87	164,7	1261,6	452,8	28	100–150
3243–3272	1,0231	19843	142,9	0	1261,6	451,2	28	100–140

1.4 Термобарическая характеристика пласта

По геологическим данным температура месторождения «Белый Тигр» распределена следующим образом:

- Самая высокая температура в центре месторождения, геотермальный градиент 3,70;

- Геотермальный градиент на северной части составляет 3,40;
- Геотермальный градиент на южной части составляет 2.20.
- Нижний миоцен: 113 – 118 °С при глубине 2850 м;
- Верхний олигоцен: 131 °С при глубине 3650 м;
- Нижний олигоцен: 138 °С при глубине 3650 м;
- Фундаментный этаж: 142 °С при глубине 3650 м.

Начальное пластовое давление на месторождении «Белый Тигр» определялось по гидростатическому давлению следующим образом: Нижний миоцен: 21,93 МПа при глубине 2850 м;

- Верхний олигоцен: 27,1 до 29,3 МПа при глубине 3650 м;
- Нижний олигоцен: 24,45 МПа при глубине 3650 м;
- Фундаментный этаж: 25 МПа при глубине 3650 м.

1.5 Свойства и состав пластовых флюидов месторождения «Белый Тигр»

Анализ молекулярного состава н-парафинов свидетельствует о присутствии двух четко выраженных максимумов н-алканов – первого максимума от C₂₃ до C₃₅ и второго – от C₃₇ до C₆₀ (рис. 1.4).

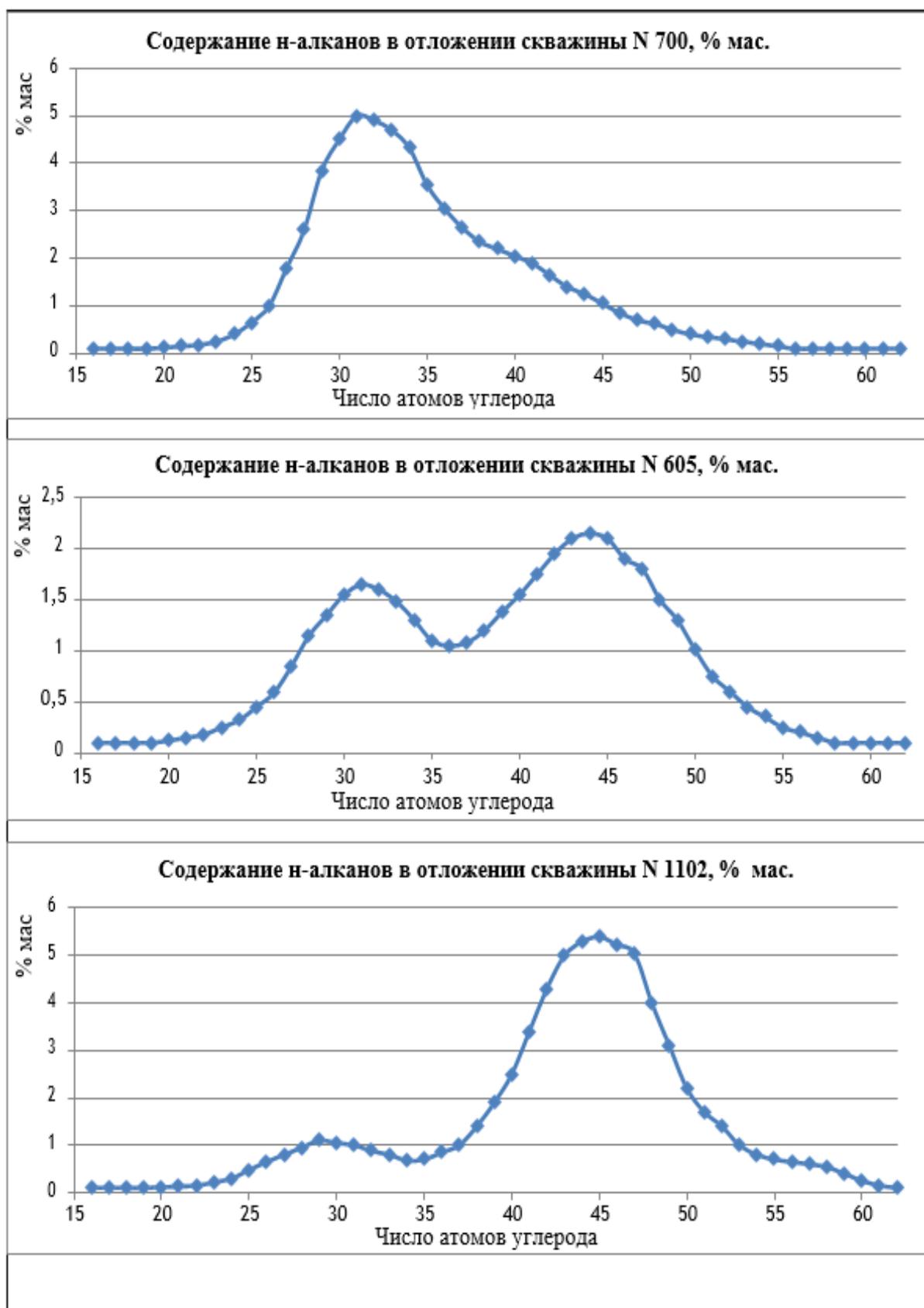


Рисунок 1.4 – Хроматограммы n-алканов в отложениях ствола скважин

Промышленные залежи нефти месторождений СП «Вьетсовпетро» приурочены к терригенным породам миоцена, олигоцена и трещиноватым коллекторам фундамента. Основные физико-химические свойства пластовых флюидов месторождения «Белый Тигр» СП «Вьетсовпетро» представлены в таблице 1.4 и таблице 1.5. [5]

Таблица 1.4 – Свойства и состав пластовых флюидов месторождения «Белый Тигр» [5]

№	Наименование показателей	Основные объекты эксплуатации			
		Н. миоцен	В. олигоцен	Н. олигоцен	Фундамент
1	Плотность нефти, г/см ³ :	0,71–0,74	0,746	0,655	0,654
2	Содержание парафинов и асфальтосмолистых веществ в нефти, %:	19,1	22,9	23,5	23,2
3	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с:	1,074–1,69	2,125	0,452	0,453
4	Тип пластовой воды	Гидрокарбонат–натриевый, хлоркальциевый, нагнетаемая морская вода	Гидрокарбонат–натриевый, хлоркальциевый, нагнетаемая морская вода	Гидрокарбонат–натриевый, хлоркальциевый, нагнетаемая морская вода	Нагнетаемая морская вода, хлоркальциевый (для м/р Дракон)
5	Минерализация пластовой воды, г/л:	3–17	3,86–5,45	1,33–5,58	–

По физическим свойствам нефти являются легкими, маловязкими, высокопарафинистыми и малосернистыми (табл. 1.5).

Таблица 1.5 – Свойства и состав нефти различных скважин месторождения «Белый Тигр» [5]

Номер скважины	700	193	42	605	816	809	76	1102	1003	708
Плотность, г/см ³	0,830	0,834	0,866	0,825	0,865	0,835	0,852	0,827	0,829	0,826
Содержание солей NaCl, мг/л	566,3	549,5	470	–	40,3	6,4	9,0	0	63,3	–
Содержание мех. примесей, % мас.	0,028	0,050	0,040	0,040	0,020	0,020	0,030	0,030	0,011	0,019
Вязкость (50 ⁰ C), мПа·с	4,38	4,97	10,11	3,36	10,26	5,29	7,78	3,98	4,49	3,98
Содержание серы, % мас.	0,022	0,022	0,088	–	–	0,024	0,026	–	0,025	0,032
Содержание парафина, % мас.	22,05	25,01	18,90	–	18,47	24,84	28,65	23,54	23,69	20,80
Сумма смол и асфальтенов, % мас.	2,32	2,10	12,96	–	10,15	1,73	1,54	1,13	1,33	2,40
Содержание кокса, % мас.	0,69	0,63	2,84	0,63	2,70	0,50	0,66	0,29	0,35	0,69
Температура начала кипения, ⁰ C	80	104	73	100	88	102	110	70	92	77

2 Анализ состояния разработки и методы интенсификации притока на нефтяном месторождении «Белый Тигр»

2.1 Причины загрязнения и снижения проницаемости призабойной зоны скважин.

Призабойная зона скважин – это область коллектора вокруг скважины, которая является наиболее влиятельным местом в перепаде давления под воздействием загрязняющих веществ.

В процессе бурения

Расширение глинистых минералов возникает в пластах при взаимодействии с водой (особенно при взаимодействии с высокощелочными растворами) – это приводит к возникновению пустот в коллекторе. Снижение проницаемости призабойной зоны пласта обусловлено влиянием процесса фильтрации воды из бурового раствора в капиллярные каналы создавая стабильную вода–нефть эмульсию. Кроме того, процесс фильтрации также несет ионы, которые могут производить химические реакции с образованием нерастворимых солей. И может быть проникновение твердой фазы в буровой раствор в систему уплотнения коллекторных отверстий и трещин коллектора.

В процессе цементирования обсадных колонн

После цементирования обсадных колонн цементированные загрязненные участки имеют нулевую проницаемость. Восстановление естественной проницаемости пласта затрудняется, так как увеличение местной гидравлической потери на границе раздела между забойной зоной и продуктивными пластами частично устраняет пластовое давление и снижает коэффициент продуктивности.

Кроме того, продукты, образованные в результате реакции между добавкой и буровым раствором, также загрязняют призабойную зону скважин.

В процессе заканчивания скважин

Типы загрязнения жидкостью для заканчивания скважин вызвало

аналогичные проблемы:

– Из-за набухания и распространения глин, инфильтрации эмульсий и оседания твердых и грязных частиц.

– Уменьшает проницаемость и способность эксплуатировать скважины из-за закупорки твердыми веществами и полимерами.

Особенно в скважинах с низким давлением, необходимо обратить внимание на меры по контролю за потерей жидкости, глушения скважины.

Совершенные скважины по гидродинамике – скважины, вскрытые по всей толщине продуктивного пласта без обсадных колонн для сохранения естественной проницаемости пласта.

При вскрытии пласта обсадными колоннами и цементированием загрязнение призабойной зоны цементом, обломками, и т.п. уменьшает продуктивный коэффициент.

В процессе разработки

В процессе эксплуатации, мелкие частицы (каолиновая глина, щебень, мелкий песок, и т.п.) двигаются и забивают, герметизируют поры, трещины в ПЗС. Кроме того, когда происходит изменение в пластовых температурах кинематических условий (изменения температуры, давления, фазовый состав, упорядоченную структуру, и т.п.) часто происходит осаждение парафина, асфальтена, смолы, соли, и приводит к уменьшению проницаемости ПЗС.

