# Министерство образования и науки Российской Федерации федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования

### «НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт природных ресурсов

Кафедра – Геологии и разработки нефтяных месторождений

Профиль – Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Направление подготовки – 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

#### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

#### Тема работы

Кислотные обработки скважин как метод воздействия на призабойную зону нефтяных пластов на примере месторождения «Белый Тигр» (Вьетнам)

УДК\_ 622.323:622.245.544(597)

Студент

| Группа | ФИО            | Подпись | Дата |
|--------|----------------|---------|------|
| 2Б3Г   | Нгуен Нгок Куи |         |      |

Руководитель

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

#### консультанты:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО               | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|-------------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент    | Пожарницкая Ольга | К.Э.Н                     |         |      |
|           | Вячеславовна      |                           |         |      |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО           | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------|---------------------------|---------|------|
| Ассистент | Немцова Ольга |                           |         |      |
|           | Александровна |                           |         |      |

#### допустить к защите:

| Зав. Кафедрой | ФИО            | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|---------------|----------------|---------------------------|---------|------|
| ГРНМ          | Чернова Оксана | К.Г-М.Н.                  |         |      |
|               | Сергеевна      |                           |         |      |

#### Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования

### «НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт: Институт природных ресурсов

Направление: Нефтегазовое дело

Кафедра: Геологии и разработки нефтяных месторождений

| УТВЕРЖ,<br>Зав. кафед | •      |              |
|-----------------------|--------|--------------|
|                       | T -    | Чернова О.С. |
| (Подпись)             | (Дата) | (Ф.И.О.)     |

#### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

| $\mathbf{r}$ | 1  |        |   |     |    |
|--------------|----|--------|---|-----|----|
| В            | rt | $\sim$ | n | NΤ  | ρ. |
|              | u  | ,,,    |   | VI. |    |

| в формс. |                     |
|----------|---------------------|
|          | Бакалаврской работы |
|          | n m n F F n         |
|          | (5                  |

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

Студенту:

| Группа | ФИО            |
|--------|----------------|
| 2Б3Г   | Нгуен Нгок Куи |
|        |                |

Тема работы:

| Кислотные обработки скважин как метод воздействия на призабойную зону нефтяных |                      |  |
|--|----------------------|--|
| пластов на примере месторождения «Белый Тигр» (Вьетнам)                        |                      |  |
| Утверждена приказом директора (дата, номер)                                    | 22.03.2017 г. 1959/с |  |
| Срок сдачи студентом выполненной работы:                                       | 15.07.2017           |  |

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| Исходные данные к работе       | Пакет технологической информации по месторождению «Белый Тигр», тексты и графические материалы отчетов геологотехнического отдела, фондовая и периодическая литература.   |
|--------------------------------|---|
| Перечень подлежащих            | 1. Общие сведения о месторождении «Белый Тигр»  |
| исследованию, проектированию и | 2. Факторы, влияющие на снижение  |
| разработке вопросов            | продуктивности скважин. Виды кислотных обработок  3. Рассмотрены техники и технологии, необходимые для применения метода кислотных обработок.  4. Анализ эффективности проведения кислотных обработок на примере проведения ОПЗ скважин № 7021 БК − 10 м/р «Белый Тигр» ГКР.  5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение  6. Социальная ответственность при использовании метода кислотной обработки.  7. Заключение. |

### Перечень графического материала

#### Таблицы:

- Таблица 1.1 Климатические особенности месторождения «Белый Тигр»
- Таблица 1.2 Основные параметры, определенные по ГИС в месторождении «Белый Тигр»
- Таблица 1.3 Основные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов месторождений «Белый Тигр»
- Таблица 1.4 Характеристики нефти в месторождении «Белый Тигр»
- Таблица 1.5 Характеристика газа в месторождении «Белый Тигр»
- Таблица 1.6 Характеристики минеральной воды в месторождении «Белый Тигр»
- Таблица 1.7 Свойства и состав пластовых флюидов месторождения «Белый Тигр»
- Таблица 1.8 Свойства и состав нефти различных скважин месторождения «Белый Тигр»
- Таблица 2.1 Состояние добывающего и нагнетательного фонда скважин на начало и конец отчетного периода по объектам эксплуатации и по месторождениям
- Таблица 2.2 Основные показатели добычи нефти по объектам и по м/р в 2014 г. и в 2015 г.
- Таблица 3.1 Плотность растворов соляной кислоты (HF) различных концентраций при  $20^{0}\mathrm{C}$
- Таблица 3.2 Плотность растворов соляной кислоты (HCl) различных концентраций при  $20^{0}$ C
- Таблица 3.3 Плотность растворов уксусной кислоты (CH<sub>3</sub>COOH) различных концентраций при  $20^{0}$ C
- Таблица 3.4 прогноз дополнительной добычи скважины после проведения ОПЗ
- Таблица 3.5 Химические реагенты необходимые для приготовления 14м<sup>3</sup> (02 ёмкости) кислотного раствора ГКР
- Таблица 3.6: Результат добычи нефти по применению ОПЗ ГКР для скважины № 7021 БК-10 месторождения «Белый Тигр»
- Таблица 4.1 Исходные данные для расчёта
- Таблица 4.2 Исходные данные для расчета затрат на материалы
- Таблица 4.3 Исходные данные для расчета затрат на используемую спецтехнику
- Таблица 4.4 Исходные данные для расчёта затрат бригады КРС
- Таблица 4.5 Результаты расчёта

- экономической эффективности
- Таблица 5.1 -Допустимые концентрации в воздухе рабочей зоны некоторых вредных вешеств
- Таблица 5.2 Климатические особенности месторождения «Белый Тигр»

#### Рисунки:

- Рисунок 1.1 обзорная карта района на шельфе юга Вьетнама
- Рисунок 1.2 Структурное районирование месторождения «Белый Тигр»3D модель фундамента
- Рисунок 1.3 Продольный геологический разрез месторождения «Белый Тигр»
- Рисунок 1.4 Сводный литологостратиграфический разрез месторождения «Белый Тигр»
- Рисунок 1.5 Схематический геологический разрез месторождения «Белый Тигр»
- Рисунок 1.6 Схема распределения структуры Белый Тигр по фундаменту на тектонические блоки
- Рисунок 1.7 Хроматограммы н-алканов в отложениях ствола скважин
- Рисунок 3.1 Схема размещения оборудования на верхней палубе при кислотной обработке скважин
- Рисунок 3.2 Схема подключения дозировочного насоса НМ к приемной линии насоса 9МГР (9Т)
- Рисунок 3.3 Схема размещения оборудования на верхней палубе при обработке скважин нефтекислотной эмульсией
- Рисунок 3.4 Схема размещения оборудования на судне и соединения с верхней палубой (БК)
- Рисунок 3.5 Успешность обработок в добывающих скважинах и дополнительная добыча нефти по объектам
- Рисунок 3.6 Динамика работы скважины 7021 БК-10
- Рисунок 3.7 схема скважины № 7021 БК-10 месторождения «Белый Тигр»

| Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов) |                                       |  |
|---|---------------------------------------|--|
| Раздел Консультант  |                                       |  |
| «Финансовый менеджмент  | Доцент Пожарницкая Ольга Вячеславовна |  |
| ресурсоэффективность и  |                                       |  |
| ресурсосбережение»  |                                       |  |
| «Социальная   | Ассистент Немцова Ольга Александровна |  |
| ответственность»  |                                       |  |

| Дата выдачи задания на выполнение выпускной  | 10.02.2017 |
|--|------------|
| квалификационной работы по линейному графику |            |

Задание выдал руководитель:

| Должность          | ФИО             | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--------------------|-----------------|------------------------|---------|------|
| Старший            | Карпова Евгения |                        |         |      |
| преподаватель каф. | Геннадьевна     |                        |         |      |
| ГРНМ               |                 |                        |         |      |

Задание принял к исполнению студент:

| Ī | Группа | ì | ФИО            | Подпись | Дата |
|---|--------|---|----------------|---------|------|
|   | 2Б3Г   |   | Нгуен Нгок Куи |         |      |

### ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

| Код        | Результаты образовательной деятельности   |  |  |  |
|------------|---|--|--|--|
| результата | т сзультаты образовательной деятельности  |  |  |  |
| P1         | Применять глубокие, математические, естественно научные, социально-экономические и профессиональные знания в области разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, а также в области энерго- и ресурсосберегающих процессов химической технологии, нефтехимии.      |  |  |  |
| P2         | Ставить и решать инновационные задачи производственного анализа, связанные с созданием и переработкой материалов с использованием моделирования объектов и процессов разработки и эксплуатации месторождений с учетом минимизации антропогенного воздействия на окружающую среду. |  |  |  |
| Р3         | Разрабатывать новые технологические процессы на основе  |  |  |  |
| P4         | Внедрять и эксплуатировать современное высокотехнологичное оборудование, обеспечивать его высокую эффективность, соблюдать правила охраныздоровья и безопасности труда на производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.  |  |  |  |
| P5         | Демонстрировать глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности.  |  |  |  |
| P6         | Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.  |  |  |  |
| P7         | Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать результаты профессиональной деятельности.   |  |  |  |
| P8         | Эффективно работать индивидуально и в коллективе, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.   |  |  |  |

#### Министерство образования и науки Российской Федерации

федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего профессионального образования

## «НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт – Институт природных ресурсов Направление подготовки – 21.03.01 «Нефтегазовое дело» Профиль - Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти Кафедра – Геологии и разработки нефтяных месторождений

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

## КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 15.07.2017 |
|--|------------|
|--|------------|

| Дата<br>контроля | Название раздела   | Максимальный балл раздела (модуля) |
|------------------|--|------------------------------------|
| 25.02.2017       | Введение   | 10                                 |
| 10.03.2017       | Общие сведения о месторождении «Белый Тигр»  | 10                                 |
| 24.03.2017       | Проектирование кислотной обработки. Факторы, влияющие на снижение продуктивности скважин. Виды кислотных обработок         | 10                                 |
| 07.04.2017       | Рассмотрены техники и технологии, необходимые для применения метода кислотных обработок.                                   | 15                                 |
| 28.04.2017       | Анализ эффективности проведения кислотных обработок на примере проведения ОПЗ скважин № 7021 БК — 10 м/р «Белый Тигр» ГКР. | 20                                 |
| 19.05.2017       | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение  | 10                                 |
| 30.05.2017       | Социальная ответственность   | 10                                 |
| 10.06.2017       | Оформление работы  | 15                                 |
|                  | Итого  | 100                                |

Составил преподаватель:

| Должность         | ФИО          | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-------------------|--------------|---------------------------|---------|------|
| Ст. преподаватель | Карпова Е.Г. |                           |         |      |

#### СОГЛАСОВАНО:

| Зав. кафедрой | ФИО          | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|---------------|--------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент        | Чернова О.С. | К. ГМ. Н.                 |         |      |

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

#### Студенту:

| Группа | ФИО            |  |
|--------|----------------|--|
| 2Б3Г   | Нгуен Нгок Куи |  |

| Институт            | Природных ресурсов | Кафедра                   | Геологии и разработки<br>нефтяных месторождений |  |
|---------------------|--------------------|---------------------------|---|--|
| Уровень образования | Бакалавриат        | Направление/специальность | Нефтегазовое дело                               |  |

| 1. | Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих | - Цена реализации;<br>- Капитальные вложения.  |
|----|---|--|
| 2. | Нормы и нормативы расходования ресурсов   | - Эксплуатационные затраты и затраты на демонтаж морских объектов.   |
| 3. | Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования                                  | - Платежи и налоги: НДС, налог на роялти, налог на экспорт, налог на прибыль СП.   |
| П  | еречень вопросов, подлежащих исследованию,  | проектированию и разработке:   |
| 1  | Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения   | Использование системы показателей, отражающих деятельность предприятия применительно и условиям рыночной экономики, с включением и экономические расчеты платежей и налогов.   |
| 2  | Планирование и формирование бюджета научных исследований  | •  |
| 3  | Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования          | <ul> <li>Расчет затраты на проведение мероприятия;</li> <li>Расчет выручка от реализации дополнительной добычи нефти;</li> <li>Расчет экономической эффективности: прибыль от мероприятия; чистая прибыль от мероприятии.</li> </ul> |

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

#### Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО                               | Ученая степень, | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------------------|-----------------|---------|------|
|           |                                   | звание          |         |      |
| Доцент    | Пожарницкая Ольга<br>Вячеславовна | к.э.н           |         |      |

Залание принял к исполнению стулент:

| Suguine apainsi k nenosinennio et y gent: |      |                |         |      |  |  |  |
|---|------|----------------|---------|------|--|--|--|
| Группа                                    |      | ФИО            | Подпись | Дата |  |  |  |
|   | 2Б3Г | Нгуен Нгок Куи |         |      |  |  |  |

#### ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

#### Студенту:

| Группа | ФИО            |
|--------|----------------|
| 2Б3Г   | Нгуен Нгок Куи |

| Институт            | Природных ресурсов | Кафедра                   | Геологии и разработки  |
|---------------------|--------------------|---------------------------|------------------------|
| rinciniyi           | природных ресурсов | Кафедра                   | нефтяных месторождений |
| Уровень образования | Бакалавриат        | Направление/специальность | Нефтегазовое дело      |

#### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

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 специального технологического оборудования и использованием химических материалов.

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

#### 1. Производственная безопасность

- 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:
  - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
  - действие фактора на организм человека;
  - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
  - предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).
- 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:
  - механические опасности (источники, средства защиты;
  - термические опасности (источники, средства защиты);
  - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита источники, средства защиты);
  - пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).

- 1. Анализ выявленных вредных факторов
- 1.1. Возникновение токсических веществ в рабочей зоне
- 1.2.Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;
- 1.3. Повышенный уровень шума;
- 1.4. Тяжесть и напряженность физического труда
- 2. Анализ выявленных опасных факторов
- 2.1. Поражение электрическим током;
- 2.2. Взрывопожарная опасность

#### 2. Экологическая безопасность:

- защита селитебной зоны
- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);
- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);
- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);

Химическое загрязнение атмосферы и мероприятия по защите атмосферы от загрязнения

| _       | разработать решения по обеспечению          |                                       |
|---------|---|---------------------------------------|
|         | экологической безопасности со ссылками на   |                                       |
|         | НТД по охране окружающей среды.             |                                       |
| 3. Безо | опасность в чрезвычайных ситуациях:         |                                       |
| _       | перечень возможных ЧС при разработке и      |                                       |
|         | эксплуатации проектируемого решения;        |                                       |
| _       | выбор наиболее типичной ЧС;                 | 1. Пожароопасность;                   |
| _       | разработка превентивных мер по              | 2.Взрывоопасность.                    |
|         | предупреждению ЧС;                          |                                       |
| _       | разработка действий в результате возникшей  |                                       |
|         | ЧС и мер по ликвидации её последствий.      |                                       |
| 4. Пра  | вовые и организационные вопросы             |                                       |
| обеспе  | ечения безопасности:                        |                                       |
| _       | специальные (характерные при эксплуатации   |                                       |
|         | объекта исследования, проектируемой рабочей | Охрана труда и безопасность персонала |
|         | зоны) правовые нормы трудового              | Охрана труба и безопасность персонала |
|         | законодательства;                           |                                       |
| _       | организационные мероприятия при компоновке  |                                       |
|         | рабочей зоны.                               |                                       |

|  | 1 |
|--|---|
| Пото туто туто то т |   |
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику |   |
| An in 2224 in andum dam bushers no common la budand  |   |

### Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО          | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------|---------------------------|---------|------|
| Ассистент | Немцова О.А. |                           |         |      |

#### Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО            | Подпись | Дата |
|--------|----------------|---------|------|
| 2Б3Г   | Нгуен Нгок Куи |         |      |

#### РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 99 с., 14 рис., 23 табл., 12 источников.

Ключевые слова: обработки кислотными растворами, призабойная зона пласта, месторождение, нефть, эффективность.

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

Цель работы — изучить методы кислотных обработок, технологии обработки ПЗП кислотными растворами для интенсификации притока на месторождении «Белый Тигр».

В процессе исследования была проанализирована эффективность применения глино-кислотной обработки на скважине № 7021 БК – 10.

Выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microft Office 2010, текстовая часть выполнена в Microft Word 2010, расчеты и графики в Microft Excel 2010, презентация создана в Microft Power Point.

Область применения: для обработки призабойной зоны пласта на нефтяных месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти и низкопроницаемыми коллекторами на шельфе Вьетнама.

Экономическая эффективность/значимость работы: Суммарная дополнительная добыча нефти за время действия эффекта после закачки глино-кислотных растворов в скважину № 7021 БК –  $10 (03.2015 - 01.2016 \, г.)$  составила 4050 тонн.

