

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

Школа инженерная природных ресурсов
Направление подготовки – 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение школы – 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: 622.276.6(597)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Фан Чыонг Бао		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Курганова Елена Владимировна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькикова Маргарита Радиевна	к.г.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2018 г.

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

Школа инженерная природных ресурсов
Направление подготовки – 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение школы – 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
2Б4Г	Фан Чыонг Бао

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)	14.03.2018г. №1750/с
---------------------------------------------	----------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	13.06.2018г.
------------------------------------------	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Пакет технологической информации по месторождению «Белый Тигр», тексты и графические материалы отчетов геолого-технического отдела, фондовая и периодическая литература.</p>
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Особенности геологического строения нефтяного месторождения «Белый Тигр» 2. Методы интенсификации притока на нефтяном месторождении «Белый Тигр» 3. Расчёт количество реагентов необходимо для обработки призабойной зоны на заданной скважине. 4. Эффективность применения методов интенсификации приток на месторождении «Белый Тигр» 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 6. Социальная ответственность 7. Заключение.
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Таблицы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Таблица 1.1 - Климатические особенности месторождения «Белый Тигр» – Таблица 1.2 - Характеристики нефти на месторождении «Белый Тигр» – Таблица 1.3 - Характеристики газа на месторождении «Белый Тигр» – Таблица 1.4 - Характеристики минеральной воды – Таблица 3.1 - Распределение обработок ПЗП по объектам разработки – Таблица 3.2 - Степень успешной обработки кислотой на месторождении «Белый Тигр» – Таблица 3.3 - Успешная обработка ГРП и кислотой под высоким давлением по объектам разработки – Таблица 3.4 - Соотношение компонентов раствора – Таблица 3.5 - Соотношение компонентов раствора – Таблица 3.6 - Подготовка хим. реагентов и оборудования – Таблица 3.7 - Технология проведения ОПЗ – Таблица 3.8 - Экономическая эффективность методов обработки ПЗП на месторождении «Белый Тигр» за период 1988-2016 гг. – Таблица 4.1 - Исходные данные для расчёта – Таблица 4.2 - Расчет затрат на материалы

	<ul style="list-style-type: none"> – Таблица 4.3 - Расчет затраты использование специальной техники – Таблица 4.4 - Расчет заработной платы КРС – Таблица 4.5 - Основные расходы при проведении мероприятия – Таблица 4.6 - Расчет сметы – Таблица 5.1 - Допустимые концентрации в воздухе рабочей зоны некоторых вредных веществ – Таблица 5.2 - Климатические особенности месторождения «Белый Тигр» <p>Рисунки:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Рисунок. 1.1 – Обзорная карта района на шельфе юга Вьетнама – Рисунок. 1.2 – Структурное районирование месторождения «Белый Тигр» 3D модель фундамента – Рисунок. 1.3 – Сводный литолого-стратиграфический разрез месторождения «Белый Тигр» – Рисунок.1.4 – Схематический геологический разрез месторождения «Белый Тигр» – Рисунок. 2.1 – График зависимости поправочного коэффициента для определения потерь давления на трение от концентрации песка для жидкостей разной – Рисунок 3.1 – Схема скважины № 4130Б БК-4 месторождения «Белый Тигр» – Рисунок 3.2 – Схема расстановки оборудования при обработке ПЗП СКР т НКЭ в скважине № 4130 БК-4 – Рисунок 3.3 – Экономическая эффективность методов интенсификации притока на месторождении «Белый Тигр» – Рисунок 3.4 – Диаграмма количества обработки ПЗП за период 1988-2016 гг.
--	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и	Доцент Цибульникова Маргарита Радиевна

ресурсосбережение»	
«Социальная ответственность»	Ассистент Немцова Ольга Александровна

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Курганова Елена Владимировна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Фан Чыонг Бао		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Г	Фан Чыонг Бао

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

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	- Цена реализации.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	- Эксплуатационные затраты.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	- Платежи и налоги: НДС, страховые взносы.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Расчёт затраты на добычу дополнительного объема нефти при проведении глино-кислотной обработки скважины (ГКО).
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Расчёт заработной платы КРС, расчет затрат на материалы; расчет затраты использование специальной техники.
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькиова Маргарита Радиевна	к.г.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Фан Чыонг Бао		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Г	Фан Чыонг Бао

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Обработка ПЗП применения методов воздействия на призабойную зону пласта на месторождении Белый Тигр. Проведение обработки с помощью специальных технологических оборудований и использованием химических материалов</p>
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Химическое загрязнение атмосферы и мероприятия по защите атмосферы от загрязнения. Оценка воздействия на окружающую среду. Мероприятия, обеспечивающие выполнение нормативных документов по охране окружающей среды при проведении обработки ПЗП.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>При проведении различных ремонтов скважин существует возможность выброса пластовых флюидов, которые характеризуются пожароопасностью и взрывоопасностью</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Охрана труда и безопасность персонала</p>

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Фан Чыонг Бао		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 91 с., 9 рис., 19 табл., 12 источников, 3 приложения.

Ключевые слова: методы обработки, призабойная зона, интенсификация, месторождения, нефть, скважина, эффективность.

Объектом исследования является нефтяное месторождение «Белый Тигр», расположенном в Кылулонгской впадине на шельфе Вьетнама.

Цель работы – изучение методов интенсификации притока на нефтяном месторождении «Белый Тигр» и их эффективность, анализ проведения метода обработки нефтекислотной эмульсией на подобной скважине.

Область применения: призабойная зона пласта на нефтяных месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти и низкопроницаемыми коллекторами на шельфе Вьетнама.

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

Экономическая эффективность/значимость работы : За счет использования методики обработки соляно-кислотной и нефтекислотной эмульсией получено 5192 тонн дополнительной нефти. Затраты на одну тонн дополнительного объема нефти составили 849,6 рублей.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- 1) ПЗП, ПЗС: призабойная зона пласта, призабойная зона скважин;
- 2) СКО: солянокислотная обработка;
- 3) ГРП: гидравлический разрыв пласта;
- 4) КПВД : кислотная под высоким давлением;
- 5) НКТ: насосно-компрессорный труб;
- 6) ПАВ: поверхностно-активные вещества;
- 7) АСПО: асфальто-смоло-парафиновое отложение;
- 8) ГКР: глинокислотная обработка;
- 9) СКР: солянокислотный раствор;
- 10) НКЭ: нефтекислотная эмульсия;
- 11) СГ: сейсмический горизонт;
- 12) КР: кислотный раствор;
- 13) ГИС: геофизические исследования;
- 14) БЕ: буферная емкость;
- 15) ГДИС: гидродинамический метод исследования скважин;
- 16) НИПИ: научно-исследовательский и проектный институт.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	13
ГЛАВА 1. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР».....	15
1.1 Общие природные географические характеристики	15
1.2 Геологические характеристики месторождения «Белый Тигр»	16
1.3 Параметры пласта.....	23
1.3.1 Общие характеристики	23
1.3.2 Физические свойства пород	23
1.3.3 Нефте содержание	24
1.3.4 Газосодержание	24
1.3.5 Водосодержание	25
ГЛАВА 2. МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА, ПРИМЕНЯЕМЫЕ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ «БЕЛЫЙ ТИГР»	27
2.1 Основные причины образования загрязнений призабойной зоны скважин	27
2.2 Способы обработки призабойной зоны скважины, применяемые на нефтяном месторождении «Белый Тигр».....	29
2.2.1 Обработки призабойной зоны скважин кислотой	29
2.2.2 Гидравлический разрыв пласта.....	35
2.2.3 Импульсно-ударное воздействие.....	40
2.2.4 Обработка призабойной зоны скважин поверхностно-активными веществами	41
2.2.5 Термоимплозионные воздействия на поздней стадии разработки нефтяных месторождений.....	42
ГЛАВА 3. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «БЕЛЫЙ ТИГР»	45
3.1 Эффективность проведенных методов воздействия на призабойную зону пласта на месторождении «Белый Тигр»	45
3.2 Расчёт количество реагентов необходимо для обработки призабойной зоны скважины № 4130Б БК-4 месторождения «Белый Тигр»	47

3.2.1	Данные по скважине:	47
3.2.2	Текущее состояние скважины:.....	48
3.2.3	Расчет необходимых параметров:	49
3.2.4	Подготовительные работы:	56
3.2.5	Технология проведения ОПЗ	62
3.3	Вывод	63
ГЛАВА 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....		66
4.1	Расчет затраты на проведение мероприятия.....	67
4.2	Вывод	70
ГЛАВА 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ		71
5.1	Производственная безопасность	72
5.1.1	Анализ выявленных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности.....	72
5.1.2	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	76
5.2	Экологическая безопасность	79
5.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	82
5.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	84
ЗАКЛЮЧЕНИЕ		86
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....		88
ПРИЛОЖЕНИЕ		90

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 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 на разных уровнях, что снижает эксплуатационный поток скважины. Поэтому необходимо, подобрать оптимальные технологические решения положительно влияющие на увеличение нефтеотдачи.

Цель работы. Изучение методов интенсификации притока на месторождении «Белый Тигр», и анализ эффективности проведения этих методов на этом месторождении и изучение технологии обработки ПЗП нефтекислотной эмульсией на скважине № 4130Б БК-4.

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

- Рассмотреть общие природные географические характеристики пласта.
- Рассмотреть причины образования загрязнений призабойной зоны скважин и способы обработки призабойной зоны скважины, применяемые на нефтяном месторождении «Белый Тигр».
- Рассмотреть эффективность проведенных методов воздействия на призабойную зону пласта на месторождении «Белый Тигр» в периоде 1988-2016 гг.

- Проведен расчет обработки забоя скважин глино-кислотными растворами на примере проведения обработки призабойной зоны скважин № 4130Б БК-4 месторождения «Белый Тигр» с анализом эффективности проведения кислотной обработки.

Объект исследования. Скважина № 4130Б БК-4 на месторождение «Белый Тигр» принадлежащего Кыулонгскому бассейну.

ГЛАВА 1. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР»

1.1 Общие природные географические характеристики

В настоящее время самым крупным месторождением на южном шельфе Вьетнама является месторождение «Белый Тигр». Оно расположено на Центральном поднятии Кыулонгского бассейна в блоке 09 на восточном море, на расстоянии 100 км от берега и 130 км от городского порта Вунгтау. Глубина моря в пределах месторождения около 50 м (см. Рисунок.1.1) [1].