Таким образом, при загрязнении ПЗС, необходимо осуществить методы увеличения проницаемости, увеличения связи между забоем и пластом, чтобы уменьшать потери энергии в ПЗС, увеличивать производство добычи скважины.

В процессе ремонта скважин

Процесс ремонта скважин также способствует загрязнению призабойной зоны ремонтными растворами, материалами для цементирования, остаточным цементом в скважине и т.п.

Жидкости глушения скважин (как правило, в качестве жидкости глушения используются растворы морской воды, обработанной поверхностно-активными веществами и глинистыми растворами) имеют большую плотность, поэтому легко

проникают в пласт глубже, чем буровой раствор и раствор для вскрытия пласта, поэтому легко образуют осадки (соли и т.п.). При перемещении поршня, ремонте скважин и при использовании комплектов контрольно–измерительного оборудования проблема усугубляется.

Кроме того, процесс также может образовать осадки путем использования продуктов, содержащих ионы, вызывающие образование осадков в обсадных трубах и скважинном оборудовании.

Обломки частиц при растрескивании пласта также являются причиной загрязнения продуктивного пласта.

Таким образом, при загрязнении ПЗП, необходимо осуществить методы увеличения проницаемости, увеличения связи между забоем и пластом, чтобы уменьшать потери энергии в ПЗП, увеличивать производство добычи скважины. Для преодоления причин загрязнения призабойной зоны, СП Вьетсовпетро разработало ряд технологических решений.

2.2 Способы обработки призабойной зоны скважины, применяемые на нефтяном месторождении «Белый Тигр»

2.2.1 Обработки призабойной зоны скважин кислотой

Методы обработки кислотных скважин являются химическими методами. Суть этой обработки заключается в закачке раствора кислоты в призабойную зону. Реакция кислого раствора с некоторыми типами отложений, трещинами в породе приводит к повышению проницаемости обработанной почвы.

2.2.1.1 Обработка соляной кислотой

Для удовлетворения потребностей нефтегазовой отрасли производители использовали технологически эффективную соляную кислоту 28 – 32% в соответствии со стандартом ТУ 6–01–714–87, ГОСТ 857– 78.

Основные понятия:

Метод обработки соляной кислотой является наиболее простым методом обработки ПЗС и нашёл широкое распространение. Сущность этого метода обработки заключается в закачке кислотного раствора в ПЗС. Кислотный раствор реагирует с веществами в породе, которые можно назвать известняки, доломиты или карбонатные цементирующие вещества, и с некоторым типом загрязненных отложений, почвы в ПЗС очищает эту зону или расширяет поры, что приводит к повышению проницаемости породы [6].

При обработке HCl происходят реакции:



$4\text{HCl} + \text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 = \text{CaCl}_2 + \text{MgCl}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 2\text{CO}_2$ – воздействие на доломит;

Образованные продукты CaCl_2 и MgCl_2 хорошо растворяются в воде, а CO_2 легко удаляется из скважины, или растворяется в воде при пластовом давлении (свыше 7,6 МПа).

Однако в кислоте всегда присутствуют примеси, которые могут образовать нерастворимые в растворе осадки [6]:

- Хлорное железо (FeCl_3) образуется по результатам гидролиза с $\text{Fe}(\text{OH})_3$;
- Гипс ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) образуется по результатам воздействие с CaCl_2 ;
- Антикоррозионные добавки (например, ингибитор ПБ–5).
- Фтористый водород и фосфорная кислота

Поскольку соляная кислота является высокоактивной кислотой, при обработке скважины концентрация соляной кислоты обычно составляет около 10–15% (в зависимости от конкретных условий). Если используется раствор соляной кислоты высокой концентрации, этот раствор может вызвать коррозию устьевого оборудования, скважинного оборудования и раствора нейтрализованной кислоты с высокой вязкостью, что затруднит интенсификацию притока.

2.2.1.2. Кислотная обработка под высоким давлением (ПВД)

Для того, чтобы улучшить проницаемость этих прослоев применяется кислотная обработка под высоким давлением. Кислотная обработка ПВД проводится после обработки кислотными ваннами и простых СКО.

При кислотной обработке ПВД кислотный раствор закачивается в пласт под действием давления от 300 атм или выше с помощью двух или несколько насосов, работающих одновременно. В качестве кислотного раствора используют высоковязкую эмульсию типа кислота в нефти (смесь 10–12%-ого раствора HCl и нефтис отношении 7:3). Объём нефтекислотной вязкой эмульсии для закачки определяется объёмом пор пласта по формуле:

$$V_0 = \pi(R^2 - r_c^2)h m \quad (2.1)$$

где R – предполагаемый радиус закачки; h – толщина проницаемых прослоев; m – пористость.

После закачки эмульсии последовательно закачивают рабочий раствор HCl и продавочную жидкость. Объём рабочего раствора HCl равен внутреннему объёму НКТ, а объём продавочной жидкости равен объёму НКТ и подпакерного пространства.

2.2.1.3 Кислотные обработки терригенных коллекторов

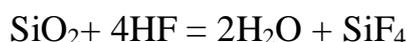
Кислота в терригенных коллекторах, как и в карбонатных и трещиноватых, не формирует отдельные каналы, которые проникают в пласт на различную глубину, а кислота проникает равномерно и контур её проникновения близок к кругу. В зависимости от проницаемости и пористости прослоев контур проникновения имеет разный радиус.

Особенность заключается в том, что кислота и неограниченная масса карбонатного вещества взаимодействуют между собой по всей глубине образующегося канала, тогда как в терригенных карбонатах составляют всего несколько процентов от общего объёма породы.

Для континентального коллектора используются кислотные смеси (HCl, HF) и дополнительные химические вещества. Кислотный компонент (HF) действует с

основными компонентами SiO_2 (оксид кремния) и $\text{H}_4\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_9$ (алюмосиликаты) в земном коллекторе в соответствии с реакциями:

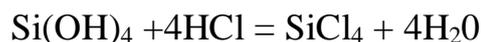
– Реакция с кварцем:



Продукты SiF_4 , образующиеся после реакции, продолжают работать с водой:

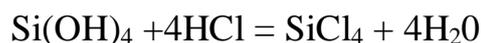
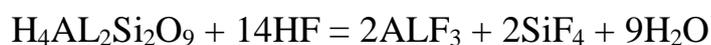


Кислота H_2SiF_6 растворяется в растворе, в то время как кислотность $\text{Si}(\text{OH})_4$ снижает кислотность раствора кислоты HF , что может создать клей для герметизации отверстий. Чтобы устранить это явление, кислота HCl в смеси кислых растворов действует с продуктом реакции $\text{Si}(\text{OH})_4$, образуя водорастворимые соли SiCl_4 :



Смешанный кислотный раствор для обработки континентального коллектора обычно содержит 8–12% кислота HCl и 3–5% кислота HF .

– Реакция с алюмосиликатом:



При планировании работы с коллектором, следует обратить внимание на концентрацию каждого типа кислоты в смеси кислых растворов с набуханием глины, влияющим на проницаемость породы. Количество растворимой глины прямо пропорционально функции. Содержание HF (концентрация 3–5%), но реакция между глиной с HF очень медленная. Следовательно, в смеси необходимо гарантировать, что количество кислоты HF будет участвовать в воздействии на породу, в дополнение к наличию CH_3COOH для увеличения продолжительности воздействия смеси на почву.

Для удаления солей CaF_2 и MgF_2 перед обработкой сырого собирателя со значительным содержанием Ca , Mg его следует обработать солевой кислотой. Смесь HCl и HF называется глинокислотой. Эта смесь предназначена для

растворения глинистого материала и для удаления карбонатных цементирующих веществ [7].

2.2.2 Обработки кислотными эмульсиями

При обработке кислых скважин в условиях высоких пластовых температур нам необходимо решить две проблемы:

- Кислотный раствор может глубоко проникнуть в резервуар;
- Устойчивость к коррозии кислотного раствора с помощью подземного скважинного оборудования, экстракционной колонны и технической колонны.

В настоящее время применяется много мер, в основном с использованием ингибиторов коррозии металлов для обработки кислотных скважин в условиях высокой пластовой температуры. Раствор кислотной эмульсии, использованный для обработки призабойной зоны в условиях высокой температуры (~ 150°C), дал значительные результаты.

Кислотные эмульсии состоят из двух фаз: кислотной фазы и фазы из углеводородов (возможно, сырой нефти или дизельного топлива), где кислота является диспергатором, а сырая нефть является дисперсной средой благодаря эмульгаторам. Когда поверхность контакта с кислотой в кислотно–каменной эмульсионной смеси уменьшается, смесь будет поступать в резервуар глубже, чем обычная кислотная смесь, уменьшая при этом возможность коррозии металла кислотного раствора при воздействии с подземного скважинного оборудования.

В зависимости от соотношения смешивания, разные типы эмульсий – кислоты, обычно 60–70% раствор кислоты и 40–30% сырая нефть.

В зависимости от геолого–технических условий скважины перед обработкой, подбираются различные технологические схемы обработки.

2.2.3 Обработка кислотными пенами–аэрированными кислотами с добавками ПАВ

Сущность метода заключается в том, что вместо соляной кислоты HCl в пласт закачивается аэрированный (или газированный) кислотный раствор ПАВ, который представляет собой двухфазную кислотную пену. Преимущество пенокислотного раствора очень легкое (плотность кислой пены составляет около 0,3–0,8), способного к глубокой закачке в резервуар.

Выдающиеся преимущества пенокислотного раствора показаны ниже:

– Аэрированная кислотная пена замедляет скорость растворения раствором породы, уменьшая поверхность контакта между кислотой и породой пузырьками воздуха, что приводит к увеличению глубины действия раствора кислоты в пласте;

– При добавлении добавки ПАВ в аэрированную кислоту пенокислотный раствор образует стабильную форму и обеспечивает предотвращение скопления пузырьков воздуха при их движении с кислотой вдоль эксплуатационной колонны, в пласте уменьшает поверхностное натяжение на границе раздела нефти – раствор нейтральной кислоты;

– Плотность пено–аэрированных кислотных составов – небольшая (0,3 – 0,8), свойства механической структуры и ее большая вязкость позволяют значительно увеличить способность кислоты влиять на всю толщину пласта;

– Во время вызова потока давление в призабойной зоне уменьшается, пузырьки воздуха расширяются, создавая сильный поток нефти и газа, который моет продукты реакции в порах, трещинах породы при обработке;

– В условиях высоких температур пены–аэрированные кислоты продлевают время растворения кислотных растворов с породами.

