

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение

высшего образования

«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»



**Институт** Природных ресурсов  
**Направление** 21.03.01 Нефтегазовое дело  
**Кафедра** Геологии и разработки нефтяных месторождений

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

**УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ  
 НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ «БЕЛЫЙ  
 ТИГР» (ВЬЕТНАМ)**

УДК 622.323:622.245.54-047.44(597)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3Г	Нгуен Хыу Хау		

Руководитель

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ольга Вячеславовна Пожарницкая	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Немцова Ольга Александровна	к.х.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав.кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова Оксана Сергеевна	к.г.–м.н.		

Томск – 2017

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

---

**Институт** Природных ресурсов  
**Направление** 21.03.01 Нефтегазовое дело  
**Кафедра** Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой \_\_\_\_\_  
(Подпись), (дата), (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3Г	Нгуен Хыу Хау

Тема работы:

<b>Усовершенствование технологий обработки призабойной зоны нефтедобывающих скважин на нефтяном месторождении «Белый Тигр» (Вьетнам)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	
Срок сдачи студентом выполненной работы:	

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе:</b>	Пакет технологической информации по месторождению «Белый Тигр», тексты и графические материалы отчетов геолого-технического отдела, фондовая и периодическая литература.
----------------------------------	--

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов:</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Общие понятия о призабойной зоне скважины и методах увеличения нефтеотдачи</li> <li>• Рассмотрены техники и технологии на нефтяном месторождении «Белый Тигр», расположенном в Кылулонгской впадине на шельфе Вьетнама.</li> <li>• Анализ проведения метода обработки нефтекислотной эмульсией на заданной скважине.</li> <li>• Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li> <li>• Социальная ответственность при использовании метода обработки нефтекислотной эмульсией на заданной скважине.</li> </ul>
---	---

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3Г	Нгуен Хыу Хау

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Геологии и разработки нефтяных месторождений
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

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

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

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

**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	Ольга Вячеславовна Пожарницкая			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3Г	Нгуен Хыу Хау		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б3Г	Нгуен Хыу Хау

<b>Институт</b>	Природных ресурсов	<b>Кафедра</b>	Геологии и разработки нефтяных месторождений
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Обработка ПЗП кислотным раствором на месторождении Белый Тигр. Проведение обработки с помощью специальной технологического оборудования и использованием химических материалов.
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты;</li> <li>– (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).</li> </ul> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).</li> </ul>	<p>1. Анализ выявленных вредных факторов</p> <p>1.1. Утечка токсичных и вредных веществ;</p> <p>1.2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;</p> <p>1.3. Повышенный уровень шума;</p> <p>1.4. Тяжесть и напряженность физического труда</p> <p>2. Анализ выявленных опасных факторов</p> <p>2.1. Поражение электрическим током;</p> <p>2.2. Пожаровзрывоопасность.</p> <p>2.3. Сосуды под давлением</p>
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> </ul>	Химическое загрязнение атмосферы и мероприятия по защите атмосферы от загрязнения

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

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗГ	Нгуен Хыу Хау		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 104с., 15 рисунков , 13 таблиц, 11 источников, 3 приложения.

Ключевые слова: МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ, ПРИЗАБОЙНАЯ ЗОНА, МЕСТОРОЖДЕНИЯ, НЕФТЬ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ, ИНТЕНСИФИКАЦИЯ, НЕФТЕОТДАЧА, ДОБЫЧА, СКВАЖИНА, БЕЛЫЙ ТИГР.

Объектом исследования являются методы интенсификации притока на нефтяном месторождении «Белый Тигр», расположенном в Кыулонгской впадине на шельфе Вьетнама.

Цель работы – рассматривание основных методов воздействия на призабойную зону скважины и анализ технологии и техники обработки призабойной зоны скважин на конкретной скважине месторождения «Белый Тигр».

Область применения: месторождения с трудноизвлекаемыми запасами нефти и низкопроницаемыми коллекторами

Экономическая эффективность значимость работы: интенсификация притока продукции на разрабатываемых месторождениях методом обработки ПЗП нефтекислотной эмульсией является экономически выгодным.

В выпускной квалификационной работе приведены основные понятия о призабойной зоне скважины, основные способы воздействия на призабойную зону скважины с целью улучшения её коллекторских свойств. Представлены технологии и техники применения соляно-кислотных и глино-кислотных растворов на конкретной скважине месторождения «Белый Тигр». Проведены расчёты экономической эффективности метода. В разделе социальной ответственности приведены основные требования по безопасности и охране окружающей среды. Бакалаврская работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word, Microsoft Excel и MathType.

## **ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ:**

ПЗП: призабойная зона пласта;

ПЗС: призабойная зона скважин;

НКТ: насосно-компрессорные трубы;

СКО: солянокислотная обработка;

ПАВ: поверхностно-активные вещества;

АСПО: асфальто-смоло-парафиновое отложение;

ГКР: глинокислотный раствор;

СКР: солянокислотный раствор;

НКЭ: нефтекислотная эмульсия;

ГРП: гидравлический разрыв пласта;

СГ: сейсмический горизонт;

КР: кислотный раствор;

ГИС: геофизические исследования;

ГДИС: гидродинамический метод исследования скважин;

НТФ: нитрилотриметилфосфовая кислота;

БРС: быстроразъемные соединения;

БЕ: буферная емкость.



## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	13
I. 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 .....	21
1.3.1. Общие характеристики .....	21
1.3.2. Физические свойства пород .....	22
1.3.3. Нефте содержание .....	22
1.3.4. Газосодержание .....	23
1.3.5. Водосодержание .....	23
1.3.6. Температура .....	25
1.3.7. Пластовое давление .....	25
2. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ, СВЯЗАННЫЕ С ОБРАБОТКОЙ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ .....	26
2.1. Общее понятие о призабойной зоне скважин и обработке призабойной зоны скважин .....	26
2.2. Общая причина снижения фильтрационных свойств призабойной зоны продуктивных пластов .....	27
2.3. Способы обработки призабойной зоны скважин .....	28
2.3.1. Обработка призабойной зоны скважин соляной кислотой .....	28
2.3.2. Термокислотные обработки .....	30
2.3.3. Поинтервальная или ступенчатая СКО .....	31
2.3.4. Кислотные обработки терригенных коллекторов .....	31
2.3.5. Обработка призабойной зоны скважин гидравлическим разрывом пласта .....	32

2.3.6.	Тепловая обработка призабойной зоны скважин .....	36
2.3.7.	Обработка призабойной зоны скважин поверхностно-активными веществами.....	38
2.3.8.	Виброволновое воздействие на призабойную зоны скважин .....	40
2.3.9.	Термоимплозионные воздействия на поздней стадии разработки нефтяных месторождений .....	46
3.	ТЕХНОЛОГИЯ ОБРАБОТКИ СКВАЖИНЫ КИСЛОТНЫМИ И НЕФТЕКИСЛОТНЫМИ СОСТАВАМИ НА ПРОМЫСЛОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ «БЕЛЫЙ ТИГР».....	49
3.1.	Химические реагенты, применяемые в кислотных составах и их назначения .....	49
3.2.	Базовые кислотные составы.....	50
3.3.	Определение расхода химреагентов на приготовление кислотных растворов .....	52
3.4.	Технология приготовления кислотных составов.....	53
3.5.	Технические средства, используемые при проведении кислотных обработок.....	54
3.6.	Технология обработки скважины кислотными и нефтекислотными составами. Последовательность операций .....	55
3.7.	Порядок проведения опытно-промысловых испытаний новых кислотных составов и технологий. ....	63
3.8.	Определение технологической и экономической эффективности применения кислотных обработок.....	64
4.	ПРОВЕДЕНИЕ ОБРАБОТКИ ПЗП В СКВАЖИНЕ № 7006 БК- 8 НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «БЕЛЫЙ ТИГР» .....	67
4.1.	Техническое состояние скважины 7006 БК-7 .....	67
4.2.	Текущее состояние скважины .....	68

4.3.Расчет необходимых параметров .....	69
4.3.1. Расчёт объёмов колонн:.....	69
4.3.2. Расчет объема кислотного раствора для обработки скважины. ....	71
4.3.3. Определение расхода реагентов для приготовления кислотных растворов.....	71
4.3.4. Расчет расхода вспомогательных реагентов. ....	73
4.3.5. Расчет общего объема раствора кислот. ....	74
4.4.Последовательность приготовления кислотных растворов .....	75
4.5.Подготовительные работы: .....	75
4.6.Технология проведения ОПЗ: .....	76
4.7.Порядок проведения работ по освоению скважины: .....	78
4.8.Меры безопасности:.....	78
5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	79
5.3.Расчет экономической эффективности проведения обработки .....	80
5.4.Расчёт выручки от реализации .....	82
5.5.Расчёт экономической эффективности.....	83
5.6.Ресурсосбережение и ресурсоэффективность .....	84
5.7.Вывод .....	84
6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	85
6.3.Производственная безопасность .....	85
6.3.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.....	85
6.3.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	89
6.4.Экологическая безопасность .....	92
6.5.Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	95

6.6. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	96
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	100
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	102
ПРИЛОЖЕНИЯ .....	104

## **ВВЕДЕНИЕ**

С древнейших времён нефть известна человечеству, как «черное золото». Добыча нефти имеет огромное значение в общественном и экономическом развитии по всем миру.

В настоящее время основное большинство нефтяных месторождений во многих странах находится на поздней стадии разработки. Вследствие выработки активных запасов структура остальных запасов таких месторождений ухудшается, что вызывает падение темпа добычи, увеличение обводненности скважинной продукции. Добыча нефти поддерживается на определенном уровне только за счет эксплуатации скважин старого фонда.

Во Вьетнаме нефть в основном добывают на месторождении «Белый Тигр», которое располагается на южном шельфе Вьетнама блока 09-1 на 120 км от города ВунгТау. Процесс добычи нефти на месторождении «Белый Тигр» осуществляется СП «Вьетсовпетро».

Эффективность процесса разработки любых месторождений обуславливается состоянием призабойной зоны добывающих скважин (ПЗС), которое после некоторого времени разработки ухудшается. В результате различных технологических операций, проведенных в процессе бурения, закачивания, извлечения нефти, ремонта, т.д., фильтрационные свойства в этой зоне снижаются, и как правило, уменьшается продуктивность скважин, что вызывает необходимость проведения работ по воздействию на ПЗП.

Мероприятия по воздействию на ПЗП для интенсификации притока к скважинам на месторождения проводятся с 1988 года. В настоящее время существуют различные методы обработки ПЗС, но одним из наибольших эффективных методов является обработка ПЗП с помощью химических реагентов (кислотная обработка), которая заключается в растворении отложений или частиц, препятствующих процессу фильтрации флюида к скважинам.

Предметом работы является повышение продуктивности скважины благодаря обработке её призабойной зоны.

Целью выпускной квалификационной работы является изучение методов обработки скважин на месторождении « Белый Тигр», определение и анализ эффективности этих методов на группе скважин.

Для достижения данной цели поставлены перед нами следующие задачи:

- Исследовать состояние призабойной зоны скважины и выявить причины ухудшения её коллекторских свойств (причины загрязнения);
- Проанализировать основные методы воздействия на призабойной скважины для интенсификации притока нефти;
- Рассматривать технологию обработки призабойной скважины при конкретных условиях на месторождениях «Белый Тигр» (Вьетнам);
- Оценить экономическую эффективность указанной технологии при соблюдении всей социальной ответственности.

## II. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ, СВЯЗАННЫЕ С ОБРАБОТКОЙ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ

### 2.1. Общее понятие о призабойной зоне скважин и обработке призабойной зоны скважин

Во время выполнения многих технологических операций в процессе нефтегазовой выработки, таких как бурение, цементирование, закачивание, перфорация, глушение, ремонт, нагнетание и.д., в призабойной зоне скважин (ПЗС) могут происходить многие процессы, которые приведут к ухудшению естественного механического и физико-химического состояния пласта, в том числе к снижению фильтрационных свойств, в результате чего снижается продуктивности эксплуатационных скважин и приёмистости нагнетательных скважин.

Процесс ухудшения фильтрационного свойства пород коллекторов ПЗС, как показано выше, называется загрязнением пласта. А источник, вызывающий это явление называется агентом загрязнения. Для характеристики явления загрязнения ПЗС проводится концепция «скин-фактор». В математическом виде, скин-фактор выражается следующей формулой:

$$S = \frac{K - K_s}{K_s \log \frac{r_s}{r_g}}, \quad (2.1)$$

Где:

$K$  - исходная проницаемость незагрязненного пласта;

$K_s$  - проницаемость загрязненного пласта;

$r_s$  - внешний радиус диапазона загрязнения;

$r_g$  - радиус скважин.

Скин-эффект имеет разную величину в зависимости от степени загрязнения. Вообще, они имеют следующий физический смысл:

- Если  $K > K_s$  следует  $S > 0$  – проницаемость пласта ухудшается по сравнению с исходным;
- Если  $K < K_s$  следует  $S < 0$  – проницаемость пласта улучшается по сравнению с исходным;
- Если  $K = K_s$  следует  $S = 0$  – проницаемость пласта не меняется;

Загрязнение (скин-фактор) оказывает большое влияние на изменение давления в ПЗС, на продуктивность пласта и на производительность скважин в целом. Поэтому, исключение загрязнения ПЗС играет большую роль в повышении эффективности добывающих скважин.

Видимо, увеличение фильтрационных свойств пласта на уровень выше естественных (сделать, чтобы  $\frac{K}{K_s} > 1$ ), методом воздействия на пласт, не будет значительно влиять на выработку продукции.

Для восстановления или повышения проницаемость ПЗС, применяют ряд технологий: воздействие на ПЗС кислотами, растворителями, композитными химреагентами, термическое, акустическое воздействие, гидравлический разрыв пласта. В числе названных методов, кислотная обработка является одним из самых распространённых.

## **2.2. Общая причина снижения фильтрационных свойств призабойной зоны продуктивных пластов**

Имеются разные, или непосредственные или косвенные причины снижения фильтрационных свойств призабойной зоны пласта (ПЗП). Поэтому, можем приводить их классификацию. Можно классифицировать их по непосредственным и косвенным причинам, на основании технологических операций в процессе бурения, эксплуатации скважин, или на основании физико-химической сущности явлений. Однако, в относительной степени и по интересу к нашей проблеме разделим причины ухудшения коллекторских свойств пород в ПЗС на 4 группы:



- Проникновение, передвижение, накопление и коагуляция частиц твердой фазы в порах и трещинах;
- Набухание пластовых глин в зоне проникновения растворов;
- Взаимодействие между пластовым флюидом и фильтратом растворов;
- Другие технологические факторы.