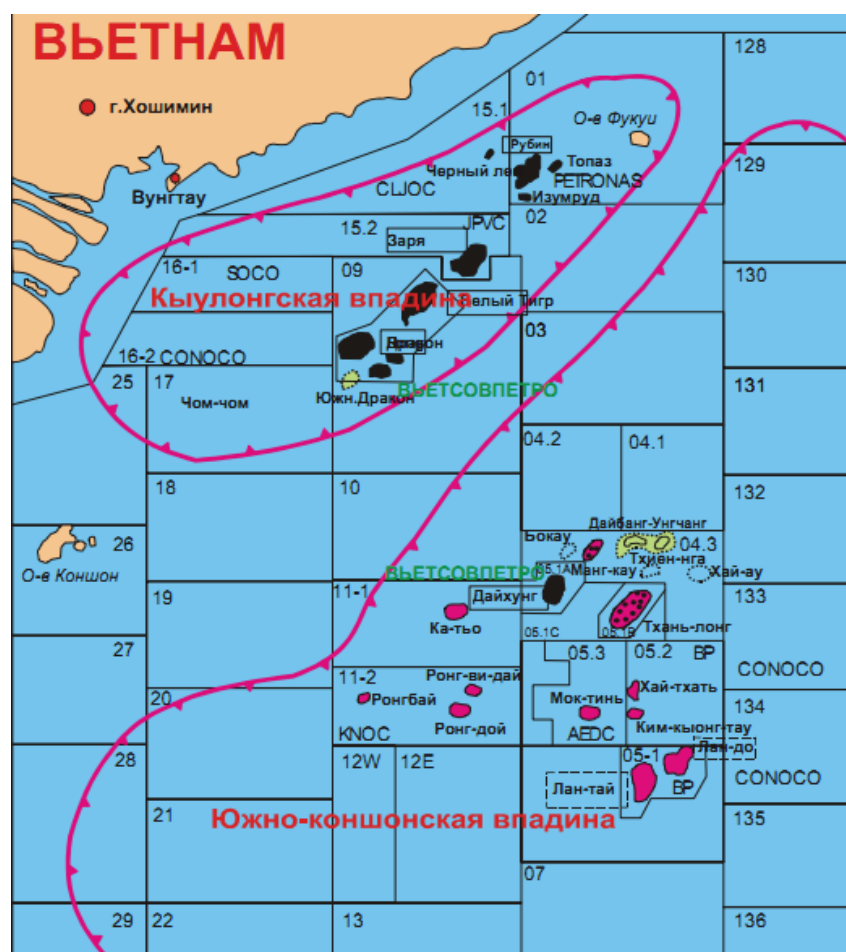


Рисунок. 1.1 – Обзорная карта района на шельфе юга Вьетнама

- | | | | |
|--|---------------------------|--|-------------------------------|
| | - Перспективные структуры | | - Газовые месторождения |
| | - Нефтяные месторождения | | - Нефтегазовые месторождения |
| | - Разрабатываемые | | - Подготовленные к разработке |

Климат в районе месторождения тропический, муссонный, с дождливым летом и сухим сезоном в зимний период. Климатические особенности месторождения «Белый Тигр» приведены в таб.1.1.

Таблица 1.1 - Климатические особенности месторождения «Белый Тигр»

Период года	Время	Температура воздуха, °С	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

Благоприятным для выполнения работ в море является период юго-западных муссонов: июнь-сентябрь, а также переходные периоды: апрель-май и ноябрь, когда происходит смена направлений муссонов.

1.2 Геологические характеристики месторождения «Белый Тигр»

Месторождение «Белый Тигр» разрабатывается с июня 1986 г. Добыча нефти ведется из залежей [1]:

- 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 деятельность в данном районе привела к формированию сложной и типичной морфологии поверхности фундамента. Серией разломов поверхность фундамента разделена на ряд прогибов и поднятий (рис.1.2).

Вскрытый бурением геологический разрез района подразделяется на 3 структурных этажа: до кайнозойский фундамент, олигоценый и миоценовый структурно-тектонический этажи [1].

Олигоценый структурно-тектонический этаж в отношении к нижележащим, в целом, носит унаследованный характер. Все основные структурно-тектонические элементы наследуются от фундамента и проявляются в олигоцене. В морфологическом отношении, влияние структурно-тектонического строения фундамента на строение олигоцена уменьшается снизу-вверх по разрезу.

Миоценовый структурно-тектонический этаж характеризуется сравнительно пологим рельефом и резким уменьшением количества разрывных нарушений.

На основании структурно-тектонических особенностей, разрывных нарушений, литолого-петрографических характеристик и нефтегазоносности месторождение «Белый Тигр» разделяется на отдельные своды (блоки) и участки: Северный, Центральный, Южный, Западный и Северо-Восточный участки (рис.1.2).

Геологический разрез месторождения «Белый Тигр» представлен до кайнозойскими кристаллическими породами фундамента и преимущественно терригенными породами осадочного чехла. Суммарная толщина вскрытых образований фундамента по вертикали достигает 1990 м, осадочного чехла 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 (см. рис. 1.3).

Фундамент сложен магматическими полнокристаллическими породами с дайками диабазовых и андезитобазальтовых порфиритов и характеризуется в значительной мере петрофизической неоднородностью. В пределах Центрального свода, по данным изучения керна, распространены преимущественно биотитовые двуслюдистые граниты, в пределах Северного – биотитовые лейкократовые гранодиориты и адамеллиты при значительном содержании 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 различной степени изменены вторичными процессами. Среди вторичных минералов наиболее широко распространены цеолит и кальцит. По данным радиологических определений абсолютный возраст кристаллических пород фундамента находится в пределах [245[±]7 (поздний триас); 89[±]3 (поздний мел)] млн. лет.

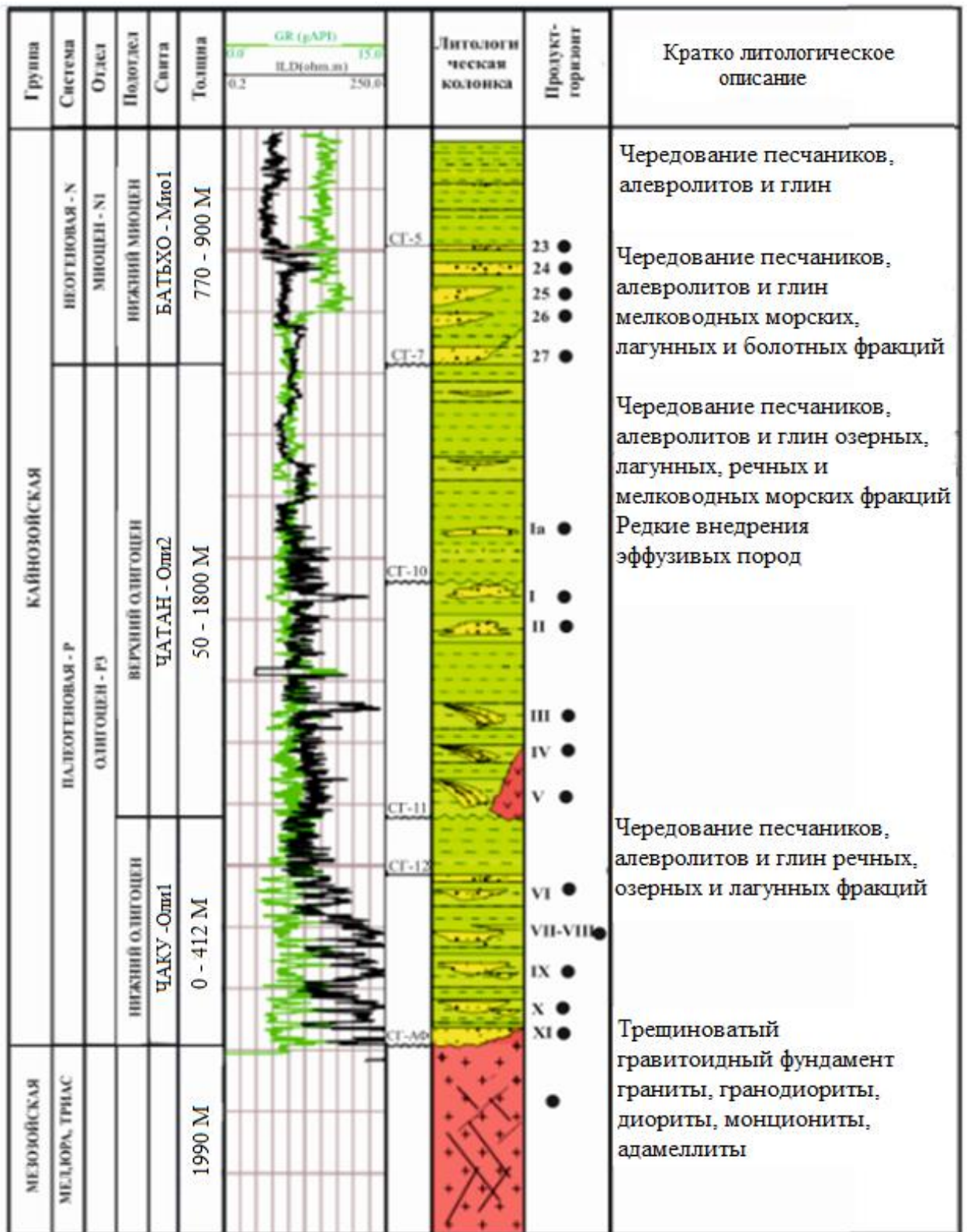


Рисунок. 1.3 – Сводный литолого-стратиграфический разрез месторождения «Белый Тигр»

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

Осадочный чехол, перекрывающий со стратиграфическим и угловым несогласием поверхности фундамента, представлен терригенными отложениями палеогена, неогена и четвертичной систем, расчлененными по литологическим, палинологическим и палеонтологическим признакам на свиты местной 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). Самой большей изменчивостью по составу и мощности отличаются базальные нижнеолигоценовые отложения (рис. 1.4) [3].

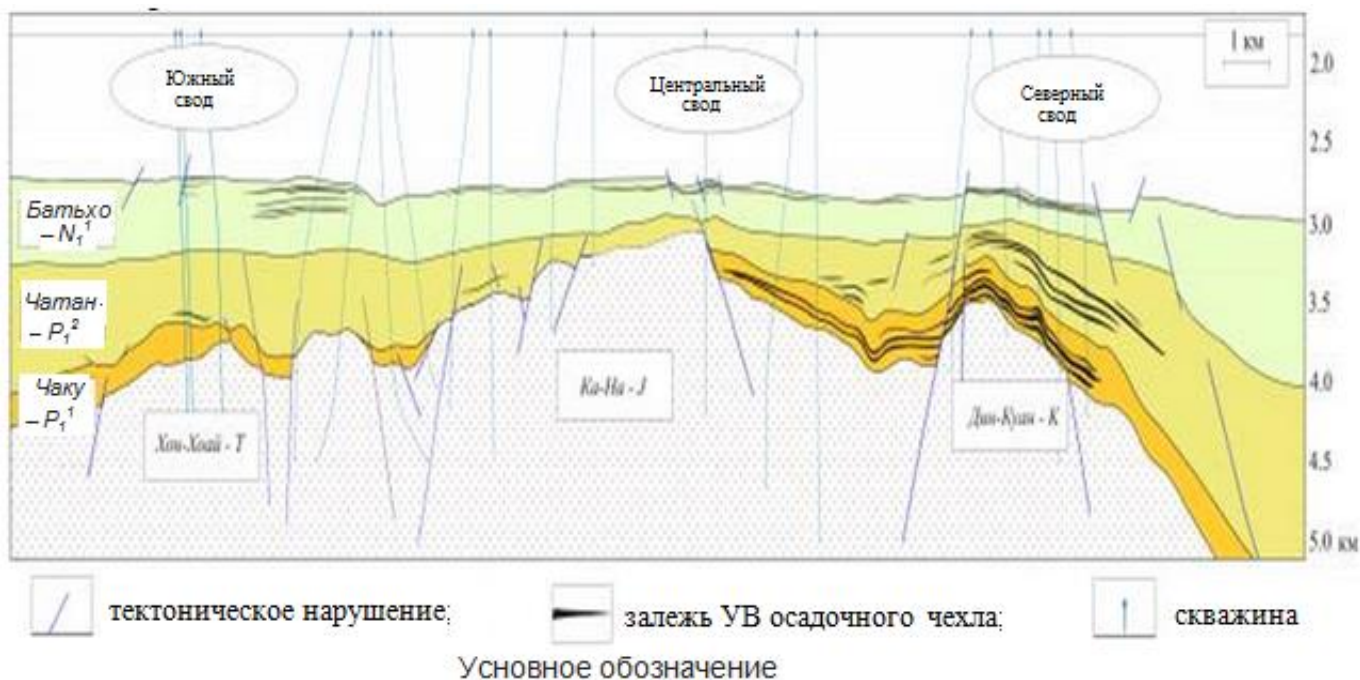


Рисунок.1.4 – Схематический геологический разрез месторождения «Белый Тигр»

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

ухудшением коллекторских свойств песчаных пластов.