Благодаря вышеуказанным преимуществам пенка–аэрированная кислотная используется для обработки призабойных зон в условиях высокотемпературного пласта [8].

2.3 Химические реагенты, применяемые в кислотных составах и их назначение

2.3.1 Химические реагенты и их назначения

Кислота соляная (HCl) 28–32 % концентрации в соответствии с техническими требованиями СП «Вьетсовпетро» [5].

Назначение: растворение карбонатных составляющих пород, отложений солей, частичное растворение глин и разрушение глинистых конгломератов, кольматирующих призабойную зону скважин (ПЗС).

Кислота плавиковая (HF) 50 % концентрации в соответствии с техническими требованиями СП «Вьетсовпетро» [5].

Назначение: растворение силикатных и кварцевых минералов, алюмосиликатов глинистого раствора, цементной корки.

Кислота уксусная (CH₃COOH) 99 % концентрации в соответствии с техническими требованиями СП «Вьетсовпетро» [5].

Назначение: стабилизация pH кислотного состава (≤ 2) для предотвращения выпадения в осадок гидроокисей железа, алюминия и т.д.

Кислота нитрилотриметилфосфоновая (C₃H₁₂NO₉P₃) или жидкий раствор (содержание основного вещества 48–52%), поставляется в соответствии с техническим требованиям СП «Вьетсовпетро» [5].

Назначение: применяется в качестве ингибитора солеотложения, для стабилизации глинистых минералов, предотвращения выпадения в осадок гидроокиси железа, алюминия и др., предупреждение образования гидрогелей.

Углеводородные растворители (дизельное топливо, нефть с содержанием смол и асфальтенов не более 2%) [5].

Назначение:

- для приготовления обратной нефтекислотной эмульсии (НКЭ), которая используется при ОПЗ скважин с целью снижения интенсивности коррозии скважинного оборудования и увеличения зоны охвата кислотного воздействия в пласте;
- растворения асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО).

Ингибиторы кислотной коррозии поставляются в жидком состоянии в соответствии с техническими требованиями СП «Вьетсовпетро» [5].

Назначение: ингибитор кислотной коррозии добавляется в кислотный раствор для ОПЗ скважин с целью снижения коррозии НКТ, эксплуатационной колонны и внутрискважинного оборудования.

Поверхностно–активные вещества (ПАВ) поставляются в соответствии с техническими требованиями СП «Вьетсовпетро» [5].

Назначение: снижение поверхностного натяжения на границе раздела фаз, диспергирование и удаление из зоны воздействия твердых частиц, стабилизация глин, предупреждение образования гудронов, снижение сопротивления фильтрации кислотного раствора в пласт, предупреждение образования микроэмульсий в пласте и др.

Эмульгатор – химреагент для приготовления обратной нефтекислотной эмульсии (НКЭ), поставляется в соответствии с техническими требованиями СП «Вьетсовпетро» [5].

Назначение: Эмульгатор представляет собой неионогенное поверхностно–активное вещество, предназначен для приготовления обратной (инвертной) нефтекислотной эмульсии, которая используется при обработке призабойной зоны скважин с целью снижения интенсивности коррозии скважинного оборудования и увеличения зоны охвата пласта кислотным воздействием. (Обратная НКЭ – дисперсная система на углеводородной основе, в которой дисперсионной средой является углеводород, а дисперсионной фазой – кислотные растворы).

При приготовлении НКЭ, эмульгатор используется как структурирующая добавка для контролирования стабильности и регулирования целевых технологических характеристик полученной эмульсии.

2.3.2 Базовые кислотные составы

Соляно–кислотный раствор (СКР)

Соотношение компонентов раствора [5]:

- соляная кислота (HCl) 10 – 15 %,
- уксусная кислота (CH₃COOH) 2 – 5 %,
- ингибитор кислотной коррозии 2 – 6 %,
- поверхностно–активное вещество 1 – 2 %,
- кислота нитрилотриметилфосфоновая (основное вещество): 1 – 3 %,
- при использовании НТФ в жидком состоянии, с 50 % концентрацией,

концентрация товарного продукта должна составлять: 2 – 6 %,

Область применения соляно–кислотного раствора

– Соляно–кислотный раствор применяется для обработки терригенных коллекторов скважин с повышенным содержанием карбонатных составляющих пород (более 1 %).

– Предварительное нагнетание соляно–кислотного раствора перед закачкой глинокислотного раствора (ГКР) с целью снижения неэффективного расходования плавиковой кислоты на растворение карбонатов, расход соляно–кислотного раствора на предварительное нагнетание 0,1 – 0,2 м³/м вскрытой мощности.

Глино–кислотный раствор (ГКР)

Соотношение компонентов раствора [5]:

- плавиковая кислота 3 – 5 %;
- соляная кислота 8 – 10 %;
- ингибитор кислотной коррозии 2 – 6 %;
- уксусная кислота 2 – 5 %;
- поверхностно–активное вещество 1 – 2 %;
- кислота нитрилотриметилфосфоновая (основное вещество): 1 – 3 %,
- при использовании НТФ в жидком состоянии, с 50 % концент–рацией,

концентрация товарного продукта должна составлять: 2 – 6 %,

ГКР применяется для обработки ПЗС, которые вскрывают поровые, трещиновато–поровые и трещиноватые коллекторы, характеризующиеся наличием глинистых, кварцевых и силикатных образований вне зависимости с их возникновения, присутствие потребности неполного растворения плотных пород с

целью повышения проницаемости коллектора и в соответствии с этим повышения продуктивности скважин.

Нефтекислотная эмульсия (НКЭ)

Дополнительные преимущества НКЭ: она может максимально снизить коррозионную активность в период стабилизации эмульсии, более глубоко проникать в пласт, т.е. увеличить зону охвата кислотного воздействия, предупреждать образование гудронов в пласте.

Соотношение компонентов:

– плавиковая кислота	3 – 5 %;
– соляная кислота	10 – 12 %;
– уксусная кислота	2 – 3 %;
– кислота нитрилотриметилфосфоновая	1 – 2 %;
– эмульгатор	2 – 4 %;
– углеводородный растворитель – нефть	30 – 40 %;

Аналогично нефтекислотной эмульсии применяется дизель–кислотная эмульсия. В качестве углеводородного растворителя применяется дизельное топливо [8].

2.4 Технология обработки призабойной зоны гидравлическим разрывом пласта

2.4.1 Проведение ГРП

Давление, которое необходимо создать во внутреннем пространстве пор, чтобы образовать в пласте горизонтальные трещины, будет равно:

$$P_p = P_r + \sigma_z, \quad (2.2)$$

где σ_z – величина сопротивления горных пород на разрыв (сила сцепления частиц породы). Эта величина обычно мала и находится в пределах (1,5 – 3) МПа, поэтому оно не сильно влияет на P_p .

$P_r = \rho_{п} \cdot g \cdot H$ – давление горных пород, $\rho_{п}$ – плотность горных осадочных пород (обычно $\rho_{п}=2300\text{кг/м}^3$).

В момент разрыва расход жидкости, нагнетенная в объёмах для получения на забое давления разрыва, резко увеличивается. Показателем, характеризующий момент разрыва, является коэффициент поглотительной способности:

$$k_{\text{п}} = \frac{Q}{P_{\text{с}} - P_{\text{пл}}}, \quad (2.3)$$

где: $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, $P_{\text{с}}$ – давление на забое скважины, Q – расход нагнетаемой жидкости. При ГРП $k_{\text{п}}$ резко увеличивается.

Так как $P_{\text{с}}$ и $P_{\text{пл}}$ в процессе ГРП постоянно меняются, о моменте разрыва характеризуется условный коэффициент k :

$$k = \frac{Q}{P_{\text{у}}}, \quad (2.4)$$

где $P_{\text{у}}$ – давление на устье скважины.

После ГРП жидкость–песконоситель закачивается в скважину на возможную большую глубину при давлении, которое удерживает образованные трещины в раскрытом состоянии. Песок вводится для предотвращения смыкания трещин при снятии давления и переводе скважины в эксплуатацию.

Для проектирования процесса ГРП важно определить давление $P_{\text{р}}$. Приближенные значения давления разрыва $P_{\text{р}}$:

$$P_{\text{р}} = (1,74 \div 2,57) \cdot P_{\text{СТ}} \quad \text{– при малых глубинах (до 1000 м), } P_{\text{р}} \sim P_{\text{Г}}$$

$$P_{\text{р}} = (1,32 \div 1,97) \cdot P_{\text{СТ}} \quad \text{– при больших глубинах (h>1000 м), } P_{\text{р}} \sim P_{\text{СТ}}$$

где $P_{\text{СТ}}$ – гидростатическое давление столба жидкости на глубине залегания пласта и определяется по формуле (с учетом кривизны скважины):

$$P_{\text{СТ}} = \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot h \cdot \cos \beta \quad (2.5)$$

если в жидкости содержится наполнитель (например: песок, порошок из полимеров...), то $\rho_{\text{ж}}$ определяется по формуле:

$$\rho = \rho_{\text{ж}} \cdot \left(1 - \frac{n}{\rho_{\text{н}}} \right) + n, \quad (2.6)$$

где $\rho_{\text{ж}}$, ρ и $\rho_{\text{н}}$ – соответственно плотность, средневзвешенная плотность жидкости в скважине и плотность наполнителя, h – глубина скважин, β – угол

кривизны, n – число килограммов наполнителя в 1 м^3 жидкости.