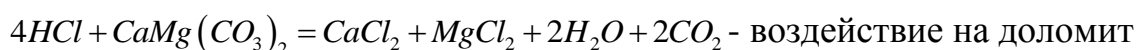
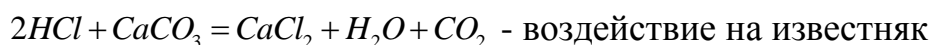
## 2.3. Способы обработки призабойной зоны скважин

### 2.3.1. Обработка призабойной зоны скважин соляной кислотой

Основные понятия:

Метод обработки соляной кислотой является наиболее простым методом обработки ПЗС и нашёл наиболее 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 загрязнённых отложений, почвы в ПЗС будет очищать эту зону или образовывать и (или) расширять поры, трещины, что приводит к повышению проницаемости породы.

Реакции происходят при обработке соляной кислотой:



Хлористый кальций ( $CaCl_2$ ) и хлористый магний ( $MgCl_2$ ) хорошо растворяются в воде, и углекислый газ ( $CO_2$ ) также либо (свыше 7,6 МПа) растворяется в той же воде, либо выделяется.

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

- Хлорное железо ( $FeCl_3$ );
- Гипс ( $CaSO_4 \cdot 2H_2O$ );

- Анतिकоррозионные добавки (например, ингибитор ПБ-5).
- Фтористый водород и фосфорная кислота;

Виды обработки соляной кислотой скважин:

Различают некоторые виды обработки соляной кислотой скважин:

**Кислотные ванны.** Простая формой СКО, которая применяется 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.

Таблица 2.1. Рекомендуемые объемы раствора HCL на 1 м толщины пласта

Порода	Объем раствора HCL, м3/м	
	при первичных обработках	при вторичных обработках
Малопроницаемые тонкопористые	0,4 – 0,6	0,6 – 1,0
Высокопроницаемые	0,5 – 1,0	1,0 – 1,5
Трещиноватые	0,6 – 0,8	1,0 – 1,5

**Простые кислотные обработки** является наиболее распространенной формой СКО, осуществляются задавкой раствора HCL в ПЗС (таблица 2.1).

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 применения кислотной ванны.

После закачки определенного объема раствора кислоты в НКТ, продавочную жидкость закачивают с объемом, равным объему НКТ. Объем кислотного раствора около 20-35 м<sup>3</sup>.

**Кислотная обработка под давлением.** При кислотных ваннах и простых солянокислотных обработках (СКО) кислота проникает лишь в хорошопроницаемые прослои, плохопроницаемые при этом остаются неохваченными. Необходимо применять кислотные обработки под повышенным давлением с изоляцией пакерами.

СКО под давлением обычно применяется после ванн и простых СКО.

При кислотной обработке ПВД кислотный раствор закачивается в пласт под действием давления от 300атм или выше с помощью 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 нефтекислотной вязкой эмульсии для закачки определяется объемом пор пласта по формуле:

$$V_p = \pi \cdot (R^2 - r_c^2) \cdot h \cdot m \quad (2.2)$$

Где

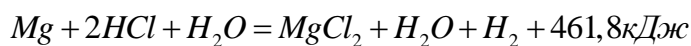
R - предполагаемого радиуса закачки;

h - толщиной проницаемых прослоев;

m - пористостью.

### 2.3.2. Термокислотные обработки

Термокислотные обработки заключается в обработке ПЗС горячим солянокислотным раствором. Раствор нагревается с помощью теплового воздействия при экзотермической реакции между соляной кислотой и магнием или его сплавами в наконечнике на конце НКТ:



Существует 2 вида обработки.

**Термохимическая обработка** ПЗС – обработка ПЗС с помощью горячей кислоты. При этом используют избыточное количество кислоты для растворения магний и карбонатов и сохранения концентрации  $HCl$  10 - 12 %.

**Термокислотная обработка** ПЗС – применение термохимической и кислотной обработки ПЗС после неё (как простой СКО, так и под давлением).

Термохимические солянокислотные обработки ПЗС эффективны если:

- скважины имеют низкие пластовые температуры;
- в призабойной зоне наблюдается отложение АСПО.

Этот вид обработки применяется как для карбонатных коллекторов или терригенных с достаточно высокой их карбонатностью.

### 2.3.3. Поинтервальная или ступенчатая СКО

Поинтервальная (ступенчатая) СКО применяется при таких случаях, когда одноразовая солянокислотная обработка считается неэффективной.

Сущность этого метода заключается в обработке по каждому интервалу, изолируемому пакерами, устанавливаемыми непосредственно у границы интервала, пропластка.

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

### 2.3.4. Кислотные обработки терригенных коллекторов

Особенностями СКО терригенных (песчаники, алевролиты и др.) коллекторов является тем, что:

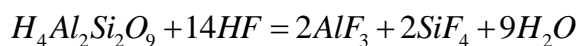
- кислота в них не формирует отдельные каналы, а проникают в пласт более равномерно.
- основные реакции при СКО терригенных коллекторов:

$SiO_2 + 4HF = 2H_2O + SiF_4$  - 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.



### 2.3.5. Обработка призабойной зоны скважин гидравлическим разрывом пласта

Сущность процесса гидравлического разрыва пласта заключается в том, что жидкость нагнетается в проницаемый пласт под высоким давлением (до 100Мпа). В результате, пласт расщепляется как вдоль естественных трещин, так и по напластованию.

При закачке крупного песка вместе с жидкостью проницаемость трещин превышает в тысячи раз.

Последовательность гидроразрыва пласта:

Предварительно в скважину спускается НКТ, способная выдержать высокое давление.

Над кровлей пласта или пропластка, где будем произвести разрыв, устанавливаются пакер для изоляции кольцевого пространства и колонны от давления, и устройство для предотвращения его смещения и называемое якорем.

По НКТ сначала нагнетается жидкость разрыва в таком объеме, чтобы получить на забое достаточное для разрыва давление.

В скважину после разрыва закачивают жидкость-песконоситель при давлении, удерживающем образованные в пласте трещины при раскрытом состоянии для предотвращения их смыкания при последующем снятии давления и переводе скважины на эксплуатацию.

Жидкости-песконосители проталкиваются в НКТ и в пласт с помощью продавочной жидкости. В качестве продавочной жидкости используют любую маловязкую недефицитную жидкость.

Для проектирования процесса ГРП очень важно определить необходимое давление разрыва  $P_p$  на забое скважины:

$$P_{II} = (1,74 \div 2,57) P_{CT}, \text{ - для неглубоких скважин (до 1000 м)}$$

$$P_{II} = (1,32 \div 1,97) P_{CT}, \text{ - для глубоких скважин (H > 1000 м)}$$

где  $P_{CT}$  - гидростатическое давление столба жидкости высотой, равной глубине залегания пласта.

$$P_{CT} = \rho_{ж} \cdot g \cdot H \cdot \cos \beta \quad (2.3)$$

где H - глубина скважины;  $\beta$  - угол кривизны (усредненный);  $\rho_{ж}$  - плотность жидкости в скважине.

Если в жидкости содержится наполнитель (песок, порошок из полимеров, стеклянные шарики, и др.), то плотность подсчитывается по формуле:

$$\rho = \rho_{ж} \left( 1 - \frac{n}{\rho_H} \right) + n, \quad (2.4)$$

где n – масса (кг) наполнителя в 1 м<sup>3</sup> жидкости;  $\rho_H$  - плотность наполнителя (для песка  $\rho_H = 2650$  кг/м<sup>3</sup>).

Давление разрыва на забое  $P_p$  и на устье скважины  $P_y$  связаны соотношением

$$P_p = P_y + P_{CT} - P_{TP}, \quad (2.5)$$

где  $P_{TP}$  - потери давления на трение в НКТ. Из уравнения (2.12) следует

$$P_y = P_p - P_{CT} + P_{TP}, \quad (2.6)$$

Потери на трение можно определить по формулам трубной гидравлики.

$$P_{TP} = \lambda \cdot \frac{H}{d} \cdot \frac{w^2}{2 \cdot g} \cdot \rho \cdot g \cdot a, \quad (2.7)$$

где  $\lambda$  - коэффициент трения, определяемый по числу Рейнольдса;  $w$  - линейная скорость потока жидкости в НКТ;  $d$  - внутренний диаметр НКТ;  $\rho$  - плотность жидкости;  $H$  - длина НКТ;  $g = 9,81$  м/с<sup>2</sup>;  $\alpha$  - поправочный коэффициент, учитывающий наличие наполнителя и зависящий от его концентрации (рисунок 2.1).

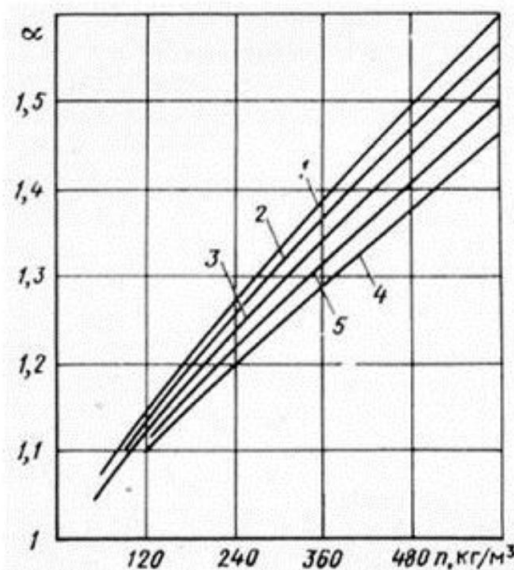


Рисунок 2.1 - График зависимости поправочного коэффициента от концентрации песка для разной плотности: 1 -  $Q_{ж} = 800$  кг/м<sup>3</sup>; 2 - 850 кг/м<sup>3</sup>; 3 - 900 кг/м<sup>3</sup>; 4 - 950 кг/м<sup>3</sup>; 5 - 1000 кг/м<sup>3</sup>;

Осуществление ГРП рекомендуется в скважинах, в которых наблюдается

- Слабый приток.
- Высокое пластовое давление, низкопроницаемость коллектора.
- Загрязнена призабойная зона.
- Заниженная продуктивность.
- Высокий газовый фактор (по сравнению с окружающими).
- Низкая приемистость для нагнетательных.
- Расширение интервала поглощения для нагнетательных.

Для оценки эффективности ГРП в скважинах с открытым забоем используют формулу:

$$\varphi = \frac{Q_T}{Q_0} = 1 + N_B \cdot \left( \frac{r_T}{r_c} \right)^{n(b)}, \quad (2.8)$$

где  $\varphi$  - увеличения дебита после ГРП;  $Q_T$  - дебит после ГРП;  $Q_0$  - дебит до ГРП;  $N_B$  - коэффициент, зависящий от  $b = \frac{h}{r_c}$ ;  $h$  - толщина пласта;  $r_T$  - радиус трещины;  $r_c$  - радиус скважины;  $n(b)$  - коэффициент, зависящий от  $b$ .

Жидкости, которые применяют для ГРП:

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

Жидкость-песконоситель: изготавливается на водной и нефтяной основах и должна обладать пескоудерживающей способностью и низкой фильтрационными свойствами. В качестве жидкости-песконосителя используют те же жидкости, что и жидкости разрыва. Кислотно-керосиновые эмульсии обладают хорошей песконесущей способностью и имеющей высокую устоимость. При транспортировке с наполнителями они не разрушаются в жаркую породу.

Продавочные жидкости: закачиваются в скважины для донесения жидкость-песконосителя до забоя скважин. В их качестве часто применяется вода.

Наполнитель: используется для заполнения и предупреждения смыкания образовавшихся трещин при снятии давления. В идеале плотность наполнителя равна плотности жидкости-песконосителя.

Виды гидравлического разрыва пласта



Множественный разрыв - это осуществляется несколько разрывов в пласте за один раз.

Поинтервальный разрыв - это ГРП по каждому прослою, который изолируется сверху и снизу пакерами и, и как правило, обрабатывается только намеченный интервал. После окончания пакеры освобождают и устанавливают в пределах следующего интервала.

На месторождении «Белый Тигр» более эффективно применяют множественное осуществление ГРП.

#### 2.3.6. Тепловая обработка призабойной зоны скважин

Тепловая обработка призабойной зоны скважины (ПЗС) целесообразна при условиях:

Из скважин добывают тяжелые вязкие нефти или нефти с высоким содержанием парафина и асфальтосмолистых компонентов (более 5 - 6%).

Скважины должны быть сравнительно неглубокими (до 1300 м).

Призабойная зона скважины прогревается двумя способами:

- закачка в пласт на определенную глубину теплоносителя - горячей воды или нефти, насыщенного или перегретого пара, растворителя;
- спуск на забой скважины нагревательного устройства - специальной погружной газовой горелки или электропечи.

Второй способ считается более простым и дешевым.

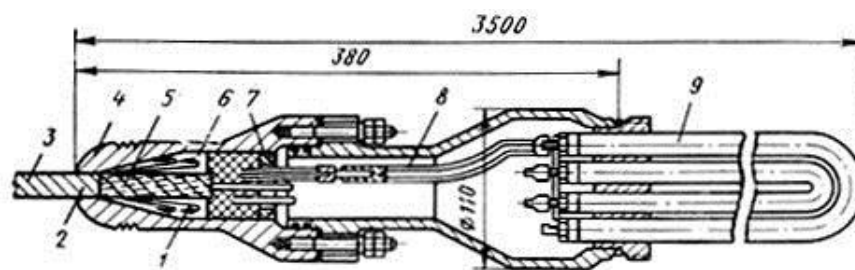


Рисунок 2.2. - Скважинный электронагреватель: 1 - крепление кабеля; 2 - проволочный бандаж; 3 - кабель-трос; 4 - головка нагревателя; 5 - асбестовая оплетка; 6 - свинцовая заливка; 7 - нажимная гайка; 8 - клеммная полость; 9 - нагревательные трубки.

Практика применения электропрогрева ПЗС показала, что температура на забое будет стабильной через 4 - 5 сут при непрерывном прогреве, в некоторых случаях - через 2,5 сут (рисунок 2.3) в зависимости от мощности нагревательного устройства.