В основании свиты залегают конгломераты и гравелиты с обломками пород фундамента, представляющие собой базальную пачку осадочного чехла. В разрезе свиты выделяются нефтеносные горизонты: VI, VII+VIII, IX, X+XI, отличающиеся невыдержанностью мощностей и состава пород.

Свита Чатан –мощностью от 50 до 1800м, выделяется между СГ-7 и СГ-11, в разрезе которой встречаются линзы песчаников и алевролитов, которые объединяемы в пачки: I;II;III;IV иV. В некоторых из них установлено наличие 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 и выделяется между СГ-7 и СГ-3. По литолого-петрографическому составу она подразделяется на верхнюю и нижнюю части. Верхняя часть в основном представлена глинистыми породами зелено-серого, серого цвета. На этой части алевролиты и песчаники чередуются и их содержание увеличивается сверху вниз (до 50%).

В верхней части разреза выделяются пачки роталиевых глин, распространяющиеся в большинстве площади бассейна. Мощность его колеблется от 35 м. (на юге месторождения) до 150м (в отдельных скважинах на юго-востоке). Породы нижней части свиты представлены преимущественно алевролитами и песчаниками (выше 60%) с чередованием глинистых пропластков желтовато-красной, серой и пестрой окраски.

Ниже СГ-5 в разрезе свиты выделяют продуктивные горизонты 23; 24; 25; 26 и 27, которые представлены кварцевыми и аркозовыми песчаниками. Продуктивные пласты 25, 26, 27 развиты в виде отдельных линз. 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. Крупные и высокопродуктивные залежи нефти приурочены, в основном, к трещиновато-кавернозному фундаменту. Залежи в терригенных отложениях имеют сложное строение с различной продуктивностью.

1.3 Параметры пласта

1.3.1 Общие характеристики

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. Чистые 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.

1.3.2 Физические свойства пород

Физические свойства горных пород в месторождении «Белый Тигр» меняются в зависимости от распределения по глубине:

Уровень I (с глубиной 0 – 520м): плотность грунта составляет 2,65 г/см³, содержание глин составляет 30%, пределы прочности - 4-8 кг/см², твердость породы 5-7, твердость глин от 1 до 1,5. Породы на этом уровне мягкие и рыхлые.

Уровень II (520 – 1273м): плотность грунта - 2,03 г/см³, пористость 30%, породы мягкие и рыхлые.

Уровень III (1273 – 2627м): породы средней жесткости, плотность

составляет $2,1 \text{ г} / \text{см}^3$, пористость 24-28%, содержание глин 50%, содержание карбоната 1 - 20%, пределы прочности составляет $16-20 \text{ кг}/\text{см}^2$.

Уровень IV (2627 – 2980м): мягкая порода смешана с песком, средняя жесткость, средняя плотность от 2,1 до $2,4 \text{ г}/\text{см}^3$, пористость 12-24%, содержание глин 70 %, пределы прочности от 15 до $20,5 \text{ кг}/\text{см}^2$.

1.3.3 Нефте содержание

Нефтенасыщение месторождения «Белый Тигр» было определено с 1975 в скважине №1, нефть найдена на глубине 3500м. Согласно анализу, нефть на месторождении «Белый Тигр» обладает высокой вязкостью, большим содержанием парафина (около 25%), низким содержанием серы от 0,03 до 0,11% и имеет плотность от 0,83 до $0,875 \text{ г}/\text{см}^3$ (таб. 1.2) [4].

Таблица 1.2 - Характеристики нефти на месторождении «Белый Тигр»

Глубина, м	Тип коллектора	Плотность		% S	доля парафина, %	Q, м ³ /сут	Газонасыщенность, 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

1.3.4 Газосодержание

Газ на месторождении «Белый Тигр» содержит большое количество метана (CH₄) и обладает высокой способностью теплоотдачи ($3600-11541 \text{ ккал}/\text{м}^3$) [4].

Таблица 1.3 - Характеристики газа на месторождении «Белый Тигр» [4]

Глубина, м	% CO ₂	Относительная плотность, г/см ³	Газонасыщенность, 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	“	“
3695-3715	“	0,650	120	“	“
3755-3785	“	0,645	130	“	“

1.3.5 Водосодержание

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

- Миоценовый этаж на северной части: бг;
- Миоценовый этаж на южной части: максимальный 16 г;
- Нижнеолигоценый этаж содержит две соли: хлорид кальция и гидрокарбонат натрия. Гидрокарбонат натрия имеет минерализацию ниже 6,64 г и бывает только на северной части.

Пластовая вода на южной части содержит хлорид кальция (CaCl₂) с повышенной минерализацией по направлению юго-запад. Вода, находящаяся в отложениях нижнего олигоцена, расположена на содержащем NaHCO₃ этаже с минерализацией 5г. Согласно классификации минеральной воды, «Белый Тигр» имеет низкую и среднюю минерализацию (см. таблицу 1.4).

Таблица 1.4 - Характеристики минеральной воды [4]

Глубина, м	Плотность, г/см ³	Cl ⁻	SO ₄ ⁻²	HCO ⁻³	Mg ²⁺	Ca ²⁺	Перепад давление при вскрытии пласта, атм	Перепад давление 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

ГЛАВА 2. МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА, ПРИМЕНЯЕМЫЕ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ «БЕЛЫЙ ТИГР»

2.1 Основные причины образования загрязнений призабойной зоны скважин

Призабойная зона скважин - это участок пласта, примыкающий к стволу скважины, в пределах которого изменяются фильтрационные характеристики продуктивного пласта в период строительства, эксплуатации или ремонта скважины.

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.

При вскрытии пласта, обсадными колоннами и цементированием происходит загрязнение призабойной зоны, что уменьшает коэффициент продуктивности.

В процессе разработки

Загрязнение призабойной зоны скважин чаще возникает при разработке с высокими скоростями или при резком падении давления. Отложение солей, парафинов, твердых веществ, гидратации и эмульсии в процессе эксплуатации значительно увеличивает уровень загрязнения в системе.

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 Совместное предприятие Вьетсовпетро провело ряд технологических решений.

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

2.2.1 Обработки призабойной зоны скважин кислотой

Обработка соляной кислотой

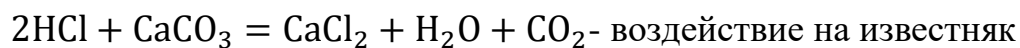
Солянокислотная обработка является эффективным методом увеличения проницаемости призабойной зоны, особенно в тех случаях, когда породы представлены карбонатными отложениями. При проектировании технологии проведения обработки должны исходить прежде всего из размера зоны пласта, подлежащей обработке, с учетом возможности обеспечения последовательного увеличения радиуса этой зоны. Эффективность обработки связана с количественным растворением карбонатных минералов пласта, так и с формированием каналов (трещин), глубоко проникающих в пласт [5].

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. Реакция кислотного раствора с некоторыми присутствующими в породах веществами, такими как известняки, доломиты или карбонатные цементирующие вещества, и с некоторым

типом загрязненных отложений, почвы в ПЗС будет очищать эту зону или образовывать и (или) расширять поры, трещины, что приводит к повышению проницаемости породы [6].

При обработке соляной кислотой 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 хлористый кальций (CaCl_2) и хлористый магний (MgCl_2) хорошо растворяются в воде. Углекислый газ (CO_2) легко выделяется из скважины, также либо растворяется в той же воде (если давление выше 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;

Виды обработки соляной кислотой скважин:

Обработка скважин соляной кислотой разделяется на несколько видов:

Кислотные ванны являются простой формой СКО, применяются для очистки поверхности забоя от загрязняющих веществ, таких как глины, остатки цементной и глинистой корки, густые смолы, парафин и продукты коррозии металла и т.п. в скважинах с открытым забоем после бурения и при освоении. В отличие от других методов обработки, при кислотной ванне кислотный раствор закачивается в забойную зону, и не закачивается в нижнюю части ПЗС. Объем кислотного раствора равен объему скважины от забоя до кровли обрабатываемого

интервала. Раствор закачивается через башмак НКТ, который спускается до забоя скважин или подошвы пласта.

Простые кислотные обработки являются наиболее распространенной формой обработки. В процессе обработки, кислотный раствор закачивается в ПЗС только насосами. При парафинистых и смолистых отложениях на забое и в НКТ их удаляют промывкой скважины соответствующими растворителями, такими как керосин, пропан-бутановые фракции и другие нетоварные продукты предприятий нефтехимии.

При открытом забое простые кислотные обработки проводятся только после кислотной ванны. После закачки расчетного объема раствора кислоты в НКТ продавочная жидкость закачивается в объеме, который равен объему НКТ. Объем кислотного раствора около 20-35 м³.

Кислотная обработка под высоким давлением (ПВД). При кислотных ваннах и простых кислотных обработках кислота не проникает в плохо проницаемые прослои и эти прослои остаются неохваченными. Для того, чтобы улучшить проницаемость этих прослоев применяется кислотная обработка под высоким давлением. Кислотная обработка ПВД проводится после ванн 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 нефти с отношением 7:3). Объем нефtekислотной вязкой эмульсии для закачки определяется объемом пор пласта по формуле [6]:

$$V_3 = \pi \cdot (R^2 - r_c^2) \cdot h \cdot m \quad (2.1)$$

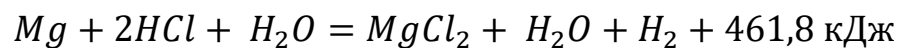
где: R - предполагаемого радиуса закачки;

h - толщиной проницаемых прослоев;

m - пористостью.

После закачки эмульсии последовательно закачивают рабочий раствор HCl и продавочную жидкость. Объем рабочего раствора HCl равен внутреннему объему НКТ, а объем продавочной жидкости равен объему НКТ и подпакерного пространства.

Термокислотная обработка - это обработка ПЗС горячим соляно-кислотным раствором. Раствор нагревается с помощью теплового воздействия при экзотермической реакции между соляной кислотой и магнием или его сплавами в наконечнике на конце НКТ [6]:



Существует 2 вида термокислотной обработки:

Термохимическая обработка ПЗП: для обработки используется горячая кислота. При термохимической обработке для того, чтобы растворить магний и карбонаты породы пласта, нужно подать избыточное количество (концентрации HCl 10 - 12 %).

Термокислотная обработка ПЗП: совместная обработка термохимической и кислотной обработки (простой или под высоким давлением), при этом кислотная обработка непрерывно проводится за термохимической обработкой. Этот вид обработки применяется не только для карбонатных, но и для терригенных коллекторов при высокой их карбонатности. Он эффективен в тех случаях, если:

- скважины с низкой пластовой температурой;
- в ПЗС наблюдается отложение смол, парафинов, асфальтенов.

Поинтервальная (ступенчатая) солянокислотная обработка (СКО).

Поинтервальная (ступенчатая) СКО применяется в случаях:

- вскрытия пласта, имеющего большую толщину и в разрезе которого существуют интервалы с различной проницаемостью;
- когда прослой вскрываются общим фильтром или общим открытым забоем.

Сущность этого метода заключается в обработке каждого интервала пласта или пропластка, намечаемого пакерами, устанавливаемыми непосредственно у границы интервала, пропластка.

Эффективность этой обработки зависит от герметичности затрубного цементного камня, который предотвращает перетоки нагнетаемого раствора (НС1) по затрубному пространству в другие пропластки.

После обработки одного интервала и последующей его пробной эксплуатации для оценки полученных результатов переходят к обработке следующего интервала.

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.