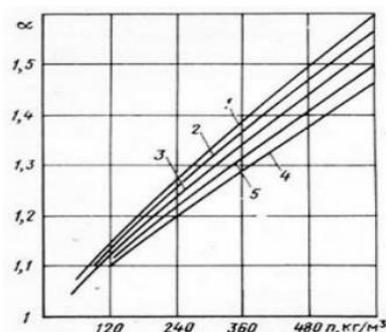
Связь между давлением разрыва P_p и давлением на устье скважины выражает уравнением:

$$P_p = P_y + P_{CT} - P_{TP}, \quad (2.7)$$

где P_{TP} – потери давления на трение в НКТ, и определяется по формуле:

$$P_{TP} = \lambda \cdot \frac{h}{d} \cdot \frac{w^2}{2} \cdot \rho \cdot \alpha, \quad (2.8)$$

где w – линейная скорость потока в НКТ, λ – коэффициент трения, h – длина НКТ, d – внутренний диаметр НКТ, ρ – плотность жидкости (средневзвешенная), α – поправочный коэффициент, зависящий от концентрации наполнителя (см. рис. 2.1)



- (1)- при $Q_{ж} = 800 \text{ кг/м}^3$
- (2)- при $Q_{ж} = 850 \text{ кг/м}^3$
- (3)- при $Q_{ж} = 900 \text{ кг/м}^3$
- (4)- при $Q_{ж} = 950 \text{ кг/м}^3$
- (5)- при $Q_{ж} = 1000 \text{ кг/м}^3$

Рисунок 2.1 – График зависимости поправочного коэффициента для определения потерь давления на трение от концентрации песка для жидкостей разной плотности:

2.4.2 Технология проведения ГРП

Для обеспечения эффективности процесса ГРП нужно проанализировать и выбрать технологию проведения ГРП. Существует 2 технологии проведения ГРП:

- однократное проведение ГРП: нагнетательные жидкости для разрыва действуют на все открытые пропластки (прослой) в скважине за один раз.
- многократное проведение ГРП: последовательно проводят снизу вверх по

одним или некоторым определенным пропласткам за несколько раз. В зависимости от технологии и оборудования может образовываться трещины с разной длиной, обычно около 50–80м.

На месторождении «Белый Тигр» более эффективно применяют многократное проведение ГРП.

2.4.3 Материалы, используемые при ГРП

Жидкости, которые применяют для ГРП, приготавливаются на нефтяной, либо на водной основе. Жидкости должны соответствовать нескольким требованиям:

- совместимость с породами;
- способность поддерживать материалы (песок и т.п) в подвешенном состоянии чтобы глубоко их в трещины;
- низкая потеря жидкости;
- устойчивость при высокой температуре и давлении пласта.

По назначению разделяют три категории жидкости: жидкость разрыва, жидкость–песконоситель и продавочная жидкость.

Жидкость разрыва: жидкость разрыва обладает высокой вязкостью и должна хорошо проникать в пласт (трещину). При ее закачке в пласт она не рассеивается в объеме пласта и вызывает раскалывающее клином действие в образовавшейся трещине. В её качестве используются сырые дегазированные нефти; нефтекислотные, водонефтяные или кислотно–керосиновые эмульсии и т.д.

Жидкость–песконоситель: жидкость–песконоситель изготавливается на водной и нефтяной основах. Она должна обладать пескоудерживающей способностью и низкой фильтруемостью. В качестве жидкости–песконосителя используют те же жидкости, что и жидкости разрыва. Кисотно–керосиновые эмульсии обладают хорошей песконесущей способностью и имеющей высокую стойкость. При транспортировке с наполнителями они не разрушаются.

При закачке жидкости–песконосителя в пласт необходима большая

скорость, вследствие этого давление на устье скважины будет больше.

Продавочные жидкости: продавочные жидкости закачиваются в скважины для того, чтобы донести жидкость–песконоситель до забоя скважин.

Наполнитель. Рамка использована для того чтобы заполнить и остановить отказы, сформированные во время уменьшения давления. В идеале плотность наполнителя равна плотности жидкости–песконосителя.

К жидкости для ГРП могут добавлять присадки для улучшения свойств жидкостей и достижения высокой эффективности обработки. Типы добавок включают в себя:

- вещества, увеличивающие вязкость;
- вещества, снижающие вязкость;
- пенообразователи;
- поверхностно–активное вещество.

2.4.4 Техника для проведения гидравлического разрыва пласта

Гидравлический разрыва пласта осуществляется с помощью комбинированного устройства на поверхности (наземное оборудование) и в скважине (подземное оборудование).

2.4.4.1 Наземное оборудование

В наземное оборудование для осуществления ГРП входят себя 5 комплектов насоса высокого давления; смеситель; 2 большие ёмкости для содержания песка и некоторые большие ёмкости для содержания жидкости; дополнительная ёмкость для жидкости; станция управления, проектирования, сбора и обработки информации; экспериментальная (лабораторная) станция для определения качества жидкости до и во времени осуществления ГРП (рис. 2.2).

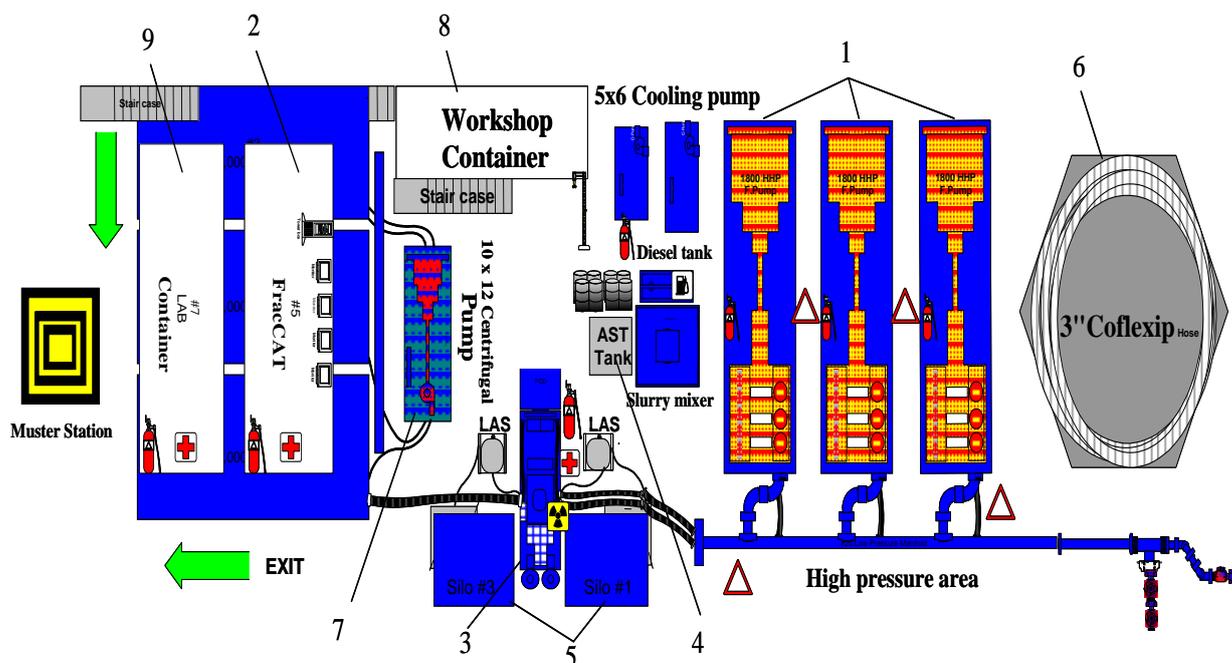


Рисунок 2.2 – Схема распределения оборудования на судне

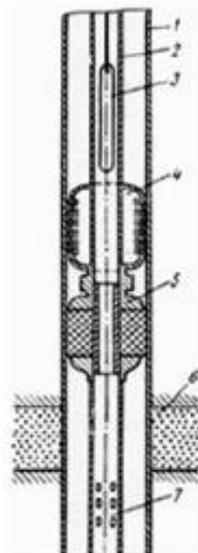
1 – насосы высокого давления; 2 – станция управления; 3 – смеситель; 4 – емкость дополнительных химических реагентов; 5 – емкость пропанта; 6 – шланги высокого давления; 7 – насос; 8 – контейнеры для инструментов; 9 – экспериментальная (лабораторная) станция.

2.4.4.2. Подземное оборудование

Основное подземное оборудование:

- Обсадная колонна;
- Специальные пакеры.

Гидравлический разрыва пласта часто осуществляется через обсадную колонну. НКТ с пакером и якорем опускаются в скважину на нижнем конце, чтобы защищать обсадные колонны от высокого давления (рис. 2.3).

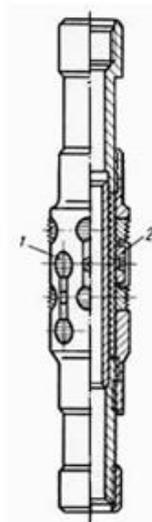


*1 – обсадная колонна; 2 – насосно-компрессорные трубы;
3 – скважинные манометры; 4 – якорь; 5 – пакер; 6 – продуктивный пласт;
7 – хвостовик для опоры на забой*

Рисунок 2.3 – Схема оборудования забоя скважин для ГРП

Различают пакеры с опорой на забой и пакеры без опоры на забой. К пакерам с опорой относятся пакеры ГШ8; ПМ6; ОПМ6 и ОПМ8. К пакерам без опоры относятся плашечные пакеры ПШ6; ПШ8; ПШ5–500; ПШ6–500... Допущенный перепад давления через пакеры составляет 30–50 МПа. В зависимости от типа и размера обсадных колонн проходное сечение пакеров составляет от 47 до 68 мм.

Якоря (гидравлические якоря) устанавливаются выше пакера для удержания его на месте и разгрузки НКТ от продольного сжимающего усилия. (рис. 2.4)



1 – плашки с насечками; 2 – резиновый цилиндр

Рисунок 2.4 – Плашечный гидравлический для ГРП

2.5 Импульсно–ударное воздействие

Проводимость пласта можно повысить путём создания мощных ударных волн во время взрыва на забое зарядами взрывчатых веществ специального назначения. При этом в твердых породах образуется сеть трещин, и благодаря тепловым эффектам во время взрыва создают условия, которые способствуют интенсификации притока продукции в скважины.

Разрыв генераторами давления ПГД–БК и пороховыми газами с помощью специальных снарядов (АДС). АДС – время сгорания около 200 с, температура повышается до 180–250 °С, забойное давление увеличивает до 100 МПа. Чтобы увеличить интенсивность ударного импульса, применяют заряды с меньшим временем сгорания. В качестве продуктов сгорания используют диоксид углерода CO_2 , соляная кислота HCl , хлор, вода, оксид азота NO . Эти продукты снижают вязкость нефти и при этом увеличивают приток продукции в скважину.

Заряды пороховых генераторов давления ПГД–БК состоят из шашек до 10 кг, во время взрыва давление возрастает до 250 МПа. Под влиянием импульса давления столб жидкости в скважине после взрыва колеблется с затухающей амплитудой, создавая на зону ПЗП перемещенные нагрузки, которые способствуют образованию и раскрытию трещин, и выносу в скважину загрязняющих поры частиц.

2.6 Обработка призабойной зоны скважин поверхностно–активными веществами

Поверхностно–активные вещества (ПАВ) – вещества, которые снижают поверхностное натяжение на границе жидкой и твердой фаз (или двух жидкостей, например, нефть – вода) вследствие процесса адсорбции этих веществ.