#### ОБОЗНАЧЕНИЕ И СОКРАЩЕНИЕ

- 1) ПЗП, ПЗС призабойная зона пласта, призабойная зона скважин;
- 2) НКТ насосно-компрессорный труб;
- 3) СКО солянокислотная обработка;
- 4) ПАВ поверхностно-активные вещества;
- 5) ПВЛГ перевод на нижележащий горизонт
- 6) Н.О. Нижний Олигоцен
- 7) ГКР глино-кислотный раствор;
- 8) СКР соляно-кислотный раствор;
- 9) НКЭ нефтекислотная эмульсия;
- 10) СГ сейсмический горизонт;
- 11) КР кислотный раствор;
- 12) ГИС геофизические исследования;
- 13) ГДИС гидродинамический метод исследования скважин;
- 14) НТФ нитрилотриметилфосфоновая кислота;
- 15) БРС быстроразъемные соединения;
- 16) БЕ буферная емкость.
- 17) ГТМ геолого-технические мероприятия
- 18) КИН коэффициент извлечения нефти
- 19) ОПЗ обработка призабойной зоны
- 20) ППД поддержание пластового давления
- 21)  $C\Pi$  совместное предприятие
- 22) ФЕС фильтрационно-емкостные свойства

### ОГЛАВЛЕНИЕ

| В      | ВЕД          | ЕНИ          | 1E   | . 15 |
|--------|--------------|--------------|--|------|
| 1      | Об           | щиє          | е сведения о месторождении «Белый Тигр»                                      | . 17 |
|        | 1.1          | Гес          | ографическая расположенность месторождения                                   | . 17 |
|        | 1.2          | Гес          | олого-физическая изученность района  | . 18 |
|        | 1.3          | Гес          | офизические исследования скважин   | . 19 |
|        | 1.4          | Фи           | зико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов                   | . 28 |
|        | 1.4          | .1           | Фильтрационно-емкостные свойства пород                                       | . 28 |
|        | 1.4          | .2           | Физические свойства пород  | . 31 |
|        | 1.5<br>его н |              | ойства и состав пластовых флюидов месторождения «Белый Тигр» и торых скважин |      |
| 2<br>п | Ха;<br>ериод | ракт<br>ц 20 | геристика состояния разработки месторождения «Белый Тигр» за 15-2016 г       | . 36 |
| 3      | Пр           | оект         | гирование кислотной обработки  | . 39 |
|        | 3.1          | Фа           | кторы, влияющие на снижение продуктивности скважин                           | . 39 |
|        | 3.1          | .1           | Влияние процесса бурения   | . 39 |
|        | 3.1          | .2           | Влияние процесса цементирования обсадных колонн                              | . 39 |
|        | 3.1          | .3           | Влияние процесса заканчивания скважин  | . 39 |
|        | 3.1          | .4           | Влияние процесса эксплуатации  | . 40 |
|        | 3.1          | .5           | Влияние ремонта скважин  | . 40 |
|        | 3.2          | Об           | работки призабойной зоны скважин кислотой                                    | . 41 |
|        | 3.2          | .1           | Обработка соляной кислотой   | . 41 |
|        | 3.2<br>обр   |              | Кислотные обработки терригенных коллекторов (глино-кислотная отка)           | . 46 |
|        | 3.2          |              | Обработка кислотными эмульсиями  |      |
|        | 3.2<br>доб   |              | Обработка кислотными пенами-аэрированными кислотами с ами ПАВ                | . 47 |
|        | 3.3          | Хи           | мические реагенты, применяемые в кислотных составах и их                     |      |
|        | назн         | ачен         | ше   | . 48 |
|        | 3.3          | .1           | Химические реагенты и их назначения  |      |
|        | 3.3          | .2           | Базовые кислотные составы  | . 50 |
|        | 3.4          | Pac          | счет необходимого объема и концентрации раствора кислот                      | . 53 |
|        | 3.5          | Об           | орудование для проведения кислотных обработок                                | . 56 |

| 3.5.1 Технология проведения соляно- (глино-) кислотной обработки   | . 56 |
|--|------|
| 3.5.2 Технология проведения обработки нефтекислотной эмульсией   | . 59 |
| 3.6 Технология подбора скважин – кандидатов для проведения кислотных обработок скважин   |      |
| 3.7 Анализ эффективности проведения кислотных обработок  | . 65 |
| 3.8 Пример проведения обработки призабойной зоны скважин № 7021 БК – 10 месторождения «Белый Тигр» глино-кислотными растворами   | . 67 |
| 3.8.1 Выбор скважин – кандидата для проведения обработки кислотными  |      |
| растворами   | . 67 |
| 3.8.2 План проведения обработки призабойной зоны скважин № 7021 БК – 10 месторождения «Белый Тигр» глино-кислотными растворами и расчет объемов закачиваемых жидкостей | . 69 |
| 4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение  | . 77 |
| 4.1 Расчет экономической эффективности проведения обработки  |      |
| кислотными   | . 78 |
| 4.1.1 Затраты на проведение мероприятия  | . 78 |
| 4.1.2 Расчёт выручки от реализации   | . 81 |
| 4.1.3 Расчет экономической эффективности   | . 82 |
| 4.2 Ресурсосбережение и ресурсоэффективность   | . 83 |
| 4.3 Вывод  | . 83 |
| 5 Социальная ответственность   | . 84 |
| 5.1 Производственная безопасность  | . 85 |
| 5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения  | . 85 |
| 5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению  | . 88 |
| 5.2 Экологическая безопасность   | . 91 |
| 5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях  | . 93 |
| 5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности  | . 95 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ   | . 97 |
| СПИСОК ПИТЕРАТУРЫ  | 98   |

#### **ВВЕДЕНИЕ**

Одной из важных задач нефтедобывающей промышленности в настоящее время является увеличение коэффициента нефтеотдачи и темпов разработки нефтяных залежей. Существует большое количество месторождений, представленных низкопроницаемыми коллекторами или находящихся на стадии падающей добычи. Нагнетаемая в пласт вода прорывается к добывающим нефть скважинам ПО высокопроницаемым прослоям, оставляя малопроницаемых зонах.

Цель работы дипломной изучении заключается В методов интенсификации «Белый притока на месторождении Тигр», анализе эффективности проведения данных методов на месторождении и изучении технологии обработки ПЗП нефтекислотной эмульсией на скважине ХҮХ.

Для достижения цели в работе решены следующие задачи:

- Рассмотрены общие сведения о месторождении «Белый Тигр». В том числе, рассмотрены географическая расположенность месторождения, геологофизическая изученность района, геофизические исследования скважин, физикогидродинамическая характеристика продуктивных пластов, свойства и состав пластовых флюидов.
- Рассмотрена характеристика текущего состояния разработки месторождения «Белый Тигр».
- Рассмотрены факторы, влияющие на снижение продуктивности скважин, различные виды обработки призабойной зоны скважин кислотой, химические реагенты, применяемые в кислотных составах и их назначение, технология проведения кислотных обработок скважин
- Проведен расчет обработки забоя скважин глино-кислотными растворами на примере проведения обработки призабойной зоны скважин XYZ месторождения «Белый Тигр» с анализом эффективности проведения кислотной обработки.

Актуальность работы заключается в том, что в настоящее время добыча нефти и газа во Вьетнаме является одной из ведущих задач, которая позволяет принести самую высокую экономическую эффективность по сравнению с другими секторами экономики Вьетнама. Однако в процессе бурения, разработки И эксплуатации, ремонта скважин происходит загрязнение месторождений на различных уровнях, уменьшая поток добычи скважин. Поэтому для увеличения возможности добычи нефти и газа, коэффициента нефтеотдачи необходимо иметь оптимальные технологические решения, чтобы воздействовать на призабойную зону пласта. Многие годы предприятие проводит ряд технологических решений, воздействует на призабойную зону пласта месторождений «Белый Тигр». При этом были достигнуты огромные экономические выгоды.

#### 1 Общие сведения о месторождении «Белый Тигр»

#### 1.1 Географическая расположенность месторождения

В настоящее время месторождение «Белый Тигр» является самым крупным месторождением на южном шельфе Вьетнама. Месторождение расположено на Центральном поднятии Кыулонгского бассейна в блоке 09 на восточном море, на расстояние 100 км от берега и 130 км от городского порта Вунгтау. Глубина моря в пределах месторождения около 50 м (рис.1.1), что позволяет применять для бурения самоподъемные буровые установки [1].

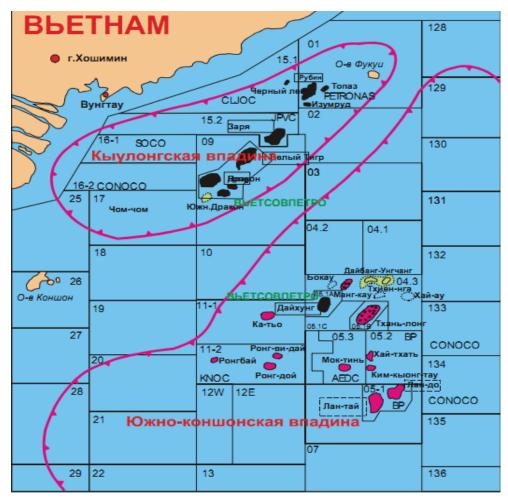


Рисунок 1.1 – Обзорная карта района на шельфе юга Вьетнама



#### 1.2 Геолого-физическая изученность района

Месторождение Белый Тигр разрабатывается с июня 1986 г. При повторном испытании скважин МСП-1-1 на месторождении Белый Тигр в Кыулонгской впадине с глубины 3150 м был впервые получен фонтан нефти с дебитом около 2830 т/сут. Из месторождения уже добыто около 100 млн. т нефти [1].

Добыча нефти ведется из залежей:

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

Открытие уникальной нефтяной залежи в трещиноватых гранитоидах мезозойского фундамента активизировало поисково-разведочные работы на образования магматогенного фундамента на шельфе Вьетнама и региона в целом (рис. 1.1). Промышленные притоки и признаки нефти и газа в настоящее время получены также в Южно-Коншонском прогибе Меконгского нефтегазоносного бассейна [1].

Залежь нефти, содержащая основные запасы месторождения и обеспечивающая основную добычу нефти СП «Вьетсовпетро», приурочена к крупному высокоамплитудному выступу гранитоидов. Выступ облекают осадочные отложения олигоцена, а глинисто-аргиллитовые отложения верхнего олигоцена служат изолирующей покрышкой для залежей фундамента и нижнего олигоцена.

Климат в районе месторождения тропический, муссонный, с дождливым летом и сухим сезоном в зимний период (табл. 1.1.).

Таблица 1.1 - Климатические особенности месторождения «Белый Тигр»

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

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

#### 1.3 Геофизические исследования скважин

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

Вскрытый бурением геологический разрез района подразделяется на 3 структурных этажа: докайнозойский фундамент, олигоценовый и миоценплейстоценовый структурно-тектонический этажи [2].

Олигоценовый структурно-тектонический этаж в отношении к нижележащим, в целом, носит унаследованный характер. Все основные структурно-тектонические элементы наследуются от фундамента и проявляются в олигоцене. В морфологическом отношении, влияние структурно-тектонического строения фундамента на строение олигоцена уменьшается снизу вверх по разрезу [2].

Миоцен-плейстоценовый структурно-тектонический этаж характеризуется сравнительно пологим рельефом и резким уменьшением

количества разрывных нарушений [2].

На основании структурно-тектонических особенностей, разрывных нарушений, литолого-петрографических характеристик и нефтегазоносности месторождение Белый Тигр разделяется на отдельные своды (блоки) и участки: Северный, Центральный, Южный, Западный и Северо-Восточный участки (рис. 1.2) [2].

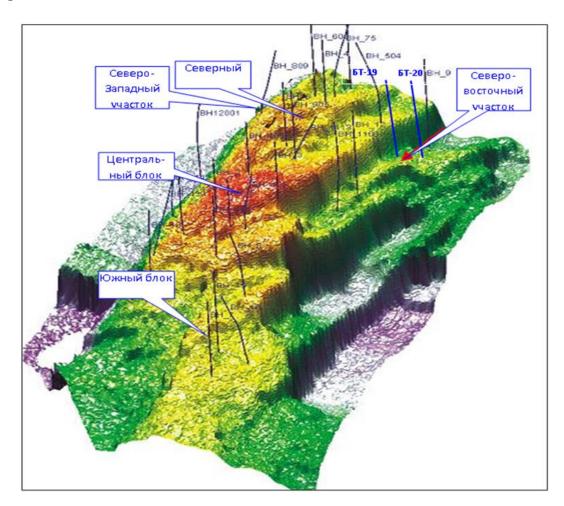


Рисунок 1.2 – Структурное районирование месторождения «Белый Тигр» 3D модель фундамента

Структура месторождения «Белый Тигр» по данным сейсморазведки 3Д и бурения скважин представляет собой по фундаменту погребенный горстообразный выступ северо-восточного простирания с размерами 28х6 км и амплитудой 1400 м по замкнутой изогипсе — 4450 м. За счет наличия многочисленных разрывных нарушений, она имеет очень сложное строение с разделением на различно-приподнятые блоки. Вверх по разрезу структура

месторождения выполаживается и уменьшается в размерах. Амплитуды разрывов затухают до полного исчезновения.

Геологический разрез месторождения «Белый Тигр» представлен докайнозойскими кристаллическими породами фундамента и преимущественно терригенными породами осадочного чехла. Суммарная толщина вскрытых образований фундамента по вертикали достигает 1990 м, осадочного чехла 4740м. В результате сейсморазведочных работ были построены структурные карты по 7 основным сейсмическим горизонтам: СГ-3, СГ-5, СГ-7, СГ-8, СГ-10, СГ-11 и СГ-АФ (рис. 1.3, 1.4) [2].

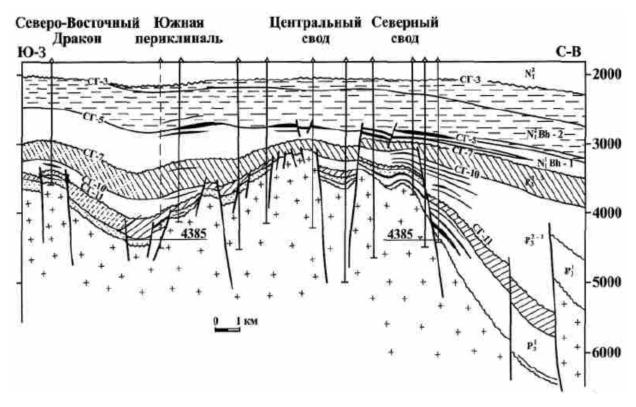


Рисунок 1.3 – Продольный геологический разрез месторождения «Белый Тигр»

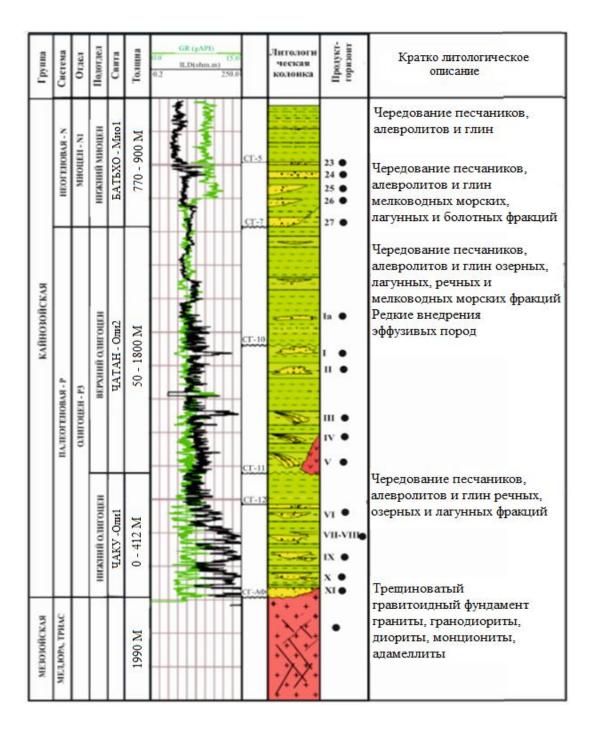


Рисунок 1.4 — Сводный литолого-стратиграфический разрез месторождения «Белый Тигр»

Фундамент сложен магматическими полнокристаллическими породами с дайками диабазовых и андезитобазальтовых порфиритов и характеризуется в петрофизической значительной мере неоднородностью. В пределах Центрального изучения распространены свода, ПО данным керна, преимущественно биотитовые двуслюдистые граниты, в пределах Северного – биотитовые лейкократовые гранодиориты и адамеллиты при значительном

содержании кварцевых монцонитов, кварцевых монцодиоритов и субщелочных диоритов. В пределах Южного свода – граниты (скважина БТ-8), гранодиориты (скважина БТ-17) и кварцевые монцодиориты (скважина БТ-7). Породы фундамента в различной степени изменены вторичными процессами. Среди вторичных минералов наиболее широко распространены: цеолит и кальцит. По данным радиологических определений, абсолютный возраст кристаллических пород фундамента колеблется от 245<sup>±</sup>7 для позднего триаса до 89<sup>±</sup>3 млн. лет. для позднего мела. Гранитоиды на месторождении «Белый Тигр» обладают повышенной кавернозностью и трещиноватостью [3].