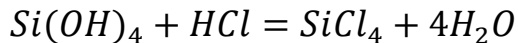
Особенность заключается в том, что кислота и неограниченная масса карбонатного вещества взаимодействуют между собой по всей глубине образующегося канала, тогда как в терригенных, карбонаты составляют всего несколько процентов от общего объёма породы.

Основные реакции, протекающие при кислотных обработках терригенных коллекторов[6]:

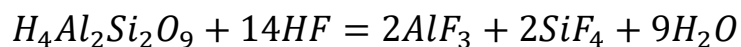
$SiO_2 + 4HF = 2H_2O + SiF_4$ - взаимодействие HF с кварцем.

$3SiF_4 + 4H_2O = Si(OH)_4 + 2H_2SiF_6$ - взаимодействие с водой.

$Si(OH)_4$ может образовать гель, закупоривающий поры пласта.



Для предотвращения этого фтористая кислота употребляется только в смеси с соляной кислотой для удержания кремниевой кислоты в растворе.



H_2SiF_6 и AlF_3 остаются в растворе.

Смесь HCl и HF называется глинокислотой. Эта смесь предназначена для растворения глинистого материала и для удаления карбонатных цементирующих веществ.

Обработка кислотными эмульсиями

Этот метод является наиболее эффективным методом обработки кислотой и применяется для залежи олигоцен и фундамента.

Главное преимущество этого метода: эмульсия обладает определенным периодом стабильности, которая и контролирует время замедления реакции, причем это замедление не зависит от величины раскрытости трещин. Это исключительно важно при проведении кислотных обработок в скважинах с высокими температурами.

При обработке кислотной эмульсией к кислотному раствору добавляются сепарированная нефть (возможно, дизель) и поверхностно-активные вещества в виде эмульсии. Нефтекислотная эмульсия уменьшает поверхность контакта между кислотой и породами. Это способствует глубокому проникновению эмульсии в пласт. Также нефтекислотная эмульсия позволяет уменьшить коррозию металлов.

В зависимости от соотношения компонентов в смеси может получить

различные растворы нефтекислотной эмульсии, обычно смешивают 30-40% сырьё нефти и 70-60% раствора кислоты. В качестве кислоты часто используют соляную кислоту и плавиковую кислоту.

2.2.2 Гидравлический разрыв пласта

Гидравлическим разрывом называется процесс, при котором давление жидкости воздействует непосредственно на породу пласта вплоть до ее разрушения и возникновения трещины. Продолжающееся воздействие давления жидкости расширяет трещину вглубь от точки разрыва. В закачиваемую жидкость добавляется расклинивающий материал: песок, керамические шарики или агломерированный боксит. Назначение этого материала - удержать созданную трещину в раскрытом состоянии после сброса давления жидкости. Так создается новый, более просторный канал притока. Канал объединяет существующие природные трещины и создает дополнительную площадь дренирования скважины. Жидкость, передающая давление на породу пласта, называется жидкостью разрыва [5].

Рекомендуют осуществлять ГРП в таких случаях, когда скважины:

- дали слабый приток при опробовании;
- имеют высокое пластовое давление, но обладают низкой проницаемостью;
- с загрязненной призабойной зоной;
- с высоким газовым фактором;
- нагнетательные скважины с низкой приемистостью;
- нагнетательные скважины для расширения интервала поглощения.

Не рекомендуют: скважины технически неисправные и расположены близко от контура водоносности, газовой шапки.

Осуществление ГРП:

Минимальный расход закачки жидкости должен составлять не менее $2\text{м}^3/\text{мин}$ и может быть оценен при образовании вертикальной и горизонтальной трещин соответственно по формулам [5]:

$$Q_{\text{гор}} \geq \frac{\pi \cdot R_{\text{T}} \cdot W_{\text{гор}}}{10 \cdot \mu} \quad (2.2)$$

Где: $Q_{\text{гор}}$ – мин. расходы, л/с;

h – толщина пласта, см;

$W_{\text{гор}}$ – ширина верт. и гор. трещины, см;

μ - вязкость жидкости, мПа x с;

R_{T} – радиус гориз. трещины, см.

Давление, необходимо создать во внутреннем пространстве пор, чтобы образовать в пласте горизонтальные трещины, будет равно [5]:

$$P_{\text{p}} = P_{\text{г}} + \sigma_z \quad (2.3)$$

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 не сильно влияет на P_{p} .

$P_{\text{г}} = \rho_{\text{п}} \cdot g \cdot H$ - давление горных пород.

$\rho_{\text{п}}$ - плотность горных осадочных пород (обычно $\rho_{\text{п}}=2300\text{кг}/\text{м}^3$).

В момент разрыва расход жидкости, нагнетенной в объёмах для получения на забое давления разрыва, резко увеличивается. Показателем, характеризующим момент разрыва, является коэффициент поглощающей способности:

$$k_{\text{п}} = \frac{Q}{P_{\text{с}} - P_{\text{пл}}} \quad (2.4)$$

Где: $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление,

P_c – давление на забое скважины,

Q – расход нагнетаемой жидкости. При ГРП $k_{п}$ резко увеличивается.

Так как P_c и $P_{пл}$ в процессе ГРП постоянно меняются, момент разрыва характеризуется условным коэффициентом k :

$$k = \frac{Q}{P_y} \quad (2.5)$$

Где P_y – давление на устье скважины.

После ГРП жидкость-песконоситель закачивается в скважину на возможно 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_p . Приближенные значения давления разрыва P_p :

$$P_p = (1,74 \div 2,57) \cdot P_{ст} - \text{при малых глубинах (до 1000 м), } P_p \sim P_{г};$$

$$P_p = (1,32 \div 1,97) \cdot P_{ст} - \text{при больших глубинах (} h > 1000 \text{ м), } P_p \sim P_{ст}.$$

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

$$P_{ст} = \rho_{ж} \cdot g \cdot h \cdot \cos\beta \quad (2.6)$$

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

$$\rho = \rho_{ж} \cdot \left(1 - \frac{n}{\rho_{н}}\right) + n \quad (2.7)$$

где $\rho_{ж}$, ρ и $\rho_{н}$ – 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.

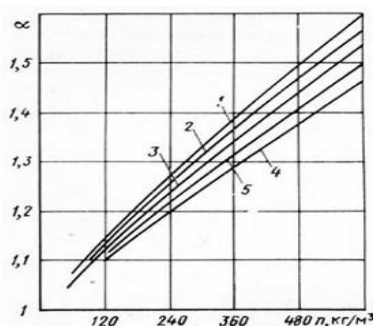
Связь между давлением разрыва P_p и давлением на устье скважины выражает уравнением:

$$P_p = P_y + P_{\text{СТ}} - P_{\text{тр}} \quad (2.8)$$

Где: $P_{\text{тр}}$ – потери давления на трение в НКТ, и определяется по формуле:

$$P_{\text{тр}} = \lambda \cdot \frac{h}{d} \cdot \frac{w^2}{2} \cdot \rho \cdot \alpha \quad (2.9)$$

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

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

Материалы, используемые при ГРП

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

- способность поддерживать материалы (песок и т.п) в подвешенном состоянии чтобы глубоко нести их в трещины;

- совместимость с породами;
- убойчивость при высокой температуре и давлении пласта;
- низкие потери жидкости.

По назначению разделяют три категории жидкости: жидкость разрыва, жидкость-песконоситель и продавовчая 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, водонептяные или кислотнo-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. Кислотнo-керосиновые эмульсии обладают хорошей песконесущей способностью и имеющей высокую стойкость. При транспортировке с наполнителями они не разрушаются в жаркую породу.

При закачке жидкости-песконосителя в пласт необходима большая скорость, вследствие этого давление на устье скважины будет большим.

Продавовчные жидкости: продавовчные жидкости закачиваются в скважины для того, чтобы донести жидкость-песконоситель до забоя скважин. В их качестве часто применяется вода.

Наполнитель: Наполнитель используется для заполнения и предупреждения смыкания образовавшихся трещин при снятии 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.

2.2.3 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.

2.2.4 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 [5]:

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.

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 осадков.

В нефтяной промышленности наиболее распространено используют следующие НПАВ: Реагенты ОП-7 и ОП-10 (оксиэтилированные алкилфенолы), Реагенты УЭФ-8 и КАУФЭ-14 (оксиэтилированные продукты).

2.2.5 Термоимплозионные воздействия на поздней стадии разработки нефтяных месторождений

Одним из наиболее перспективных и эффективных методов борьбы с кольматацией, загрязняющей пласт и вызванной отложениями солей, асфальтеносмолистых и парафиновых осадков (АСПО) в поровом пространстве продуктивного пласта, является термоимплозионное воздействие.

Особенность термоимплозионной обработки заключается в одновременном воздействии на призабойную зону пласта высоких температур, давления и химических процессов. Указанные факторы способствуют расплавлению и сгоранию АСПО, разрушению кольматационной корки в перфорационных

отверстиях, созданию волновых процессов в скважине и пласте [2]. Таким образом, происходит комплексная очистка призабойной зоны пласта и улучшаются условия притока жидкости к забою скважины. Термоимплозионная обработка включает в себя сочетание теплового и гидродинамического воздействий за одну спускоподъемную операцию, что существенно повышает продуктивность. Этот метод выгодно отличается от других простотой осуществления и высокой эффективностью.

В ООО НТП "ВУГЭЦ" разработан и внедрен с конца на месторождениях ОАО "Татнефть" термоимплозионный способ обработки призабойной зоны, основанный на использовании высокоэнергетических термогазохимических источников продолжительного действия (от 40 с и более) в комплексе с имплозионным воздействием на обрабатываемую зону [7].

В результате термического воздействия происходят размягчение асфальтеносмолистых и парафинистых кольматирующих элементов, снижение их вязкости.

Газохимическая часть воздействия обуславливает проявление в капиллярно-пористой среде пласта химического, теплового и других факторов, способствующих снижению межфазного поверхностного натяжения и созданию предпосылок для эффективного удаления кольматирующих составляющих из перфорационных отверстий и ближней зоны нефтяного пласта [8].

После окончания горения термогазохимического источника выдерживается технологическая пауза, необходимая для усиления теплового эффекта и замещения газообразных продуктов горения в стволе скважины жидкостью, что существенно усиливает последующее депрессионное воздействие на пласт. По окончании паузы осуществляется депрессия посредством разгерметизации имплозионной камеры, что позволяет очистить поры коллектора от закупоривающих элементов.

В момент депрессии на обрабатываемый пласт действует импульс силы,

направленный из пласта в скважину. Под действием этого импульса происходит миграция размягченных кольматирующих элементов из пор коллектора в полость скважины и в имплозионную камеру.

Таким образом, на призабойную зону пласта действуют закономерные затухающие колебания давления, усиливающие эффект декольматации коллектора. Имплозионная камера с кольматирующими элементами и остаточными продуктами горения поднимается на поверхность, где она освобождается и где может быть произведен отбор проб для анализа. При необходимости может быть дополнительно произведен один или два цикла имплозионного воздействия.

Достоинства технологии термоимплозионного воздействия заключаются в следующем:

- сокращаются затраты времени, поскольку все операции выполняются за один спуск-подъем оборудования на геофизическом кабеле;
- проводится импульсное бародинамическое воздействие в режиме "депрессия—репрессия";
- обеспечивается удаление шлама, парафинов, асфальтеносмолистых веществ и различных твердовзвешенных частиц из призабойной зоны пласта.

ГЛАВА 3. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «БЕЛЫЙ ТИГР»

3.1 Эффективность проведенных методов воздействия на призабойную зону пласта на месторождении «Белый Тигр»

В период 1988-2016, на месторождении «Белый Тигр» было проведено 1120 обработок призабойной зоны скважин разными методами. В таблице 3.1 приведено распределение обработок ПЗП по объектам разработки.