В нефтяной области ПАВ широко применяются прежде всего как деэмульгаторы–разрушители для нефтяных эмульсий при ОПЗ с целью: ускорения

процесса освоения нефтяных или газовых скважин; предотвращения негативного влияния воды или других жидкостей на физико–химические свойства пород–коллекторов продуктивного пласта при ремонтах скважин; повышения производительности для добывающих и приемистости для нагнетательных скважин; улучшение эффективности СКО скважин; селективная изоляция притоков пластовых вод.

Для ОПЗ пласта ПАВ применяют в виде водного раствора или смеси с нефтью.

Механизм действий ПАВ в двухфазной среде (В/Н): при снижении поверхностного натяжения на поверхности раздела фаз размер капель воды в нефти уменьшается, что повышает скорость их вытеснения нефтью из пласта в скважину. Следовательно, увеличивается полнота их вытеснения из ПЗС.

Кроме того, ПАВ также способствуют процессу гидрофобизации поверхности пород, т. е. ухудшают их смачивание водой: при гидрофобизации поверхность пород лучше смачивается нефтью, чем водой. Последовательно, нефть занимает место воды на поверхности пород и вытесняет пленочную воду, которая превращается в мелкие капли, уносимые потоком нефти из ПЗП.

По химическим свойствам все ПАВ разделяют на две основные группы:

Ионогенные: молекулы ионогенных ПАВ в воде диссоциируют на ионы, имеющие поверхностную активность. Ионогенные ПАВ разделяются на:

а) анионоактивные ПАВ (АПАВ). При диссоциации АПАВ в водной среде носителями поверхности активности являются отрицательные заряды.

б) катионоактивные ПАВ (КАВ). носителями поверхности активности являются положительные заряды. [5]

Неионогенные ПАВ (НПАВ). Получают НПАВ при соединении органических кислот, amino– и амидокислот, спиртов с окисью пропилена или этилена.

Эти ПАВ значительно эффективнее применяют в качестве деэмульгаторов, чем ионогенные ПАВ.

Основное преимущество неионогенных ПАВ: полное растворение в

пластовой воде без образования никаких осадок.

В нефтяной промышленности наиболее распространено использование следующие НПВ: Реагенты ОП–7 и ОП–10 (оксиэтилированные алкилфенолы), Реагенты УЭФ–8 и КАУФЭ–14 (оксиэтилированные продукты).

3 Анализ эффективности применения методов интенсификации притока на месторождении «Белый Тигр»

Сведения данной главы содержат коммерческую тайну

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Нгуен Тинь Куанг Дат

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

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала

(с точным указанием обязательных чертежей):

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

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Нгуен Тинь Куанг Дат		

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Введение

В настоящее время основной задачей обработок призабойной зоны скважины кислотными составами является восстановление или улучшение притока флюида из пласта в скважину и, как следствие, увеличение продуктивности скважины.

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.

Основным критерием подбора скважины под обработку кислотными составами является стабильное снижение дебита скважины при постоянной или увеличивающейся депрессии на пласт.

В условиях высокообводненных скважин (более 50%), когда применение соляно-кислотных обработок по традиционным технологиям нецелесообразно, успешно используется метод глино-кислотных обработок скважин (ГКО). Сущность технологии проведения ГКО заключается в перекрытии крупных пор и трещин, по которым поступает вода, с последующей закачкой в нефтенасыщенную часть карбонатного пласта соляной кислоты.

При промышленном внедрении методов интенсификации притока нефти будет существовать риск получения неоптимального эффекта или даже экономических потерь, поэтому надо тщательно проанализировать эффективность этих методов перед проведением. В данном разделе приведен расчет экономической эффективности гивпано-кислотной обработки скважин.

4.1 SWOT - анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно–исследовательского проекта. SWOT–анализ, применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде [11].

Результаты первого этапа SWOT– анализа представлены в табл. 4.1

Таблица 4.1 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательской работы: С1 Цена обслуживания. С2. Принесение более высокую эффективность разработки. С3. Надежность.	Слабые стороны научно-исследовательской работы: Сл1. Риски повышения износа оборудования Сл2. Наличие элементов экологической опасности производства Сл3. Сложности при пусконаладке.
Возможности: В1. Старение большинства систем на компоненты на месторождение в Вьетнаме. В2. Договоры с крупными добывающими компаниями в Вьетнам по новым технологии.	Сильные стороны и возможности 1. В1С1С3 – так как множество установок покупается на долгосрочный период, цена обслуживания – один из главных факторов при выборе. 2. В2С1С3 – за счет работы с крупными предприятиями можно улучшить повысить характеристики устройства.	Слабые стороны и возможности 1. В2Сл3 – сложности при пусконаладке исключается квалифицированным персоналом, уже осуществлявшим подобные процедуры. Такой персонал обязательно есть в любой крупной фирме.
Угрозы: У1. Нежелание многих компаний на изменения. У2. Появление более эффективного технология У3. Введение дополнительных государственных требований к сертификации продукции	Сильные стороны и угрозы 1. У1С1 - Создание конкурентных преимуществ готового продукта. 2. У2С1 Убедить компании принять новую технологию с ценами на услуги и технологической надежностью.	Слабые стороны и угрозы 1. У1Сл1 - Сокращение поставок или смена поставщика 2. У3Сл2 - Медленный ввод данной системы в эксплуатацию позволит переждать возможных скачков на рынке спроса.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это

соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

Таблица 4.2 - Интерактивная матрица проекта

		Сильные стороны			Слабые стороны		
		С1	С2	С3	Сл1	Сл2	Сл3
Возможности	В1	+	-	+	-	-	-
	В2	+	-	+	-	-	+
Угрозы	У1	+	-	-	+	-	-
	У2	0	-	-	0	0	-
	У3	-	-	-	-	+	-

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

В данном разделе составлен перечень этапов проведения работ в рамках научного исследования в форме календарного плана (таблица 4.3) и диаграммы Ганта (таблица 4.4).

В состав участников проекта входят: руководитель и исполнитель.

Таблица 4.3 - Календарный план представлен в таблице

Код работы	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
1	Выбор темы и подготовка материала для исследования	4	04.03.19	07.03.19	Руководитель и исполнитель
2	Подбор и изучение теоретических материалов, соответствующих теме задания	8	09.03.19	16.02.19	исполнитель
3	Обсуждение структуры работы	3	18.03.19	20.03.19	Руководитель и исполнитель
4	Проведение теоретических расчетов	21	28.03.19	16.04.19	Исполнитель
5	Подбор оборудования, необходимого для реализации проекта	7	18.04.19	24.04.19	Руководитель и исполнитель
Итого		43	4.02.19	24.04.19	Руководитель и исполнитель

На основании календарного плана построена диаграмма Ганта (таблица 4.4), которая представляет собой столбчатые диаграммы (гистограммы). Отрезки на ней показывают даты начала и окончания выполнения различных видов работ в период исследования.

Таблица 4.4 - Диаграмма Ганта

Вид работ	Исполнители	T _{Ki} кал. дн.	Продолжительность выполнения работ											
			март			апрель			май					
			1	2	3	1	2	3	1	2	3			
Выбор темы и подготовка материала для исследования	Руководитель и исполнитель	4	█											
Подбор и изучение теоретических материалов, соответствующих теме задания	Исполнитель	8		█										
Обсуждение структуры работы	Руководитель, исполнитель	3			█									
Проведение теоретических расчетов	Исполнитель	21				█	█	█						
Подбор оборудования, необходимого для реализации проекта	Руководитель, исполнитель	7								█	█			

Условные обозначения:

█ – Исполнитель █ (с диагональными линиями) – Руководитель

4.3 Бюджет научного исследования

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

Результаты по данной статье указаны в табл. 4.5.

Таблица 4.5 – Материальные затраты

Наименование	Ед.изм.	Количество			Цена за ед., т.руб	Затраты на материалы, (Зм), т.руб.		
		УПН	Аналог 1	Аналог 2		УПН	Аналог 1	Аналог 2
Эмульгатор	М ³	1,4	6,5	7	25	35	162,5	175
Плавиковая кислота	М ³	3,5	6,5	7	17,6	61,6	114,4	123,2
Уксусная кислота	М ³	1,41	5,5	6	41	57,81	225,5	246
Канцелярские товары (бумага)	шт	3	4	3	1	3	4	3
Итого:						157,41	506,4	547,2

Аналог 1 – СП «Вьетсовпетро»

Аналог 2 – ПВП «Петровьетнам»

Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стенов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме (табл. 4.6). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 4.6 – Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

Наименование	Ед.изм.	Количество			Цена за ед., т.руб	Затраты на материалы, (Зм), т.руб.		
		УПН	Аналог 1	Аналог 2		УПН	Аналог 1	Аналог 2
Испытательный стенд	т	1	2	2	50	50	100	100
Программное обеспечение	шт	2	1	1	4	8	4	4
Компьютер	шт	2	1	1	30	60	30	30
Монитор	шт	2	2	2	5	10	10	10
Итого:						128	144	144

Основная заработная плата

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно–технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости

выполняемых работ и действующей системы оплаты труда. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы (размер определяется Положением об оплате труда). Расчет основной заработной платы сводим в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Расчёт 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	98	185206
Исполнитель	11400			125,42	126	75063,9

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

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (4.1)$$

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

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

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (4.2)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника; T_r – продолжительность работ, выполняемых научно–техническим работником, раб. дн.; $Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб. Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (4.3)$$

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. 4.8).

Таблица 4.8– Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
–выходные дни	86	86
–праздничные дни	16	16
Потери рабочего времени		
–отпуск	24	48
–невыходы по болезни	-	-
Действительный годовой фонд рабочего времени	239	223

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:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (4.4)$$

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

В табл. 4.9 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 4.9 – Заработная плата исполнителей НИИ

Заработная плата	Руководитель	Студент
Основная зарплата	185206	75063,9
Дополнительная зарплата	22225	-
Итого по статье $C_{\text{зп}}$	207431	75063,9

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления на социальные нужды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (4.5)$$

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

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

Отчисления во внебюджетные фонды рекомендуется представлять в табличной форме (табл. 4.10).

Таблица 4.10 – Отчисления на социальные нужды

	Руководитель	Студент
Зарплата	207431	75063,9
Отчисления на социальные нужды	62229	22519

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:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (4.6)$$

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

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Определение бюджета затрат на научно–исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в табл. 4.11.