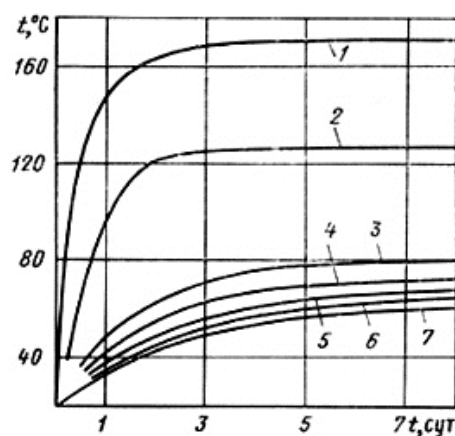


Рисунок 2.3 - Изменение температуры на забоях скважины во времени при электропрогреве: 1 - 21 кВт; 2 - 10,5 кВт; 3, 4 - 21 кВт; 5, 6, 7 - 10,5 кВт. Кривые 1, 2 - для скважин Арланского месторождения, остальные - для Ишимбайского

Эффект прогрева держится на примерно 3 - 4 мес. Повторные прогревы, как правило, будут менее эффективными.

Тепловая обработка ПЗС с циклической закачкой пара более эффективная, чем электропрогрев, при малых глубинах скважин. Количество тепловой энергии, введенное в пласт, зависит от глубины забоя скважин, так как при закачке пара от

устья до забоя происходят их тепловые потери. Практика использования этого метода показала, что закачка пара с расходом 1 т/ч на глубину 800 м вообще оказывается неэффективной, поскольку поступает на забой практически холодный конденсат. Чем выше скорость закачки пара, тем меньше их тепловые потери в НКТ.

Тепловую обработку ПЗС успешно применяют не только для интенсификации притока в добывающих скважинах, но и в нагнетательных скважинах. Тепловая обработка имеет особенное значение при переводе добывающих скважин на нагнетательные после отработки их на нефть. Особенно если содержание парафинов и асфальтосмолистых компонентов в нефти большое и пластовые температуры низкие.

При тепловой обработке ПЗС иногда используют передвижные паровые установки ППУ, которые представляют собой прямоточный паровой котел небольшой производительности, установленный на шасси грузового автомобиля, для депарафинизации НКТ в скважинах и в выкидных линиях. Производительность ППУ составляет 1 т/ч пара при давлении до 10 МПа. Температура полученного пара до 310°C. Вследствие их малой производительности для параллельной работы используется до шести ППУ, что будет экономически неэффективно.

#### 2.3.7. 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 капелек 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 два основных групп:

**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).

#### 2.3.8. Виброволновое воздействие на призабойную зоны скважин

Резкая интенсификация процесса очитки ПЗП может осуществляться с помощью воздействия упругих колебаний при обратной фильтрации, особенно при низком пластовом давлении.

Разработано два основных видов технологий - виброволнове и депрессионно-химическое воздействие (ВДХВ) и виброволнове и пенне воздействие (ВПВ).

Технологии виброволнового воздействия предназначены для:

- очистки ПЗС от глинистых остатков и фильтрата при бурении, повышения качества процесса освоения и вызова притока из пласта после бурения;
- очистки ПЗС от кольматирующих материалов после проведения ремонтных работ или действия техногенных факторов;
- повышения эффективности процесса освоения нагнетательных скважин, т.е. при переводе добывающих в фонд нагнетательных;
- оценки нефтегазоносности при бурении разведочных скважин;
- повышения производительности, увеличения профиля притока нефти для добывающих и приемистости для нагнетательных скважин, где производительность после освоения ниже потенциальной или снизилась при эксплуатации.

Под действием рядов технологических факторов в загрязненных низкопроницаемых частях терригенных коллекторов происходит:

- разупрочнение кольматирующих материалов, глинистых остатков и очистка поровых каналов пород, устранение блокирующего эффекта остаточных фаз нефти воды или газа, фильтрация флюидов в неохваченных зонах, увеличение охвата пласта по простиранию как, так и по толщине;
- улучшение фильтрационных свойств заглинизированных коллекторов;
- более интенсивное проникновение эмульсий, растворов химических реагентов или пен в пласт;
- выравнивание интенсивности реакции в зонах, имеющих различную фазовую насыщенность;
- растворение и вынос глинистого вещества и карбонатного цемента, а также вторичных продуктов реакций из ПЗС;
- очистка ПЗП от АСПО.

Для карбонатных коллекторов происходит:

- более интенсивное проникновение эмульсий, растворов химических реагентов, пен в пласт, увеличение глубины обработанных трещин и эффективности обработки ПЗП без использования специальных химических замедлителей реакций;
- расширение существующих трещин или создание новых микротрещин в ПЗП;
- выравнивание скоростей реакций в коллекторах;
- очистка ПЗП от АСПО;
- эффективное взаимодействие химреагентов и растворителей с поверхностью породы;
- улучшение профиля притока нефти и приемистости.

- растворение и вынос карбонатных осадок без образования нерастворимых вторичных продуктов после реакций в поровых каналах;

### **ВДХВ с использованием струйных насосов**

Основной областью применения такого варианта технологии являются нефтяные залежи с осложненными условиями разработки (терригенные коллекторы с повышенной глинистостью, пониженной проницаемостью; карбонатные продуктивные пласты, слоисто-неоднородные пласты).

Основные объекты применения технологии ВДХВ - вертикальные, условно вертикальные скважины, скважины с углом наклона ствола до 45°.

Сущность технологии заключается в воздействии упругими колебаниями на ПЗП с помощью гидродинамического генератора и чередовании создания депрессии и репрессии на пласт струйным насосом. При этом забойное давление выше пластового и ниже давления гидроразрыва пласта.

Такое чередование выше операций позволяет в загрязненной зоне вблизи скважины создавать большие локальные градиенты давления из пласта к стволу скважин, которые могут достигать давления гидроразрыва пласта.

Благодаря колебательным упругим деформациям образуются дополнительные трещины. Перераспределение и ослабление остаточных напряжений приводят к уменьшению смыкания трещин после сброса давления. Знакопеременные упругие деформации в пристволевой зоне и перфорационных каналах приводят к образованию сети микротрещин, что интенсифицирует приток жидкости.

Упругие колебания также способствуют выносу из ПЗП коагулирующих материалов, что очищает естественные поровые каналы в ПЗП и увеличивает гидропроводность и пьезопроводность ПЗП коллектора.

Виброволновая обработка может сочетаться с химическим воздействием путем закачки химреагентов в пласт или добавления их в рабочую жидкость при создании репрессий.

Последовательность операций, глубина, объем и вид рабочих растворов химреагентов, время реагирования определяются при анализе результатов геофизических и гидродинамических исследований с учетом геолого-физических характеристик пласта и рядов других факторов. В процессе обработок ведется контроль:

- за притоком жидкости;
- при создании репрессий и репрессий;
- за выносом колюматизирующих материалов и оценкой их природы.

Эффективность контроля над процессом существенно повышается с помощью автоматизированной системы контроля.

На рисунке 2.5 представлена схема размещения оборудования при виброволновой ОПС с использованием струйного насоса типа ИС.

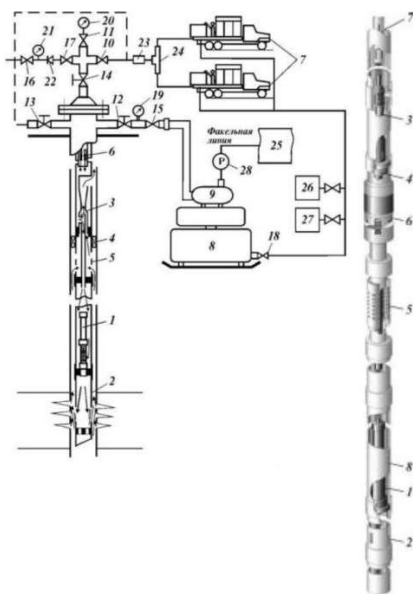


Рисунок 2.5 - Размещение оборудования при обработке ПЗС по технологии ВДХВ: 1- генератор колебаний давления; 2 - резонатор; 3 - струйный насос; 4 - пакер; 5 - спецфильтр; 6 - фильтр вставной; 7 - насосные агрегаты; 8 - емкость; 9 -



сепаратор; 10–18 - вентили; 19–21 - манометры; 22 - штуцер; 23 - фильтр; 24 - тройник БРС; 25 - амбар; 26 - емкость для рабочей жидкости; 27 - жидкость глушения; 28 – расходомер

Последовательность проведения ВДХВ с использованием струйного насоса:

- Спускают компоновку оборудования по НКТ в скважину и устанавливают её на заданной глубине.
- Производят посадку пакера.
- Закачивают в скважину рабочую жидкость с небольшим расходом для повышения забойного давления. При этом генератор и струйный насос не выходит на рабочий режим, т.е. только пропускает через себя жидкости.
- При открытом затрубном пространстве, генератор и струйный насос выходят на рабочий режим, быстро снижается давления под пакером.
- В условиях депрессии на забое осуществляется виброволновая обработка продуктивного интервала ПЗП.

### **Технология ВПВ:**

К основной области применения ВПВ относятся нефтяные залежи с осложненными условиями разработки и залежи, в которой пластовое давление выше половины, но не превосходит гидростатическое давление столба жидкости в скважине.

Основные объекты для данной технологии: горизонтальные скважины (ГС) и вторые стволы скважин, в которых традиционные методы освоения после бурения и увеличения продуктивности технически невозможны или малоэффективны, вертикальная и наклонная скважины глубиной до 6000 м.

Отличие данной технологии от первого варианта состоит в том, что для создания необходимой длительной депрессии на забое и вызова притока к скважине используются пенные системы, пропускание которых через межтрубное

пространство облегчает столб жидкости в скважине и создает условие для выноса кольтатирующих материалов из ПЗС на устье скважин.

При этом возможно комбинирование с физико-химическим воздействием, т.е. закачка в пласт ПАВ, растворителей, кислот и т.д.

На рисунке 2.6 представлена схема размещения оборудования при ПВП.

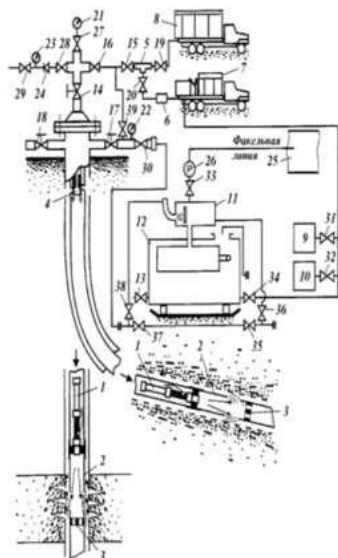


Рисунок 2.6 - Схема размещения оборудования по технологии ВПВ: 1 - генератор; 2 - резонатор; 3 - отражатель; 4 - фильтр вставной; 5 - азратор; 6 - фильтр; 7 - насосный агрегат; 8 - компрессор; 9, 10 - емкость; 11 - сепаратор; 12 — желобная емкость; 13–20 - задвижки; 21–23 - манометры; 24 - штуцер; 25 - амбар; 26 - расходомер; 27–39 - задвижки.

Последовательность проведения:

- Закачивают раствор ПАВ в скважину при открытом затрубье.
- Прокачивают воду через генератор и возбуждают пульсацию давления на забое.
- Включают компрессор и нагнетают воздух в НКТ при одновременной подачей воды. В каналах генераторов происходит интенсивное перемешивание смеси воздуха с водой и образуется высокодисперсная

пенная система, которая затем заполняет межтрубное пространство и изливается в желобной емкости через выкидную линию.

- В емкости с помощью сепаратора пена разрушается, раствор ПАВ отделяется от воздуха и после оседания грязи на дно вновь забирают и подают в аэратор, а далее опять закачивают по НКТ в скважину вместе с воздухом.
- Под действием депрессии и вибропенного воздействия частицы, загрязняющие ПЗП, выносятся из пласта, попадают в пену и по межтрубному пространству обратным потоком выносятся на устье скважин, а затем удаляются.
- Продолжительность прокачки пены зависит от степени загрязнения ПЗС и интенсивности выноса кольматирующих материалов.
- После полной разрядки скважин устанавливают генератор на другой интервал перфорации и повторяют выше операции.
- Промывают забой от скопившихся там кольматирующих материалов, и проводят комплекс ГИС и ГДИС, а также спускают скважины на эксплуатацию.

#### 2.3.9. 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. 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.

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.

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.

### **III. ТЕХНОЛОГИЯ ОБРАБОТКИ СКВАЖИНЫ КИСЛОТНЫМИ И НЕФТЕКИСЛОТНЫМИ СОСТАВАМИ НА ПРОМЫСЛОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ «БЕЛЫЙ ТИГР»**

#### **3.1. Химические реагенты, применяемые в кислотных составах и их назначения**

1. Кислота соляная (HCl) 28-32 % концентрации в соответствии с ТУ6-01-714-77, ГОСТ 857-78.

Назначение: растворение карбонатных составляющих пород, отложений солей, частичное растворение и разрушение глинистых материалов, кольматирующих призабойную зону скважин.

2. Кислота плавиковая (HF) 50 % концентрации в соответствии с ТУ 48-5-184-78.

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

3. Кислота уксусная ( $CH_3COOH$ ) 99,9% концентрации в соответствии с ГОСТ 6968-76.

Назначение: предотвращения образования осадок гидроокисей железа, алюминия и т.д. путем стабилизации pH кислотного раствора ( $\leq 2$ ).

4. Кислота нитрилотриметилфосфоновая ( $C_3H_{12}NO_9P_3$ ), кристаллический порошок, содержание основного вещества  $\geq 97\%$  и поставляется по ТУ 6-09-5283-86.

Назначение: предотвращение образования осадок гидроокиси алюминия, железа и др. путем стабилизации глинистых минералов, предупреждение образования гидрогелей.

5. Углеводородные растворители (нефть с содержанием смола и асфальтена менее 2%, дизельное топливо).

Назначение: образование кислотно-углеводородных эмульсий для:

- снижения скорости коррозии;
  - растворения АСПО.
  - замедления скорости взаимодействия кислот с породами;
6. Ингибиторы кислотной коррозии типа АП-240 АИ-600 фирмы Clearwater Inc (USA), обеспечивающие скорость кислотной коррозии не более 10 мм/год при температуре до 150°С.
  7. Поверхностно-активные вещества (ПАВ) типа эмультал, ВьетПАВ-М и др.