Таблица 3.1 - Распределение обработок ПЗП по объектам разработки

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

Из таблицы 3.1 отметим, что в период 1988-2016 были обработаны 591 раз в 195 скважин по 4 объектам разработки. В частности, число проведения ОПЗ скважин из нижнего миоцена скважин составило 9,5%, из верхнего олигоцена - 5%, из нижнего олигоцена- 53,3% и из фундамента - 32,2%.

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

В таблице 3.2 приведена степень успешной обработки кислотой на месторождении «Белый Тигр» (за исключением кислотной обработки под давлением).

Таблица 3.2 - Степень успешной обработки кислотой на месторождении «Белый Тигр»

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

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

Гидравлический разрыв пласта применялся с 1994 года. К концу 2016 года было проведено 60 обработок ГРП и кислотой под высоким давлением (КПВД). Успешная обработка приведена в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Успешная обработка ГРП и кислотой под высоким давлением по объектам разработки

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

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

3.2 Расчёт количество реагентов необходимо для обработки призабойной зоны скважины № 4130Б БК-4 месторождения «Белый Тигр»

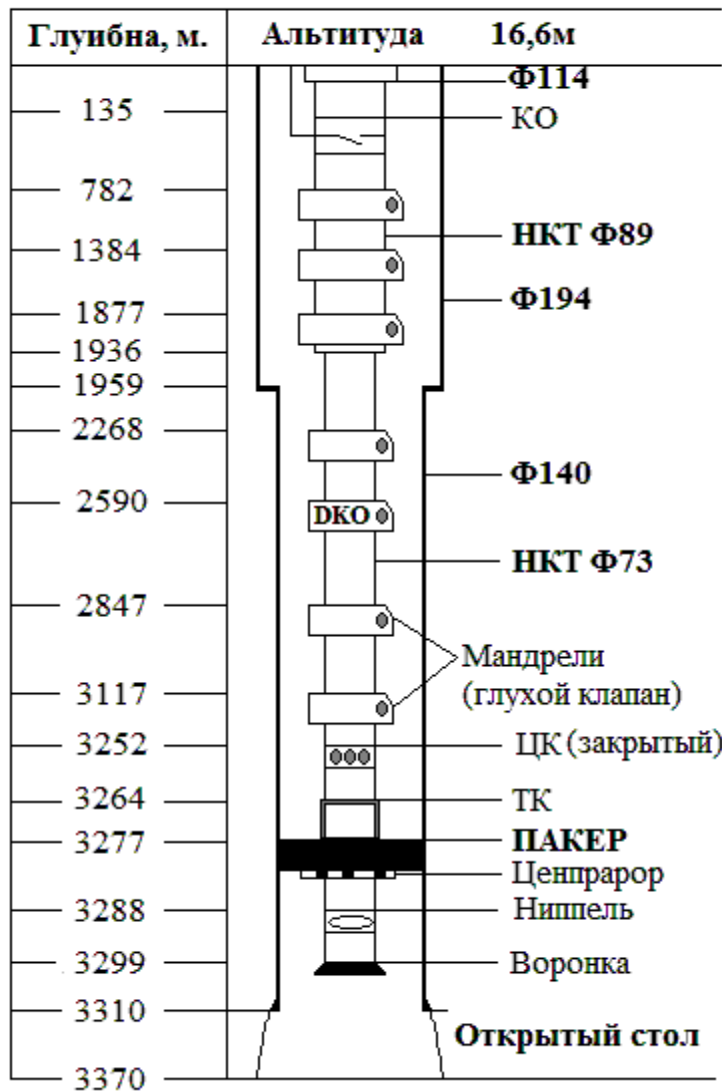
3.2.1 Данные по скважине:

- a. Категория скважины: эксплуатационная
- b. Способ эксплуатации: газлифтный.
- c. Эксплуатационная колонна:
 - Диаметр 194*140мм.
 - Башмак эк/к. на гл. 3310м.
- d. Опрессована на 210 атм. морской водой – герметично.
- e. Искусственный забой – 3370м. (после бурения)

- f. Средняя пористость продуктивных пластов от 2,6 до 11%.
- g. Проницаемость: 21 мД;
- h. Среднее содержание карбоната: 2,6 % до 11%.
- i. Содержание глины: нет;
- j. Тип коллектора: трещиноватый; Интервал вскрытия пласта: 3310-3370м.
- k. Фонтанная арматура: JKS-100/80-350
- l. Конструкция лифта (см. прилагаемую схему).
- m. Объём $V_{\text{нкг}} = 12.9 \text{ м}^3$, $V_o = 0.41 \text{ м}^3$, $V_{\text{затр с пакера до пакера}} = 44.56 \text{ м}^3$

3.2.2 Текущее состояние скважины:

$P_б = 17-19 \text{ атм}$; $P_з = 48-50 \text{ атм}$; $T = 30-33^\circ\text{C}$; % $\text{H}_2\text{O} = 53$; $Q_ж = 26 \text{ м}^3/\text{сут.}$;
 $Q_н = 9.7 \text{ тонн/сут.}$ $Q_{г/л} = 23 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$; (27.02.2017г.).



Интервал

вскрытия пласта:

Открытый ствол в
интервале
3310-3370м;

Рисунок 3.1– Схема скважины № 4130Б БК-4 месторождения «Белый
Тигр»

3.2.3 Расчет необходимых параметров:

Объем НКТ определяется по формуле:

$$V_{\text{НКТ}} = \sum_{i=1}^n l_i \cdot \pi \cdot r^2 \quad , \text{ м}^3 \quad (3.1)$$

где: l_i - длина i -ой НКТ, соответствующая радиусу r ;

$$\pi = 3,14;$$

$$r_i^2 = [(D_i - 2 \cdot \delta_i) / 2]^2;$$

D_i - наружный диаметр i -ой НКТ; δ_i - толщина стенки i -ой НКТ;

– НКТ с D89 мм: $l_1 = 1936$ м; $\delta_1 = 0,00645$ м; $D1 = 0,089$ м;

– НКТ с D73 мм: $l_2 = 1363$ м; $\delta_2 = 0,00551$ м; $D2 = 0,073$ м.

Подставляя эти значения в формулу (3.1) получим:

$$V_{\text{НКТ89}} = 1936 \cdot 3,14 \cdot \left[\frac{0,089 - 2 \cdot 0,00645}{2} \right]^2 = 8,8 \text{ , м}^3$$

$$V_{\text{НКТ73}} = 1363 \cdot 3,14 \cdot \left[\frac{0,073 - 2 \cdot 0,00551}{2} \right]^2 = 4,11 \text{ , м}^3$$

$$V_{\text{НКТ}} = V_{\text{НКТ89}} + V_{\text{НКТ73}} = 8,8 + 4,11 = 12,91 \text{ , м}^3$$

Расчет объема затрубного пространства

Внешний объем НКТ над пакером (до 3277 м)

– НКТ с D89 мм: $l_1 = 1936$ м; $\delta_1 = 0,00645$ м; $D1 = 0,089$ м;

– НКТ с D73 мм: $l_2 = 1341$ м; $\delta_2 = 0,00551$ м; $D2 = 0,073$ м.

$$V_{\text{внеш.НКТ89}} = 1936 \cdot 3,14 \cdot \left(\frac{0,089}{2} \right)^2 = 12,04 \text{ , м}^3$$

$$V_{\text{внеш.НКТ73}} = 1341 \cdot 3,14 \cdot \left(\frac{0,073}{2} \right)^2 = 5,61 \text{ , м}^3$$

$$V_{\text{внеш.НКТ}} = V_{\text{внеш.НКТ89}} + V_{\text{внеш.НКТ73}} = 12,04 + 5,61 = 17,65 \text{ , м}^3$$

Объем обсадной колонны до пакера (до 3277 м)

– КО с D194 мм: $l_1 = 1959$ м; $\delta_1 = 0,0109$ м; $D1 = 0,194$ м;

– КО с D140 мм: $l_2 = 1318$ м; $\delta_2 = 0,0077$ м; $D2 = 0,140$ м.

$$V_{\text{КО194}} = 1959 \cdot 3,14 \cdot \left[\frac{0,194 - 2 \cdot 0,0109}{2} \right]^2 = 45,6 \text{ , м}^3$$

$$V_{\text{КО140}} = 1318 \cdot 3,14 \cdot \left[\frac{0,140 - 2 \cdot 0,0077}{2} \right]^2 = 16,06 \text{ , м}^3$$

$$V_{\text{КОнад}} = V_{\text{КО194}} + V_{\text{КО140}} = 45,6 + 16,06 = 61,66 \text{ , м}^3$$

$$V_{\text{Затру.}} = V_{\text{КОнад}} - V_{\text{Внеш.НКТ}} = 61,66 - 17,65 = 44,01 \text{ , м}^3$$

Расчет объема пространства с головы воронки до открытого ствола (V₀):

Внешний объем НКТ под пакером (от 3277 м до 3299 м)

НКТ с D73 мм: l₂ = 22 м; δ₂ = 0,00551 м; D₂ = 0,073 м.

$$V_{\text{внеш.НКТпод}} = 22 \cdot 3,14 \cdot \left(\frac{0,073}{2} \right)^2 = 0,09 \text{ , м}^3$$

Объем обсадной колонны (от 3277 м до 3310 м)

КО с D140 мм: l₂ = 33 м; δ₂ = 0,00726 м; D₂ = 0,140 м.

$$V_{\text{КОпод}} = 33 \cdot 3,14 \cdot \left[\frac{0,140 - 2 \cdot 0,00726}{2} \right]^2 = 0,5 \text{ , м}^3$$

Объем пространства с головы ворони до открытия (V₀):

$$V_0 = V_{\text{КОпод}} - V_{\text{внеш.НКТпод}} = 0,5 - 0,09 = 0,41 \text{ , м}^3$$

Определение расхода реагентов для приготовления кислотных растворов

Необходимый объем кислотного раствора определяется заданной глубиной его проникновения в пласт и рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{к.р.}} = \pi \cdot R_{\text{уср}}^2 \cdot H_{\text{ф}} \cdot t \quad (3.2)$$

где:

$V_{к.р.}$ – объем кислотного раствора для проведения обработки, $м^3$;

$R_{усп.}$ – усредненный радиус зоны обработки пласта, м (обычно 2 – 3 м – для пород фундамента и не менее 1 м – для терригенных пород);

H_{ϕ} – вскрытая мощность пласта, м;

M – коэффициент эффективной пористости, пустотности, трещиноватости, доля единицы.

Объем кислоты должен составлять в пределах 0,4 – 1,0 $м^3$ на 1 м вскрытой толщины пласта.

Принимая $R_{усп.} = 2,5$, получим:

$$V_{к.р.} = 3,14 \cdot 2,5^2 \cdot 0,026 = 0,5, м^3$$

В нашем случае скважина загрязнена глинистым раствором при ремонте скважин. Предполагаем выбрать 0,15 $м^3$ соляно-кислотного раствора и 0,35 $м^3$ глинокислотного раствора на 1 м вскрытой толщины пласта.

Определение расхода реагентов для приготовления кислотных растворов

Необходимый объем товарной кислоты (V_T) на приготовление 1 $м^3$ кислотного раствора определяется по формуле :

$$V_T = \frac{10 \cdot a_3 \cdot \rho_3}{A} \quad (3.3)$$

где:

A – концентрация товарной кислоты, кг/л.

V_T – объем товарной кислоты, л;

a_3 – плотность раствора кислоты при заданной концентрации;

ρ_3 – заданная концентрация кислоты в составе, %;

Плотности растворов кислоты при различной концентрации при температуре 20°C даны в таблицах приложения А, В, С.