Таблица 4.11 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб		
	УПН	Аналог1	Аналог2
1. Материальные затраты НТИ	157 410	506 400	547 200
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	128 000	144 000	144 000
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	282 494,9		
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	22 225		
4. Отчисления во внебюджетные фонды	84 748		
6. Накладные расходы	107 980,4	166 378,8	172 906,8
7. Бюджет затрат НТИ	782 858,3	1 206 246,7	1 253 574,7

4.4 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. 4.12). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Таблица 4.12 – Группировка затрат по статьям аналогов разработки

Затраты по статьям						
Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Накладные расходы	Итого плановая себестоимость
506400	144000	282494,9	22225	84748	166378,8	1206246,7
547200	144000	282494,9	22225	84748	172906,8	1253574,7

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{782858,3}{1253574,7} = 0,62,$$

$$I_{\Phi}^{a1} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{1253574,7}{1253574,7} = 0,96,$$

$$I_{\Phi}^{a2} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{10312254}{1253574,7} = 1,$$

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:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i^a,$$

$$I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i^p,$$

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 таблице 4.13.

Таблица 4.13–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
4. Надежность	0,25	4	5	4
6. Материалоемкость	0,15	5	5	3
ИТОГО	1	4,6	4,4	3,5

$$I_m^p = 4 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,15 = 4,35,$$

$$I_1^A = 5 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,15 = 4,8,$$

$$I_2^A = 3 \cdot 0,1 + 3 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,15 = 3,9,$$

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

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{I_m^p}{I_{\phi}^p} = \frac{4,35}{0,62} = 6,96 ,$$

$$I_{\text{финр}}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_{\phi}^{a1}} = \frac{4,8}{0,96} = 4,98 ,$$

$$I_{\text{финр}}^{a2} = \frac{I_m^{a2}}{I_{\phi}^{a2}} = \frac{3,9}{1} = 3,9 ,$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта (см. таблицу 4.14).

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^{a1}} = \frac{6,96}{4,98} = 1,4 ,$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^{a2}} = \frac{6,96}{3,9} = 1,8 ,$$

где $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ – сравнительная эффективность проекта; $I_{m\varepsilon}^p$ – интегральный показатель разработки; $I_{m\varepsilon}^a$ – интегральный технико–экономический показатель аналога [11].

Таблица 4.14 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Аналог 1	Разработка	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,96	0,62	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,8	4,35	3,9
3	Интегральный показатель эффективности	4,98	6,96	3,9
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,4		1,8

4.5. Вывод

В ходе выполнения данной работы были рассмотрены следующие вопросы:

– составление календарного плана проект, на основании которого была построена диаграмма Ганта;

– определение бюджета НТИ. При использовании УПН исполнения потребуется **782858,3 руб.** – это наименьший показатель среди трех

рассмотренных вариантов;

– определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования. У аналога 2 исполнения наилучшие показатели.

Разница среди затрат на бюджет НИИ трех исполнения большая. Наименьшая сумма – 782858,3 руб., а наибольшая – 1253574,7 руб. Учитывая показатели ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности, целесообразно для проведения исследования будет выбрать аналог 1 исполнения.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Нгуен Тинь Куанг Дат

Школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p><i>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Для усовершенствования системы сбора и подготовки нефти на нефтяном месторождении «Белый Тигр», используются определенные агрегаты и материалы. Во время сбора и подготовки нефти, производятся работы при высоких давлениях, приводящие к ухудшению состояния здоровья, поэтому необходимо предусматривать мероприятия для защиты от них. Нередко нефть и газ в скважинах находятся под большим давлением, что создает угрозу взрывных выбросов и пожаров. Кроме этого, на рабочем месте пожар возможно происходит электрическим током. Также интенсивный производственный шум, обшая и локальная вибрация, недостаточное освещение, загрязнение рабочей зоны оказывают влияние на здоровье человека. Кроме этого в рабочей зоне не исключена возможность образования пожара в результате неисправности при подаче электричества. Интенсивный производственный шум, обшая и локальная, недостаток освещения, загрязнение рабочего места также оказывают влияние на здоровье человека.</p>
<p><i>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<p>Охрана труда и безопасность персонала Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТБЭ), "Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТЭЭ) и "Правил устройства электро- установок" (ПУЭ).</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><i>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты 	<p><i>1. Анализ выявленных вредных факторов</i></p> <p><i>1.1. Возникновение токсических веществ в рабочее зоне.</i></p> <p><i>1.2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.</i></p> <p><i>1.3. Повышенный уровень шум.</i></p> <p><i>1.4. Тяжесть и напряженность физического труда.</i></p>

<i>(сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</i>	
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>2. Анализ выявленных опасных факторов</p> <p>2.1. Поражение электрическим током.</p> <p>2.2. Взрывопожарная опасность.</p>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Химическое загрязнение гидросферы, атмосферы и литосферы и мероприятия по их защите от загрязнения.</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>Рассмотреть наиболее вероятную чрезвычайную ситуацию (пожар, взрыв). Разработать меры по предупреждению ЧС и план действий в результате возникшей ЧС и ликвидации ее последствий.</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>
Перечень графического материала:	

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Нгуен Тинь Куанг Дат		

5 Социальная ответственность

Для проведения обработки призабойной зоны пласта на нефтяном месторождении «Белый Тигр», используются определенные агрегаты и материалы. Во время обработки, производятся работы при высоких давлениях, с различными химическими веществами, приводящие к ухудшению состояния здоровья, поэтому необходимо предусматривать мероприятия для защиты от них. Нефть и газ в скважинах находятся под большим давлением, создавая угрозу выбросов и пожаров. Кроме того, на работе пожар может быть вызван ударом электрического тока. Также, интенсивный шум производства, общая и местная вибрация, неадекватное освещение, загрязнение рабочей зоны оказывают влияние на здоровье человека [4].

При выполнении данной работы присутствуют следующие опасные и вредные факторы:

- К вредным относятся: возникновения токсических веществ в рабочей зоне; отклонение показателей климата на открытом воздухе; повышенный уровень шума на рабочем месте; тяжесть и напряженность физического труда;
- К опасным относятся: поражение электрическим током; пожаровзрывоопасность;

5.1 Производственная безопасность

Нередко нефть и газ в скважинах находятся под большим давлением, что создает угрозу взрывных выбросов и пожаров. При выполнении данной работы присутствуют следующие опасные и вредные факторы (табл. 5.1):

Таблица 5.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ

Наименование видов работ и параметров производственного процесса	Факторы		
	Вредные	Опасные	
Эффективность применения методов воздействия на призабойную зону пласта с целью увеличения нефтеотдачи на нефтяном месторождении "Белый Тигр" (Вьетнам)	+ Повышенная загазованность рабочей зоны; + Отклонение показателей климата на открытом воздухе; + Повышенный уровень шума на рабочем месте; + Тяжесть и напряженность физического труда.	+ Поражение электрическим током; + Пожаровзрывоопасность.	– ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ [12] – ГОСТ 12.1.003-2014 [14] – Сан.ПиН 2.24.548-96 [15] – ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [17]

5.1.1 Анализ выявленных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

При проведении гидравлического разрыва пласта, используют различные виды растворов реагентов необходимых для качественного проведения мероприятия. В основном на промысле проводят ГРП на нефтяной и водной основе. В случае применения жидкости разрыва на нефтяной основе (нефть, дизельное топливо и т.п.) существует опасность токсичного воздействия на рабочий и обслуживающий персонал в силу разрушения линии высокого давления от избыточно развиваемого агрегатами давления, а так же при опорожнении этих линий при разборке оборудования, учитывая то что при осуществлении данного мероприятия используется до 14 наименований

автотранспортной техники можно сказать, что выхлопные газы от отработавшего топлива так же могут выступать в качестве токсичного вещества.

На месте проведения работ по закачке агрессивных химических реагентов (серной, соляной, фторной кислоты и т.д.), которые могут стать источниками вредных веществ. Особенно опасным для воздуха рабочих местах является оксид углерода. Этот газ образуется при неполном сгорании топлива и встречается в попутном газе [10].

В воздухе рабочей зоны содержание вредных веществ не должно превышать установленных ПДК (табл. 5.2).

Таблица 5.2 - Допустимые концентрации в воздухе рабочей зоны некоторых вредных веществ

Показатели	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Азота оксиды	5	2
Бензол	5	2
Керосин	300	4
Толуол	50	3
Кислота уксусная	5	3
Фенол	0,3	2
Оксид углерода	20	4

В соответствии с документом ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ по степени воздействия на организм человека вредные вещества подразделяются на 4 класса опасности:

- первый класс: чрезвычайно опасные с ПДК < 0,1 мг/м³ (свинец, ртуть - 0,001 мг/м³);
- второй класс: высокоопасные с ПДК = 0,1 - 1 мг/м³ (хлор - 0,1 мг/м³; серная кислота - 1 мг/м³);
- третий класс: умеренно опасные с ПДК = 1,1 - 10 мг/м³ (спирт метиловый - 5 мг/м³; дихлорэтан - 10 мг/м³);

- четвертый класс: малоопасные с ПДК > 10 мг/м³ (например, аммиак -мг/м³; ацетон - 200 мг/м³; бензин, керосин - 300 мг/м³; спирт этиловый 1000 мг/м³).

Чем выше концентрация токсичных веществ в воздухе рабочего помещения, тем сильнее их воздействие на организм человека. Персонал, работающий с кислотами, должен быть обеспечен защитными очками, спецодеждой и рукавицами из суконной или другой кислотоупорной ткани, резиновыми сапогами фартуками.

На месте проведения работ по закачке агрессивных химических реагентов (фторной, соляной кислоты и т.д.) должен быть: запас чистой пресной воды; аварийный запас спецобуви, спецодежды и других средств индивидуальной защиты; нейтрализующие компоненты для раствора (известь, мел, хлорамин). [12]

Остатки химических реагентов следует доставлять и собирать в специально отведённое место, оборудованное для уничтожения или утилизации.

После завершения закачки кислотных растворов все оборудование и трубопроводы необходимо промыть пресной водой. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость.

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Климат характеризуется:

- температурой воздуха;
- относительной влажностью воздуха;
- скоростью движения воздуха;
- интенсивностью теплового излучения от нагретых поверхностей;

Нормализация параметров в открытых зонах не производится, но конкретные меры определены для уменьшения их неблагоприятного воздействия на тело работника. При отклонении индекса микроклимата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены персональным защитным оборудованием, которое регулируется в соответствии с промышленными

нормами и соответствует сроку годности. Климатические особенности месторождения «Белый Тигр» приведены в таб. 5.3.