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

### 3.2. Базовые кислотные составы

#### 1. Соляно-кислотный раствор (СКР)

Соотношение компонентов раствора:

- |   |                     |
|---|---------------------|
| • соляная кислота (HCl)                   | 10 – 15 %,          |
| • уксусная кислота (CH <sub>3</sub> COOH) | 2 – 5 %,            |
| • ингибитор кислотной коррозии            | 1 – 5 %,            |
| • поверхностно-активное вещество          | 0,5 – 1 %,          |
| • кислота нитрилотриметилфосфоновая       | 1 – 2 %,            |
| • вода                                    | остальное до 100 %. |

Область применения СКР.

СКР применяется для обработки терригенных коллекторов скважин с повышенным содержанием карбонатных составляющих пород (более 1 %).

Предварительное нагнетание СКР перед закачкой глинокислотного раствора (ГКР) с целью снижения неэффективного расходования плавиковой кислоты на растворение карбонатов, расход СКР на предварительное нагнетание 0,1 – 0,2 м<sup>3</sup> / м вскрытой мощности.

## 2. Глинокислотный раствор (ГКР)

Соотношение компонентов раствора:

- плавиковая кислота 3 – 5 %;
- соляная кислота 8 – 10 %;
- ингибитор кислотной коррозии 1 – 5 %;
- уксусная кислота 2 – 5 %;
- поверхностно-активное вещество 0,5 – 1 %;
- кислота нитрилотриметилфосфоновая (НТФ) 1 – 2 %;
- вода остальное до 100%.

ГКР применяется для ОПЗС, вскрывающих трещиноватые, трещиновато-поровые и поровые коллекторы, характеризующиеся наличием кварцевых, силикатных и глинистых образований, при необходимости для частичного растворения пород для повышения проницаемости коллектора и продуктивности скважин.

## 3. Нефтекислотная эмульсия (НКЭ)

Дополнительными положительными свойствами НКЭ являются более глубокое проникновение в пласт, и как правило, увеличение зоны охвата воздействия, снижение коррозионной активности при стабилизации эмульсии, предупреждение образования гудронов.

Соотношение компонентов:

- соляная кислота 10 – 12 %;
- плавиковая кислота 3 – 5 %;
- уксусная кислота 2 – 3 %;
- нитрилотриметилфосфоновая кислота (НТФ) 1 – 2 %;
- эмульгатор 2 – 4 %;
- углеводородный растворитель – нефть 30 – 40 %;
- вода остальное до 100%.



Аналогично нефтекислотной эмульсии применяется дизель-кислотная эмульсия. В качестве углеводородного растворителя применяется дизельное топливо.

### 3.3. Определение расхода химреагентов на приготовление кислотных растворов

1. Объем товарной кислоты ( $V_T$ ) для приготовления 1 м<sup>3</sup> кислотного раствора:

$$V_T = \frac{10 \cdot a_3 \cdot \rho_3}{A}; \quad (3.1)$$

где:

$A$  - концентрация товарной кислоты, кг/л.

$V_T$  – объем товарной кислоты, л;

$\rho_3$  – плотность раствора кислоты при заданной концентрации, г/см<sup>3</sup>;

$a_3$  – заданная концентрация кислоты в составе, %;

Плотности растворов кислот при различной концентрации даны в приложении.

2. Расчет объема кислотного раствора для обработки скважины

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

$$V_{K.P.} = \pi \cdot R_{\text{уср}}^2 \cdot H_{\phi} \cdot m; \quad (3.2)$$

где:

$V_{K.P.}$  – объем кислотного раствора для проведения обработки, м<sup>3</sup>;

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

$H_{\phi}$  – вскрытая мощность пласта, м;

$m$  – коэффициент эффективной пористости, пустотности, трещиноватости, доля единицы.

Объем кислоты должен составлять в пределах 0,4 – 1,0 м<sup>3</sup> на 1 м вскрытой толщины пласта.

### 3. Расчет расхода вспомогательных реагентов.

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

$$V_{B.P.} = \frac{V_{K.P.} \cdot C_P}{100}; \quad (3.3)$$

где:

$V_{B.P.}$  – количество вспомогательного реагента для обработки, м<sup>3</sup>;

$V_{K.P.}$  – количество кислотного раствора, м<sup>3</sup>;

$C_P$  – концентрация реагента в кислотном растворе, %.

## 3.4. Технология приготовления кислотных составов

### 1. Солянокислотный раствор (СКР)

Последовательность приготовления:

- в емкость для приготовления СКР набирают  $\approx 0,5V_{K.P.}$  пресной технической воды и затворяют в ней расчетный объем уксусной кислоты ( $\approx 0,02V_{K.P.}$ ).
- в раствор добавляют расчетное количество товарной соляной кислоты ( $\approx 0,3V_{K.P.}$ ), и затем все вспомогательные химреагенты в определенных количествах (по формуле 3.3)
- в полученный раствор доливают пресную техническую воду до общего объема раствора  $V_{K.P.}$  и все перемешивают насосом до получения однородного состояния (около 15 мин.).

### 2. Глинокислотный раствор (ГКР)

Последовательность приготовления:

- в емкость (емкости) для приготовления ГКР набирается  $\approx 0,5V_{K.P.}$  пресной технической воды и затворяется в ней расчетное количество уксусной кислоты ( $\approx 0,02V_{K.P.}$ );

- добавляется расчетный объем товарной соляной кислоты ( $\approx 0,25V_{К.Р.}$ ) и добавляют все вспомогательные реагенты в количествах, определяемых по формуле 3.3;
- добавляется расчетный объем товарной плавиковой кислоты ( $\approx 0,09V_{К.Р.}$ ) в полученный раствор доливается пресная техническая вода до общего объема раствора равного  $V_{К.Р.}$  и все перемешивается насосом до получения однородного раствора (около 15 мин.).

### 3. Нефтекислотная эмульсия

Последовательность приготовления:

Нефтекислотная эмульсия (НКЭ) образуется в процессе одновременной закачки нефти и кислотного раствора через смеситель в скважину.

Порядок закачки нефтекислотной эмульсии указан в п. 3.6.

### **3.5. Технические средства, используемые при проведении кислотных обработок**

Для приготовления и закачки кислотных составов должно использоваться стандартное оборудование нефтекислотостойкого исполнения, обеспечивающее:

- Непрерывность технологического процесса;
- Качественное приготовление составов;
- Необходимые давления и производительность на каждом этапе осуществления приготовления и закачки составов;
- Безопасные условия проведения работ.

Для достижения перечисленных требований, используется следующее оборудование (или его аналоги с характеристикой не ниже базовой):

- Цементировочные агрегаты: ЦА – 320, АН – 400
- Насосы высокого давления типа: TWS – 250, 600

- ТWS №1 для закачки кислотного раствора (нагнетательная линия выполняется из труб с быстроразъемными соединениями (БРС), приемная линия от емкостей выполняется специальными шлангами с БРС);
- ТWS №2 для закачки нефти (приемная и нагнетательная линии выполняются из труб с БРС);
- Технологические емкости в коррозионностойком исполнении (пластиковые и др.):  $V = 8-10 \text{ м}^3$
- Насос НМ мембранного типа для подачи химреагента с  $Q = 250 \text{ л/ч}$  с приводом от воздухопроводов 6 – 8 атм. в системе МСП.

Принципиальные технологические схемы размещения оборудования, трубопроводов и запорной арматуры при проведении кислотных обработок представлены на рисунках 3.1, 3.2 и 3.3.

Все оборудование, используемое при кислотных обработках должно быть во взрывобезопасном исполнении.

### **3.6. Технология обработки скважины кислотными и нефтекислотными составами. Последовательность операций**

1. Для проведения обработок скважин с целью увеличения их продуктивности (приемистости) выбираются скважины:

- из скважин законченных бурением, не давших ожидаемый, на основании геофизических исследований (ГИС) и данных по продуктивности эксплуатируемых скважин-аналогов, приток нефти при испытании;
- из скважин, имеющих продуктивность (приемистость) ниже соответствующей естественному потенциалу пласта;
- из скважин, имеющих положительный скин-фактор;
- из скважин, у которых по результатам ГДИ произошло снижение проницаемости ПЗП;

- из скважин, вступающих в эксплуатацию из длительного бездействия, из консервации или контрольного фонда;
- из скважин, при переходе на вышележащие горизонты, при подключении дополнительных ранее не работавших интервалов.

2. После выбора скважины под обработку ПДНГ совместно с НИПИморнефтегаз (при необходимости) выбирают вид кислотного раствора (СКР, ГКР, НКЭ).

3. Для проведения обработки по каждой скважине составляется «План проведения обработки призабойной зоны (ОПЗ) скважины кислотным составом» включающий в себя:

- данные по скважине;
- текущее состояние скважины;
- цель проведения обработки;
- ранее проведенные работы по скважине;
- данные ГДИ скважины до ОПЗ;
- подготовительные работы;
- последовательность операций при ОПЗ;
- меры безопасности.

4. По геолого-физическим характеристикам пласта и конструкции скважины производится расчет объемов закачиваемых жидкостей:

- кислотного раствора по формуле (1,2,3);
- продавочной жидкости при кислотной обработке:

$$V_{п.р.} = V_{НКТ} + kV_0; \quad (3.4)$$

Где

$V_{НКТ}$  – объем НКТ от устья до башмака,  $м^3$ ;

$V_0$  – объем эксплуатационной колонны от башмака НКТ до нижних отверстий интервала перфорации или до забоя при открытом стволе,  $м^3$ ;

$k$  – коэффициент увеличения объема продаваемой жидкости, который зависит от:

- геолого-физических характеристик обрабатываемого пласта;
- количества операций ОПЗ, проведенных на скважине;
- типа кислотной обработки.

Данный коэффициент рассчитывается индивидуально для конкретной скважины и типа кислотной обработки.

5. Приготовить на базе УИДН БПО ПДНГ кислотный раствор в расчетном объеме по п.3.6. Состав кислотного раствора и порядок его приготовления определены в пункте 3.3.

6. Доставить на место проведения работ (МСП) емкости с кислотным раствором, химические реагенты, кислотные насосы типа TWS-250, дозировочный насос типа НМ, контейнеры ЗИП.

7. Выполнить расстановку оборудования для проведения кислотной обработки (СКР, ГКР) согласно схем (рисунок 3.1, 3.2) и обвязать приемные, нагнетательные линии с насосами.

Нагнетательная линия для закачки кислотного раствора выполняется из труб с БРС, приемная линия от емкостей выполняется специальными шлангами с БРС;

Насосный агрегат ЦА-320 для продавки водой кислотного раствора КР в пласт; используется линия глушения, выполненная по проекту строительства МСП;

Насос НМ для подачи химреагента на прием насоса 9МГР (рисунок 3.2). Нагнетательная линия от НМ собирается из труб с быстроразъемными соединениями (БРС) или шланга высокого давления с БРС;

В качестве нагнетательной линия от насоса 9МГР (9Т) до скважины используется линия глушения, выполненная по проекту строительства МСП;

Насосы типа TWS со штатными расходомерами для закачки кислотного раствора (КР).

8. 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), НМ. Приемную линию от буферной емкости (БЕ) МСП до насоса 9МГР, TWS №2 опрессовать водой на полуторократное рабочее давление в БЕ.

9. Заменить объем скважины на подготовленную (обезвоженную) в БЕ МСП дегазированную нефть насосом 9 МГР по линии глушения, выполненной по проекту строительства МСП, с подачей ПАВ-0,5-3% в первую порцию, равную объему НКТ от дозирочного насоса согласно схемы (рисунок 3.2).

- шлангами с БРС;
- насосный агрегат ЦА-320 для продавки водой кислотного раствора в пласт; используется линия глушения, выполненная по проекту строительства МСП;
- насос НМ для подачи химреагента на прием насоса 9МГР (рисунок 3.2). Нагнетательная линия от НМ собирается из труб с быстроразъемными соединениями (БРС) или шланга высокого давления с БРС;
- в качестве нагнетательной линия от насоса 9МГР (9Т) до скважины используется линия глушения, выполненная по проекту строительства МСП;
- Насосы типа TWS со штатными расходомерами для закачки кислотного раствора.

Определить приемистость скважины с ЦА закачкой морской воды в объеме не более объема НКТ при давлении не выше 320 атм., при оборудовании скважины без пакера ВСО – не более давления опрессовки эксплуатационной колонны.

При низком пластовом давлении в скважине, приемистость определяется путем прокачки расчетного объема дизельного топлива из емкости кислотным насосом TWS.

Тип жидкости для определения приемистости скважины подбирается для каждой скважины индивидуально и отражается в плане работ.

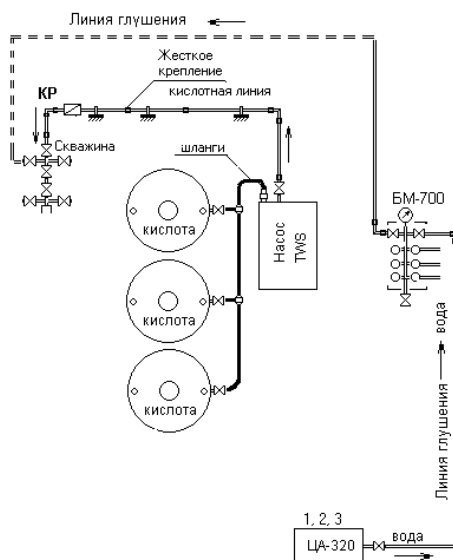


Рисунок 3.1 - Схема размещения оборудования на верхней палубе МСП при кислотной обработке скважин.

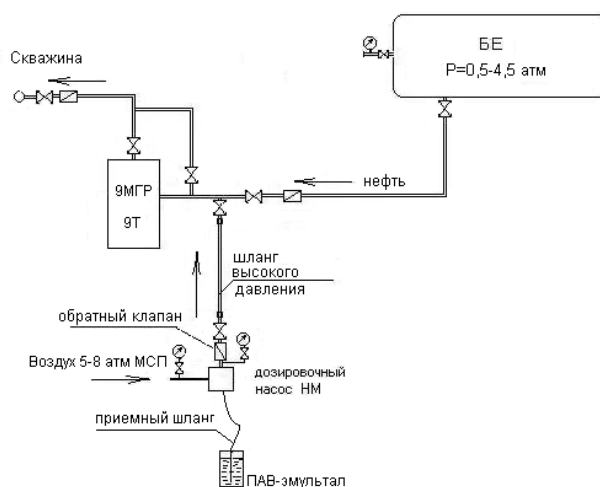


Рисунок 3.2 - Схема подключения дозирочного насоса НМ к приемной линии насоса 9МГР (9Т).