Осадочный чехол, перекрывающий со стратиграфическим и угловым несогласием поверхности фундамента, представлен терригенными отложениями палеогена, неогена и четвертичной систем, расчлененными по литологическим, палинологическим и палеонтологическим признакам на свиты местной стратиграфической шкалы (сверху - вниз): Бьендонг (нерасчлененные плиоцен — четвертичные отложения), Донгнай (верхний миоцен), Кошнон (средний миоцен), Батьхо (нижний миоцен), Чатан (верхний олигоцен) и Чаку (нижний олигоцен). Самой большей изменчивостью по составу и мощности отличаются базальные нижнеолигоценовые отложения (рис. 1.5) [3].

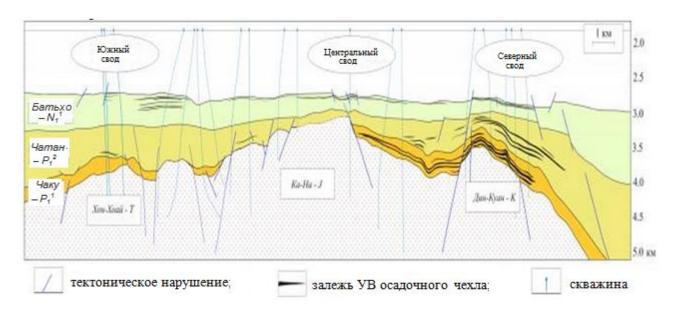


Рисунок 1.5 – Схематический геологический разрез месторождения «Белый Тигр»

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

В основании свиты залегают конгломераты и гравелиты с обломками пород фундамента, представляющие собой базальную пачку осадочного чехла. В разрезе свиты выделяются нефтеносные горизонты: VI, VII+VIII, IX, X+XI, отличающиеся невыдержанностью мощностей (рис. 1.4) и состава пород (табл. 1.2).

Свита Чатан мощностью от 50 до 1800м выделяется между СГ-7 и СГ-11, в разрезе которой встречаются линзы песчаников и алевролитов, которые объединяемы в пачки: І; ІІ; ІІІ; ІV и V (рис. 1.4, табл. 1.2). В некоторых из них установлено наличие залежей нефти. В ряде скважин встречаются вулканогенные породы основного состава, мощностью до 20м. Отложения свиты отлагались, преимущественно, в равнинной, лагунной, озерно-речной и аллювиально-прибрежной обстановке.

Свита Батьхо мощностью 770 — 900м выделяется между СГ-7 и СГ-3 (рис. 1.4). По литолого-петрографическому составу она подразделяется наверхнюю и нижнюю части. Верхняя часть в основном представлена глинистыми породами зелено-серого, серого цвета. На этой части алевролиты и песчаники чередуются и их содержание увеличивается сверху вниз (до 50%).

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

Ниже СГ-5 в разрезе свиты выделяются продуктивные горизонты 23, 24, 25, 26, 27, представленные кварцевыми и аркозовыми песчаниками (рис. 1.4,

табл. 1.2). Продуктивные пласты 25, 26, 27 развиты в виде отдельных линз. Они отлагались в равнинных, лагунных, озерно-речных и аллювиальных прибережно-морских средах.

Таблица 1.2 – Основные параметры, определенные по ГИС [5]

|   | Наименование              | Основные объекты эксплуатации   |   |   |  |  |
|---|---------------------------|---|---|---|--|--|
| № | показателей               | Н. миоцен   | В. олигоцен   | Н. олигоцен   | Фундамент  |  |
| 1 | Тип<br>коллектора         | Поровый   | Поровый   | Поровый   | Трещиноватый   |  |
| 2 | Горизонты<br>(объекты)    | 23, 24, 25, 26 и 27   | I, II, III, IV, V   | VI,VII,VIII,<br>IX,X, XI  | -  |  |
| 3 | Литологичес<br>кий состав | Мелко- и среднезернистые песчаники и алевролиты, сцементированные глинистокаолиновым, реже карбонатным материалом | Песчаники с прослоями алевролитов и аргиллитов, вторично измененные | Песчаники с прослоями алевролитов и аргиллитов, вторично измененные | Кристаллические породы (граниты, кварцевые монцониты, градиориты, кварцевые монцодиориты, диорит, кварцевые диориты) |  |

На месторождении «Белый Тигр», залежи нефти установлены в терригенных отложениях верхнего и нижнего олигоцена, нижнего миоцена и в трещиновато-кавернозных породах фундамента. Крупные и высокопродуктивные залежи нефти приурочены, в основном, к трещиновато-кавернозному фундаменту. Залежи в терригенных отложениях имеют сложное строение с различной продуктивностью.

Структура по фундаменту с запада ограничивается серией крупных взбросов F1, F2, F3, прослеживаемых на сейсмических разрезах и пересечениях в ряде скважин: 450, 924, 485, 2001, 140, в которых наблюдается повторение разреза. Ориентировка взбросов совпадает с простиранием структуры. С востока выступ ограничен крупными сбросами, F6, F7, которые к приподнятым частям выступа разделяются на более мелкие: F5.1, F5.2, F6.2, F6.3. По основным разрывным нарушениям с учетом петротипов пород фундамент разделен на

структурно-тектонические блоки: северо-западный, северный, центральный, северо-восточный, восточный, южный (рис. 1.6) [3].

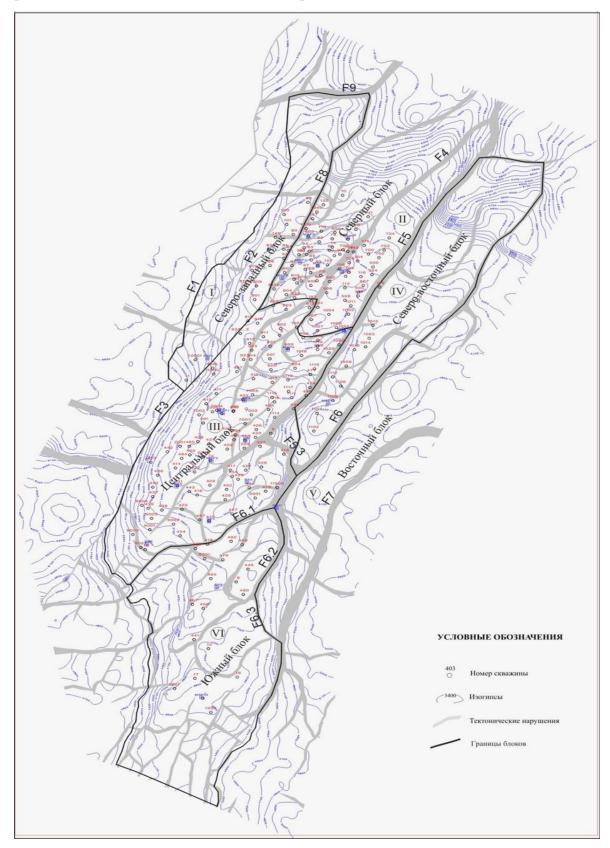


Рисунок 1.6 – Схема распределения структуры Белый Тигр по фундаменту на тектонические блоки

Структура месторождения по нижнеолигоценовому комплексу имеет более сложное строение. По данным бурения и сейсморазведки 3Д установлено отсутствие комплекса в наиболее приподнятых частях выступа фундамента. Структура месторождения по нижнеолигоценовому комплексу СГ-11, по особенностям рельефа, в целом близка к структурному плану фундамента. Большинство нарушений, разрывных выявленных ПО фундаменту, прослеживается и в нижнем олигоцене, однако, отмечается сокращение числа второстепенных разломов и уменьшение амплитуд основных нарушений. Отложения комплекса стратиграфически прилегают к поверхности фундамента. На основании особенностей строения структура по нижнеолигоценовому комплексу разделена на три участка, в пределах которых установлены залежи нефти: северный, южный и западный.

По верхнеолигоценовому комплексу относительно нижнеолигоценового сократилось количество и протяженность разрывных нарушений, уменьшилась взбросового типа. С учетом амплитуда оставшихся, исчезли разрывы нефтегазоносности тектонического строения структура И ПО верхнеолигоценовому комплексу, разделена на семь участков (блоки I, II, III, IV, V, VI, VII): северный, центральный, северо-восточный, северо-западный, западный, восточный и южный (рис. 1.6). Границы между участками носят условный характер и чаще всего связаны с границами развития песчаных пачек.

По нижнемиоценовому комплексу ориентировка структуры приблизилась к субмеридиальной. Еще больше сократилось количество разрывных нарушений, уменьшились углы падения пород на крыльях структуры, более четко сформировалось три свода: северный, центральный и южный. Все три свода (I, II, III) осложнены мелкой складчатостью и разрывными нарушениями небольшой протяженности (рис. 1.6).

#### 1.4 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

#### 1.4.1 Фильтрационно-емкостные свойства пород

Коллекторские свойства продуктивных пластов определялись по лабораторным исследованиям кернового материала, по материалам геофизических исследований, а также по результатам гидродинамических исследований скважин [4]. Основные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов месторождений СП «Вьетсовпетро» представлены в табл. 1.3

Таблица 1.3 – Основные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов месторождений «Белый Тигр» [5]

| №   | Наименование          | Основные объекты эксплуатации |             |             |           |
|-----|-----------------------|-------------------------------|-------------|-------------|-----------|
| 31= | показателей           | Н. миоцен                     | В. олигоцен | Н. олигоцен | Фундамент |
| 1   | Карбонатность,%       | 0,3-0,8                       | 5-9         | 0,5-2       | -         |
| 2   | Глинистость, %        | 10-13                         | 12-18       | 8-15        | -         |
| 3   | Ср. проницаемость, мД | 167                           | 25          | 23,6        | 14,4      |
| 4   | Ср. пористость,%:     | 19,5                          | 15          | 14,7        | 2,51      |
| 5   | Глубина скважин, м    | До 4200                       | До 4540     | До 4650     | До 5130   |

**Н. миоцен:** исследования по определению коллекторских свойств были проведены по объектам 23, 24, 25, 26, 27. Среднее значение проницаемости составило 167 мД. Среднее значение пористости составило 19,5%. Значение карбонатности находится в пределах 0,3 – 0,8%, а значение глинистости – 10 – 13%.

**В.** Олигоцен: исследования по определению коллекторских свойств были проведены по объектам I, II, III, IV, V. Среднее значение проницаемости

составило 25 мД. Среднее значение пористости составило 15%. Значение карбонатности находится в пределах 5-9%, а значение глинистости -12-18%.

**Н. олигоцен:** исследования по определению коллекторских свойств были проведены по объектам VI,VII,VIII, IX,X, XI. Среднее значение проницаемости составило 23,6 мД. Среднее значение пористости составило 14,7%. Значение карбонатности находится в пределах 0.5 - 2%, а значение глинистости -8 - 15%.

**Фундамент:** среднее значение проницаемости составило 14,4 мД. Среднее значение пористости составило 2,51%.

#### Нефтесодержание

Нефтенасыщение месторождения «Белый Тигр» было определено в скважине №1, нефть найдена на глубине 3500м. Согласно анализу, нефть на месторождении «Белый Тигр» обладает высокой вязкостью, большим содержанием парафина (около 25%), низким содержанием серы от 0,03 до 0,11% и имеет плотность от 0,83 до 0,875 г/см $^3$  (табл. 1.4) [4].

Таблица 1.4 – Характеристики нефти в месторождении «Белый Тигр» [4]

| Глубина,  | Тип             | Плотн    | ость, г/см <sup>3</sup> | Содер-     | доля<br>параф- | дебит,              | Газонасы-                                   | доля<br>CO <sub>2</sub> ,<br>% |  |
|-----------|-----------------|----------|-------------------------|------------|----------------|---------------------|---|--------------------------------|--|
| M M       | коллек<br>-тора | В пласте | На<br>поверхно-<br>сти  | серы,      | ина,<br>%      | M <sup>3</sup> /cyT | щенность,<br>м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> |                                |  |
| 2990-3020 | терриг<br>енные | 0,73     | 0,86 0,08               |            | 18,4           | 50                  | 100   | 0,12                           |  |
| 3060-3090 | <b>دد</b>       | 0,73     | 0,86                    | 0,095 18,4 |                | 50                  | 100   | 0,12                           |  |
| 3090-4220 | "               | 0,64     | 0,83                    | 0,095      | 18,4           | 470                 | 7150  | 0,02                           |  |
| 4220-4270 | ۲۲              | 0,64     | 0,83                    | 0,095      | 18,4           | 470                 | 7150  | 0,02                           |  |

#### Газосодержание

Газ на месторождении «Белый Тигр» содержит большое количество метана (CH<sub>4</sub>) и обладает высокой способностью теплоотдачи (3600-

11541ккал/м<sup>3</sup>) [4]. Характеристика газа месторождения «Белый Тигр» представлена в табл. 1.5 при различных глубинах.

Таблица 1.5 – Характеристика газа в месторождении «Белый Тигр» [4]

| Глубина,<br>м | Содержани<br>е CO <sub>2</sub> , % | Относите-<br>льная<br>плотность,<br>$\Gamma/\text{см}^3$ | $\Gamma$ азо-<br>насыщенность, $M^3/M^3$ | Перепад давление при вскрытии пласта, атм | Допустимое давление при вскрытии пласта, атм |
|---------------|------------------------------------|--|--|---|--|
| 2885-2935     | 0,03-0,04                          | 0,741  | 140                                      | 37  | 100-150                                      |
| 3165-3215     | "                                  | 0,668  | 180                                      | 29  | "  |
| 3405-3415     | 0,03-0,04                          | 0,641  | 130                                      | 31  | 100-130                                      |
| 3455-3515     |                                    | 0,640  | cc                                       | 28  |  |
| 3535-3565     |                                    | 0,654  | cc                                       | cc  | "  |
| 3565-3585     |                                    | 0,656  | cc                                       | cc  | "  |
| 3625-3695     |                                    | 0,655  | 160                                      | cc  |  |
| 3695-3715     |                                    | 0,650  | 120                                      | cc  |  |
| 3755-3785     |                                    | 0,645  | 130                                      | cc  | cc   |

#### Водосодержание

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

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

Пластовая вода на южной части содержит хлорид кальция (CaCl<sub>2</sub>) с повышенной минерализацией по направлению юго-запад. Вода, находящаяся в отложениях нижнего олигоцена, расположена на содержащем NaHCO<sub>3</sub> этаже с минерализацией 5 г/л. Согласно классификации минеральной воды, «Белый Тигр» имеет низкую и среднюю минерализацию (табл. 1.6).

Таблица 1.6 – Характеристики минеральной воды [4]

|                        |        |         |                           |                    |                    |          | Перепад  | Перепад    |  |
|------------------------|--------|---------|---------------------------|--------------------|--------------------|----------|----------|------------|--|
|                        | Плотно | содержа | содер                     | содер              | содер              | содер    | давления | давления   |  |
| Глубина,               | сть,   | ние     | жание SO4 <sup>-2</sup> , | жание              | жание              | жание    | при      | при        |  |
| M $\Gamma/\text{cm}^3$ |        |         | HCO <sup>-3</sup>         | $\mathrm{Mg}^{2+}$ | Ca <sup>2+</sup> , | вскрытии | опытном  |            |  |
| 1/CM                   |        | мг/л    | мг/л                      | , мг/л             | мг/л               | мг/л     | пласта,  | проведении |  |
|                        |        |         |                           |                    |                    |          | атм      | , атм      |  |
| 2788-2826              | 1,014  | 923,3   | 351,8                     | 823,5              | 80,2               | 1833,7   | 37       | 100-150    |  |
| 2877-2891              | 1,0144 | 10308,4 | 318,1                     | 823,5              | 21,9               | 2176,2   | 29       | 100-150    |  |
| 3190-3201              | 1,0237 | 18974,7 | 205,87                    | 164,7              | 1261,6             | 452,8    | 28       | 100-150    |  |
| 3243-3272              | 1,0231 | 19843   | 142,9                     | 0                  | 1261,6             | 451,2    | 28       | 100-140    |  |

### 1.4.2 Физические свойства пород

#### 1.4.2.1 Температура

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

- Самая высокая температура в центре месторождения, геотермальный градиент 3,70;
  - Геотермальный градиент на северной части составляет 3,40;
  - Геотермальнаый градиент на южной части составляет 2.20.
  - Нижний миоцен: 113 118 °C при глубине 2850 м;
  - Верхний олигоцен: 131  $^{\circ}$ С при глубине 3650 м;
  - Нижний олигоцен: 138 °C при глубине 3650 м;
  - Фундаментный этаж: 142  $^{\circ}$ С при глубине 3650 м.