Так как среднее содержание карбоната в пластах горных пород составляет 5,4% (>1%), и призабойная зона загрязнена глинистым раствором при ремонте скважин, поэтому предполагают проводить кислотную обработку в два последовательных этапа:

- обработка соляно-кислотным раствором;

- обработка раствором нефтекислотной эмульсии (на основе глино-кислотного раствора).

Для соляно-кислотного раствора:

Таблица 3.4 - Соотношение компонентов раствора:

Соляная кислота (HCl)	13%
Уксусная кислота (CH ₃ COOH)	3%
Ингибитор кислотной коррозии	4%
П-240	2%
AI-600	2%
Поверхностно-активное вещество	1%
Кислота нитрилотриметилфосфоновая	0,5%
Вода	остальное до 100 %.

Объем чистой кислоты, необходимой для приготовления 1 м³ раствора

$$V_{\text{HCl-35\%}} = \frac{10 \cdot a_3 \cdot \rho_3}{A} = \frac{10 \cdot 13 \cdot 1,063}{0,411} = 336 \text{ л} = 0,336 \text{ м}^3,$$

$$V_{\text{CH}_3\text{COOH-97\%}} = \frac{10 \cdot a_3 \cdot \rho_3}{A} = \frac{10 \cdot 3 \cdot 1,0025}{1,025} = 29 \text{ л} = 0,029 \text{ м}^3,$$

Для глинистого раствора:

Таблица 3.5 - Соотношение компонентов раствора:

Плавиковая кислота	3 %
Соляная кислота	10%
Ингибитор кислотной коррозии	2%
Уксусная кислота	4%
П-240	2%
AI-600	2%
Поверхностно-активное вещество	0,5%

Продолжение таблицы 3.5.

Кислота нитрилотриметилфосфоновая (НТФ)	1%
Эмульгатор	3%
Вода	остальное до 100%.

Объем чистой кислоты, необходимой для приготовления 1 м³ раствора

$$V_{HCl-35\%} = \frac{10 \cdot a_3 \cdot \rho_3}{A} = \frac{10 \cdot 10 \cdot 1,047}{0,411} = 255 \text{ л} = 0,255 \text{ м}^3,$$

$$V_{HF-32\%} = \frac{10 \cdot a_3 \cdot \rho_3}{A} = \frac{10 \cdot 3 \cdot 1,0085}{0,345} = 85 \text{ л} = 0,085 \text{ м}^3,$$

$$V_{CH_3COOH-97\%} = \frac{10 \cdot a_3 \cdot \rho_3}{A} = \frac{10 \cdot 2 \cdot 1,0012}{1,025} = 19,5 \text{ л} = 0,02 \text{ м}^3$$

Расчет расхода вспомогательных реагентов.

Необходимое количество вспомогательных реагентов – ингибиторы коррозии, комплексообразователи, поверхностно – активные вещества и др.:

$$V_{B.P.} = \frac{V_{K.P.} \cdot C_p}{100} \quad (3.4)$$

где: $V_{B.P.}$ – количество вспомогательного реагента для обработки, м³;

$V_{K.P.}$ – количество кислотного раствора, м³;

C_p – концентрация реагента в кислотном растворе, %.

Вскрытая толщина: 60 м.

Для соляно-кислотного раствора:

$$\text{Объем соляно-кислотного раствора: } V_{скр} = 60 \cdot 0,15 = 9 \text{ м}^3,$$

Объём ингибиторов коррозии:

$$- V_{AII-240} = \frac{9 \cdot 2}{100} = 0,18 \text{ м}^3,$$

$$- V_{AII-600} = \frac{9 \cdot 2}{100} = 0,18 \text{ м}^3,$$

$$\text{Объём ПАВ: } V_{ПАВ} = \frac{9 \cdot 1}{100} = 0,09 \text{ м}^3,$$

$$\text{Объём НТФ: } V_{НТФ} = \frac{9 \cdot 0,5}{100} = 0,045 \text{ м}^3,$$

Для глино-кислотного раствора:

$$\text{Объем глино-кислотного раствора: } V_{Гкр} = 60 \cdot 0,35 = 21 \text{ м}^3,$$

Объём ингибиторов коррозии:

$$- V_{AII-240} = \frac{21 \cdot 2}{100} = 0,42 \text{ м}^3,$$

$$- V_{AII-600} = \frac{21 \cdot 2}{100} = 0,42 \text{ м}^3,$$

Объём ПАВ: $V_{ПАВ} = \frac{21 \cdot 1}{100} = 0,21 \text{ м}^3,$

Объём НТФ: $V_{НТФ} = \frac{21 \cdot 0,5}{100} = 0,105 \text{ м}^3,$

Объём эмульгатора: $V_{Э} = \frac{21 \cdot 3}{100} = 0,63 \text{ м}^3,$

Расчет общего объема раствора кислот.

Соляно-кислотный раствор

Общий объем чистого компонента в соляно-кислотном растворе:

$$V_{\text{об-скр}} = V_{\text{HCl-30\% H}_{\text{эф}}} + V_{\text{CH}_3\text{COOH-97\% H}_{\text{эф}}} + V_{AII-240} + V_{AII-600} + V_{ПАВ} + V_{НТФ} = \\ (9 \cdot 0,336) + (9 \cdot 0,029) + 0,18 + 0,18 + 0,09 + 0,045 = 3,78 \text{ м}^3,$$

Объем воды: $V_{\text{воды}} = V_{\text{скр}} - V_{\text{обр.скр}} = 9 - 3,78 = 5,22 \text{ м}^3.$

Глино-кислотный раствор

Общий объем чистых компонентов в глиняном-кислотном растворе:

$$V_{\text{об-гкр}} = V_{\text{HCl-35\% H}_{\text{эф}}} + V_{\text{HF-32\% H}_{\text{эф}}} + V_{\text{CH}_3\text{COOH-97\% H}_{\text{эф}}} + V_{AII-240} + V_{AII-600} + \\ V_{ПАВ} + V_{НТФ} + V_{Э} = (21 \cdot 0,255) + (21 \cdot 0,085) + (21 \cdot 0,02) + 0,42 + 0,42 + 0,21 + \\ 0,105 + 0,63 = 9,345 \text{ м}^3,$$

Объём воды: $V_{\text{воды}} = V_{\text{скр}} - V_{\text{обр.скр}} = 21 - 9,345 = 11,655 \text{ м}^3.$

Объем нефти, используемой для приготовления нефтекислотной эмульсии (на основе глино-кислотного раствора) по отношению к объему ГКР (4:6):

$$V_{\text{нефти}} = \frac{4}{6} V_{\text{гкр}} = \frac{4}{6} \cdot 21 = 14 \text{ м}^3.$$

3.2.4 Подготовительные работы:

Последовательность приготовления кислотных растворов

Технология приготовления 9 м³ СКР

- В емкость (емкости) для приготовления СКР вливается 4,5 м³ пресной технической воды и растворяется в ней 0,25 м³ уксусной кислоты CH₃COOH.
- в раствор добавляется 2,7 м³ товарной соляной кислоты HCl, а затем вспомогательные реагенты в количествах: 0,15 м³ ингибитор коррозии АП-240, 0,0075 м³ НТФ и 0,038 м³ ПАВ.
- полученный раствор перемешивается насосом до получения однородного раствора (около 15 мин.) и вливается в емкость 8 – 10 м³ для перевозки на платформу.
- 4,5 м³ пресной технической воды и 0,15 м³ ингибитор коррозии АИ-600 доливаются на платформе перед проведением работы.

Технологии приготовления 21 м³ ГКР

- в емкость (емкости) для приготовления ГКР набирается 12,5 м³ пресной технической воды и растворяется в ней 0,8 м³ уксусной кислоты CH₃COOH;
- добавляется 5,25 м³ товарной соляной кислоты HCl и добавляют вспомогательные реагенты в количествах: 0,5 м³ ингибитор коррозии АП240, 0,3 м³ НТФ и 0,1 м³ ПАВ.
- добавляется 6,5 м³ товарной плавиковой кислоты HF в полученный раствор;
- полученный раствор перемешивается насосом до получения однородного раствора (около 15 мин.) и вливается в 3 емкости 8 – 10 м³ для перевозки на платформу.

- 12,5 м³ пресной технической воды и 0,5 м² ингибитор коррозии АІ-600 доливаются на платформе перед проведением работы.

Таблица 3.6 - Подготовка хим. реагентов и оборудования

№	Наименование работы	Технические требования
1	Подготовить на базе ПДНГ: -Кислотный раствор -Оборудование - Хим.реагенты	По согласованию с руководством ПДНГ, НИПИ и ПТО СП. Согласно РД VSP-000- KTSX-665 от 26.09.2016г.
2	Завезти на ТБС необходимые хим. реагенты и оборудования	Количество хим. реагента и размер перевозимого оборудования на ТБС согласовать с ПМТиВР. При установке закрепить оборудование оттяжками, при необходимости прихватить сваркой.
3	Монтаж линии дизельного топлива на ТБС.	- Линия подачи ДТ от диз. ёмкости ТБС, до стальной ёмкости под ДТ согласно технологической схеме. - Линия подачи ДТ от ёмкостей ДТ до насоса SSP-500. * Обеспечить герметичность при P _{раб.} =1атм.
4	Монтаж кислотной линии на ТБС.	- Линия от кислотных ёмкостей до насоса SSP-500 * Обеспечить герметичность при P _{раб.} =1атм.

Продолжение таблицы 3.6.

5	Монтаж линии подачи кислотного раствора с ТБС на скв. 4130Б БК-4.	- Линия от насоса SSP-500 на палубе ТБС до скважины. - Произвести опрессовку линии морской водой P=260 атм в течение 10мин - герметично.
6	Взять пробу жидкости и определение уровня жид. в затрубном скважины.	Перед проведением ОПЗ взять пробу 01 литр жидкости со скважины и определить уровень жидкости в затрубном пространстве
7	Составить акт готовности скважины и оборудования к проведению работ по ОПЗ	Получить разрешение на ОПЗ от представителя ЦБВР и ООС, при его отсутствии копию акта отправить в ЦБВРиООС для получения разрешения.

Подготовка, расстановка оборудования необходимых химических реагентов

Доставить на место проведения работ 4 емкости с кислотным раствором, 0,675 м³ эмульгатор, 600м³ ингибитор коррозии AI-600, кислотные насосы типа TWS-250 и TWS-500, контейнеры ЗИП и другие инструменты и оборудование.

Расстановка оборудования для проведения нефтекислотной обработки по схеме (см. рис. 3.2).