10. При закрытом затрубном пространстве закачать в скважину расчетное количество КР насосом TWS из кислотных емкостей.

11. Продавить КР в пласт расчетным количеством продавочной жидкости – водой агрегатом ЦА-320, нефтью из БЕ МСП насосом 9МГР (согласно плану работ) или дизельным топливом насосом TWS. Давление продавки КР должно быть не более параметров указанных в п. 3.6.8. Продавку кислоты необходимо проводить при максимально возможном допустимом давлении и расходе для более глубокого и равномерного проникновения раствора в пласт.

12. Закрыть скважину на реагирование в течение 15-30 минут. После продавки КР, промыть нагнетательные линии водой, приступить к освоению скважины. Освоить скважину газлифтом на блок освоения или НГС до получения устойчивого притока нефти.

13. Выполнить расстановку оборудования для проведения НКЭ согласно схемы (рисунок 3.3) и обвязать приемные, нагнетательные линии с насосами.

- Насос НМ для подачи химреагента на прием насоса TWS №2. Нагнетательная линия от НМ собирается из труб с быстроразъемными соединениями (БРС) или шланга высокого давления с БРС;
- Насос TWS №1 со штатным расходомером для закачки кислотного раствора. Нагнетательная линия выполняется из труб с БРС, приемная линия от емкостей выполняется специальными шлангами с БРС;
- Насос TWS №2 со штатным расходомером для закачки нефти. Приемная и нагнетательная линии выполняются из труб с БРС; приемная линия от насоса соединяется к стояку линии обратной циркуляции, выходящему на верхнюю палубу МСП.
- подача нефти осуществляется по линии обратной циркуляции из буферной емкости (БЕ), выполненной по проекту строительства МСП, через линию с БРС к приему насоса TWS №2;

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

15. Заменить объем скважины на подготовленную (обезвоженную) в БЕ МСП дегазированную нефть насосом 9 МГР по линии глушения, выполненной по проекту строительства МСП, с подачей ПАВ-0,5-3% в первую порцию, равную объему НКТ от дозирочного насоса согласно схемы (рисунок 3.3).

Определить приемистость скважины с ЦА закачкой морской воды в объеме не более объема НКТ при давлении не выше 320 атм., при оборудовании скважины без пакера ВСО – не более давления опрессовки эксплуатационной колонны.

При низком пластовом давлении в скважине, приемистость определяется путем прокачки расчетного объема дизельного топлива из емкости кислотным насосом TWS.

Тип жидкости для определения приемистости скважины подбирается для каждой скважины индивидуально и отражается в плане работ.

16. При закрытом затрубном пространстве закачать в скважину расчетное количество КР насосом TWS №1 из кислотных емкостей и одновременно насосом TWS №2 подготовленную нефть из БЕ МСП (рисунок 3.3.).

17. Продавить насосом TWS №2 КР в пласт расчетным количеством продавочной жидкости – нефтью из БЕ МСП. Давление продавки КР должно быть не более параметров указанных в п. 3.6. Продавку кислоты необходимо проводить при максимально возможном давлении и расходе для более глубокого и равномерного проникновения раствора в пласт.

18. Закрыть скважину на реагирование в течение 15-30 минут. После продавки КР, промыть нагнетательные линии водой, приступить к освоению скважины. Освоить газлифтом скважину на блок освоения или НГС до получения устойчивого притока нефти.

19. При проведении ОПЗ скважины с судна последовательность работ практически не отличается от работ, указанных в п. 3.6. Отличие состоит в том, что оборудование для проведения ОПЗ размещается на палубе судна, а выкидная линия насосного агрегата представляет собой шланг высокого давления, который соединяется с линией, собранной из труб с БРС, на верхней палубе платформы (рисунок 3.4).

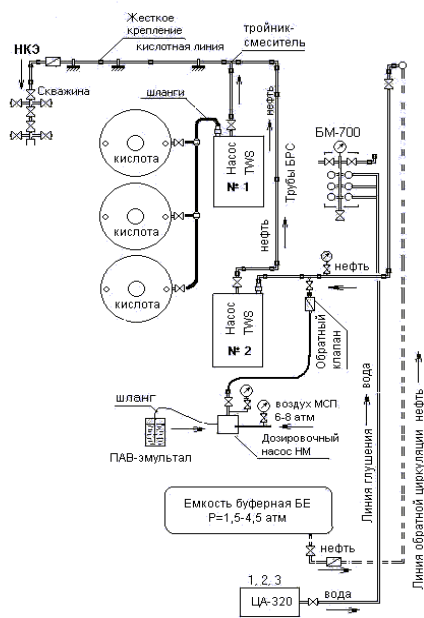


Рисунок 3.3 - Схема размещения оборудования на верхней палубе МСП при обработке скважин нефтекислотной эмульсией.

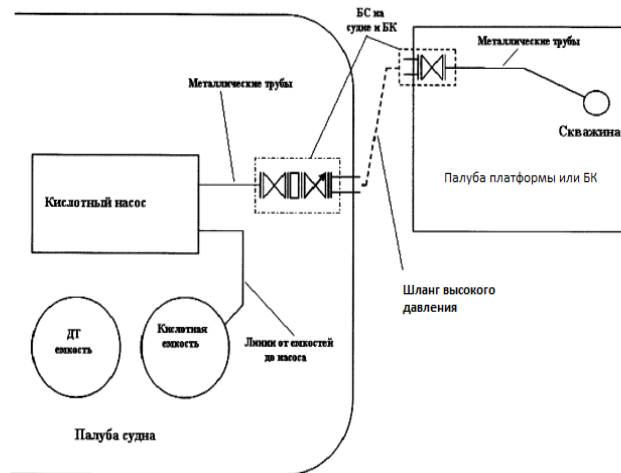


Рисунок 3.4 - Схема размещения оборудования на судне и соединения с верхней палубой МСП (БК).

### 3.7. Порядок проведения опытно-промысловых испытаний новых кислотных составов и технологий.

1. Дальнейшее усовершенствование методов интенсификации должно опираться на тщательное изучение передового опыта в этой области и дальнейшее развитие сотрудничества с ведущими компаниями.

2. При выявлении перспективного направления тщательно изучить возможность его адаптации к условиям месторождений СП «Вьетсовпетро».

3. Выбранные составы и технологии исследуются отделами и лабораториями НИПИморнефтегаз с учетом всех положительных и отрицательных моментов их влияния на технологическое оборудование и процессы (э/к, ВСО, подготовка нефти, коррозия труб и оборудования, влияние на коллекторские свойства пород и др.).

4. По результатам исследований НИПИ выдает заключение о возможности применения предлагаемых составов и технологий руководству СП для рассмотрения и утверждения.

5. После утверждения заключения соответствующий отдел НИПИ совместно с ОГиРМ СП, ПТО СП и ПДНГ разрабатывает «Программу проведения

опытно-промысловых работ (ОПР) с подбором объектов испытаний, поставкой необходимых реагентов, сроками исполнения и указанием ответственных лиц.

6. Проведение ОПЗ должно обеспечиваться имеющимся в СП технологическим оборудованием для закачки составов.

### **3.8. Определение технологической и экономической эффективности применения кислотных обработок**

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

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

Технологическая эффективность после работ по интенсификации добычи нефти определяется дополнительно накопленной добычей нефти, т.е. суммарным количеством дополнительно добытой нефти (закачанной жидкости заводнения) за счет применения метода. Дополнительно накопленная добыча нефти (закачка воды) по скважине, тн (м3) определяется по формуле:

$$Q_{НАК} = Q_{\phi} - Q_{БАЗ}; \quad (3.5)$$

где:

$Q_{\phi}$  - суммарное фактическое количество добытой нефти (закачки воды) за расчетный период, тн (м3);

$Q_{БАЗ}$  - суммарное базовое количество добытой нефти (закачки воды), тн (м3);

$Q_{БАЗ}$  определяется по формуле:

$$Q_{БАЗ} = q_0 \cdot N \cdot K_{ЭК} \cdot \frac{1 - K_n}{1 - K_n}; \quad (3.6)$$

где:

$q_0$  - средний суточный дебит скважины за месяц, предшествующий ОПЗ, тон/скв. сут.;

$N$  - календарное число дней в месяце, сут;

$K_{ЭК}$  - коэффициент эксплуатации скважин, доли ед.;

$K_n$  - коэффициент падения дебита в период предшествующий ОПЗ, доли ед.;

$t$  - период оценки после проведения ОПЗ, мес.

Прогнозируемое суммарное количество добытой нефти (закаченной воды) определяется суммированием  $Q_{баз}$  (формула 3.6) по всем объектам обработанным рассматриваемым методом ИДН.

Период определения значения коэффициента падения дебита  $K_n$  до проведения мероприятия по ИДН должен составлять не менее 3 месяцев.

Общая оценка эффективности метода интенсификации должна проводиться за период, в течение которого дебит нефти (закачки воды) снизится до его базового значения, т.е. за весь период продолжительности эффекта  $T_{эф}$  от ИДН.

При продолжительности эффекта более трех месяцев, расчетное время эффекта  $T_{эф}$  определяется по формуле:

$$T_{эф} = \frac{\lg(q_0 \cdot K_{ЭК} / q_1 \cdot K_{ЭК1})}{\lg K_{n1} / K_n} \quad (3.7)$$

где:

$q_0, K_{ЭК}, K_n$  - то же, что в формуле 3.6;

$q_1, K_{ЭК1}, K_{n1}$  - среднесуточный дебит, коэффициент эксплуатации, коэффициент падения дебита после ИДН и выхода скважины на стабильный режим работы.

По истечении  $T_{эф}$  (прекращения эффекта интенсификации) периодически (раз в квартал, полугодие, год) определяется количество фактически добытой по скважине нефти (закаченной воды) и сравнивается с базовыми показателями.

Расчет экономической эффективности проведения обработки кислотными составами основан на принципе расчета выручки от реализации товарной продукции (дополнительной добычи нефти), которая определяется следующим образом:

$$ЧП = B - R - Э - N - З_{СП}, \quad (3.8)$$

где:

ЧП – чистая прибыль СП;

B – выручка от реализации дополнительного объема нефти, полученного в результате проведенного мероприятия;

R – налог на недра «Роялти»;

Э – налог на экспорт;

N – налог на прибыль;

ЗСП – фактические затраты СП связанные с проведением мероприятия и добычей дополнительной нефти за анализируемый период.

#### **IV. ПРОВЕДЕНИЕ ОБРАБОТКИ ПЗП В СКВАЖИНЕ № 7006 БК- 8 НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «БЕЛЫЙ ТИГР»**

##### **4.1. Техническое состояние скважины 7006 БК-7**

Категория скважины: эксплуатационная скважина.

Эксплуатационные колонны (эк.к) 245x194x140 мм:

- Колонна D245мм с длиной 3390, рассчитанной по глубине от 0 м до 3390 м, толщиной стенки 11,2 мм из стали групп прочности «Д»;
- Колонна D194мм длиной 184м, рассчитанной от глубины 3390 до 3574 м, толщиной стенки 9,17 мм из стали групп прочности «N.80»;
- Колонна D140мм длиной 326м, рассчитанной от глубины 3574 до 3900 м, толщиной стенки 9,17 мм из стали групп прочности «N.80»;

Колонна D245x194x140мм была опрессована под морской водой на 260 атм.

– герметично.

Башмак эк.к находится на глубине 3900 м.

Подъем колонны цемента после обсадных колонок до скважины равномерен (по данным геофизического анализа);

Глубина искусственного забоя: 3686м;

Эксплуатационный объект: Н.О;

Интервал перфорации: 3596-3644м;

Открытый ствол диаметром D114мм: 3900-3980м.

Насосно-компрессорные трубы НКТ:

- НКТ D89мм, толщина стенки 6,45мм, сталь групп прочности «P-10C», типа хорька, общей длиной 152м, рассчитанной от 0 до 152м.
- НКТ D73мм: толщина стенки 5,51 мм, сталь групп прочности «P-105», тип мангуста, длиной 3433м, рассчитанной от 152 до 3585м.

Башмак НКТ находится на глубине 3585м;

Фонтанная арматура IKS – 100/80-350.



Эффективная толщина: 80 м (по геофизическим материалам);

Средняя пористость продуктивных пластов от 2,6 до 11%.

Проницаемость: 21 мД;

Среднее содержание карбоната: 2,6%;

Содержание глины: нет;

Тип коллектора: трещиноватый;

#### 4.2. Текущее состояние скважины

Скважина была введена в эксплуатацию:

- Давление на забое  $P_z = 31 \text{ атм}$ ,
- Дебит нефти  $Q_n = 271 \text{ т/сут}$ ,
- Дебит газа  $Q_g = 171470 \text{ м}^3 / \text{сут}$ ;

Через некоторое время разработки, состояние скважины сильно ухудшилось, в результате, приходилось применить какое-то мероприятие по интенсификации приток нефти.

В 2014г проводили обработку ПЗС 7006 с помощью химических реагентов.

Состояние скважины до обработки:

- Давление на забое  $P_z = 74 \text{ атм}$ ,
- Дебит нефти  $Q_n = 52,2 \text{ т/сут}$ ,
- Дебит газа  $Q_g = 3948 \text{ м}^3 / \text{сут}$ ;
- Температура на забое  $T = 34 - 52^\circ \text{C}$
- Обводненность продукции скважины  $S = 20\%$ .