Таблица 5.3 - Климатические особенности месторождения «Белый Тигр»

Период года	Время	Температура воздуха, °C	Отн. влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный (сухой)	От ноября по марту следующего года	22 - 27	65 - 68	10 - 20
Теплый (влажный)	От апреля по октябрю	26 - 32	87 - 89	30 - 60

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Когда работают насосы, возникает шум, отрицательно сказывающийся на работнике тем, что вызывает сильные сопутствующие раздражения, и увеличивает рабочую нагрузку.

Шум как внешний фактор подавляет иммунный ответ организма, снижая защитную функцию последнего. Это можно увидеть из-за высокой распространенности инфекционных заболеваний (на 20-50% выше, чем обычно).

Согласно QCVN 24/2016/BYT шум на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий не должен превышать 85 дБА. [13]

Для предотвращения негативного воздействия шума на рабочих используется коллективное и индивидуальное защитное оборудование.

Коллективные средства защиты:

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

Средства индивидуальной защиты являются: наушники; ушные вкладыши [14].

Тяжесть и напряженность физического труда

В связи со сложной технологией ГРП, состояние работников сопровождается тяжелым и напряженным физическим трудом.

Тяжелый и напряженный физический труд влияет на общее здоровье работников и ведет к развитию различных заболеваний.

Если у людей, занятых тяжелым и напряженным физическим трудом, тогда должен быть 8-ми часовой рабочий день с обеденным перерывом (13^ч – 14^ч) и периодическими кратковременными перерывами, а также должна быть увеличена заработная плата и продолжительность отпуска.

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Электрический ток

Электрическим током является одним из выявленным опасных факторов поражение, потому, что напряжение считается безопасным при $U < 42$ В, а вычислительная техника питается от сети 220 В 50 Гц. Ток является опасным, так как 20 – 100 Гц – ток наиболее опасен. Поэтому результатом воздействия на организм человека электрического тока могут быть электрические травмы, электрические удары, и даже смертью [15].

Поражение электрическим током возникает при соприкосновении с электрической цепью, в которой присутствуют источники напряжения и/или источники тока, способные вызвать протекание тока по попавшей под напряжение части тела. Кроме того, на установках высокого напряжения возможен удар электрическим током без прикосновения к токоведущим элементам, в результате утечки тока или пробоя воздушного промежутка с образованием электродуги.

Существуют следующие виды электрических травм: металлизация кожи, электрический ожог, механические повреждения, электрические знаки. Электрические травмы представляют особую опасность.

Механическое повреждение может разрушить нервные ткани, кровеносные сосуды, а также приводить к дислокациям суставов и даже

трещинам. Такое повреждение может привести к таким результатам, как сокращение мышц под действием электрического тока, проходящего через тело человека.

Электрические сигналы практически безболезненны и могут возникать при 20% электрического тока. Иногда электрические сигналы выглядят в виде: мозолей, бородавок, ушибов, царапин, а также они представляют собой серые или бледно-желтые пятна круглоовальной формы с углублением в центре

Для защиты от поражения электрическим током применяют:

- Коллективные средства (изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль,
- Предупредительная сигнализация и блокировка,
- Индивидуальные (изолирующие подставки, диэлектрические перчатки, диэлектрические боты, инструменты с изолированными рукоятками).

Пожаровзрывоопасность

Возникновение пожара на промысле связано с тем, что при обработке ПЗП, употребляется кислотный раствор на нефтяной базе, а также не исключены возможность воспламенения оборудования (цистерн, автотранспортных средств и т.д.).

Образование огневых шаров является одной из особенностей пожара на промысле (горение паровоздушных смесей углеводородов). Время образования огневых шаров колеблется от нескольких секунд до нескольких минут. Опасным фактором огневых шаров является тепловой импульс. Размеры шара, время его существования и величина теплового импульса зависят от количества сгораемого вещества.

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

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

Насосные агрегаты и передвижные емкости должны быть расставлены согласно схеме, утвержденной главным инженером предприятия. Емкости располагаются на палубе корабля на расстоянии не менее 1 метра между собой и другими грузами. Запрещается устанавливать агрегаты, оборудование и выполнять какие-либо работы в пределах охранной зоны воздушных линий электропередач.

Аппараты, работающие под давлением

Судовые сосуды, установленные на судах, оборудование для разведки, эксплуатации и транспортировки нефти и газа на море, должны соответствовать требованиям проектирования и производства в TCVN 8366 - сосуды под давлением - требования к конструкции и производство. [QCVN 67:2017/BGTVT] [16].

Чтобы обеспечить целостность сосудов, все сосуды должны быть проверены. Подходящее испытание должно предоставить информацию, необходимую для определения того, что все критические компоненты сосудов безопасны до следующего испытания.

Различные типы проверок зависят от обстоятельств и конкретных сосудов под давлением, которые включают:

- (1) осмотр при установке сосуда;
- (2) внутренний осмотр;
- (3) проверить состояние работы;
- (4) внешнее обследование;
- (5) испытание толщины;
- (6) проверить калибровку оборудования безопасности, измерения;

- (7) испытание давлением;
- (8) аномальное обследование.

Проверки будут проводиться в соответствии с планом испытаний для каждого сосуда высокого давления. Коррозия и другие ущербы, обнаруженные во время осмотра, должны оцениваться и характеризоваться.

5.2 Экологическая безопасность

Источники воздействия на гидросферу, литосферу, биосферу и атмосферу. Одним из главных вопросов охраны окружающей среды при выборе технических решений является наличие экологических ограничений хозяйственной деятельности.

Предприятие на месторождение имеет согласованные проекты нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ) в атмосферу, предельно допустимых сбросов (ПДС), проект нормативов образования отходов и лимитов на их размещение. Все выбрасываемые и сбрасываемые вещества предложены в качестве нормативов ПДВ, ПДС. Также получены лимиты на размещение отходов производства и потребления.

Загрязнение почвы происходит, когда в почвенной среде ксенобиотические вещества оказывают вредное воздействие на жизнь человека и животных. Они формируются в результате неправильной эксплуатации, а также неправильного обращения. Уровень загрязнения зависит от уровня использования химических веществ и индустриализации.

Поверхностные воды: воздействие на поверхностные воды может иметь место, в основном, при попадании в них загрязняющих веществ в случае аварийной ситуации. После приема загрязненных стоков происходит ухудшение физических свойств воды (изменение, замутнение цвета, запаха, вкуса). Осаждение нефтепродуктов и солей на дно водоемов вызывает загрязнение донных отложений.

При аварийных ситуациях миграция загрязненных стоков в поверхностные водотоки возможна по поверхности земли только при разрушении обваловок площадок, а также аварий на трубопроводах.

Подземные воды: загрязнение подземных вод возможно при разливе нефти и минерализованных вод в результате инфильтрации загрязненных стоков через зону аэрации в водоносные горизонты. Нефтяное загрязнение относится к «умеренно опасным».

Оценка воздействия на окружающую среду

В результате работ по мониторингу отмечается, что уровень загрязнения атмосферного воздуха объектами с повышенной техногенной нагрузкой находится на низком уровне. В связи с этим, основное внимание при прогнозе уделяется водным объектам и почве.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении различных ремонтов скважин существует возможность выброса пластовых флюидов, которые характеризуются пожаро- и взрывоопасностью. Также при проведении спуско-подъемных работ возможно газопроявление. При определённой концентрации и наличии искрения в неисправных электрических приборах, взрывается газоздушная смесь. В результате выделения большого количества газа и отсутствии смены воздушной массы в этой области возникает взрывоопасная концентрация.

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий, которые могут возникнуть на объектах нефтедобычи составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА) (табл. 5.4). ПЛВА составляются в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и должны содержать следующее:

- 1) перечень возможных аварий на объекте;

2) способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии;

3) действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию людей и проведение предусмотренных мероприятий;

4) список и порядок оповещения должностных лиц при возникновении аварии;

5) способы ликвидации аварий в начальной стадии;

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

7) список пожарного инвентаря, находящегося на объекте;

8) акты испытания СИЗ, связи, заземления;

9) график и схему по отбору проб газовой среды;

10) технологическая схема объекта;

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

План реагирования на чрезвычайные ситуации готовится и утверждается один раз в пять лет. Запланированные с сотрудниками бизнеса, занятия проводятся ежемесячно для устранения возможных аварий. Результаты урока записываются в журнал с подписью ответственного лица от инженера и техника.

Основными задачами гражданской обороны на предприятии являются:

- Осуществление мероприятий по защите рабочих, служащих и населения от ядерного, химического и биологического оружия.
- Проведение мероприятий, повышающих устойчивость работы предприятий энергетики, транспорта и связи в военное время.
- Обеспечение надежной действующей системы оповещения и связи.
- Общее обучение рабочих, служащих, населения мерам защиты от оружия массового поражения.

В настоящее время НГДУ управляет формированием защитных и спасательных команд, групп средств массовой информации, сэндвич-команд,

аварийных технических команд с помощью всех гражданских миссий, созданных перед командами.

К основным причинам пожара и загорания в нефтяном месторождении относятся следующие: нарушение технологического процесса и неисправность оборудования; неосторожное обращение с огнем и бытовыми электроприборами; короткое замыкание электрических проводов и перегрев электрооборудования; нарушение правил пожарной безопасности при производстве электрогазосварочных и других огневых работ.

На данном месторождении реализуются системы обеспечения пожарной безопасности на морских стационарных платформах: автоматические системы пожаротушения включают: автоматические системы пожаротушения (систему пенного, водяного, объемного и порошкового пожаротушения); система орошения (спринклерная, дренчерная) и водяная завеса; автоматическая система пожарной сигнализации оборудована: тепловыми, дымовыми, световыми и ручными датчиками; первичные средства пожаротушения: огнетушители (переносные, передвижные, углекислотные, порошковые и воздушно-пенные); песок; асбестовое полотно (кошма); средства индивидуальной защиты, пожарный ручной инструмент, пожарный инвентарь; пожарное судно; специализированное или многофункциональное аварийно-спасательное судно или транспортно-буксирное судно, укомплектованное системами пожаротушения и пожарно-техническим оборудованием [17].

При соблюдении стандартов техники безопасности и рекомендаций, полученных в ходе исследования, данные факторы не повлияют на работу сотрудника.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Наиболее полные требования по соблюдению безопасности при выполнении работ, связанных с подготовкой и проведением кислотных

обработок отражены в действующих инструкциях по безопасности труда для рабочих морская стационарная платформа (МСП) предприятия по добыче нефти и газа (ПДНГ) СП «Вьетсовпетро» [18].

Для обеспечения охраны труда и безопасности на предприятии в соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» должны выполняться основные требования:

Требования к персоналу к работе по проведению кислотных обработок допускаются лица, прошедшие обучение, медицинский осмотр и годные по состоянию здоровья для работы во вредных условиях и прошедшие инструктаж по соответствующим инструкциям по БТ ПДНГ.