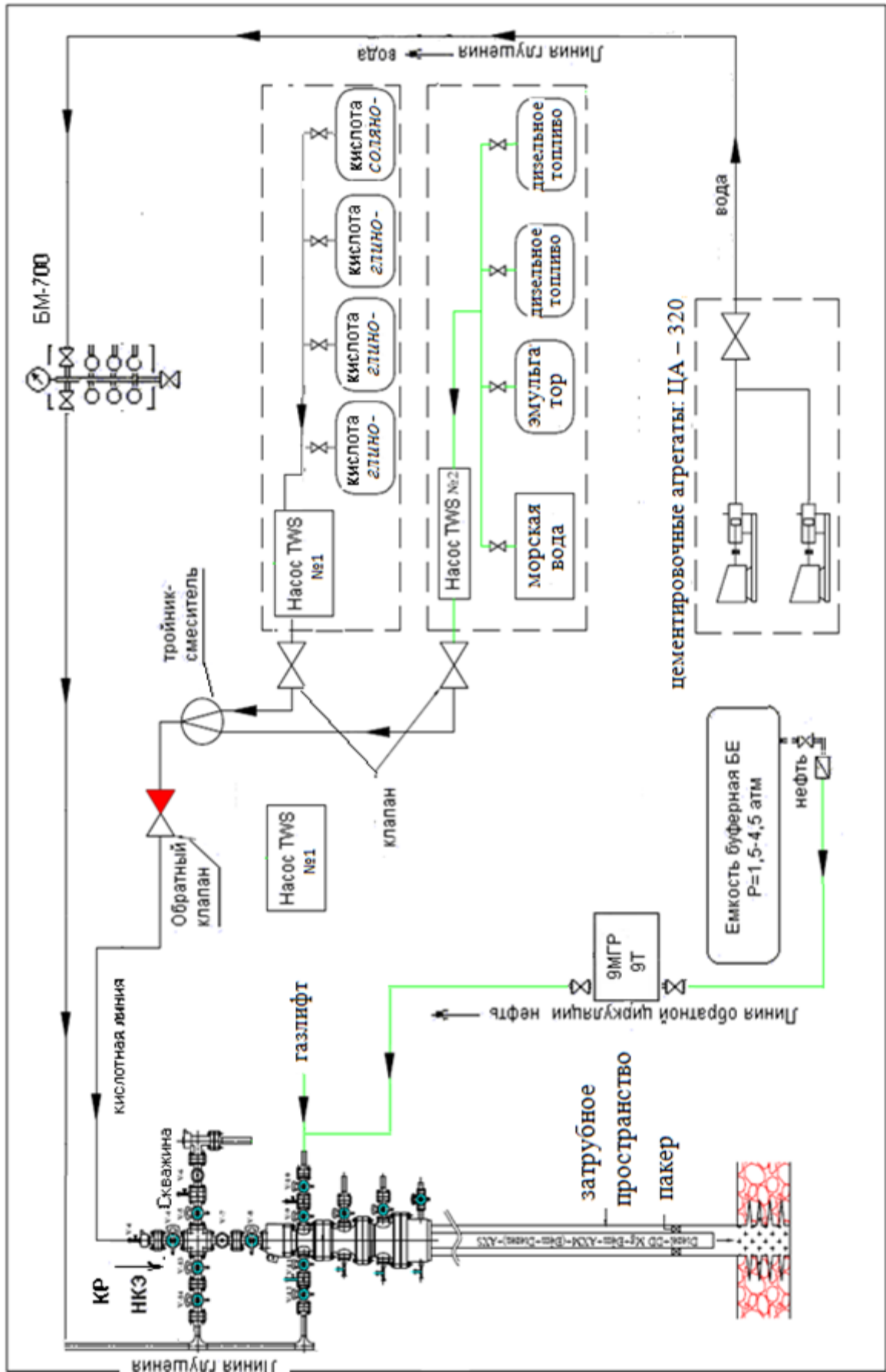


Рис.3.2 - Схема расстановки оборудования при обработке ПЗП СКР и НКЭ в скважине № 4130Б БК-4

Опрессовать водой нагнетательные линии от насосов до скважины на полуторократное ожидаемое давление, но не выше 320 атм. для ЦА-320 и не выше максимального рабочего давления кислотного насоса TWS №1, №2, насоса 9МГР(9Т). Приемную линию от буферной емкости (БЕ) до насоса 9МГР, TWS №2 опрессовать водой на полуторократное рабочее давление в БЕ.

До проведения обработки:

- Доливать 2 м³ технической пресной воды и 0,150 м³ ингибиторов коррозии АІ-600 в емкость солянокислотного раствора;
- Равномерно вливать 6 м³ технической пресной воды и 0,45 м³ ингибитор коррозии АІ-600 в Земкостиглинокислотного раствора.
- Перемешивать смеси в каждую емкость кислотными насосами.

Техническая последовательность

Остановить подачу газлифтного газа. В буферной емкости объемом 100 м³ собрать и подготовить 70-80 м³ дегазированную нефть.

При открытом затрубном пространстве прокачать около 70 м³ депарированную нефти насосом 9 МГР в обсадную колонну по линии обратной циркуляции нефти.

При закрытом затрубном пространстве прокачать 9-10 м³ дизельного топлива из емкости кислотным насосом TWS-2 для определения приемистость.

Закачать 7,5 м³ солянокислотного раствора насосом TWS №1 в скважину.

Закачать в скважину 22,5 м³ глинокислотного раствора насосом TWS №1 и 15 м³ дизельного топлива, перемешенного с эмульгатором 2%, насосом TWS №2 (см. рис. 3.2.).

Продавить насосом TWS №2 КР в пласт 16,55 м³ продавочной жидкости – морск воды (объем $V_{\text{окт}} + v_0$) из БЕ. Продавку кислоты необходимо проводить при максимально возможном давлении и расходе для более глубокого и равномерного проникновения нефтекислотной эмульсии в пласт.

Закрывать скважину на реагирование в течение 15-30 минут.

Освоить скважину газлифтом на блок освоения или НГС до получения устойчивого притока нефти.

3.2.5 Технология проведения ОПЗ

Таблица 3.7 - Технология проведения ОПЗ

№	Наименование работы	Технические требования
1	Закачка кислотного раствора в НКТ скважины.	<p>Закачать в объеме – 9 м^3 СКР+ 21 м^3 ГКР в НКТ при закрытом затрубном пространстве с максимальным расходом или максимальным давлением закачки.</p> <p>В процессе закачки кислоты необходимо определить уровень жидкости в затрубном пространстве.</p> <p>При увеличении уровня жидкости затрубного пространства, сообщить руководству для получения дальнейших решений.</p> <p>($P_{\text{мах. закачки}} \leq P_{\text{мах опрессовке э/к.}} - 210 \text{ атм}$)</p>
2	Закачка ДТ и морской воды с газом для продавки кислотного раствора в пласт.	<p>Закачка в НКТ в объеме $V = 35\text{ м}^3$ ДТ + 10 м^3 М/В (последний 10 м^3 М/В с газлифтным газом дебита 25 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$) при закрытом затрубном пространстве с максимальным расходом или максимальным давлением закачки.</p> <p>В процессе закачки морской воды необходимо определить уровень жидкости в затрубном пространстве.</p> <p>($P_{\text{мах. закачки}} \leq P_{\text{мах опрессовке э/к.}} - 210 \text{ атм}$)</p>

Продолжение таблицы 3.7.

3	Закачка раствора 15% Na ₂ CO ₃ для нейтрализации избыточной кислоты.	Закачка раствора 15% Na ₂ CO ₃ в объёме – 1 м ³ в затрубное пространство (≥3 м ³ если уровень жидкости в затрубном пространстве увеличиться).
4	Освоение скважины	Произвести освоение скв. с помощью системы газлифта. До начала освоения сообщить на ЦТК-3.

3.3 Вывод

В таблице 3.8 приведена экономическая эффективности методов обработки ПЗП на месторождении «Белый Тигр» за период 1988-2016 гг.

Таблица 3.8 - Экономическая эффективность методов обработки ПЗП на месторождении «Белый Тигр» за период 1988-2016 гг.

Метод обработки	Общее число обработки	Общее число успеш. обработки	Успешная обработка, %	Дополн. добыча нефти, тонн
Кислотные обработки	90	70	77,7	162126
Кислотные эмульсии	232	186	80,0	1425860
Аэрированные кислоты	7	5	71,4	17920
ГРП	57	39	68,4	193820
Импульсно-ударное воздействие	36	19	52,7	126470

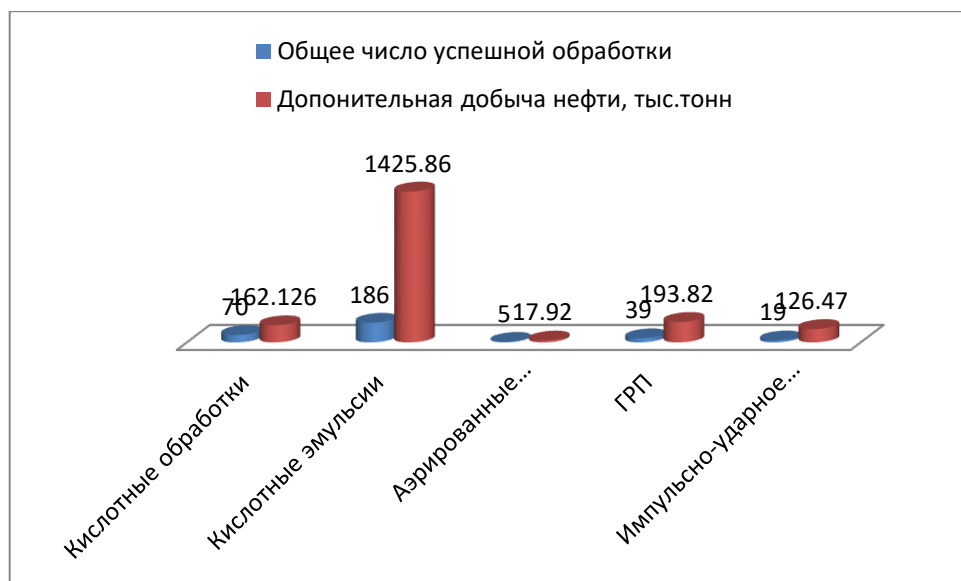


Рисунок 3.3 – Экономическая эффективность методов интенсификации притока на месторождении «Белый Тигр»

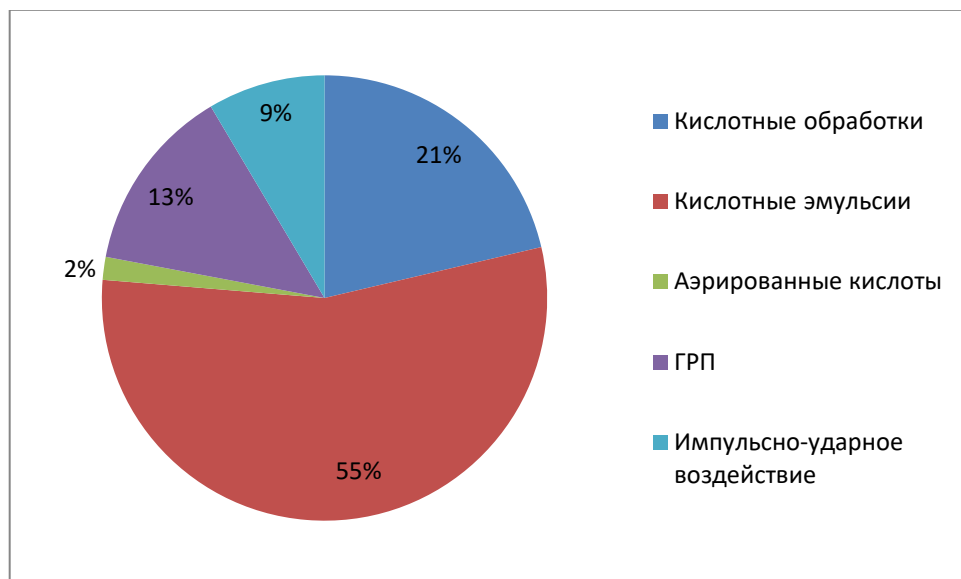


Рисунок 3.4 – Диаграмма количества обработки ПЗП за период 1988-2016 гг.

По фактическим результатам обработки ПЗП на месторождении «Белый Тигр» в период 1988 - 2016 гг. подтверждается, что качество и количество обработок увеличиваются: было проведено 422 обработки различными методами, дополнительная добыча нефти составила 1926196 тонн. Результаты

обработки (см. таблица 3.8 , рисунок 3.3, 3.4) показывает, что:

Обработка кислотной эмульсией проведена 232 раза (55%), число успешных обработок составило 186 раз (80%), дополнительная добыча нефти— 1,425,860 тонн нефти (74%). Следовательно, этот метод является наиболее эффективным и экономичным методом.