**Цель работы:** интенсификация притока ( увеличение продуктивности) скважины.

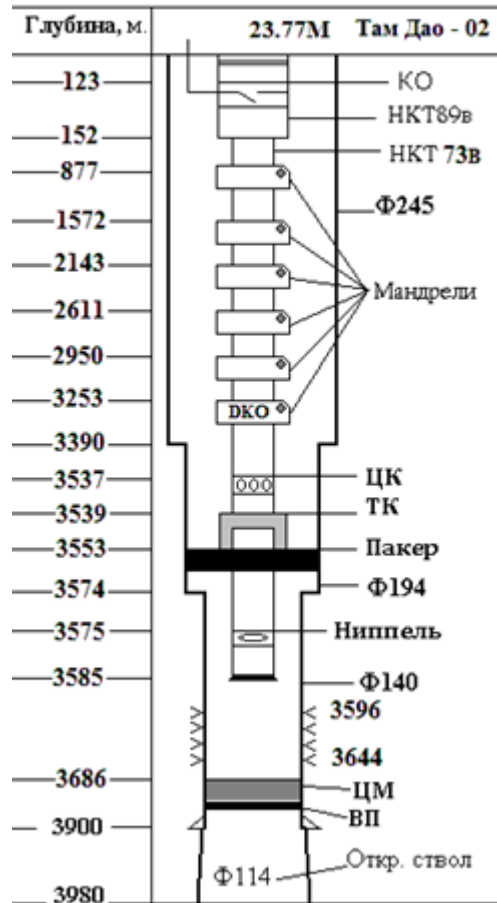


Рисунок 4.1 - схема структуры эксплуатационной скважины № 7006.

### 4.3. Расчет необходимых параметров

#### 4.3.1. Расчёт объёмов колонн:

Определение объёмов колонны:

$$V = \sum_{i=1}^n l_i \cdot \pi \cdot r_i^2, \quad \text{м}^3 \quad (4.1)$$

где:

$l_i$  - длина  $i$ -ой ступени колонны, соответственной внутреннему радиусу

$$r_i = \frac{D_i - 2\delta_i}{2}, \text{м} \quad (4.2)$$

$D_i$  - наружный диаметр  $i$ -ой ступени колонны;  $\delta_i$  - толщина стенки  $i$ -ой ступени колонны;

Колонный НКТ:

НКТ с D89 мм:  $l_1 = 152$  м;  $\delta_1 = 0,00645$  м;  $D_1 = 0,089$  м;

НКТ с D73 мм:  $l_2 = 3433$  м;  $\delta_1 = 0,00551$  м;  $D_1 = 0,073$  м.

Поставляя эти значения в формулу (4.1) получим:

$$V_{НКТ1} = 152 \cdot \pi \cdot \left( \frac{0,0089 - 2 \cdot 0,00645}{2} \right)^2 = 0,69 \text{ м}^3,$$

$$V_{НКТ2} = 3433 \cdot \pi \cdot \left( \frac{0,0073 - 2 \cdot 0,00551}{2} \right)^2 = 10,36 \text{ м}^3,$$

$$V_{НКТ} = 0,69 + 10,36 = 11,05 \text{ м}^3.$$

Объём эксплуатационной колонны от 3585 до 3900 м:  $l = 315$  м,  $\delta = 0,00917$  м,  $D = 0,14$  м.

Поставляя эти значения в формулу (4.1) получим:

$$V_{ЭК} = 315 \cdot \pi \cdot \left( \frac{0,14 - 2 \cdot 0,00917}{2} \right)^2 = 3,66 \text{ м}^3.$$

Объём вскрытой зоны пласта (вскрытого ствола) определяется по формуле:

$$V_{вскр.з} = h \cdot \pi \cdot r^2, \quad \text{м}^3 \quad (4.3)$$

где:  $V_{вскр.з}$  - Объём вскрытой зоны пласта,  $\text{м}^3$ ;

$h$  - вскрытая толщина пласта, м;

$r$  - радиус вскрытой зоны пласта, м.

Поставляя в формулу (4.3), получим:  $V_{отк.з} = 80 \cdot \pi \cdot \left( \frac{0,114}{2} \right)^2 = 0,82 \text{ м}^3.$

Объём от башмака до забоя:  $V_0 = V_{ЭК} + V_{отк.з} = 3,66 + 0,82 = 4,48 \text{ м}^3.$

Объём эксплуатационной колонны:

Эксплуатационная колонна с D245:  $l_1 = 3390$  м;  $\delta_1 = 0,0112$  м;  $D_1 = 0,245$  м;

Эксплуатационная колонна с D194:  $l_2 = 184$  м;  $\delta_1 = 0,00917$  м;  $D_1 = 0,194$  м.

Эксплуатационная колонна с D140:  $l_3 = 326$  м;  $\delta_1 = 0,00917$  м;  $D_1 = 0,140$  м.

Поставляя в формулу (4.1), получим:

$$V_{\text{ЭК1}} = 3390 \cdot \pi \cdot \left( \frac{0,245 - 2,0,0112}{2} \right)^2 = 131,93 \text{ м}^3,$$

$$V_{\text{ЭК2}} = 184 \cdot \pi \cdot \left( \frac{0,194 - 2,0,00917}{2} \right)^2 = 4,46 \text{ м}^3,$$

$$V_{\text{ЭК3}} = 326 \cdot \pi \cdot \left( \frac{0,140 - 2,0,00917}{2} \right)^2 = 3,79 \text{ м}^3$$

Общий объём эксплуатационных колонн:

$$V_{\text{ЭК}} = V_{\text{ЭК1}} + V_{\text{ЭК2}} + V_{\text{ЭК2}} = 131,93 + 4,46 + 3,79 = 140,18 \text{ м}^3.$$

#### 4.3.2. Расчет объема кислотного раствора для обработки скважины.

Необходимый объем кислотного раствора на 1 м вскрытой толщины пласта рассчитывается по формуле 3.2 (в разделе III):

$$V_{\text{К.Р.}} = \pi \cdot R_{\text{уср}}^2 \cdot H_{\phi} \cdot m$$

Объем кислоты должен составлять в пределах 0,4 – 1,0 м<sup>3</sup> на 1 м вскрытой толщины пласта.

Принимая  $R_{\text{уср}} = 3 \text{ м}$ , получим:

$$V_{\text{К.Р.}} = \pi \cdot 3^2 \cdot 0,026 = 0,75 \text{ м}^3$$

В нашем случае скважина загрязнена глинистым раствором при ремонте скважин. Предполагаем выбрать 0,25 м<sup>3</sup> соляно-кислотный раствор и 0,5 м<sup>3</sup> глинокислотный раствора на 1 м вскрытой толщины пласта.

#### 4.3.3. Определение расхода реагентов для приготовления кислотных растворов

Необходимый объем товарной кислоты ( $V_T$ ) на приготовление 1 м<sup>3</sup> кислотного раствора определяется по формуле 3.1 (в разделе III):

$$V_T = \frac{10 \cdot a_3 \cdot \rho_3}{A}$$

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

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 на два последовательных этапа:

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

Для соляно-кислотного раствора:

Соотношение компонентов раствора:

- соляная кислота (HCl) 13 %,
- уксусная кислота (CH<sub>3</sub>COOH) 3 %,
- ингибитор кислотной коррозии 4 %,
  - П-240 2 %,
  - АІ-600 2 %,
- поверхностно-активное вещество 1 %,
- кислота нитрилотриметилфосфоновая 0,5 %,
- вода остальное до 100 %.

Объем чистой кислоты, необходимой для приготовления 1 м<sup>3</sup> раствора

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

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

Для глинистого раствора:

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 %;
- кислота нитрилотриметилфосфоновая (НТФ) 1 %;
- эмульгатор 3 %.
- вода остальное до 100%.

Объем чистой кислоты, необходимой для приготовления 1 м<sup>3</sup> раствора

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

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

$$V_{\text{CH}_3\text{COOH} - 97\%} = \frac{10 \cdot a_3 \cdot \rho_3}{A} = \frac{10 \cdot 2 \cdot 1,0012}{1,025} = 19,5 \text{ л} = 0,02 \text{ м}^3$$

#### 4.3.4. Расчет расхода вспомогательных реагентов.

Необходимое количество вспомогательных реагентов – ингибиторы коррозии, комплексообразователи, поверхностно – активные вещества и др. определяется по формуле 3.3 (в разделе III):

$$V_{\text{в.р.}} = \frac{V_{\text{к.р.}} \cdot C_{\text{р}}}{100},$$

Вскрытая толщина: 80м.

Для соляно-кислотного раствора:

Объем соляно-кислотного раствора:  $V_{\text{скр}} = 80 \cdot 0,25 = 20 \text{ м}^3,$

Объём ингибиторов коррозии:

- $V_{\text{AI-240}} = \frac{20 \cdot 2}{100} = 0,4 \text{ м}^3,$

- $V_{\text{AI-360}} = \frac{20 \cdot 2}{100} = 0,4 \text{ м}^3,$

Объём ПАВ:  $V_{\text{ПАВ}} = \frac{20 \cdot 1}{100} = 0,2 \text{ м}^3,$

$$\text{Объём НТФ: } V_{\text{НТФ}} = \frac{20.0,5}{100} = 0,1 \text{ м}^3,$$

Для глино-кислотного раствора:

$$\text{Объём глино-кислотного раствора: } V_{\text{скр}} = 80 \cdot 0,5 = 40 \text{ м}^3,$$

Объём ингибиторов коррозии:

- $V_{\text{АИ-240}} = \frac{40.2}{100} = 0,8 \text{ м}^3,$

- $V_{\text{АИ-360}} = \frac{40.2}{100} = 0,8 \text{ м}^3,$

$$\text{Объём ПАВ: } V_{\text{ПАВ}} = \frac{40.0,5}{100} = 0,2 \text{ м}^3,$$

$$\text{Объём НТФ: } V_{\text{НТФ}} = \frac{40.1}{100} = 0,4 \text{ м}^3,$$

$$\text{Объём эмульгатора: } V_{\text{Эмул}} = \frac{40.3}{100} = 1,2 \text{ м}^3.$$

#### 4.3.5. Расчет общего объема раствора кислот.

Соляно-кислотный раствор

Общий объем чистого компонента в соляно-кислотном растворе:

$$\begin{aligned} V_{\text{об-скр}} &= V_{\text{HCl-30\%}} \cdot H_{\text{эф}} + V_{\text{CH}_3\text{COOH-97\%}} \cdot H_{\text{эф}} + V_{\text{АИ-240}} + V_{\text{АИ-600}} + V_{\text{ПАВ}} + V_{\text{НТФ}} \\ &= (20 \cdot 0,336) + (20 \cdot 0,029) + 0,4 + 0,4 + 0,2 + 0,1 = 8,4 \text{ м}^3 \end{aligned}$$

$$\text{Объём воды: } V_{\text{Воды}} = V_{\text{скр}} - V_{\text{об.скр}} = 20 - 8,4 = 11,6 \text{ м}^3.$$

Глино-кислотный раствор

Общий объем чистых компонентов в глиняном-кислотном растворе:

$$\begin{aligned} V_{\text{об-гкр}} &= V_{\text{HCl-35\%}} \cdot H_{\text{эф}} + V_{\text{HF-32\%}} \cdot H_{\text{эф}} + V_{\text{CH}_3\text{COOH-97\%}} \cdot H_{\text{эф}} + V_{\text{АИ-240}} + V_{\text{АИ-600}} + V_{\text{ПАВ}} + V_{\text{НТФ}} + V_{\text{Э}}, \\ &= (40 \cdot 0,255) + (40 \cdot 0,085) + (40 \cdot 0,02) + 0,8 + 0,8 + 0,2 + 0,4 + 1,2 = 17,8 \text{ м}^3 \end{aligned}$$

$$\text{Объём воды: } V_{\text{Воды}} = V_{\text{скр}} - V_{\text{об.гкр}} = 40 - 11,6 = 28,4 \text{ м}^3.$$

Объём нефти, используемого для приготовления нефtekислотной эмульсии (на основе глино-кислотного раствора) по отношению к объему ГКР (4:6):

$$V_{\text{нефти}} = \frac{4}{6} V_{\text{скр}} = \frac{4}{6} \cdot 40 = 27 \text{ м}^3.$$

#### **4.4. Последовательность приготовления кислотных растворов**

##### Технология приготовления 20 м3 СКР

- В емкость (емкости) для приготовления СКР вливается 5,8 м3 пресной технической воды и затворяется в ней 0,58 м3 уксусной кислоты СНЗСООН.
- в раствор добавляется 6,72 м3 товарной соляной кислоты НСІ ,а затем вспомогательные реагенты в количествах: 0,4 м3 ингибитор коррозии АП-240, 0,1 м3 НТФ и 0,2 м3 ПАВ.
- полученный раствор перемешивается насосом до получения однородного раствора (около 15 мин.) и вливается в емкость 8 – 10 м3 для перевозки на платформу.
- 5,8 м3 пресной технической воды и 0, м3 ингибитор коррозии АІ-600 доливаются на платформе перед проведением работы.

##### Технологии приготовления 40 м3 ГКР

- в емкость (емкости) для приготовления ГКР набирается 14,2 м3 пресной технической воды и затворяется в ней 0,8 м3 уксусной кислоты СНЗСООН;
- добавляется 10,2 м3 товарной соляной кислоты НСІ и добавляют вспомогательные реагенты в количествах: 0,8 м3 ингибитор коррозии АП-240, 0,4 м3 НТФ и 0,2 м3 ПАВ.
- добавляется 3,4 м3 товарной плавиковой кислоты НF 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.
- 14,2 м3 пресной технической воды и 0,8 м3 ингибитор коррозии АІ-600 доливаются на платформе перед проведением работы.