#### 1.4.2.2 Пластовое давление

Начальное пластовое давление на месторождении «Белый Тигр» определялось по гидростатическому давлению следующим образом:

– Нижний миоцен: 21,93 МПа при глубине 2850 м;

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

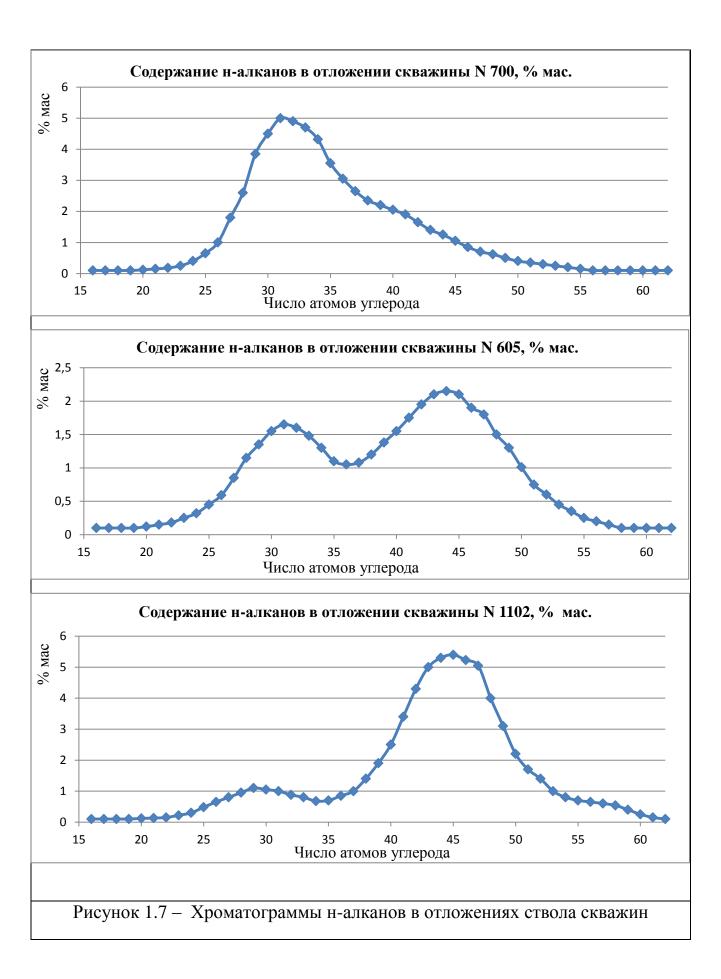
#### 1.4.2.3 Другие параметры

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

- Уровень I (с глубиной 0 520м): плотность грунта составляет 2,65 г/см<sup>3</sup>, содержание глин составляет 30%, пределы прочности 4-8 кг/см<sup>2</sup>, твердость породы 5-7 (по шкале твёрдости Мооса), твердость глин от 1 до 1,5 (по шкале твёрдости Мооса). Породы на этом уровне мягкие и рыхлые.
- Уровень II (520 1273м): плотность грунта 2,03 г/см $^3$ , пористость 30%, породы мягкие и рыхлые.
- Уровень III (1273 2627м): породы средней жесткости, плотность составляет 2,1г/см $^3$ , пористость 24-28%, содержание глин 50%, содержание карбоната 1 20%, пределы прочности составляют 16-20 кг/см $^2$ .
- Уровень IV (2627 2980м): мягкая порода смешена с песком, средняя жесткость, средняя плотность от 2,1 до 2,4 г/см<sup>3</sup>, пористость 12-24%, содержание глин 70 %, пределы прочности от 15 до 20,5 кг/см<sup>2</sup>.

## 1.5 Свойства и состав пластовых флюидов месторождения «Белый Тигр» и его некоторых скважин

Анализ молекулярного состава н-парафинов свидетельствует о присутствии двух четко выраженных максимумов н-алканов — первого максимума от  $C_{23}$  до  $C_{35}$  и второго — от  $C_{37}$  до  $C_{60}$  (рис. 1.7).



Промышленные залежи нефти месторождений СП «Вьетсовпетро» приурочены к терригенным породам миоцена, олигоцена и трещиноватым коллекторам фундамента. Основные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов месторождения «Белый Тигр» СП «Вьетсовпетро» представлены в табл. 1.7 и табл. 1.8. [5]

Таблица 1.7 — Свойства и состав пластовых флюидов месторождения «Белый Тигр» [5]

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

По физическим свойствам нефти являются легкими, маловязкими, высокопарафинистыми и малосернистыми (табл. 1.8).

Таблица 1.8 — Свойства и состав нефти различных скважин месторождения «Белый Тигр» [5]

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

## 2 Характеристика состояния разработки месторождения «Белый Тигр» за период 2015-2016 г.

Изменения по эксплуатационному фонду добывающих и нагнетательных скважин за отчетный период по состоянию на 01.01.15г и на 01.01.16г представлено в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Состояние добывающего и нагнетательного фонда скважин на начало и конец отчетного периода по объектам эксплуатации и по месторождениям [6].

|                        |         | Фо               | Фонд на 01.01.2015 |                |                  |             |                |                  | Фонд на 01.01.2016 |                |                  |             |                | Изменение по фонду |             |                |                  | цу          |                |
|------------------------|---------|------------------|--------------------|----------------|------------------|-------------|----------------|------------------|--------------------|----------------|------------------|-------------|----------------|--------------------|-------------|----------------|------------------|-------------|----------------|
|                        |         | Добываю-         |                    | Ha             | Нагнетат-        |             | Добываю-       |                  | Ha                 | Нагнетат-      |                  | Добываю-    |                | Нагнета-           |             | a-             |                  |             |                |
|                        |         |                  | щий                |                | ельный           |             | щий            |                  | ельный             |                | щий              |             | тельный        |                    | й           |                |                  |             |                |
| Объект<br>эксплуатации |         | эксплуатационный | действующий        | бездействующий | эксплуатационный | действующий | бездействующий | эксплуатационный | действующий        | бездействующий | эксплуатационный | действующий | бездействующий | эксплуатационный   | действующий | бездействующий | эксплуатационный | действующий | бездействующий |
|                        | Центрн. | 30               | 7                  | 3              | 4                | 4           |                | 42               | 39                 | 3              | 9                | 9           |                | 12                 | 12          | 0              | 2                | 2           | 0              |
| н                      | свод    | Š                | 27                 | (,,            | 7                | 7           |                | 4                | 3                  | (,,            |                  |             |                | 1                  | 1           |                | (1               | (1          |                |
| Нижний Миоцен          | Северн. | 31               | 20                 | 11             | 7                | 7           |                | 28               | 19                 | 6              | 7                | 9           | 1              | -3                 | -1          | -2             | 0                | -1          | 1              |
| IĬ N                   | свод    | .,               |                    | , ,            |                  |             |                |                  | , ,                |                |                  |             |                | ·                  |             | _              |                  |             |                |
| ЖНИ                    | Южный   | 17               | 7                  |                |                  |             |                |                  | 19                 | ۵)             |                  |             |                | 4                  | ۵)          | ۵)             | ۵)               | ۵)          |                |
| Ни:                    | свод    | 1,               | 17                 |                |                  |             |                | 21               |                    | 2              | 3                | 3           |                | 4                  | 2           | 2              | 2                | 2           | 0              |
|                        | всего   | 78               | 64                 | 14             | 12               | 12          | 0              | 91               | 77                 | 14             | 16               | 15          | 1              | 13                 | 13          | 0              | 4                | 3           | 1              |
| Верхний                |         |                  | 2                  |                |                  |             |                | 4                | 0                  |                |                  |             |                |                    |             |                |                  |             |                |
| Олигоп                 | цен     | 31               | 26                 | 5              | 2                | 2           |                | 34               | 30                 | 4              | 2                | 2           |                | 3                  | 4           | -1             | 0                | 0           | 0              |

Продолжение таблицы 2.1

| Нижний    |             | 40  |     |    |    |    |   |     |     |    |    |    |   |      |    |     |    |    |   |
|-----------|-------------|-----|-----|----|----|----|---|-----|-----|----|----|----|---|------|----|-----|----|----|---|
| Оли       | Олигоцен    |     | 35  | 5  | 13 | 13 |   | 44  | 37  | 7  | 11 | 11 |   | 4    | 2  | 2   | -2 | -2 | 0 |
|           | Центр. блок | 99  | 43  | 23 | 21 | 21 |   | 99  | 46  | 10 | 20 | 20 |   | -10  | 3  | -13 | -1 | -1 | 0 |
|           | Север. блок | 12  | 11  | 1  | -  | 1  |   | 11  | 11  |    | 1  | П  |   | -1   | 0  | -1  | 0  | 0  | 0 |
|           | Сев-вост.   | 1   | 1   |    | 0  |    |   | 1   | 1   |    | 0  |    |   | 0    | 0  | 0   | 0  | 0  | 0 |
| ент       |             |     |     |    |    |    |   |     |     |    |    |    |   |      |    |     |    |    |   |
| дам       | Южный блок  | 2   | 1   | 1  | 0  |    |   | 2   | 1   | 1  | 0  |    |   | 0    | 0  | 0   | 0  | 0  | 0 |
| фундамент | всего       | 81  | 99  | 25 | 22 | 22 | 0 | 20  | 69  | 11 | 21 | 21 | 0 | -111 | 3  | -14 | -1 | -1 | 0 |
| Ито       | го          | 320 | 181 | 49 | 49 | 49 | 0 | 239 | 203 | 36 | 50 | 49 | 1 | 6    | 22 | -13 | 1  | 0  | 1 |

На основании анализа таблицы 2.1 следует, что эксплуатационный фонд добывающих скважин месторождения «Белый Тигр» увеличился в 2015 году на 9 скважин. Эксплуатационный нагнетательный фонд за отчетный период увеличился на 1 скважину. В целом действующий фонд добывающих скважин месторождения «Белый Тигр» увеличился на 22 единиц, бездействующий снизился на 13 единиц. Действующий фонд нагнетательных скважин не изменился, бездействующий увеличился на 1 скважину.

В отчетном году введен в эксплуатацию новый морской объект БК-16 на месторождении «Белый Тигр» с выводом из консервации в сентябре двух добывающих скважин БН25 и БН26. На этом объекте также в 2015 году введены в эксплуатацию скважина 1601/БК-16 с выводом из консервации в октябре, и после бурения две скважины: 1602/БК-16 в ноябре и 1603/ БК-16 в декабре. Таким образом, по состоянию на 01.01.2016г на БК-16 в эксплуатации находятся пять добывающих скважин, работающие на южном своде залежи нижнего миоцена месторождения «Белый Тигр». Все эти скважины эксплуатируются газлифтным способом и работают на постоянном режиме.

В таблице 2.2 представлены основные показатели добычи нефти по объектам и месторождениям в 2015г. в сравнении с показателями в 2014г.

Таблица 2.2 – Основные показатели добычи нефти по объектам и по месторождению в 2014 г. и в 2015 г [6].

|                  | Средняя суточная добыча |         |       | Обвод | цненно | сть, % | Годовая  | добыча  |  |
|------------------|-------------------------|---------|-------|-------|--------|--------|----------|---------|--|
| Объект           | нефти, т/сут.           |         |       |       |        |        | нефти, т |         |  |
| эксплуатации     | Дек                     | Дек     | +/- % | Дек   | Дек    | +/-    | 2014     | 2015    |  |
|                  | 2014                    | 2015    |       | 2014  | 2015   | %      |          |         |  |
| Нижний Миоцен    | 2549,3                  | 3585,5  | 40,6  | 58,2  | 51,3   | -6,9   | 1066553  | 1062715 |  |
| Верхний Олигоцен | 2246,6                  | 882,2   | -61   | 3     | 11,6   | 8,6    | 383969   | 454424  |  |
| Нижний Олигоцен  | 991,5                   | 849,5   | -14,3 | 36,4  | 39,2   | 2,8    | 351144   | 336758  |  |
| фундамент        | 5824,9                  | 5231,7  | -10,2 | 51,1  | 50,5   | -0,6   | 2292230  | 2021706 |  |
| Всего            | 11612,3                 | 10548,8 | -9,2  | 47,5  | 48,1   | 0,6    | 4093896  | 3875603 |  |

Резкое увеличение средней суточной добычи и снижение обводненности по Нижнему Миоцену месторождения «Белый Тигр» объясняется увеличением добывающего фонда скважин: запуском после перевода на вышележащий горизонт скважин 10001/БК10, 10006/БК10, 415/БК4, 423/БК4, 1111/11, 429/БК4, 7008/БК7, 7002/БК7, 406/БК1, 432/БК1, 438/БК6, 2003/2, 2005/2, 457/БК4, 136/5, а также вводом в эксплуатацию скважины из бурения 2006/2 и запуском БК-16 [6].

# 3 Проектирование кислотной обработки

#### 3.1 Факторы, влияющие на снижение продуктивности скважин

#### 3.1.1 Влияние процесса бурения

Снижение проницаемости призабойной 30НЫ пласта обусловлено влиянием глинистого раствора при вскрытии пласта в процессе бурения: выпадение глинистых частиц из раствора в проводящие каналы пласта; формирование глинистой корки на поверхности ствола скважины (блокирование водой, разбухание глинистых частиц, затруднение притока нефти из пласта). В пласте буровые растворы могут реагировать с минеральной водой, и образуется соли. C содержащий нерастворимые другой стороны, ΜΟΓΥΤ осадок, образовываться устойчивые эмульсии, которые закупоривают трещины, вследствие этого происходит снижение эффективной проницаемости горных пород [7].

# 3.1.2 Влияние процесса цементирования обсадных колонн

После цементирования обсадных колонн, цементированные загрязненные проницаемость. Восстановление участки имеют нулевую естественной проницаемости пласта затрудняется, так как увеличение местной гидравлической потери границе раздела между забойной на зоной продуктивными пластами частично устраняет пластовое давление и снижает коэффициент продуктивности [7].

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

# 3.1.3 Влияние процесса заканчивания скважин

Типы загрязнения жидкостью являются следующими [7]:

- Уменьшение проницаемости и способности эксплуатировать скважины из-за закупорки твердых веществ и полимеров в растворе.
- Из-за набухания и распространения глин, инфильтрации эмульсий и оседания твердых и механических примесей.

В скважинах с низким давлением необходимо обратить особое внимание на контроль за потерей жидкости, глушение скважины.

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

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

#### 3.1.4 Влияние процесса эксплуатации

В процессе эксплуатации, мелкие частицы (каолиновая глина, щебень, мелкий песок, и т.п.) сдвинуты и забивают, герметизируют поры, трещины в ПЗС. Кроме того, когда происходит изменение в пластовых условиях (изменения температуры, давления, фазовый состав, упорядоченную структуру, и т.п.) часто происходит осаждение парафина, асфальтена, смол, соли, и приводит к уменьшению проницаемости ПЗС [7].

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

#### 3.1.5 Влияние ремонта скважин

Процесс ремонта скважин также загрязняет призабойную зону из-за растворов для ремонта скважин, материалы для цементирования и остаточного цемента в скважине и т.п.

Жидкости глушения скважин (как правило, В качестве таких используются растворы морской воды, обработанной поверхностно-активными веществами и глинистыми растворами) имеют большую плотность, поэтому легко проникают глубже в пласт, чем буровой раствор и раствор для вскрытия пласта, и легко образуют осадки (соли и т.п.). При перемещении поршня ремонта при использовании комплектов контрольно-измерительного скважин И оборудования проблема усугубляется [7].

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

Составные частицы при растрескивании пласта также являются причиной загрязнения продуктивного пласта.

#### 3.2 Обработки призабойной зоны скважин кислотой

# 3.2.1 Обработка соляной кислотой

Метод обработки соляной кислотой является наиболее простым методом обработки ПЗС и нашёл наиболее широкое распространение. Сущность этого метода обработки заключается в закачке кислотного растворов ПЗС. Реакция кислотного раствора с некоторыми присутствующими в породах веществами, такими как известняки, доломиты или карбонатные цементирующие вещества, и с некоторым типом загрязненных отложений, почвы в ПЗС будет очищать эту зону или образовывать и (или) расширять поры, трещины, что приводит к повышению проницаемости породы [8].

При обработке соляной кислотой происходят следующие реакции:

 $2HCl + CaCO_3 = CaCl_2 + H_2O + CO_2$  - воздействие на известняк;

 $4HCl + CaMg(CO_3)_2 = CaCl_2 + MgCl_2 + 2H_2O + 2CO_2$  - воздействие на доломит;

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

Обработка скважин соляной кислотой разделяется на несколько видов:

- кислотные ванны;
- простые кислотные обработки;
- обработка под высоким давлением ПЗС;
- термокислотные обработки;
- поинтервальная (ступенчатая) солянокислотная обработка СКО;
- кислотные обработки терригенных коллекторов

#### 3.2.1.1 Кислотные ванны

Кислотные ванны являются простой формой СКО, применяются для очистки поверхности забоя от загрязняющих веществ, таких как глины, остатки цементной и глинистой корки, густые смолы, парафин и продукты коррозии металла и т.п. в скважинах с открытым забоем после бурения и при освоении. В отличие от других методов обработки, при кислотной ванне кислотный раствор закачивается в забойную зону, и не закачивается в нижнюю части ПЗС. Объём равен объему забоя кислотного раствора скважины кровли обрабатываемого интервала. Раствор закачивается через башмак НКТ, который спускается до забоя скважин или подошвы пласта. Применяется исходная концентрация HCL 15 – 20%, так как его перемешивания на забое не происходит. Время выдержки обычно составляет 16 - 24 ч [8].

## 3.2.1.2 Простые кислотные обработки

Простые кислотные обработки являются наиболее распространенной формой обработки. При многократных обработках для каждой следующей

операции растворяющая способность раствора увеличивается вследствие наращивания объема раствора, повышения концентрации кислоты или закачки. HCL 12 увеличения скорости Применяется концентрация %, (максимальная концентрация HCL - 20 %) [8].