Метод гидравлического разрыва был проведен 57 раз (13,5%) и успешно 39 раз (68,4%) с дополнительной добычей нефти 193,820 тонн (10,06%).

Обработка импульсно-ударным воздействием была проведена 36 раз (8,5%), из них- 19 успешных обработок (52,7%), дополнительная добыча нефти – 126,470 тонн (6,57%).

Метод обработки кислотным раствором был проведен 90 раз (21,32%), в том числе в 70 случаях был успешным (77,7%) с дополнительной добычей нефти – 162,126 тонны (8,4%). Экономическая эффективность достаточно высока.

Метод аэрированной кислоты проводили 7 раз (1,65%), в том числе успешно в 5 случаях (71,4%), и получили 17,920 тонн дополнительно добытой нефти (0,93%), экономическая эффективность на самом деле незначительна.

В 2001 году получили наибольшее количество дополнительной нефти применив метод закачки кислотной эмульсии. Дополнительная добыча составила 558,000 тонн.

Таким образом, метод обработки ПЗП кислотной эмульсией является наиболее широко применяемым методом, наиболее экономичным и эффективным методом на месторождении «Белый Тигр».

ГЛАВА 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

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. Коэффициент успешности мероприятий по интенсификации составил 52 % по добывающим скважинам и 100% по нагнетательным скважинам. Суммарная дополнительная добыча нефти на 01.01.2015г составила 29 228т, дополнительная закачка 166 м³ [9].

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 затраты на получение 1 тонны дополнительного объема нефти после использования кислотной обработки скважин на месторождении «Белый Тигр».

Таблица 4.1 - Исходные данные для расчёта [10][11]

Показатель	Значение
Дополнительная добыча за счёт проведения обработки $Q_{\text{доп}}$, тонн	5192
Товарная цена на нефть, руб/т	25192
Налога на прибыль, %	28
Налог на добавленную стоимость (НДС)	18

4.1 Расчет затраты на проведение мероприятия

Затраты на материалы определяются по формуле:

$$Z_{\text{мат}} = \sum V_i \cdot C_i, \quad (4.1)$$

Где V – объем i -го материала, м^3 ;

C_i – стоимость 1 м^3 i -го материала, руб/ м^3 .

Таблица 4.2 - Расчет затрат на материалы

Материал	Объём, м^3	Стоимость 1 м^3 , руб	Затраты (руб.)
Соляная кислота	17,7	5354	94765,8
Плавиковая кислота	3,4	4600	15640
Уксусная кислота	1,38	2798	3861,24
АП-240	1,6	182000	291200
АiI-600	1,6	194000	310400
ПАВ	2,4	590000	1 416000
НФТ	0,9	135000	121500
эмульгатор	1,5	478000	717000
Техническая вода	40	590	23600
Итого			2 993 967,04

Затраты на использование специальной техники определяются по формуле:

$$Z_{\text{спец.тех}} = \sum (T_{\text{исп.т}} \cdot C_{\text{с.т.м}}), \quad (4.2)$$

Где $T_{\text{исп.т}}$ – время использования m -ой спецтехники, час;

$C_{\text{с.т.м}}$ – стоимость одного часа работы m -ой специальной техники, руб/час.

Таблица 4.3 - Расчет затраты использование специальной техники

Вид спецтехники	Время работы, час	Стоимость одного часа работы, руб/час	Затраты (руб.)
Насос TWS-250	80	195	15600
Насос TWS-500	80	195	15600
ЦА – 320, 2 шт.	18	160	2880
Азинмаш-30	10	154	1540
Водовоз	12	138	1656
Итого			37 276

Расчет затраты работной плат определяется по формуле:

$$Z_{\text{зар}} = \sum C_{ri} \cdot t \cdot k_{np} \cdot k, \quad (4.3)$$

где C_{ri} – Часовая тарифная ставка i -го рабочего n -го разряда;

t – Норма времени, час;

k_{np} – Премия;

k – Количество работников;

Таблица 4.4 - Расчёт заработной платы КРС

Рабочая бригада	Количество	Тарифная ставка, руб/час	Норма времени, час	Примия	Затраты (руб.)
Мастер	1	31,9	60	1,8	3445,2
Бурильщик	6	21,9	60	1,8	14191,2
Помощник бурильщика	4	18,4	60	1,8	7948,8
Рабочики	10	14,7	60	1,8	15876
Всего			60	1,8	41461,2
Дополнительная заработная плата		7,9 %	60	1,8	3275,4
Итого			60	1,8	44 736,6
Страховые взносы		30%	60	1,8	13420,99

Тогда затраты на проведение мероприятия можно считать:

Таблица 4.5 - Основные расходы при проведении мероприятия

Номер	Затрата	Значение (руб.)
1	Материалы затраты	2993967,04
2	Заработной платы	44736,6
3	Страховые взносы	13420,99
4	Использование специальной техники	37276
5	Итого	3 089 400,63

В таблице 4.6 приведён расчет сметной стоимости на проведение ГКО.

Таблица 4.6 - Расчёт сметы

№ п/п	Наименование работ и затрат	Объем		Полная сметка (руб.)
		Ед. изм.	Количество	
I	Итого основных расходов (ОР)			3089400,63
II	Накладные расходы (НР)	% от ОР	10	308940,063
	Итого : Основные накладные расходы (ОР+НР)			3398340,69
III	Плановые накопления	% от (ОР+НР)	10	339834,069
	Итого сметная стоимость			3738174,76
	НДС	%	18	672871,457
	Итого с учётом НДС			4 411 046,217

Затраты на одну тонну дополнительного объема нефти составили: 849,6 рублей.

4.2 Вывод

Таким образом, за счет использования методики обработки соляно-кислотной и нефтекислотной эмульсией получено 5192 тонн дополнительной нефти. Затраты на одну тонн дополнительного объема нефти составили 849,6 рублей. В результате выше перечисленного можно отметить, что применение данного мероприятия в условиях высокообводненных скважин на скважине 4130Б БК-4 месторождении «Белый Тигр» приносит существенный экономический эффект, следовательно, можно рекомендовать проведение кислотных обработок для улучшения технико-экономических показателей деятельности предприятия.

ГЛАВА 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.

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

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 [12].

В воздухе рабочей зоны содержание вредных веществ не должно превышать установленных ПДК (табл. 5.1).

Таблица 5.1 - 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 - 20 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 перчатками из суконной или другой кислотоупорной ткани, резиновыми сапогами

и 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).

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. 5.2.

Таблица 5.2 - Климатические особенности месторождения «Белый Тигр»

Период года	Время	Температура воздуха, °С	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/ВУТ шум на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий не должен превышать 85 дБА.

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.

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.

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

Электрический ожог происходит в организме человека, при котором происходит воздействие с токоведущей частью электроустановки. Электрические ожоги сопровождаются кровотечением, некрозом определенных участков тела. Их гораздо труднее обрабатывать, чем ожоги от обычного тепла.

Механическое повреждение может разрушить нервные ткани, кровеносные

сосуды, а также приводит 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,
- Знаки безопасности и предупреждающих плакатов,
- Применение защитное заземление, зануление, защитное отключение)
- 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, авто-транспортных 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]

Чтобы обеспечить целостность сосуда, все сосуды должны быть проверены. Подходящее испытание должен 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.

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.

Мероприятия, обеспечивающие выполнение нормативных документов по охране окружающей среды при проведении обработки ПЗП

Одним из способов снижения экологического ущерба при капитальном ремонте скважин может служить технология ремонта в герметизированном варианте. Технологические ремонтные операции можно производить по замкнутой схеме с использованием герметизирующих сальниковых устройств; земляных амбаров, изолированных полиэтиленовой оболочкой; быстроръемных трубных соединений, которые предотвращают попадание технологических

жидкостей; циркуляционных систем и других материалов на почву.

При разбурировании цементных мостов и выполнении работ по интенсификации притока и промывке скважин в процессе текущих и капитальных ремонтов необходимо использовать пресную и техническую воду в качестве транспортирующей жидкости и жидкости глушения.

Было обнаружено несколько реагентов при разработке технологии обработки отходов процесса добычи нефти, которые можно обрабатывать несколькими способами. Во-первых, в индивидуальном порядке в системе ППД для обработки призабойных зон ближайших нагнетательных скважин.

Следует отметить, что общая обработка химических отходов является неприемлемой, когда образуются смеси, осадки, гели, газы. Это может привести к резкому снижению приемистости поглощающей скважины.

Основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

- исключение случаев выбросов газа и разливов нефти путем своевременного осуществления сброса нефти и газа в аварийные емкости;
- оперативный сбор разлитой нефти;
- категорический запрет утилизации разлившейся нефти путем ее выжигания;
- постоянный строгий контроль за выбросами в атмосферу транспортными средствами;
- постоянное внедрение технологий и оборудования, ведущих к снижению норм ПДВ;
- охрана водных объектов от попадания нефтепродуктов и химических реагентов;

– проведение мероприятий по рекультивации земель в случае их загрязнения нефтепродуктами, химическими реагентами согласно утвержденным методам.

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 газовоздушная 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). 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.

Кроме того, компания проводит занятия и заботы об оборонном образовании для подготовки людей к ядерному, химическому и биологическому уничтожению.

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.

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» [5].

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. Работники, работающие непосредственно с кислотами, должны быть обучены приемам оказания первой медицинской помощи при отравлениях и химических ожогах.

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" и "Правил устройства электро-установок".

Требования по обеспечению взрывобезопасности – определяют зоны взрывоопасности объектов и оборудования.

Руководители, главные специалисты и специалисты акционерного общества обязаны осуществлять организационно-технические и санитарно-гигиенические мероприятия по созданию и обеспечению промышленной безопасности, охраны труда, безопасных и здоровых условий труда на производственных объектах филиалов, обязаны контролировать соблюдение работниками установленных правил и норм безопасности, инструкций по охране (безопасности) труда, обеспечивать и контролировать выполнение приказов и указаний вышестоящих органов управления, предписаний органов государственного надзора.

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 геологическое 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 232 раза (55%), число успешных обработок составило 186 раз (80%), дополнительная добыча нефти – 1,425,860 тонн нефти (74%). Следовательно, этот метод является наиболее эффективным и экономичным методом.

Метод гидравлического разрыва был проведен 57 раз (13,5%) и успешно 39 раз (68,4%) с дополнительной добычей нефти 193,820 тонн (10,06%).

Обработка импульсно-ударным воздействием была проведена 36 раз (8,5%), из них- 19 успешных обработок (52,7%), дополнительная добыча нефти – 126,470 тонн (6,57%).

Метод обработки кислотным раствором был проведен 90 раз (21,32%), в том числе в 70 случаях был успешным (77,7%) с дополнительной добычей нефти – 162,126 тонны (8,4%). Экономическая эффективность достаточно высока.

Метод азрированной кислоты проводили 7 раз (1,65%), в том числе успешно в 5 случаях (71,4%), и получили 17,920 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 № 4130Б БК4 месторождения «Белый Тигр» и определено количество реагентов необходимых для обработки призабойной зоны скважины. Затраты на одну тонн дополнительного объема нефти составили 849,6 рублей. Это свидетельствует об актуальности и практической значимости данной работы на сегодняшний день.

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 сибери: 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- II.5, II.6. НИПИморнефтегаз. 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. Исследовано в России [Электронный ресурс]: Различные налоги во Вьетнаме – режим доступа к материалу: <https://vietstock.vn/2015/12/hanh-trinh-xang-dau-2015-34-452542.htm> (дата обращения 15/01/2018).

11. Исследовано в России [Электронный ресурс]: Конвертер валют USD/RUB: http://www.cbr.ru/currency_base/daily.aspx?date_req=31.12.2014 (дата обращения 15/01/2018).

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

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

В. 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

С. 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