#### **4.5. Подготовительные работы:**



Таблица 4.1 - Подготовка химических реагентов и оборудования при ОПЗ

№	Наименование работы	Технические требования
4.5.1	Подготовить на базе ПДНГ: Соляно-кислотный раствор (СКР) Глино-кислотный раствор (ГКР) Оборудование	По согласованию с руководством ПДНГ, НИПИ и ПТО СП. Согласно РД VSP-000-KTSX-616 от 01.08.2012г.
4.5.2	Завезти на техническую базу скважины (ТБС) необходимые химические реагенты и оборудования	Количество химических реагентов и размер перевозимого оборудования на ТБС согласовать с ПМТиВР. При установке закрепить оборудование оттяжками, при необходимости прихватить сваркой. Произвести заземление стальной ёмкости под дизельным топливом (ДТ).
4.5.3	Монтаж линии дизельного топлива на ТБС.	Линия подачи ДТ от дизельной ёмкости ТБС, до стальной ёмкости под ДТ согласно технологической схеме. Линия подачи ДТ от ёмкостей ДТ до насоса SSP-500. Обеспечить герметичность при $P_{раб} = 1 \text{ атм}$
4.5.4	Монтаж кислотной линии на ТБС.	Линия от кислотных ёмкостей до насоса SSP-500 Обеспечить герметичность при $P_{раб} = 1 \text{ атм}$
4.5.5	Монтаж линии подачи кислотного раствора с ТБС на БК-7 (скв.7006)	Линия от насоса SSP-500 на палубе ТБС до скважины. Произвести опрессовку линии морской водой $P = 300 \text{ атм}$ в течение 10мин - герметично.
4.5.6	Определение уровня жидкости в затрубном пространстве	Перед проведением ОПЗ необходимо определить уровень жидкости в затрубном пространстве
4.5.7	Закачка ДТ в стальной ёмкости	В объёме $V = 40 \text{ м}^3$ Во время закачки строго соблюдать правила противопожарной безопасности и не разрешить ведение огневых работ на ТБС.
4.5.8	Составить акт готовности скважины и оборудования к проведению работ по ОПЗ	Получить разрешение на ОПЗ от представителя ЦБВРиООС, при его отсутствии копию акта отправить в ЦБВРиООС для получения разрешения Во время ОПЗ и освоения соблюдать требования VSP-SR-03

## 4.6. Технология проведения ОПЗ:

Таблица 4.2 – Проведение ОПЗ

№	Наименование работы	Технические требования	Примечание
4.6.1	Закачка ДТ для проверки герметичности мандрели и пакера	Закачать в объёме – 10 м <sup>3</sup> ДТ в НКТ при закрытом затрубном пространстве.	$P_{max}$ при закачки = $0,8P_{max}$ при опрессовке кислотной линии
4.6.2	Определение уровня жидкости в затрубном пространстве	После закачки ДТ необходимо определить уровень жидкости в затрубном пространстве. Если мандрели и пакер негерметичны, сообщить с руководством для получения дальнейших решений	
4.6.3	Закачка кислотного раствора в НКТ скважины .	Закачать кислотные растворы в объёме, соответствующем п.4.4. – 16 НКТ при закрытом затрубном пространстве.	$P_{max}$ при закачки = $0,8P_{max}$ при опрессовке кислотной линии
4.6.4	Определение уровня жидкости в затрубном пространстве	После закачки кислоты необходимо определить уровень жидкости в затрубном пространстве	
4.6.5	Закачка ДТ для продавки кислотного раствора в пласт.	Закачка ДТ в $V= 30 \text{ м}^3$ в НКТ при закрытом затрубном пространстве.	$P_{max}$ при закачки = $0,8P_{max}$ при опрессовке кислотной линии
4.6.6	Определение уровня жидкости в затрубном пространстве	После закачки ДТ необходимо определить уровень жидкости в затрубном пространстве	
4.6.7	Закачка раствора 15% Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> для нейтрализации избыточной кислоты.	Закачка раствора 15% Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> в объёме – 3 м <sup>3</sup> , в затрубное пространство.	$P_{max}$ при закачки = $0,8P_{max}$ при опрессовке кислотной линии

4.6.8	Подготовка газлифтной системы	Произвести проверку всех необходимых средств для процесса освоения	
4.6.9	Демонтаж линии подачи кислотного раствора	Произвести промывку морской водой технологическую линию подачи кислотного раствора, и стравить давление.	
4.6.10	Освоение скважины	Произвести освоение скважины с помощью системы газлифта. До начала освоения сообщить на ЦТП-2, ЦТК-3, заказать дежурство аварийно – пожарного судна через ЦПДС.	

#### **4.7. Порядок проведения работ по освоению скважины:**

После окончания времени реакции приступить к освоению скважины. Плавно открыть рабочую задвижку на ФА в блок освоения и при отсутствии фонтанирования приступить к освоению скважины газлифтной системой по существующей обвязке на БК-7. Работы проводить согласно РД VSP-000-KTSX-613 Технологический регламент «Освоение скважин с помощью газлифтной системы».

По результатам освоения установить режим работы скважины, определить эффективность проведённых работ.

В процессе освоения необходимо контролировать значение pH продукции (притока) и нейтрализовать среду продукции раствором карбоната натрия (С% = 15%).

#### **4.8. Меры безопасности:**

Со всеми участниками при ОПЗ и освоении скважины провести инструктаж по противофонтанной и противопожарной безопасности ведения работ на ТБС и БК, согласно п.3.9.

## **V. 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.

В этих условиях возрастает роль геолого-технических мероприятий, направленных на интенсификацию притока нефти к скважинам, и внедрение новой техники и передовых технологий. До начала 2012 года объем добычи нефти составил 1800,0 тыс. т. В этом году проведено 1121 ГТМ дополнительная добыча нефти по ним составила 138 тыс. т.

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

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

Таблица 5.1 -Исходные данные для расчёта

Показатель	Значение
Дополнительная добыча за счёт проведения обработки $Q_{доп}$ , тонн	5124
Себестоимость добычи нефти, руб/т	14676,2
Товарная цена на нефть, руб/т	20965,9
Ставка корпоративного налога на прибыль, %	28
Эксплуатационные условно переменные затраты на одну тонну добычи нефти от полной себестоимости, %	51
Налог на недра, %	18
Налог на экспорт, %	5

### 5.1. Расчет экономической эффективности проведения обработки

- Затраты на материалы определяются по формуле:

$$Z_{mat} = \sum V_i C_i, \quad (5.1)$$

Где  $V$  – объем  $i$ -го материала,  $m^3$ ;

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

Таблица 5.2 - Исходные данные для расчета затрат на материалы

Материал	Объём, $m^3$	Стоимость 1 $m^3$ , руб
Соляная кислота	16,92	5354
Плавиковая кислота	3,4	4600
Уксусная кислота	1,38	2798
АП-240	1,2	182000
Аи-600	1,2	194000
ПАВ	0,4	590000
НФТ	0,5	135000
эмульгатор	1,2	478000
Техническая вода	40	590

$$Z_{mat} = 16,92 \cdot 5354 + 3,4 \cdot 4600 + 1,38 \cdot 2798 + 1,2 \cdot 182000 + 1,2 \cdot 194000 + 0,4 \cdot 590000 + 0,5 \cdot 135000 + 1,2 \cdot 478000 + 40 \cdot 590 = 1491991 \text{ руб}$$

- Затраты на использование специальной техники определяются по формуле:

$$Z_{спец.тех} = \sum (T_{исп.м} \cdot C_{с.т.м}), \quad (5.2)$$

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

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

Таблица 5.3 - Исходные данные для расчета затрат на используемую спецтехнику

Вид спецтехники	Время работы, час	Стоимость одного часа работы, руб/час
Насос TWS-250	70	195
Насос TWS-500	70	195
ЦА – 320, 2 шт.	12	160
Азинмаш-30	8	154
Водовоз	10	138

$$Z_{спец.тех} = 70.195 + 70.195 + 12.160 + 8.154 + 10.138 = 31832 \text{ руб.}$$

- Зарплаты рабочим определяются по формуле:

$$Z_{зар} = \sum C_{ri} \cdot t \cdot k_{np} \cdot k_{р.к.} \cdot k_{соц}, \quad (5.3)$$

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

$t$  – норма времени, час;

$k_{np}$  – размер премии, дол.ед;

$k_{р.к.}$  – районный коэффициент, дол.ед;

$k_{соц}$  – отчисления на социальные нужды, дол.ед.

Таблица 5.4 - Исходные данные для расчёта затрат бригады КРС

Рабочая бригада	Разряд	Тарифная ставка, руб/час	Норма времени, час	Премия, %
Мастер (1 чел.)		31,9	60	80
Бурильщик (1 чел.)	6	21,9		
Помощник бурильщика (4 чел.)	4	18,4		
Рабочики (10 чел.)		14,7		

$$Z_{зар} = (31,9 + 21,9 + 18,4 \cdot 4 + 14,7 \cdot 10) \cdot 60 \cdot 1,8 = 29635,2 \text{ руб}$$

- Общие затраты на КРС определяются по формуле:

$$Z_{\text{общ}} = Z_{\text{мат}} + Z_{\text{зар}} + Z_{\text{спец.тех}} \quad (5.4)$$

Где  $Z_{\text{зар}}$  – затраты на выплату зарплаты рабочим;

$Z_{\text{мат}}$  – затраты на материалы;

$Z_{\text{спец.тех}}$  – затраты на использование специальной техники.

$$Z_{\text{КРС}} = 28635,2 + 31832 + 1491991 = 1553458,2 \text{ р.}$$

- Затраты на проведение мероприятия определяются по формуле:

$$Z_{\text{T}} = Z_{\text{КРС}} + Z_{\text{э}}, \quad (5.5)$$

Где  $Z_{\text{КРС}}$  – общие затраты на КРС, тыс.руб;

$Z_{\text{э}}$  – затраты на добычу дополнительной нефти, тыс.руб.

- Затраты на добычу дополнительной нефти определяются по формуле:

$$Z_{\text{э}} = Q_{\text{доп.}} \cdot Z_{\text{yn}}, \quad (5.6)$$

Где  $Z_{\text{yn}}$  – эксплуатационные условно-переменные затраты на одну тонну добычи нефти, руб/т.

$$Z_{\text{э}} = 5124 \cdot (0,51 \cdot 14676,2) = 38352,43 \text{ тыс.руб};$$

- Тогда затраты на проведение мероприятия равны:

$$Z_{\text{T}} = 1553,46 + 38352,43 = 39905,89 \text{ тыс.руб};$$

## 5.2. Расчёт выручки от реализации

Выручка от реализации данного мероприятия обусловлена получением дополнительной добычи нефти в результате увеличения проницаемости призабойной зоны пласта, поэтому выручка от реализации продукции (В) рассчитывается как произведение цены реализации нефти и дополнительной добычи нефти

$$B = Q_{\text{доп.}} \times C \quad (5.7)$$

Где  $Q_{\text{доп.}}$  – дополнительная добыча нефти, тыс. т;

Ц – цена реализации одной тонны нефти, руб.

$$B = 5124.20965,9 = 107429,27 \text{ тыс.руб};$$

### 5.3. Расчёт экономической эффективности

Расчет экономической эффективности проведения обработки кислотными составами основан на принципе расчета выручки от реализации товарной продукции (дополнительной добычи нефти), которая определяется следующим образом:

$$ЧП = B - R - Э - N - Z_{cn}, \quad (5.8)$$

Где ЧП – чистая прибыль СП;

B – выручка от реализации дополнительного объема нефти, полученного в результате проведенного мероприятия;

R – налог на недра (18% от выручки);

Э – налог на экспорт (5% от выручки);

N – налог на прибыль (28% от расчетной прибыли, Пр);

Z<sub>сп</sub> – фактические затраты СП связанные с проведением мероприятия:

$$Z_{cn} = Z_T = 39905,89 \text{ тыс.руб}.$$

В свою очередь расчетная прибыль определяется по формуле:

$$Пр = B - R - Э, \quad (5.9)$$

$$Пр = 107429,27 - 107429,27 \cdot 0,18 - 107429,27 \cdot 0,05 = 82720,54 \text{ тыс.руб}.$$

Чистая прибыль:

$$ЧП = Пр - N - Z_{cn} = 82720,54 - 82720,54 \cdot 0,28 - 39905,89 = 19652,9 \text{ тыс.руб}$$

Результаты расчёта экономической эффективности от проведённого мероприятия приведены в таблице 5.4.



Таблица 5.5 - Результаты расчёта экономической эффективности

Показатель	Значение
Дополнительная добыча нефти, тонн	5124
Затраты на проведение мероприятия, тыс. руб.	39905,89
Выручка от реализации, В, тыс. руб.	107429,27
Прибыль от мероприятия, тыс. руб.	82720,54
Чистая прибыль от мероприятия, тыс. руб.	19652,9

#### **5.4. Ресурсосбережение и ресурсоэффективность**

Применение метода павлико-кислотных обработок скважин в соответствии с геолого-техническими условиями пластов и скважин позволяет нам выполнить задачи обработок призабойной зоны скважины кислотными составами. Кроме этого применение этого метода приводит к сбережению затрат, связанных с ремонтом трубопровода и оборудованием сепаратора из-за наличия воды в продукции и также наиболее рациональному использованию энергии для добычи нефти и газа восстановлением ёмкостно-фильтрационных свойств пород на призабойной зоне скважин. Поэтому проект проведения гивпано-кислотных обработок скважин считается ресурсоэффективным и ресурсосберегающим.

#### **5.5. Вывод**

Таким образом, за счет использования методики обработки соляно-кислотной и нефтекислотной эмульсией получено 5124 тонн дополнительной нефти, за счет реализации которой выручена чистая прибыль в размере 19652,9 тыс. руб. В результате выше перечисленного можно отметить, что применение данного мероприятия в условиях высокообводненных скважин на скважине №7006 БК-7 месторождении «Белый Тигр» приносит существенный экономический эффект, следовательно, можно рекомендовать проведение кислотных обработок для улучшения технико-экономических показателей деятельности предприятия.

## **VI. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

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. Нередко нефть и газ в скважинах находятся под большим давлением, что создает угрозу взрывных выбросов и пожаров. Кроме этого, на рабочем месте пожар возможно происходит электрическим током. Также интенсивный производственный шум, общая и локальная вибрация, недостаточное освещение, загрязнение рабочей зоны оказывают влияние на здоровье человека.

При выполнении данной работы присутствуют следующие опасные и вредные факторы (по ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ):

- к вредным относятся: утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу; отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; повышенный уровень шума на рабочем месте; тяжесть и напряженность физического труда;
- к опасным относятся: поражение электрическим током; пожаровзрывоопасность; сосуды под давлением;

### **6.1. Производственная безопасность**

6.1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения

#### **а. Утечка токсичных и вредных веществ**

На месте при проведении работ закачивают агрессивные химические реагенты (фторной, соляной кислоты и т.д.), которые являются источниками и других вредных веществ. Оксид углерода СО (угарный газ) является опасным для воздуха на рабочих местах. Угарный газ СО образуется при неполном сгорании топлива и встречается в попутном газе.

В воздухе рабочей зоны содержание вредных веществ не должно превышать установленных ПДК (таблица 6.1).