Простые кислотные обработки проводятся с помощью одного насосного агрегата в промытой и подготовленной скважине без применения повышенных температур и давления. При парафинистых и смолистых отложениях в НКТ и на забое, их удаляют промывкой скважины растворителями: керосином, пропанбутановыми фракциями и др. При открытом забое кислотная обработка проводится только после кислотной ванны. Уровень кислоты в межтрубном пространстве поддерживается у кровли пласта в процессе закачки раствора. После закачки расчетного объема раствора кислоты в НКТ закачивают продавочную жидкость (нефть для добывающих скважин и вода с добавкой ПАВ типа ОП-10 для нагнетательных скважин) в объеме, равном объему НКТ.

Время выдержки кислоты зависит от многих факторов. Кислота реагирует с карбонатами очень быстро, особенно в пористой среде. Повышенная температура ускоряет реакцию и сокращает время выдержки кислоты на забое. При низких температурах, открытом забое и сохранении объема кислоты в пределах обрабатываемого интервала выдержка продолжается от 8 до 24 ч, при задавливании всей кислоты в пласт при пластовой температуре 15 - 30 °C - до 2ч, при температуре 30 - 60 °C - 1- 1,5 ч. При более высоких температурах выдержка не планируется, так как перевод скважины на режим эксплуатации потребует больше времени, чем нужно для нейтрализации кислоты [8].

# 3.2.1.3 Кислотная обработка под высоким давлением (ПВД)

При кислотных ваннах и простых кислотных обработках кислота не проникает в плохо проницаемые прослои и эти прослои остаются неохваченными.

Для того, чтобы улучшить проницаемость этих прослоев применяется кислотная обработка под высоким давлением. Кислотная обработка ПВД проводится после ванн и простых СКО [8].

При кислотной обработке ПВД кислотный раствор закачивается в пласт под действием давления от 300 атм или выше с помощью двух или несколько насосов, работающих одновременно. В качестве кислотного раствора используют высоковязкую эмульсию типа кислота в нефти (смесь 10-12%-ого раствора НС1 и нефти в отношении 7:3). Объём нефтекислотной вязкой эмульсии для закачки определяется объёмом пор пласта по формуле [8]:

$$V_{9} = \pi \cdot (R^{2} - r_{c}^{2}) \cdot h \cdot m \qquad (3.1)$$

Где: R - предполагаемый радиус закачки;

h - толщина проницаемых прослоев; m - пористость.

После закачки эмульсии последовательно закачивают рабочий раствор HCl и продавочную жидкость. Объём рабочего раствора HCl равен внутреннему объёму НКТ, а объём продавочной жидкости равен объёму НКТ и подпакерного пространства. Время выдержки раствора для полной нейтрализации такое же, как и при простых СКО. После выдержки, пакер с якорем и НКТ извлекаются, и скважина пускается в эксплуатацию.

# 3.2.1.4 Термокислотные обработки

Термокислотные обработки — это обработка 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 [8]:

$$Mg + 2HCl + H_2O = MgCl_2 + H_2O + H_2 + 461,8$$
 кДж

Существует 2 вида термокислотной обработки:

- термохимическая обработка ПЗП: горячая кислота используется для обработки. При термохимической обработке для того, чтобы растворить магний и карбонаты породы пласта, нужно подать избыточное количество кислоты.
- термокислотная обработка ПЗП: совместная обработка термохимической и кислотной обработки (простой или под высоким давлением),
   при этом кислотная обработка непрерывно проводится за термохимической обработкой.

Этот вид обработки применяется не только для карбонатных, но и терригенных коллекторов, при достаточно высокой их карбонатности. Он эффективен в тех случаях, если [8]:

- скважины с низкой пластовой температурой;
- в ПЗС наблюдается отложение смолы, парафинов, асфальтенов и т.п.

## 3.2.1.5 Поинтервальная солянокислотная обработка СКО

Поинтервальная (ступенчатая) СКО применяется в таких случаях [8]:

- при вскрытии пласта, имеющего большую толщину и в разрезе которого существуют интервалы с различной проницаемостью;
- прослои вскрываются общим фильтром или общим открытым забоем.

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

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

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

# 3.2.2 Кислотные обработки терригенных коллекторов (глино-кислотная обработка)

Кислота в терригенных коллекторах, в карбонатных и трещиноватых, не формирует отдельные каналы, которые проникают в пласт на различную глубину, а кислота проникает равномерно и контур её проникновения близок к кругу. В зависимости от проницаемости и пористости прослоев контур проникновения имеет разный радиус [8].

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

Основные реакции, протекающие при кислотных обработках терригенных коллекторов [8]:

Реакция с кварцем

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

$$3SiF_4 + 4H_2O = Si(OH)_4 + 2H_2SiF_6$$

Реакция с алюмосиликатами

$$H_4AL_2Si_2O_9 + 14HF = 2ALF_3 + 2SiF_4 + 9H_2O$$

 $H_2SiF_6$  и ALF<sub>3</sub> остаются в растворе

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

## 3.2.3 Обработка кислотными эмульсиями

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

Главное преимущество этого метода: эмульсия обладает определенным периодом стабильности, которые и контролирует время замедления реакции, причем это замедление не зависит от величины раскрытости трещин. Это исключительно важно при проведении кислотных обработок в скважинах с высокими температурами [8].

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

В зависимости от соотношения компонентов в смеси может получить различные растворы нефтекислотной эмульсии, обычно смешивают 30-40% нефти и 70-60% раствора кислоты. В качестве кислоты часто используют соляную и плавиковую кислоты.

# 3.2.4 Обработка кислотными пенами-аэрированными кислотами с добавками ПАВ

Сущность метода заключается в том, что вместо соляной кислоты HCl в пласт закачивается аэрированный (или газированный) кислотный раствор ПАВ, который представляет собой двухфазную кислотную пену. Преимуществами является то, что кислотная пена может глубоко проникать в пласт, вследствие этого эффективность действия кислоты в пласте повышается, и процесс

освоения скважин после обработки улучшается. Ограниченность этого метода заключается в сложной технологии и высокой опасности [8].

Способ обработки аэрированной кислотой с добавками ПАВ эффективно применяется для залежи олигоцена и дает эффект в тех случаях, когда обычные кислотные обработки оказываются безрезультатными. Характер и содержание подготовительных работ перед проведением обработки зависят от конкретных геолого-физических условий (свойств коллектора и насыщающей его жидкости). При проведении работы аэрированная кислота, образованная кислотными растворами с азотом и ПАВ, закачивается в продуктивный пласт (слои, прослои) специально-компрессорными насосами.

# 3.3 Химические реагенты, применяемые в кислотных составах и их назначение

#### 3.3.1 Химические реагенты и их назначения

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

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

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

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

*Кислота уксусная (СН<sub>3</sub>СООН)* 99 % концентрации в соответствии с техническими требованиями СП «Вьетсовпетро» [5].

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

Кислота нитрилотриметилфосфоновая  $(C_3H_{12}NO_9P_3)$  или жидкий раствор (содержание основного вещества 48-52%), поставляется в соответствии с техническим требованиям СП «Вьетсовпетро» [5].

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

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

#### Назначение:

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

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

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

Поверхностно-активные вещества ( $\Pi AB$ ) поставляются в соответствии с техническими требованиями СП «Вьетсовпетро» [5].

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

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

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

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

#### 3.3.2 Базовые кислотные составы

# 3.3.2.1 Соляно-кислотный раствор (СКР)

Соотношение компонентов раствора [5]:

- соляная кислота (HCl) 10-15~%, - уксусная кислота (CH $_3$ COOH) 2-5~%, - ингибитор кислотной коррозии 2-6~%, - поверхносто-активное вещество 1-2~%,

- кислота нитрилотриметилфосфоновая (основное вещество): 1-3%,
- - вод остальное до 100%.

Область применения соляно-кислотного раствора

- Соляно-кислотный раствор применяется для обработки терригенных коллекторов скважин с повышенным содержанием карбонатных составляющих пород (более 1 %).
- Предварительное нагнетание соляно-кислотного раствора перед закачкой глинокислотного раствора (ГКР) с целью снижения неэффективного расходования плавиковой кислоты на растворение карбонатов, расход соляно-кислотного раствора на предварительное нагнетание  $0,1-0,2\,\mathrm{m}^3/\mathrm{m}$  вскрытой мощности.

Солянокислотная обработка является эффективным методом увеличения проницаемости призабойной зоны, особенно в тех случаях, когда породы представлены карбонатными отложениями. При проектировании технологии проведения обработки должны исходить, прежде всего, из размера зоны пласта, подлежащей обработке, с учетом возможности обеспечения последовательного увеличения радиуса этой зоны. Эффективность обработки связана с количественным растворением карбонатных минералов пласта, так и с формированием каналов (трещин), глубоко проникающих в пласт. Размер обрабатываемой зоны пласта зависит от времени нейтрализации кислоты в пласте и скорости движения кислоты от стенки скважины вглубь пласта.

Особое внимание при проведении обработок должно быть уделено подготовке забоя скважины. Проникновение глинистого раствора в пласт приводит к тяжелым последствиям, поэтому необходимо перед обработкой тщательно промыть забой скважины от глинистого раствора водным раствором ПАВ и при проведении самой обработки и всех последующих операций принять необходимые меры, предотвращающие попадание раствора в пласт.

# 3.3.2.2 Глино-кислотный раствор (ГКР)

Соотношение компонентов раствора [5]:

плавиковая кислота

3-5%;

- соляная кислота 8-10%;

- ингибитор кислотной коррозии 2-6%;

- уксусная кислота 2-5%;

- поверхностно-активное вещество 1-2%;

- кислота нитрилотриметилфосфоновая (основное вещество): 1-3%,

– при использовании НТФ в жидком состоянии, с 50 % концентрацией,

концентрация товарного продукта должна составлять: 2-6%,

вода остальное до 100%.

Глино-кислотный раствор применяется для обработки призабойной зоны скважин, вскрывающих трещиноватые, трещиновато-поровые и поровые коллекторы, характеризующиеся наличием силикатных, кварцевых и глинистых образований независимо от их происхождения, при необходимости частичного растворения горных пород для увеличения проницаемости коллектора и соответственно увеличения продуктивности скважин.

Наряду с этим в составе глино-кислоты участвует уксусная кислота, которая служит в качестве замедлителя реакции. При планировании процесса кислотной обработки песчано-глинистых коллекторов необходимо учитывать влияние различных кислот, их смесей и концентраций на набухание глин. При использовании «грязевой» кислоты желательна во всех случаях добавка ПАВ, которые улучшают условия смачивания.

# 3.3.2.3 Нефтекислотная эмульсия (НКЭ)

Дополнительные положительные свойства НКЭ — максимальное снижение коррозийной активности в период стабилизации эмульсии, более глубокое проникновение в пласт с соответствующим увеличением зоны охвата кислотного воздействия, предупреждение образования гудронов в пласте.

Соотношение компонентов [5]:

| <ul><li>соляная кислота</li></ul>                        | 10 - 12 %;     |
|--|----------------|
| <ul> <li>плавиковая кислота</li> </ul>                   | 3-5%;          |
| <ul><li>уксусная кислота</li></ul>                       | 2-3%;          |
| <ul> <li>ингибитор кислотной коррозии</li> </ul>         | 1-2%;          |
| - кислота нитрилотриметилфосфоновая (основное вещество): | 1 - 3%,        |
| – при использовании НТФ в жидком состоянии, с 50 % в     | концентрацией, |
| концентрация товарного продукта должна составлять:       | 2-6%,          |
| – эмульгатор   | 2-4%;          |
| <ul><li>углеводородный растворитель – нефть</li></ul>    | 30-40%;        |
| – вода остальное до                                      | 100%.          |

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

# 3.4 Расчет необходимого объема и концентрации раствора кислот

Необходимый объем товарной кислоты ( $V_{\scriptscriptstyle T}$ ) на приготовление 1 м<sup>3</sup> кислотного раствора определяется по формуле [5]:

$$V_T = \frac{10 \cdot a_3 \cdot \rho_3}{A}; \qquad (3.2)$$

а<sub>3</sub> – заданная концентрация кислоты в составе, %;

 $ho_3$  — плотность раствора кислоты при заданной концентрации, г/см $^3$ ;

А – весо-объемная концентрация товарной кислоты, кг/л.

Плотности растворов кислот при различной концентрации представлены в таблицах 3.1, 3.2, 3.3.

Таблица 3.1 — Плотность растворов соляной кислоты (HF) различных концентраций при  $20^{0}$ C [5].

| Плотн. HF, г/см <sup>3</sup> | Концентр.<br>HF, % | Содерж.<br>HF, кг/л | Плотн.<br>HF, г/см <sup>3</sup>       | Концентр.<br>HF, % | Содерж.<br>HF, кг/л                   |
|------------------------------|--------------------|---------------------|---------------------------------------|--------------------|---------------------------------------|
| 1,005                        | 7111, 70           | 0,020               | 1,070                                 | 20                 | 0,214                                 |
| 1,003                        | <u> </u>           | 0,020               | 1,070                                 | 20<br>24           | 0,214                                 |
| · ·                          | 4                  | *                   | · · · · · · · · · · · · · · · · · · · |                    | · · · · · · · · · · · · · · · · · · · |
| 1,021                        | 6                  | 0,061               | 1,096                                 | 28                 | 0,307                                 |
| 1,028                        | 8                  | 0,082               | 1,107                                 | 32                 | 0,354                                 |
| 1,036                        | 10                 | 0,104               | 1,118                                 | 36                 | 0,403                                 |
| 1,043                        | 12                 | 0,125               | 1,123                                 | 40                 | 0,448                                 |
| 1,050                        | 14                 | 0,147               | 1,134                                 | 42                 | 0,476                                 |
| 1,057                        | 16                 | 0,169               | 1,139                                 | 44                 | 0,501                                 |
| 1,064                        | 18                 | 0,192               | 1,155                                 | 50                 | 0,578                                 |

Таблица 3.2 — Плотность растворов соляной кислоты (HCl) различных концентраций при  $20^{0}$ C [5].

| Плотн. НС1,   | Концентр. | Содерж.   | Плотн.                 | Концентр. | Содерж.   |
|---------------|-----------|-----------|------------------------|-----------|-----------|
| $\Gamma/cm^3$ | HCl, %    | HCl, кг/л | HCl, г/cm <sup>3</sup> | HCl, %    | HCl, кг/л |
| 1,003         | 1         | 0,010     | 1,119                  | 24        | 0,269     |
| 1,008         | 2         | 0,020     | 1,125                  | 25        | 0,282     |
| 1,018         | 4         | 0,041     | 1,120                  | 26        | 0,294     |
| 1,028         | 6         | 0,062     | 1,135                  | 27        | 0,307     |
| 1,038         | 8         | 0,083     | 1,139                  | 28        | 0,319     |
| 1,047         | 10        | 0,105     | 1,145                  | 29        | 0,332     |
| 1,057         | 12        | 0,127     | 1,149                  | 30        | 0,345     |
| 1,063         | 13        | 0,140     | 1,155                  | 31        | 0,358     |
| 1,068         | 14        | 0,150     | 1,159                  | 32        | 0,371     |
| 1,073         | 15        | 0,163     | 1,165                  | 33        | 0,385     |
| 1,078         | 16        | 0,172     | 1,169                  | 34        | 0,398     |
| 1,085         | 17        | 0,184     | 1,172                  | 35        | 0,411     |
| 1,088         | 18        | 0,196     | 1,179                  | 36        | 0,424     |
| 1,098         | 20        | 0,220     | 1,185                  | 37        | 0,438     |
| 1,105         | 21        | 0,232     | 1,189                  | 38        | 0,452     |
| 1,108         | 22        | 0,244     | 1,194                  | 39        | 0,466     |
| 1,115         | 23        | 0,257     | 1,198                  | 40        | 0,479     |

Расчет объема кислотного раствора для обработки скважины. Необходимый объем кислотного раствора определяется заданной глубиной его проникновения в пласт и рассчитывается по формуле [5]:

$$V_{K.P.} = \pi * R^2_{ycp.} * H_{\phi} * m,$$
 (3.3)

Где:  $V_{\text{К.Р.}}$  – объем кислотного раствора для проведения обработки, м<sup>3</sup>;

 $R_{\text{уср.}}$  — усредненный радиус обрабатываемой зоны пласта, м (обычно не менее 1 м );

 $H_{\varphi}$  – высота интервала фильтра, (вскрытая мощность пласта), м;

m — коэффициент эффективной пористости, трещиноватости, пустотности, доля единицы.

Объем кислоты должен составлять  $0,4-1,0\,\mathrm{m}^3$  на  $1\,\mathrm{m}$  вскрытой толщины пласта.

Таблица 3.3 – Плотность растворов уксусной кислоты (CH<sub>3</sub>COOH) различных концентраций при  $20^{0}$ C [5].