Требования к территории, объектам, помещениям, рабочим местам – перед разгрузкой емкостей с корабля на платформу площадка должна быть полностью освобождена от других предметов и материалов; место размещения емкостей и оборудования для кислотной обработки должно быть ограждено и обозначено, как «Опасная зона».

Требования к оборудованию и инструменту – определяют порядок по изготовлению и эксплуатации оборудования и инструмента; обеспеченность инструкциями по эксплуатации, средств регулирования и защиты, знаками, ограждениями; порядок и сроки освидетельствования. Кислотные емкости на базе должны быть снабжены уровнемерами и устройствами для слива излишков кислот. Емкости должны быть обеспечены люками с герметично закрывающимися крышками. Все кислотные емкости на базе или при их транспортировке должны быть закрыты герметичными пробками, которые должны быть устойчивы к воздействию кислот. Резиновые шланги и другие гибкие трубопроводы должны быть соединены герметичными переходниками.

Организационно-технические требования к электрооборудованию – при которых, проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования нефтепромысловых установок должны проводиться в соответствии с требованиями "Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей", "Правил технической эксплуатации

электроустановок потребителей" определяют зоны взрывоопасности объектов и оборудования.

Руководители, главные специалисты и специалисты акционерного общества обязаны осуществлять организационно-технические и санитарно-гигиенические мероприятия по созданию и обеспечению промышленной безопасности, охраны труда, безопасных и здоровых условий труда на производственных объектах филиалов, обязаны контролировать соблюдение работниками установленных правил и норм безопасности.[17]

5.5 Вывод

Минимизация риска несчастных случаев возможна. Это требует строгости правил, рабочих процессов, а также соблюдения условий труда участников.

Для обеспечения безопасности труда соблюдение правил особенно важно. Особенно надзор с руководителем для обеспечения безопасности в процессе работы. Руководители, главные специалисты, а также специалисты техконтроля должны осуществлять технические и санитарно-гигиенические мероприятия, чтобы поддерживать безопасность на объекте, а также осуществлять контроль соблюдения техники безопасности персоналом и своевременно проводить инструктаж.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время почти все скважины на месторождениях «Белый Тигр» во Вьетнаме характеризуются падением темпов добычи нефти, повышением обводненности скважиной продукции образованием загрязнений призабойной зоны скважин, поэтому существует необходимость проведения методов интенсификации добычи нефти.

В данной работе описано еологическое строение нефтяного месторождения «Белый Тигр», рассмотрены причины образования загрязнений призабойной зоны скважин и методы, способствующие повышению нефтеотдачи. На месторождении были проведены следующие методы повышения нефтеотдачи:

Обработка кислотной эмульсией проведена 235 раз (54,5%), число успешных обработок составило 189 раз (80,4%), дополнительная добыча нефти – 1,451,860 тонн нефти (74%). Следовательно, этот метод является наиболее эффективным и экономичным методом.

Метод гидравлического разрыва был проведен 59 раз (13,7%) и успешно 39 раз (66,1%) с дополнительной добычей нефти 196 348 тонн (10,06%).

Обработка импульсно–ударным воздействием была проведена 38 раз (8,8%), из них – 21 успешных обработок (55,3%), дополнительная добыча нефти – 127,590 тонн (6,57%).

Метод обработки кислотным раствором был проведен 92 раз (21,3%), в том числе в 70 случаях был успешным (76,1%) с дополнительной добычей нефти – 163,256 тонны (8,4%). Экономическая эффективность достаточно высока.

Метод азрированной кислоты проводили 7 раз (1,6%), в том числе успешно в 5 случаях (71,4%), и получили 18,020 тонн дополнительно добытой нефти (0,93%), экономическая эффективность на самом деле незначительна.

Наиболее эффективным и экономичным из рассмотренных методов является обработка нефтекислотной эмульсией. В работе, подробно рассмотрено

проведение ОПЗ на скважине № 8696А–БК5 месторождения «Белый Тигр» и определено количество реагентов необходимых для обработки призабойной зоны скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. НИПИморнефтегаз. Уточненная технологическая схема разработки и обустройства месторождения «Белый тигр» (2012г.). – М.:СП «Вьетсовпетро», 2012. – 750 с.
2. Халимов Ю. Э. Промышленная нефтегазоносность фундамента в гранитоидных коллекторах [Текст] / Халимов Ю. Э. // Нефтегазовая геология, теория и практика – 2012 г. – № 4.
3. Нгуен Хыу Бинь. Геофизические исследования скважин при изучении магматических коллекторов месторождения «Белый Тигр» [Текст] / Нгуен Хыу Бинь// Томский политехнический университет – 2012 г.
4. О.В. Серебренникова, Ву Ван Хай, Ю.В. Савиных, Н.А. Красноярова. Генезис нефтей месторождения Белый Тигр (Вьетнам) по данным о составе насыщенных ациклических углеводородов: Известия ТПУ, 2012г., Т 320 №1.
5. Г.Ф. Ильина, Л.К. Алтунина. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: Учебное пособие – ТПУ, Томск, 2006г. – 166с.
6. В.Н. Арбузов. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин, часть 1: учебное пособие, Томский политехнический университет. Издательство ТПУ, 2011г. 200 с
7. Арешев Е.Г. Нефтегазоносность континентального шельфа Юга Вьетнама с позиции концепции тектоники литосферных плит/ Е.Г. Арешев, В.П.Гаврилов, Ч.Л. Донг, Н.Т. Шан // Изв. вузов Геологии нефти и газа. – 1996. –№ Ю. – С. 40 –43.
8. НИР– П.5, П.6. НИПИ морнефтегаз. Вунг Тау 2007–2011гг.
9. НИПИморнефтегаз. Анализ состояния эксплуатационного фонда скважин, рекомендации по оптимизации его работы и интенсификации нефтедобычи СП«Вьетсовпетро» – г. Вунг Тау 2014 г. – 74–75 с.
10. Захаров Л.Н. Техника безопасности в химической в химических лабораториях. – Л.: Химия, 1985г. – 98с.

11. Видяев И.Г., Серикова Г.Н., Гаврикова Н.А. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: Учебное-методическое пособие – ТПУ, Томск, 2018г. – 37с.
12. ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ – 90 Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
13. QCVN 24/2016/BYT – 83 Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
14. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ – 2014 Шум. Общие требования безопасности.
15. СанПиН 2.2.4.548-96 – 96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
16. QCVN 67:2017/BGTVT. - Национальный технический регламент на сосуда под давлением транспортных средств и морских сооружений.
17. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

ПРИЛОЖЕНИЕ

А. Плотность растворов соляной кислоты (HF) различных концентраций при 20⁰С.

Плотн. HF, г/см ³	Концентр. HF, %	Содерж. HF, кг/л	Плотн. HF, г/см ³	Концентр. HF, %	Содерж. HF, кг/л
1,005	2	0,020	1,070	20	0,214
1,012	4	0,041	1,084	24	0,260
1,021	6	0,061	1,096	28	0,307
1,028	8	0,082	1,107	32	0,354
1,036	10	0,104	1,118	36	0,403
1,043	12	0,125	1,123	40	0,448
1,050	14	0,147	1,134	42	0,476
1,057	16	0,169	1,139	44	0,501
1,064	18	0,192	1,155	50	0,578

Б. Плотность растворов соляной кислоты (HCl) различных концентраций при 20⁰С.

Плотн. HCl, г/см ³	Концентр. HCl, %	Содерж. HCl, кг/л	Плотн. HCl, г/см ³	Концентр. HCl, %	Содерж. HCl, кг/л
1,003	1	0,010	1,119	24	0,269
1,008	2	0,020	1,125	25	0,282
1,018	4	0,041	1,120	26	0,294
1,028	6	0,062	1,135	27	0,307
1,038	8	0,083	1,139	28	0,319
1,047	10	0,105	1,145	29	0,332
1,057	12	0,127	1,149	30	0,345
1,063	13	0,140	1,155	31	0,358
1,068	14	0,150	1,159	32	0,371
1,073	15	0,163	1,165	33	0,385
1,078	16	0,172	1,169	34	0,398
1,085	17	0,184	1,172	35	0,411
1,088	18	0,196	1,179	36	0,424
1,098	20	0,220	1,185	37	0,438
1,105	21	0,232	1,189	38	0,452
1,108	22	0,244	1,194	39	0,466
1,115	23	0,257	1,198	40	0,479

В. Плотность растворов уксусной кислоты (CH₃COOH) различных концентраций при 20⁰С.

Плотн. (CH ₃ COOH), г/см ³	Концентр. (CH ₃ COOH), %	Содерж. (CH ₃ COOH), кг/л	Плотн. (CH ₃ COOH), г/см ³	Концентр. (CH ₃ COOH), %	Содерж. (CH ₃ COOH), кг/л
0,9996	1	0,010	1,0406	32	0,333
1,0012	2	0,020	1,0417	33	0,344
1,0025	3	0,030	1,0428	34	0,355
1,0040	4	0,040	1,0438	35	0,365
1,0055	5	0,050	1,0449	36	0,376
1,0069	6	0,060	1,0459	37	0,387
1,0083	7	0,071	1,0469	38	0,398
1,0097	8	0,081	1,0479	39	0,409
1,0111	9	0,091	1,10488	40	0,420
1,0125	10	0,101	1,0498	41	0,430
1,0139	11	0,112	1,0507	42	0,441
1,0154	12	0,122	1,0516	43	0,452
1,0168	13	0,132	1,0525	44	0,463
1,0182	14	0,143	1,0542	46	0,485
1,0195	15	0,153	1,0551	47	0,496
1,0209	16	0,163	1,0559	48	0,507
1,0223	17	0,174	1,0575	50	0,529
1,0236	18	0,184	1,0582	51	0,540
1,0250	19	0,195	1,0590	52	0,551
1,0263	20	0,205	1,0597	53	0,562
1,0276	21	0,216	1,0604	54	0,573
1,0288	22	0,226	1,0611	55	0,584
1,0301	23	0,237	1,0618	56	0,595
1,0313	24	0,248
1,0326	25	0,258	1,0619	94	0,996
1,0338	26	0,269	1,0605	95	1,007
1,0349	27	0,279	1,0588	96	1,016
1,0361	28	0,290	1,0570	97	1,025
1,0372	29	0,301	1,0549	98	1,034
1,0384	30	0,312	1,0524	99	1,042
1,0395	31	0,322	1,0498	100	1,050