Таблица 6.1 - Допустимые концентрации в воздухе рабочей зоны некоторых вредных веществ

Показатели	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	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 СН 245-7 и ГОСТ 12.1.007-76 БТ по степени воздействия на организм человека вредные вещества подразделяются на 4 класса опасности:

- первый класс: чрезвычайно опасные с ПДК < 0,1 мг/м<sup>3</sup> (свинец, ртуть - 0,001 мг/ м<sup>3</sup>);
- второй класс: высокоопасные с ПДК = 0,1 - 1 мг/ м<sup>3</sup> (хлор - 0,1 мг/ м<sup>3</sup>; серная кислота - 1 мг/ м<sup>3</sup>);
- третий класс: умеренно опасные с ПДК = 1,1 - 10 мг/ м<sup>3</sup> (спирт метиловый - 5 мг/ м<sup>3</sup>; дихлорэтан - 10 мг/ м<sup>3</sup>));
- четвертый класс: малоопасные с ПДК > 10 мг/ м<sup>3</sup> (например, аммиак - 20 мг/ м<sup>3</sup>; ацетон - 200 мг/ м<sup>3</sup>; бензин, керосин - 300 мг/ м<sup>3</sup>; спирт этиловый - 1000 мг/ м<sup>3</sup>).

Чем выше концентрация токсичных веществ в воздухе рабочего помещения, тем сильнее их воздействие на организм человека. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны являются такие и концентрации, которые при ежедневной (кроме выходных) труда в течение смены и в течение всего трудового стажа не вызывают у работников заболеваний или

отклонений в состоянии здоровья как в период работы, так и в дальнейшей жизни настоящего и последующего поколений.

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.

б) Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Микроклимат характеризуется:

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

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. Климатические особенности месторождения «Белый Тигр» приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 - 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	0,5-2,0
Теплый (влажный)	От апреля по октябрю	26 - 32	87 - 89	3,0 - 6,0

в) Повышенный уровень шума на рабочем месте

Шум возникает, когда насосы работают, отрицательно сказывается на работе человека тем, что вызывает сильные сопутствующие раздражения, которые отрицательно отражаются на основной работе человека; повысит рабочую нагрузку.

Шум как внешний фактор угнетает иммунные реакции организма, снижает защитные функции последнего. Это видно на примере значительно высокой заболеваемости простудными и инфекционными заболеваниями (на 20-50% выше, чем обычно).

Согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 шум на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий не должен превышать 80дБА.

Для предотвращения негативного воздействия шума на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты. Коллективные средства защиты: борьба с шумом в самом источнике; борьба с шумом на пути распространения (экранирование рабочей зоны (постановкой перегородок, диафрагм), звукоизоляция).

Средства индивидуальной защиты: наушники; ушные вкладыши.

г) Тяжесть и напряженность физического труда

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

Тяжелый и напряженный физический труд может повлиять на общее самочувствие рабочего и привести к развитию различных заболеваний.

У людей, занятых тяжелым и напряженным физическим трудом, должен быть 8-ми часовой рабочий день с обеденным перерывом (1300 – 1400) и периодическими кратковременными перерывами, а также должна быть увеличена заработная плата и продолжительность отпуска.

#### 6.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

##### а. Поражение электрическим током.

Электрическим током является одним из выявленным опасных факторов поражение, потому, что напряжение считается безопасным при  $U < 42\text{В}$ , а вычислительная техника питается от сети 220В 50 Гц. Ток является опасным, так как 20 – 100 Гц – ток наиболее опасен. Поэтому результатом воздействия на организм человека электрического тока могут быть электрические травмы, электрические удары, и даже смерть [ГОСТ Р 12.1.009-2009].

Виды электрических травм: электрический ожог, механические повреждения, металлизация кожи, электрические знаки. Электрические травмы, выглядящие в виде ожогов, представляют особую опасность.

Электрический ожог возникает на том месте тела человека, в котором контакт происходит с токоведущей частью электроустановки. Электрический ожог сопровождаются кровотечениями, омертвением отдельных участков тела. Лечатся они намного труднее и медленнее обычных термических.

Механическое повреждение может разорвать нервные ткани, кровеносные сосуды, а также приводить к вывихам суставов и даже переломам костей. Такие повреждения могут возникнуть в результате сокращений мышц под действием тока, проходящего через тело человека.

Электрические знаки в основном бесполезны и могут возникнуть у 20% пострадавших от тока. Иногда электрические знаки выглядят в виде мозолей, бородавок, ушибов, царапин, 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) и индивидуальные (изолирующие подставки, диэлектрические перчатки, диэлектрические боты, инструменты с изолированными рукоятками).

#### б. Пожаровзрывоопасность

Возникновение пожара на промысле связано с тем, что при обработки 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.

#### в. Сосуды под давлением

При хранении, транспортировки и проведении ОПЗ используют сосуды, которые представляют собой герметически закрытую ёмкость (стационарно установленную или передвижную). Границей сосуда являются входные и выходные штуцеры. Такие сосуды находятся под давлением.

Сосуды под давлением являются техническими устройствами, эксплуатация которых делают производственный объект опасным. С авариями сосудов под давлением связано большое количество несчастных случаев, поэтому на их проектирование, устройство, изготовление, реконструкцию, наладку, монтаж, ремонт, техническое диагностирование и эксплуатацию в большинстве стран мира накладывается ряд ограничений.

Устанавливают границы параметров содержащихся в сосуде веществ, превышение которых причисляет сосуд к опасным, в общем случае, как:



- вода с температурой выше 115°C или другие нетоксичные, невзрывопожароопасные жидкости при температуре, превышающей температуру кипения при давлении 0,07 МПа;
- пар, газ или токсичные взрывопожароопасные жидкости с давлением свыше 0,07 МПа;
- сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа.

Для управления работой и обеспечения безопасных условий эксплуатации сосуда в зависимости от назначения должны быть оснащены:

- запорной или запорно-регулирующей арматурой;
- приборами для измерения давления;
- приборами для измерения температуры;
- предохранительными устройствами;
- указателями уровня жидкости.

Организация-изготовитель (доизготовитель), монтажная или ремонтная организация обязаны применять такие виды и объёмы контроля своей продукции, которые гарантировали бы выявление недопустимых дефектов, её высокое качество и надёжность в эксплуатации.

## **6.2. 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; быстросъемных

трубных соединений, которые предотвращают попадание технологических жидкостей; циркуляционных систем и других материалов на почву.

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

В ходе разработки технологии скважинной утилизации отходов процесса добычи нефти выделен ряд реагентов, отходы которых возможно утилизировать несколькими способами. Во-первых, в индивидуальном порядке в системе ППД для обработки призабойных зон ближайших нагнетательных скважин.

Следует иметь в виду, что недопустимая совместная утилизация отходов химических реагентов, при смешивании которых образуются осадки, гели, газы. Это может привести к резкому снижению приемистости поглощающей скважины.

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 над 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.

### **6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

При проведении различных ремонтов скважины велика вероятность выброса пластовых флюидов, которые характеризуются пожаро- и взрывоопасностью. При проведении спуско-подъемных работ, возможно газопроявление. При определённой концентрации и возникновении искрения в неисправных электрических приборах, газовоздушная смесь взрывается. Взрывоопасная концентрация возникает в результате выделения большого количества газа и отсутствии смены воздушной массы в этой области.

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 ликвидации аварий составляется и утверждается 1 раз в пять лет. Согласно графику с работниками предприятия каждый месяц проводятся занятия по ликвидации возможных аварий. Результаты занятий заносятся в журнал с подписью ответственного лица из числа инженерно-технических работников.

Также на предприятии проводятся занятия и учебные тревоги по гражданской обороне для подготовки людей к защите от ядерного, химического и биологического оружия массового уничтожения. 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 в НГДУ укомплектованы формирования гражданской обороны, спасательные отряды, группы связи, отряды сандружины, аварийно-технические команды, с помощью которых эффективно разрешаются все задачи по гражданской обороне, поставленные перед этими формированиями.

#### **6.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

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

- Инструкции по охране труда по профессиям и видам работ. ООО “Газпромнефть-Хантос”.
- Инструкция по противопожарной безопасности на объектах ООО “Газпромнефть-Хантос”.
- ПБ 10–115–96. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов под давлением. М.: Госгортехнадзор России: ИПО ОБТ, 1994.
- ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» М., 2003г.

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

Положение настоящего ФЗ распространяется на все организации независимо от их организационно-правовых форм и форм собственности, осуществляющие деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов на территории РФ.

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

1) требования к персоналу – 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.

2) 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».

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

4) организационно-технические требования к электрооборудованию – при которых, проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования нефтепромысловых установок должны проводиться в соответствии с требованиями "Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТБЭ), "Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТЭЭ) и "Правил устройства электроустановок" (ПУЭ).

5) требования по обеспечению взрывобезопасности – определяют зоны взрывоопасности объектов и оборудования.

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

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В настоящие дни практически все скважины на месторождениях «Белый Тигр» в Вьетнаме находятся на поздней стадии разработки и характеризуются падением темпов добычи нефти, снижением пластового давления, повышением обводненности скважинной продукции и т.д, что обуславливает необходимости проведения мероприятий по ОПЗ скважины.

В данной работе приведены основные особенности геологического строения месторождений «Белый Тигр». При этом промышленные залежи месторождения характерны терригенными породами олигоцена, миоцена, и также трещиноватыми коллекторами фундамента. Рассмотрены также основные понятия ПЗС, причины ухудшения ее коллекторских свойств и способы её обработки, среди которых наиболее широкое применение на месторождениях «Белый Тигр» получили соляно-кислотная обработка скважин (СКР), термохимическое воздействие на ПЗС, ГРП, и др. с целью интенсификации притока нефти.

Наиболее экономически эффективным является СКР.

Установлено, что технология и эффективность обработки ПЗС с применением растворов соляной и/или глинистой кислот обусловлены геолого-физическими особенностями продуктивного пласта коллектора, состояниями ПЗС до обработки и физико-химическими свойствами химреагентами, применяемыми при обработке.

Была проведена обработка ПЗС на скважине 7006 БК-7, после чего результаты получены с достаточными хорошими показателями: Дополнительная добыча нефти составляет больше 16 тыс.тонн, что приносит предприятию прибыль более 13 млн.руб за исключением все затраты.

Наряду с рядом преимуществ, существуют многие недостатки методов кислотной обработки, одной из которых является это снижение эффективности



при высокой степени обводненности. Следовательно, необходимо усовершенствование технологии обработки кислотными растворами.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гаврилов В.П. Геология и нефтеносность фундамента шельфа Южного Вьетнама / В.П. Гаврилов, А.Д. Дзюбло // Изв. вузов Геологии нефти и газа 1995. -№4. -С. 25-29.
2. Арешев Е.Г. Характер пустотности с состав пород нефтесодержащего фундамента шельфа южного Вьетнама/ Е.Г. Арешев, В.П. Гаврилов, В.В.Поспелов, Ч.Л. Донг и др. // Нефтяное хозяйство. - 1996. –№ 8. – С 27–29.
3. 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.
4. НИР- II.5, II.6. НИПИморнефтегаз. Вунг Тау 2007-2011гг.
5. В.Н. Арбузов. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин, часть 1 и часть 2: Учебное пособие – ТПУ, 2011г..
6. Апасов т.к. Использование виброволнового воздействия для восстановления продуктивности скважин/ Апасов Т.К., Апасов Г.Т., САРАНЧА А.В.// Издательство: издательский дом "академия естествознания" – 2015 – стр. 304.
7. Габдрахманова р.и. Технологии репрессивного воздействия на поздней стадии разработки ромашкинского месторождения/ Габдрахманова Р.И., Бикмухаметов Р.Д.// Издательство: ооо "экспозиция нефть газ" – 2015 – с. 19-21.
8. Схема технологии добычи и строительства планирования нефтегазопромыслового месторождения Белый Тигр - Вунгтау 2010 г.

9. Фунг Динь Тхук, ЗыонгЗань Лам, ЛыуВиньХунг. «Механизм и технология кислотно-гидравлического разрыва пласта на месторождении Белый Тигр» - Журнал нефти и газа №4, 1999г.
10. ПЛАН РАБОТ по ОПЗ скважины № 7006 БК- 8 м/р «Белый Тигр».
11. Руководящий нормативный документ: кислотные составы и технология их применения для увеличения продуктивности (приемистости) скважин месторождений сп "вьетсовпетро". А.Н. Иванов, Чан Ван Винь, Чан Туан Фонг, Нгуен Ван Тхиет, М.Г. Апполонов – Вунг Тау – 2012.

## ПРИЛОЖЕНИЯ

Плотность растворов соляной кислоты (HCl) различных концентраций при 20°С.

Плотн. HCl, г/см <sup>3</sup>	Концент. HCl, %	Содерж. HCl, кг/л	Плотн. HCl, г/см <sup>3</sup>	Концентр. HCl, %	Содерж. HCl, кг/л
1,003	1	0,01	1,199	24	0,269
1,008	2	0,02	1,125	25	0,282
1,018	4	0,041	1,129	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	0,14	1,155	31	0,368
1,068	14	0,15	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	0,22	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

Плотность растворов фтористоводородной кислоты (HF) различных концентраций при 20°С.

Плотн. HF, г/см <sup>3</sup>	Концентр. HF, %	Содерж. HF, кг/л	Плотн. HF, г/см <sup>3</sup>	Концентр. HF, %	Содерж. HF, кг/л
1,005	2	0,02	1,07	20	0,214
1,012	4	0,041	1,084	24	0,26
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
1,05	14	0,147	1,134	42	0,476

1,057	16	0,6	1,139	44	0,501
1,064	18	0,192	1,55	50	0,578

Плотность растворов уксусной кислоты ( $CH_3COOH$ ) различных концентраций при 20°С.

Плотн. ( $CH_3COOH$ ), г/см <sup>3</sup>	Концентр. ( $CH_3COOH$ ), %	Содерж. ( $CH_3COOH$ ), кг/л	Плотн. ( $CH_3COOH$ ), г/см <sup>3</sup>	Концентр. ( $CH_3COOH$ ), %	Содерж. ( $CH_3COOH$ ), кг/л
0,9996	1	0,01	1,0406	32	0,333
1,0012	2	0,02	1,0417	33	0,344
1,0025	3	0,03	1,0428	34	0,355
1,004	4	0,04	1,0438	35	0,365
1,0055	5	0,05	1,0449	36	0,376
1,0069	6	0,06	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	0,42
1,0125	10	0,101	1,0498	41	0,43
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	0,54
1,025	19	0,195	1,059	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	0,29	1,057	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	1,05