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

Расчет расхода вспомогательных реагентов. Необходимое количество вспомогательных реагентов — ингибиторы коррозии, комплексообразователи, поверхностно-активные вещества и др., определяется по формуле [5]:

$$V_{e.p.} = \frac{V_{\kappa.p.} \cdot C_p}{100}; \qquad (3.4)$$

Где:  $V_{\text{в.р.}}$  – количество вспомогательного реагента на обработку, м<sup>3</sup>;

 $V_{\kappa.p.}$  – количество кислотного раствора, м<sup>3</sup>;

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

#### 3.5 Оборудование для проведения кислотных обработок

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

- качественное приготовление составов;
- непрерывность технологического процесса;
- необходимые давления и производительность на каждом этапе осуществления приготовления и закачки составов;
  - безопасные условия проведения работ.

## 3.5.1 Технология проведения соляно- (глино-) кислотной обработки

Расстановка оборудования для проведения соляно- (глино-) кислотной обработки

Выполнить расстановку оборудования для проведения кислотной обработки (СКР, ГКР) согласно схем (рис. 3.1, 3.2) и обвязать приемные, нагнетательные линии с насосами [5].

- Нагнетательная линия для закачки кислотного раствора.
   Выполняется из труб с быстроразъемными соединениями (БРС), приемная линия от емкостей выполняется специальными шлангами с БРС;
- Цементировочный агрегат ЦА-320 для продавки водой кислотного раствора КР в пласт; используется линия глушения;
- Насос мембранного типа (HM) для подачи химреагента на прием насоса 9МГР (рис. 3.2). Нагнетательная линия от HM собирается из труб с быстроразъемными соединениями (БРС) или шланга высокого давления с БРС;
- В качестве нагнетательной линия от насоса 9МГР (9T) до скважины используется линия глушения;
- Насосы высокого давления типа TWS со штатными расходомерами для закачки кислотного раствора (КР).

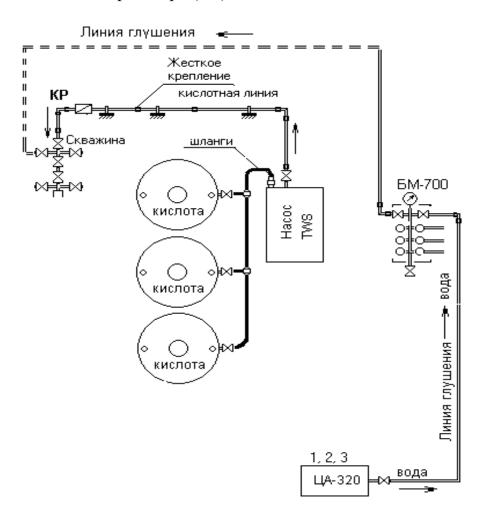


Рисунок 3.1 – Схема размещения оборудования на верхней палубе при кислотной обработке скважин

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) до насоса 9МГР, TWS №2 опрессовать водой на полуторократное рабочее давление в БЕ [5].

Заменить объем скважины на подготовленную (обезвоженную) в БЕ дегазированную нефть насосом 9 МГР по линии глушения с подачей ПАВ-0,5-3% в первую порцию, равную объему НКТ от дозировочного насоса согласно схемы (рис. 3.2) [5].

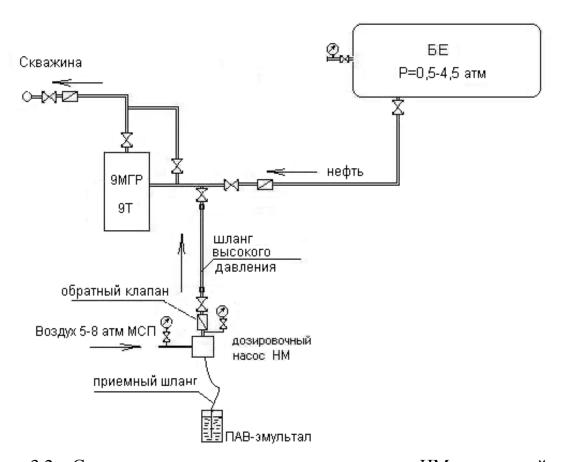


Рисунок 3.2 – Схема подключения дозировочного насоса НМ к приемной линии насоса 9МГР (9T)

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.

При закрытом затрубном пространстве закачать в скважину расчетное количество КР насосом TWS из кислотных емкостей. Давление закачки КР не должно превышать 320 атм [5].

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

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 нефтегазовых сепараторов (НГС) до получения устойчивого притока нефти [5].

# 3.5.2 Технология проведения обработки нефтекислотной эмульсией

Выполнить расстановку оборудования для проведения НКЭ согласно схемы (рис. 3.3) и обвязать приемные, нагнетательные линии с насосами [5].

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.
- подача нефти осуществляется по линии обратной циркуляции из буферной емкости (БЕ), через линию с БРС к приему насоса TWS №2;

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.

Заменить объем скважины на подготовленную (обезвоженную) в БЕ дегазированную нефть насосом 9 МГР по линии глушения с подачей ПАВ-0,5-3% в первую порцию, равную объему НКТ от дозировочного насоса согласно схеме (рис. 3.3) [5].

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.

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 (рис. 3.3) [5].

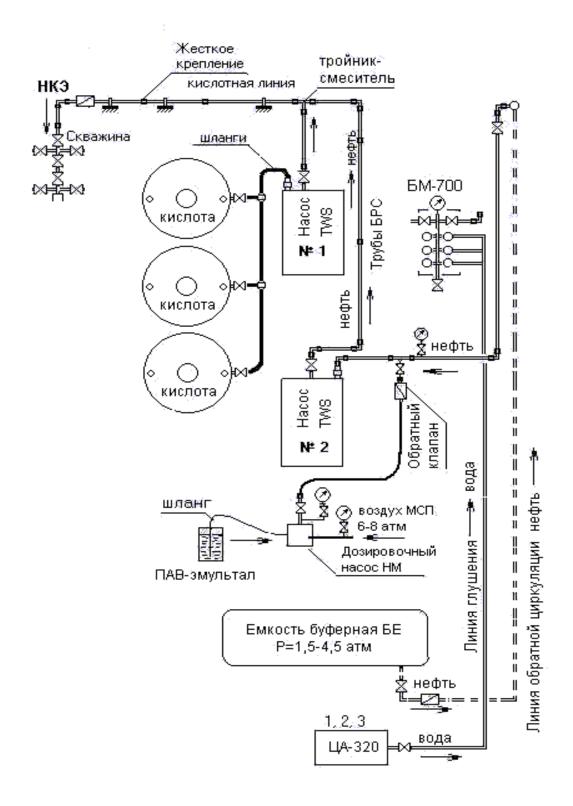


Рисунок 3.3 – Схема размещения оборудования на верхней палубе при обработке скважин нефтекислотной эмульсией

Продавить насосом TWS №2 КР в пласт расчетным количеством продавочной жидкости – нефтью из БЕ. Давление продавки КР должно быть не более 320 атм. Продавку кислоты необходимо проводить при максимально возможном давлении и расходе для более глубокого и равномерного проникновения раствора в пласт.

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 нефтегазовых сепараторов (НГС) до получения устойчивого притока нефти.

При проведении ОПЗ скважины с судна последовательность работ практически не отличается от описанных выше работ. 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 (рис. 3.4) [5].

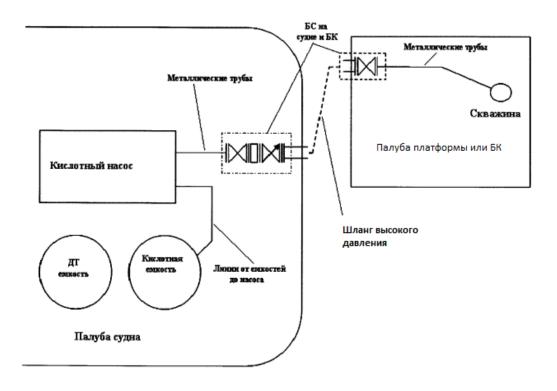


Рисунок 3.4 – Схема размещения оборудования на судне и соединения с верхней палубой (БК)

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

# 3.6 Технология подбора скважин – кандидатов для проведения кислотных обработок скважин

Выбор скважин – кандидата для проведения обработки кислотными растворами.

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 соответствующего естественного потенциала пласта;
  - из скважин, имеющих положительный скин-фактор;
- из скважин, у которых по результатам ГДИС 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.

После выбора скважины под обработку, предприятие по добыче нефти и газа (ПДНГ), совместно с НИПИморнефтегаз (при необходимости), выбирают вид кислотного раствора (СКР, ГКР, НКЭ).

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.

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

- кислотного раствора по формулам (3.2), (3.3) и (3.4).
- продавочной жидкости при кислотной обработке:

$$V_{np} = V_{HKT} + k \cdot V_0, \qquad (3.5)$$

Где: V<sub>НКТ</sub> – объем НКТ от устья до башмака;

 $V_0$  — объем эксплуатационной колонны от башмака НКТ до нижних отверстий интервала перфорации или до забоя при открытом стволе, м<sup>3</sup>;

k – коэффициент увеличения объема продавочной 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.

После составления плана необходимо подготовить необходимое оборудование по рис. 3.1, 3.2 при соляно-кислотной (или ГКР) обработке и по рис. 3.3 при обработке скважин нефтекислотной эмульсией проводить обработку призабойной зоны (ОПЗ) скважины кислотным составом.

### 3.7 Анализ эффективности проведения кислотных обработок

В 2015 году выполнено 25 скважино-операций, в том числе: 23 обработки призабойной зоны (ОПЗ) в добывающих скважинах (рис. 3.5), 1 обработка в нагнетательной скважине и 1 обработка в разведочной скважине [6].

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

В целом средний коэффициент успешности ОПЗ составил 56 %, в том числе 56,5% по добывающим скважинам и 100% в нагнетательных скважинах. Суммарная дополнительная добыча нефти на 01.01.2016г составила 17913т, дополнительная закачка 166м<sup>3</sup>.

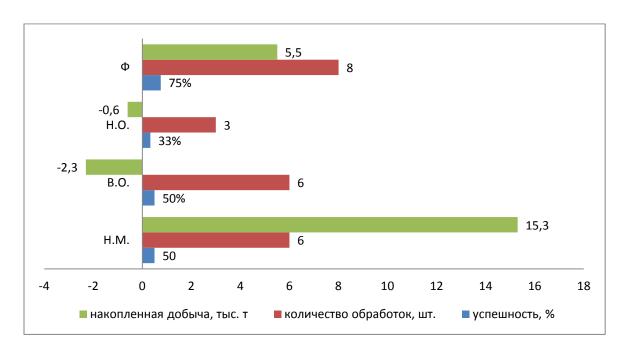


Рисунок 3.5 – Успешность обработок в добывающих скважинах и дополнительная добыча нефти по объектам

На основании таблицы 3.5 следует, что основная дополнительная добыча нефти (15.3 тыс. тонн, 85 % от общей дополнительной добычи нефти) получена

после выполнения ОПЗ глинокислотным раствором нижнемиоценовых отлождений. Самый высокий коэффициент успешности наблюдается при кислотной обработке фундамента (75%), 8 скважино-операций повзолили получить 5.5 тыс.т дополнительной добычи нефти.

Суммарная дополнительная добыча нефти от мероприятий проведенных на верхнем и нижнем олигоцене имеет отрицательное значение, это связано с неуспешными обработками в скважинах 132/БК15, 1703/БК17 (В.О.) и 1122/МСП11 (Н.О.) [6].

В 11 скважино-операциях из 25 скважино-операций, в которых выполнили ОПЗ, получены отрицательные результаты. К основным причинам неуспешности можно можно отнести [6]:

- Некорректный выбор скважин-кандидатов, который заключается в отсутсвии кольматации ПЗП, подтверждаемый следующими признаками:
- а) повторные OП3, недавшие эффекта по сравнению с первичными обработками;
  - b) OПЗ, выполненные без явных признаков загрязнения ПЗП.
  - Несоответствие рецептуры геологическим условиям:
  - а) сниженное пластовое давление для данного вида обработки;
  - b) выпадение нерастворимых осадков в пласте;
  - с) рост обводненности продукции;
  - d) набухаемость глинистых минералов.
- Подтверждение низкой продуктивности объекта, которое заключается в проведениии ОПЗ на объектах, вскрытых в процессе КРС или бурения без проведения ГДИ:
- а) низкие коллекторские свойства (пористость, проницаемость, заглинизированность);
  - b) низкая нефтенасыщенность объекта освоения.

Возможной причиной неуспешности обработки ПЗП скважин, эксплуатирующих террегенный коллектор, может быть неэффективность

технологии с использованием глино-кислотных растворов в условиях с пониженным пластовым давлением, а также пластов с низкими ФЕС.

Для решения проблемы набухания глинистых минералов при взаимодействии кислотных растворов с горными пародами, а как следствие снижение продуктивности скважины после ОПЗ, необходим поиск и внедрение специалных составов и добавок исключающих данные риски.

Неэффективная обработка фундамента обусловлена тем, что кислотный состав, будучи водным раствором, проникает только в высокопроницаемые, водонасыщенные интервалы, не воздействуя при этом на нефтенасыщенную часть коллектора, после чего происходит увеличение дебита жидкости без роста дебита скважины по нефти.

С целью повышеняи эффективности обработок ПЗП рекомендуется более тщательно подходить к выбору кандидатов для проведения ОПЗ, подтверждая ее необходимость проведением ГДИ непосредственно перед обработкой, а также исключить скважины-кандидаты с высокой долей риска недостижения расчетного прироста после ОПЗ.

Также необходимо проведение комплексных лабораторных исследований на образцах кернов продуктивных отложений месторождений, направленных на подбор оптимальных концентраций кислотных составов и технологий для ОПЗ. Для повышения эффективности обработок скважин с высокой обводненностью или с высокими рисками роста обводненности после ОПЗ, необходим подбор и испытание технологий селективной обработки ПЗП скважин.

- 3.8 Пример проведения обработки призабойной зоны скважин № 7021 БК 10 месторождения «Белый Тигр» глино-кислотными растворами
- 3.8.1 Выбор скважин кандидата для проведения обработки кислотными растворами

Скважина 7021 БК-10 (Нижний Миоцен) введена в эксплуатацию 14.09.2000г., объект эксплуатации фундамент. После ПВЛГ на Н.М. в сентябре 2009г. среднесуточный дебит нефти составил: Qн – 161 т/сут., при

обводненности 0,4%. Текущий дебит нефти (в ноябре 2015 г.) составляет 70,7т/сут. Динамика работы скважины 7021 БК-10 представлена в рисунке 3.6 [9].

По результатам последнего ГДИС, выполненного 10.07.14 г., пластовое давление ( $P_{nn}$ ) равно163,3 атм, забойное давление ( $P_{3}$ ) равно 59-61 атм, температура ( $P_{nn}$ ) равна 55-56 °C, обводненность равна 22%, дебит жидкости ( $P_{3}$ ) равен 120м³/сут., дебит нефти ( $P_{3}$ ) равен 70,7 тонн/сут.

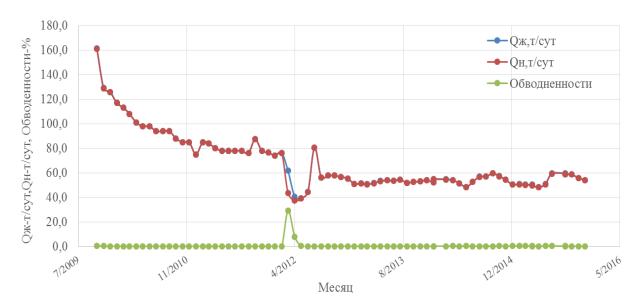


Рисунок 3.6 – Динамика работы скважины 7021 БК-10

По результатам моделирования работы скважины, выполнена оценка текущего скина,  $S_{\text{тек.}}=2$ . Прогнозный скин, после выполнения ГКР —  $S_{\text{ожд.}}=0$  (чистая ПЗП)

Ожидаемый прирост, согласно результатам моделирования работы скважины при S=0, и дополнительная добыча скважины после ОПЗ представлены в таблице 3.4

Таблица 3.4 – прогноз дополнительной добычи скважины после проведения обработки призабойной зоны скважины 7021 БК-10

| No | скважина       | Объект<br>экспл. | Вид<br>ОПЗ | Q <sub>н</sub> перед<br>ОПЗ, т/сут. | Примечание при планировании ОПЗ | Q <sub>н</sub> перед<br>ОПЗ, т/сут. | Прирост, т/сут |
|----|----------------|------------------|------------|-------------------------------------|---------------------------------|-------------------------------------|----------------|
| 1  | 7021/БК-<br>10 | H.M              | ГКР        | 70,7                                | После КРС                       | 77                                  | 6,3            |

# 3.8.2 План проведения обработки призабойной зоны скважин № 7021 БК – 10 месторождения «Белый Тигр» глино-кислотными растворами и расчет объемов закачиваемых жидкостей

## **Данные по скважине 7021 БК-10** (рис. 3.7) [9]:

- а) Категория скважин: эксплуатационная.
- b) Способ эксплуатации: газлифтный
- с) Эксплуатационная колонна:
- Диаметр Ф 194\*178 мм
- Башмак эк/к. на гл. 3750 м
- Опрессована эк/к. на 260 атм морской водой герметично.
- d) Искусственный забой 3470 м
- е) Эксплуатационный объект Н.М.
- f) Интервал перфорации: 3415 3454
- g) Фонтанная арматура: IKS-100/50-350
- h) Конструкция лифта: (см. Прилагаемую схему).
- i) Объемы:  $V_{\text{нкт}} = 11,49 \text{ m}^3$ ,  $V_0 = 1,80 \text{ m}^3$ ,  $V_{\text{затру}} = 62,6 \text{ m}^3$

#### Текущее состояние скважин

Рб = 18атм;  $P_3$  = 59-61 атм;  $T = 55-56^{\circ}C$ ; %  $H_2O = 22$ ;  $Q_{\mathcal{K}} = 120 \text{м}^3/\text{сут.}$ ;  $Q_{\mathcal{H}} = 70.7 \text{ тонн/сут.}$ ;  $Q_{\Gamma} = 22181 \text{ м}^3/\text{сут.}$ ,  $Q_{\Gamma}/\pi = 9994 \text{ м}^3/\text{сут.}$  (01.03.2015г.) [7].

# IKS-100/80-350 01.03.2015

### Глубина, м. K.O 123 HKT89 802 896 HKT73 - 1654 Мандрели 2240 - 2673 2970 Φ194 .3129 -3353 ЦК 000 -3365 ΤK -3380 Пакер - 3393 Ниппель Φ178 - 3403 3415 -3454 - 3470 IIII3748 -3750 <del>-</del>4 4490

# Скважина 7021 БК-10 История КРС, ТРС и ОПЗ

Скважина введена в эксплуатацию 14.09.2000г.

**Интервал перфорации:** Баракуда по 10 отв./н.м 3454-3450, 3445-3438, 3431-3425, 3422-3420, 3418-3415,

Рисунок 3.7 – схема скважины № 7021 БК-10 месторождения «Белый Тигр»

# Объем НКТ определяется по формуле:

$$V_{HKT} = \sum_{i=1}^{n} l_i \cdot \pi \cdot r^2, \quad M^3 \qquad (3.6)$$

Где:  $l_{i^-}$  длина i-ой НКТ, соответсвующая радиусу  $r_{i}$ ;

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

 $D_{i}$  - наружный диаметр i-ой НКТ;  $\delta_{i}$  - толщина стенки i-ой НКТ;

- НКТ с Ф89 мм:  $1_1 = 802$  м;  $\delta_1 = 0.00645$  м;  $D_1 = 0.089$  м;
- НКТ с Ф73 мм:  $l_2 = 2601$  м;  $\delta_2 = 0.00551$  м;  $D_2 = 0.073$  м.

Поставляя эти значения в формулу (3.6) получим внутренний объем НКТ:

$$V_{BnymHKT} = 802 \cdot 3,14 \cdot [(0,089 - 2 \cdot 0,00645) / 2]^{2} + 2601 \cdot 3,14 \cdot [(0,073 - 2 \cdot 0,00551) / 2]^{2}$$
$$= 3,65 + 7,84 = 11,49, \quad \text{M}^{3}$$

#### Расчет объема затрубного пространства

Внешний объем НКТ над пакером (до 3380 м):

- НКТ с Ф89 мм:  $1_1 = 802$  м;  $\delta_1 = 0.00645$  м;  $D_1 = 0.089$  м;
- НКТ с Ф73 мм:  $l_2 = 2578$  м;  $\delta_2 = 0{,}00551$  м;  $D_2 = 0{,}073$  м.

$$V_{BheulHKT} = 802 \cdot 3,14 \cdot (0,089 / 2)^2 + 2578 \cdot 3,14 \cdot (0,073 / 2)^2$$
  
= 4.99 + 10.78 = 15.77.  $M^3$ 

Объем обсадной колонны до пакера (до 3380 м):

- КО с Ф194 мм:  $l_1$  = 3129 м;  $\delta_1$  = 0,0106 м;  $D_1$  = 0,194 м;
- КО с Ф178 мм:  $l_2 = 251$  м;  $\delta_2 = 0{,}00917$  м;  $D_2 = 0{,}178$  м.

$$V_{KO_{Ha\partial}} = 3129 \cdot 3,14 \cdot [(0,194 - 2 \cdot 0,0106) / 2]^2 +$$
 $+ 251 \cdot 3,14 \cdot [(0,178 - 2 \cdot 0,00917) / 2]^2 = 73,34 + 5,02 = 78,36, \quad \text{м}^3$ 
 $V_{\text{затру}} = V_{\text{KO Had}} - V_{\text{внеш НКТ}} = 78,36 - 15,77 = 62,59 \,\text{м}^3$ 

Расчет объема пространства с головы воронки до нижней границы перфорации ( $\mathbf{V}_{o}$ )

Внешний объем НКТ под пакером (от 3380 до 3403 м):

- НКТ с Ф73 мм:  $l_2$  = 23 м;  $\delta_2$  = 0,00551 м;  $D_2$  = 0,073 м.

$$V_{BueuuHKTnod} = 23 \cdot 3,14 \cdot (0,073/2)^2 = 0,10, \text{ m}^3$$

Объем обсадной колонны от пакера до нижней границы перфорации (от 3380 до 3470 м):

- КО с Ф178 мм: 
$$l_2 = 90$$
 м;  $\delta_2 = 0{,}00917$  м;  $D_2 = 0{,}178$  м.

$$V_{KOnod} = 90 \cdot 3,14 \cdot [(0,178 - 2 \cdot 0,00917)/2]^2 = 1,80, \text{ m}^3$$

$$V_o = V_{KO \text{ под}}$$
 -  $V_{\text{внеш НКТ под}} = 1,80 - 0,10 = 1,7$  м<sup>3</sup>

# Определение расхода реагентов для приготовления кислотных растворов

Расчет необходимых объемов кислоты и объемов дизельного топлива для продавки кислоты в пласт

$$V_{\text{кислоты}} = \pi * R^2_{\text{уср.}} * H_{\phi} * m = \pi * 1^2 * 22 * 0,2 = 13,82 \approx 14 \text{ м}^3$$

Где:  $V_{\text{кислоты}}$  – объем кислотного раствора для проведения обработки, м<sup>3</sup>;

 $R_{\text{уср.}}$  – усредненный радиус обрабатываемой зоны пласта, м;

 $H_{\varphi}$  – высота интервала фильтра, (вскрытая мощность пласта), м;

$$H_{\varphi} = (3454\text{-}3450) + (3445\text{-}3438) + (3431\text{-}3425) + (3422\text{-}3420) + (3418\text{-}3415)$$
 = 22 m:

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

Объем дизельного топлива для продавки кислоты в пласт:

$$V_{\text{дT}} = V_{\text{кислоты}} + V_{\text{HKT внут}} + V_{\text{o}} = 13,82 + 11,49 + 1,7 = 27,01 \text{ m}^3$$

Расчет массы и объема химических реагентов для приготовления  $1 \text{ м}^3$  кислотного раствора ГКР:

Для соляной кислоты (HCl):

$$Vm = \frac{10 \cdot a_3 \cdot \rho_3}{A} = \frac{10 \cdot 13 \cdot 1,063}{0,368} = 375,52\pi$$

Где:  $V_T$  – объем товарной кислоты, л;

 $a_3 = 13 - 3$ аданная концентрация кислоты в составе, %;

 $\rho_3 = 1,063$ — плотность раствора кислоты при заданной концентрации, г/см $^3$ ;

A = 0.368 — весо-объемная концентрация товарной кислоты, кг/л.

$$m_{HCl} = V_T * \rho_T = 375,52 * 1,155 = 433,72 \text{ K}_{\Gamma}$$

Аналогично, для фтористой кислоты (НF):

$$Vm = \frac{10 \cdot a_3 \cdot \rho_3}{A} = \frac{10 \cdot 2 \cdot 1,005}{0,578} = 34,78\pi$$

Где:  $a_3 = 2$  %;  $\rho_3 = 1,005$  г/см<sup>3</sup>; A = 0,578 кг/л.

$$m_{HF} = V_T * \rho_T = 34,78* 1,15 = 39,99 \text{ K}_{\Gamma}$$

Для уксусной кислоты (СН3СООН):

$$Vm = \frac{10 \cdot a_3 \cdot \rho_3}{A} = \frac{10 \cdot 3 \cdot 1,0055}{1,05} = 28,73\pi$$

Где:  $a_3 = 3$  %;  $\rho_3 = 1,0055$  г/см<sup>3</sup>; A = 1,05 кг/л.

$$m_{\text{CH3COOH}} = V_T * \rho_T = 28,73 * 1,0498 = 30,16 \text{ Kg}$$

Массы и объемы ингибитора и других веществ, для приготовления 1 м<sup>3</sup> кислотного раствора ГКР рассчитываются по формуле (2.4)

Объём ингибиторов коррозии:

$$V_{\text{AII-}240} = \frac{V_{c\kappa\rho} \cdot C_{\text{AII-}240}}{100} = \frac{14 \cdot 2}{100} = 0,28,$$
 m<sup>3</sup>;

$$V_{\text{AI-600}} = \frac{V_{c\kappa p} \cdot C_{\text{AII-600}}}{100} = \frac{14 \cdot 2}{100} = 0,28, \quad \text{m}^3;$$

Объём ПАВ:

$$V_{\text{IIAB}} = \frac{V_{c\kappa p} \cdot C_{\text{IIAB}}}{100} = \frac{14 \cdot 0.5}{100} = 0.07, \quad \text{m}^3$$

Объём НТФ:

$$V_{\text{HT}\Phi} = \frac{V_{c\kappa p} \cdot C_{\text{HT}\Phi}}{100} = \frac{14 \cdot 1}{100} = 0,14, \quad \text{m}^3;$$

Результаты расчетов количества химических реагентов, необходимых для приготовления 14м<sup>3</sup> (02 ёмкости) глино-кислотного раствора приведены в таблице 3.5

Таблица 3.5 — Химические реагенты необходимые для приготовления  $14\text{м}^3$  (02 ёмкости) кислотного раствора ГКР.

| № | Наименование химических реагентов    | Концентрация товарного реагента(%) | Концентрация в растворе (%) | масса (кг) | Объем (л) |
|---|--------------------------------------|------------------------------------|-----------------------------|------------|-----------|
| 1 | HCL                                  | 31                                 | 13                          | 6072       | 5257      |
| 2 | HF                                   | 50                                 | 2                           | 560        | 487       |
| 3 | CH₃COOH                              | 100                                | 3                           | 422        | 402       |
| 4 | V <sub>AII-240</sub>                 | -                                  | 2                           |            | 280       |
| 5 | V <sub>AI-600</sub>                  | -                                  | 2                           |            | 280       |
| 6 | $V_{\Pi AB}$                         | -                                  | 0,5                         |            | 70        |
| 7 | $V_{HT\Phi}$                         | -                                  | 1                           |            | 140       |
| 8 | другие                               |                                    |                             |            | 6789      |
| 9 | Сода Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> | 100                                | 15                          | 1000       |           |

### Последовательность приготовления:

- в 2 емкости объемом 7 м³ каждая, для приготовления ГКР набирается 3,5 м³ ( $\approx 0.5~V_{\kappa.p.}$ ) пресной технической воды и растворяется в ней расчетное количество уксусной кислоты  $0.201~\text{m}^3~(\approx 0.03~V_{\kappa.p.})$ ;
- добавляется расчетный объем товарной соляной кислоты 2,6285 м<sup>3</sup> и добавляются все вспомогательные реагенты, кроме ингибитора кислотной коррозии, в количествах, определяемых по формуле (2.4);
- добавляется расчетный объем товарной плавиковой кислоты  $0,2435 \text{ м}^3$  ( $\approx 0,03 \text{ V}_{\kappa,p.}$ ) в полученный раствор доливается пресная техническая вода до общего объема раствора равного  $\text{V}_{\kappa,p.}$  и все перемешивается насосом до получения однородного раствора (не менее 15 мин.). Техническая вода, применяемая при выполнении ОПЗ скважины, должна быть обработана поглотителем растворенного кислорода (ПК) в дозировке  $100\text{г/м}^3$ , применяемым предприятие по добыче нефти и газа (ПДНГ) при водоподготовке для системы ППД (OS-802 или его аналоги). После введения ПК в воду обеспечить ее

перемешивание в течение не менее 30 минут для полного протекания реакции поглощения кислорода;

– ингибитор кислотной коррозии добавляется в кислотный раствор перед закачкой в скважину. При применении ингибитора коррозии необходимо руководствоваться утвержденным в СП «Вьетсовпетро» нормативным документом «Регламент использования и нормы расхода ингибитора коррозии».

Расстановка оборудования для проведения нефтекислотной обработки по рис. 3.1, 3.2.

### Технология проведения ОПЗ:

Закачать в объёме —  $14 \text{ м}^3$  ДТ в НКТ при закрытом затрубном пространстве (объем закачки =  $1,2 \text{ V}_{\text{нкт}}$ ). В процессе закачки ДТ необходимо определить уровень жидкости в затрубном пространстве.

Закачать в объёме — 14 м<sup>3</sup> ГКР в НКТ при закрытом затрубном пространстве. После закачки кислоты необходимо определить уровень жидкости в затрубном пространстве.

Закачка ДТ в  $V=27 \text{ м}^3$  в НКТ при закрытом затрубном пространстве. После закачки ДТ необходимо определить уровень жидкости в затрубном пространстве.

Закачка раствора 15%  $Na_2CO_3$  в объёме — 1-3  $M^3$  в затрубное прастранство при закрытом пространстве.

Произвести проверку всех необходимых средств для процесса освоения.  $P_{\text{мах. закачки}} = 240 \text{ атм. } (P_{\text{мах опрессовке 3/к.}} = 260 \text{ атм}).$ 

Результат добычи нефти после применения обработки призабойной зоны глино-кислотными растворами для скважины № 7021 БК-10 месторождения «Белый Тигр» приведен в таблице 3.6

Таблица 3.6 – Результат добычи нефти по применению обработки призабойной зоны глино-кислотными растворами для скважины № 7021 БК-10 месторождения «Белый Тигр»

| № | скважина   | Объект<br>экспл. |     | Q <sub>н</sub> перед<br>ОПЗ, т/сут. | Q <sub>н</sub> перед<br>ОПЗ, т/сут. | Прирост,<br>т/сут | Дополнительная добыча нефти на 1.1.2016г. |
|---|------------|------------------|-----|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------|---|
| 1 | 7021/БК-10 | H.M              | ГКР | 70                                  | 85                                  | 15                | 4050                                      |

# 4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

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

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

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

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

При промышленном внедрении методов интенсификации притока нефти будет существовать риск получения неоптимального эффекта или даже экономических потерь, поэтому надо тщательно проанализировать эффективность этих методов перед проведением. В данном разделе приведен расчет экономической эффективности глино-кислотной обработки скважин. Данные для расчёта приведены в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Исходные данные для расчёта [11], [12]

| Показатель  | Значение |
|---|----------|
| Дополнительная добыча за счёт проведения обработки $Q_{\text{доп}}$ , тонн                        | 4050     |
| Себестоимость добычи нефти, руб/т   | 14676,2  |
| Товарная цена на нефть, руб/т   | 20965,9  |
| Ставка 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        |

# 4.1 Расчет экономической эффективности проведения обработки кислотными

# 4.1.1 Затраты на проведение мероприятия

Объемы химических реагентов, необходимых для приготовления глино-кислотных растворов, и их стоимости приведены в табл. 4.2

Таблица 4.2 – Исходные данные для расчета затрат на материалы

| Материал            | Объём, м <sup>3</sup> | Стоимость 1 м <sup>3</sup> , руб |
|---------------------|-----------------------|----------------------------------|
| Соляная кислота     | 5,257                 | 5354                             |
| Плавиковая кислота  | 0,487                 | 4600                             |
| Уксусная кислота    | 0,402                 | 2798                             |
| Ингибиторы коррозии | 0,560                 | 182000                           |
| ПАВ                 | 0,700                 | 590000                           |
| НФТ                 | 0,140                 | 135000                           |
| эмульгатор          | 0,375                 | 478000                           |
| Техническая вода    | 6,079                 | 590                              |

Затраты на материалы определяются по формуле:

$$3_{\text{MAT}} = \Sigma V_i \cdot C_i, \qquad (4.1)$$

 $\Gamma$ де  $V_i$  – объем i-го материала, м<sup>3</sup>;

 $C_i$  – стоимость 1 м<sup>3</sup> і-го материала, руб/м<sup>3</sup>.

$$3_{\text{MAT}} = 5,257 \cdot 5354 + 0,487 \cdot 4600 + 0,402 \cdot 2798 + 0,560 \cdot 182000 + 0,700 \cdot 590000 + 0,140 \cdot 135000 + 0,375 \cdot 478000 + 6,079 \cdot 590 = 748167,58 \text{ py6};$$

Затраты на использование специальной техники определяются по формуле:

$$3_{\text{chell,Tex.}} = \Sigma (T_{\text{uch.m}} \cdot C_{\text{c.t.m}}), \qquad (4.2)$$

Где, Т<sub>исп.т.</sub> – время использования т-ой спецтехники, час;

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

Время работы и стоимость одного часа работы специальной техники приведены в табл. 4.3

Таблица 4.3 – Исходные данные для расчета затрат на используемую спецтехнику [11]

| Вид спецтехники | Время работы, час | Стоимость одного часа работы, руб/час |
|-----------------|-------------------|---------------------------------------|
| Hacoc TWS-250   | 35                | 195                                   |
| Hacoc TWS-500   | 35                | 195                                   |
| ЦА – 320, 2 шт. | 6                 | 160                                   |
| Азинмаш-30      | 4                 | 154                                   |
| Водовоз         | 5                 | 138                                   |

$$3_{\text{спец.тех}} = 35 \cdot 195 + 35 \cdot 195 + 6 \cdot 160 \cdot 2 + 4 \cdot 154 + 5 \cdot 138$$

$$= 16876,00 \text{ руб};$$

Затраты на выплату зарплаты рабочим определяются по формуле:

$$3_{3\Pi} = \sum c_{ri} \times t \times k_{np} \times k_{pk} \times k_{cou,or}, \quad (4.3)$$

Где  $c_{ri}$  – часовая тарифная ставка і-го рабочего n-го разряда;

t- норма времени, час;

 $\kappa_{\text{пр}}$  – размер премии, доля единицы;

k<sub>рк</sub> – районный коэффициент, доля единицы;

 $k_{\text{соц.от}}$  – социальные отчисления, доля единицы.

Данные для расчета затрат на выплату зарплаты рабочим приведены в табл. 4.4

Таблица 4.4 – Исходные данные для расчёта затрат бригады капитальных ремонтных скважин (КРС) [11]

| Рабочая бригада              | Разряд | Тарифная<br>ставка,<br>руб/час | Норма<br>времени,<br>час | Премия,<br>% | Районный<br>коэффициент,<br>% | Отчисления на социальные нужды, % |
|------------------------------|--------|--------------------------------|--------------------------|--------------|-------------------------------|-----------------------------------|
| Мастер (1чел.)               | 1      | 31,9                           |                          |              |                               |                                   |
| Бурильщик (1чел.)            | 1      | 21,9                           |                          |              |                               |                                   |
| Помощник бурильщика (4 чел.) | 4      | 18,4                           | 40                       | 80           | 0                             | 0                                 |
| Рабочики (10 чел.)           | 10     | 14,7                           |                          |              |                               |                                   |

$$3_{311} = (31.9 + 21.9 + 18.4 \cdot 4 + 14.7 \cdot 10) \cdot 40 \cdot 1.8 \cdot 1.0 \cdot 1.0 = 19756,80 \text{ py6};$$

Единовременные затраты на КРС определяются по формуле:

$$3_{\text{kpc}} = (3_{3\Pi} + 3_{\text{MAT}} + 3_{\text{CHOII.TEX}}),$$
 (4.4)

Где  $3_{3\pi}$  – затраты на выплату зарплаты рабочим;

3мат – затраты на материалы;

 $3_{\text{спец.тех}} -$ затраты на использование спец.техники.

$$3_{\text{KDC}} = 19756,80 + 748167,58 + 16876,00 = 784800,38 \text{ py6};$$

Затраты на проведение мероприятия определяются по формуле:

$$3_{\scriptscriptstyle \rm T} = 3_{\scriptscriptstyle \rm Kpc} + 3_{\scriptscriptstyle \rm S}, \qquad (4.5)$$

Где  $3_{\text{крс}}$  – единовременные затраты на КРС, тыс. руб;

 $3_3$ -затраты на добычу дополнительной нефти, тыс. руб.

Затраты на добычу дополнительной нефти определяются по формуле:

$$3_{2} = Q_{\text{non}} \times 3_{\text{vm}}, \qquad (4.6)$$

Где  $3_{yn}$  – эксплуатационные условно-переменные затраты на одну тонну добычи нефти, руб/т (51% от себестоимости добычи нефти);

$$3_3 = 4050 \cdot (0.51 \cdot 14676.2) = 30313691.10 \text{ py6};$$

Тогда затраты на проведение мероприятия равны:

$$3T = 784800,38 + 30313691,10 = 31098491,48$$
 pyő;

#### 4.1.2 Расчёт выручки от реализации

Выручка от реализации данного мероприятия обусловлен 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

$$B = (\mathcal{U} \cdot Q_{\partial on}), \tag{4.7}$$

Где  $Q_{\text{доп}}$ — дополнительная добыча нефти, т; Ц — цена реализации одной тонны нефти, руб.

$$B = 4050 \cdot 20965,9 = 84911895,00 \text{ py6};$$

# 4.1.3 Расчет 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:

$$\Psi\Pi = B - R - \Im - N - 3_{crr}, \tag{4.8}$$

Где: ЧП – чистая прибыль СП;

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

R – налог на недра «Роялти» (18% от выручки);

Э – налог на экспорт (5,0% от выручки);

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

 $3_{cn}$  – фактические затраты СП связанные с проведением мероприятия.

$$3c\pi = 3T = 31098491,48 \text{ py6};$$

В свою очередь расчетная прибыль определяется по формуле:

$$\Pi p = B - R - \Im \tag{4.9}$$

$$\Pi p = 84911895,00 - 18.84911895,00 /100 - 5.84911895,00 /100 =$$

$$= 65382159,15 \text{ py6};$$

Чистая прибыль:

$$\Pi = \Pi p - N - 3_{cn} = 65382159,15 - 28.65382159,15/100 - 31098491,48$$

$$= 15976663,11 \text{ руб.}$$

Результаты расчёта экономической эффективности приведены в табл. 4.5

Таблица 4.5 – Результаты расчёта экономической эффективности

| Показатель                                   | Значение |
|--|----------|
| Дополнительная добыча нефти, тонн            | 4050     |
| Затраты на проведение мероприятия, тыс. руб. | 31098,49 |
| Выручка от реализации, В, тыс. руб.          | 84911,90 |
| Прибыль от мероприятия, тыс. руб.            | 65382,16 |
| Чистая прибыль от мероприятия, тыс. руб.     | 15976,66 |

# 4.2 Ресурсосбережение и ресурсоэффективность

Применение метода глино-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 глино-кислотных обработок скважин считается ресурсоэффективным и ресурсосберегающим.

#### 4.3 Вывод

Таким образом, за счет использования глино-кислотных обработок скважин получено 4050 тонн дополнительной нефти. При этом, чистая прибыль составляется в размере 15976,66 тыс. руб. В результате данного расчета можно отметить, что применение данного мероприятия на скважине № 7021 БК-10 месторождения «Белый Тигр» приносит существенный экономический эффект, следовательно, можно рекомендовать проведение глино-кислотных обработок для улучшения технико-экономических показателей деятельности предприятия.

#### 5 Социальная ответственность

проведения обработки призабойной зоны пласта кислотным Для раствором на нефтяном месторождении «Белый Тигр», используются определенные агрегаты и материалы. Во время обработки, производятся работы при высоких давлениях, с различными химическими веществами, приводящие к ухудшению состояния призабойной зоны, 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 рабочей зоне возможно происходить пожар 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 (системы стандартов безопасности труда)):

- к вредным факторам относятся: возникновения токсических веществ в рабочей зоне; отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; повышенный уровень шума на рабочем месте; тяжесть и напряженность физического труда;
- к опасным факторам относятся: поражение электрическим током;
   взрывопожарная опасность;

# 5.1 Производственная безопасность

# **5.1.1** Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения

#### 5.1.1.1 Возникновение токсических веществ в рабочей зоне

На месте при проведении работ закачивают агрессивные химические реагенты (фтористой, 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 предельно-допустимых концентраций (ПДК) (табл. 5.1).

Таблица 5.1 – 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 со стандартными нормами 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 $^3$  (свинец, ртуть 0,001 мг/м $^3$ );
- 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 =  $1,1 10 \text{ мг/м}^3$  (спирт метиловый  $5 \text{ мг/м}^3$ ; дихлорэтан  $10 \text{ мг/м}^3$ ));
- четвертый класс: малоопасные с ПДК >  $10 \text{ мг/м}^3$  (например, аммиак  $20 \text{ мг/м}^3$ ; ацетон  $200 \text{ мг/м}^3$ ; бензин, керосин  $300 \text{ мг/м}^3$ ; спирт этиловый  $1000 \text{ мг/м}^3$ ).

Чем выше концентрация токсичных веществ в воздухе рабочего помещения, тем сильнее их воздействие на организм человека. ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны являются такие концентрации, которые во время работы и перерывов 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 рукавицами из суконной или другой кислотоупорной ткани, резиновыми сапогами и фартуками.

На месте проведения работ по закачке агрессивных химических реагентов (фтористой, 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.

#### 5.1.1.2 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 соответствуют времени года. Климатические особенности месторождения «Белый Тигр» приведены в табл. 5.2.

Таблица 5.2 – Климатические особенности месторождения «Белый Тигр»

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

# 5.1.1.3 Повышенный уровень шума на рабочем месте

Шум возникает, когда насосы работает, 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.

# 5.1.1.4 Тяжесть и напряженность физического труда

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  $(13^{00} - 14^{00})$  и периодическими кратковременными перерывами, а также должна быть увеличена заработная плата и продолжительность отпуска.

# 5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

# 5.1.2.1 Поражение электрическим током

Электрический ток является одним из выявленных опасных факторов поражения, потому что напряжение считается безопасным при U< 42 B, а вычислительная техника питается от сети 220 B 50  $\Gamma$ ц. 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.

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 OT поражения электрическим током применяют коллективные средства (изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, предупредительная сигнализация и блокировка, знаки безопасности и предупреждающих плакатов, защитное заземление, зануление, отключение) зашитное И индивидуальные (изолирующие подставки, диэлектрические диэлектрические боты, перчатки, инструменты изолированными рукоятками).

# 5.1.2.2 Взрывопожарная опасность

Возникновение пожара на промысле связано с тем, что при обработке ПЗП используется кислотный раствор на нефтяной базе, а также не исключена

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 (ВПЛА) 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 одного метра между собой и другими грузами. Запрещается устанавливать агрегаты, оборудование и выполнять какие-либо работы в пределах охранной зоны воздушных линий электропередач.

#### 5.2 Экологическая безопасность

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

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

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

При аварийных ситуациях миграция загрязненных стоков в поверхностных водотоках возможна по поверхности земли только при разрушении обвалок 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 разбуривании 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 за выбросами в атмосферу транспортными средствами;
- постоянное внедрение технологий и оборудования, ведущих к снижению норм ПДВ;
- охрана водных объектов от попадания нефтепродуктов и химических реагентов;
- проведение мероприятий по рекультивации земель в случае их загрязнения нефтепродуктами, химическими реагентами согласно утвержденным методам.

# 5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении различных ремонтов 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, газо-воздушная 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:

- перечень возможных аварий на объекте;
- действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию людей и проведение предусмотренных мероприятий;

- список и порядок оповещения должностных лиц при возникновении аварии;
  - способы ликвидации аварий в начальной стадии;
- список и местонахождение аварийной спецодежды, средств индивидуальной защиты и инструмента;
  - список пожарного инвентаря, находящегося на объекте;
  - акты испытания средств индивидуальной защиты, связи, заземления;
  - график и схему по отбору проб газо-воздушной среды;
  - технологическая схема объекта;
- годовой график проведения учебных занятий для предотвращения возможных аварий.
- 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;

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 нефтегазодобывающих управлениях 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.

# 5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Наиболее полные требования по соблюдению безопасности при выполнении работ, связанных с подготовкой и проведением кислотных обработок отражены в действующих инструкциях по безопасности труда для рабочих морская стационарная платформа (МСП) предприятия по добыче нефти и газа (ПДНГ) СП «Вьетсовпетро» [5].

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

- требования к персоналу к работе по проведению кислотных обработок допускаются лица, прошедшие обучение, медицинский осмотр и годные по состоянию здоровья для работы во вредных условиях и прошедшие инструктаж по соответствующим инструкциям по БТ ПДНГ. Работники, работающие непосредственно с кислотами, должны быть обучены приемам оказания первой медицинской помощи при отравлениях и химических ожогах.
- требования к территории, объектам, помещениям, рабочим местам перед разгрузкой емкостей с корабля на платформу площадка должна быть полностью освобождена от других предметов и материалов; место размещения емкостей и оборудования для кислотной обработки должно быть ограждено и обозначено, как «Опасная зона».

- требования к оборудованию и инструменту определяют порядок по изготовлению и эксплуатации оборудования и инструмента; обеспеченность инструкциями по эксплуатации, средств регулирования и защиты, знаками, ограждениями; порядок и сроки освидетельствования. Кислотные емкости на базе должны быть снабжены уровнемерами и устройствами для слива излишков Емкости быть обеспечены кислот. должны люками cгерметично закрывающимися крышками. Все кислотные емкости на базе или при их транспортировке должны быть закрыты герметичными пробками, которые должны быть устойчивы к воздействию кислот. Резиновые шланги и другие гибкие трубопроводы должны быть соединены герметичными переходниками.
- организационно-технические требования к электрооборудованию при которых, проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования нефтепромысловых установок должны проводиться в соответствии с требованиями "Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТБЭ), "Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТЭЭ) и "Правил устройства электроустановок" (ПУЭ).
- требования по обеспечению взрывобезопасности определяют зоны взрывоопасности объектов и оборудования.

Руководители, главные специалисты и специалисты акционерного общества обязаны осуществлять организационно-технические и санитарногигиенические 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 данной работе описаны общие сведения о месторождении «Белый Тигр», характеристика состояния разработки месторождения «Белый Тигр» за период 2015-2016 г. На месторождении «Белый Тигр» были осуществлены многие различные методы воздействия на призабойную зону пласта для интенсификации добычи нефти: кислотные обработки, кислотные эмульсии, аэрированные кислоты, ГРП, импульсно-ударное воздействие и т.д. Метод воздействия на призабойную зону скважин кислотными растворами следует выбирать с учетом геолого-физической характеристики продуктивного коллектора, состояния призабойной зоны скважин перед обработкой, и свойств реагентов, применяемых для обработки.

Наиболее эффективным и экономичным методом является обработка кислотным раствором. В итоге, при проведении обработки глино-кислотным раствором на скважине XYZ месторождения «Белый Тигр». Учитывая основные затраты на проведение обработки кислотным раствором, получены довольно хорошие экономические показатели (4050 тонн дополнительной добычи нефти, выручена чистая прибыль в размере 15976,66 тыс. руб) за непродолжительный период времени (один год). Это свидетельствует об актуальности и практической значимости данной работы на сегодняшний день.

Так как многие скважины на месторождении «Белый Тигр» обладают высокой обводненностью, то для достижения наибольшей эффективности необходимо совершенствование технологии обработки кислотным раствором.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1. НИПИморнефтегаз. Уточненная технологическая схема разработки и обустройства месторождения «Белый тигр» (2012г.). М.:СП «Вьетсовпетро», 2012. 750 с.
- 2. Халимов Ю. Э. Промышленная нефтегазоносность фундамента в гранитоидных коллекторах [Текст] / Халимов Ю. Э. // Нефтегазовая геология, теория и практика 2012 г. № 4.
- 3. Нгуен Хыу Бинь. Геофизические исследования скважин при изучении магматических коллекторов месторождения белый тигр [Текст] / Нгуен Хыу Бинь // Томский политехнический университет 2012 г.
- 4. О.В. Серебренникова, Ву Ван Хай, Ю.В. Савиных, Н.А. Красноярова. Генезис нефтей месторождения Белый Тигр (Вьетнам) по данным о составе насыщенных ациклических углеводородов: Известия ТПУ, 2012г., Т 320 №1.
- 5. НИПИморнефтегаз. Кислотные составы и технологии их применения для увеличения продуктивности (приемистости) скважин месторождений СП «Вьетсовпетро» г. Вунг Тау 2012 г. 35 с.
- 6. Р. В. Карапетов, А.С. Кутовой. Анализ состояния эксплуатационного фонда скважин, рекомендации по оптимизации его работы и интенсификации нефтедобычи месторождений СП «Вьетсовпетро» г. Вунг Тау 2016 г. 161 с.
- 7. Г.Ф. Ильина, Л.К. Алтунина. Методы интенсификации добычи: курс лекции ТПУ, Томск, 2006г. 70с.
- 8. В.Н. Арбузов. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин, часть 1: учебное пособие, Томский политехнический университет. Издательство ТПУ, 2011г. 200 с.
- 9. Чан Ван Винь, Ле Вьет Хай. План проведения ОПЗ скважин № 7021 БК – 10 м/р «Белый Тигр» ГКР, 2016 г. – 7 с.
- 10. Чан Нгуен Лонг. Анализ экономической эффективности применения методов воздействия на призабойную зону скважины на месторождении «Белый Тигр» в периоде 1988-2008 гг. (Вьетнам) ТПУ, Томск, 2012г.

- 11. Исследовано в России [Электронный ресурс]: Цена на товары и топливо во Вьетнаме режим доступа к материалу: http://vietstock.vn/hang-hoa/nhien-lieu.htm (дата обращения 15.04.2017).
- 12. Исследовано в России [Электронный ресурс]: Различные налоги во Вьетнаме режим доступа к материалу: https://home.kpmg.com/vn/vi/home/an-pham/2017/02/cap-nhat-thong-tin-thue-va-luat-vietnam-2017-an-pham-1.html (дата обращения 15.04.2017).