

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Оптимизация процессов интенсификации нефтедобычи на нефтяном месторождении "Белый Тигр" (Вьетнам)

УДК 622.276.8-048.32(597)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Чан Динь Шон Шо		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

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

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

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

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Чан Динь Шон Шо

Тема работы:

Оптимизация процессов интенсификации нефтедобычи на нефтяном месторождении "Белый Тигр" (Вьетнам)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 2022/с от 18.03.2019 г.

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

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

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	2.1.Объект разработки – Фундамент 2.2.Объект разработки – нижний олигоцен 2.3.Объект разработки – верхний олигоцен 2.4Объект разработки – нижний миоцен 2.5Предлагаемые мероприятия для повышения эффективности кислотных обработок 2.5.1.Разработка и испытание технологии интенсификации добычи нефти с применением бескислотных составов в терригенных коллекторах месторождений СП «Вьетсовпетро» 2.5.2.Разработка и оптимизация рецептур и технологических составов для обработки призабойной зоны скважин СП «Вьетсовпетро» 2.5.3.Внедрение технологии интенсификации добычи нефти с использованием ультразвука высокой мощности 2.5.4.Опытно–промышленные испытания составов для селективных обработок призабойных зон нагнетательных скважин с целью выравнивания профиля приемистости в терригенных коллекторах месторождений СП «Вьетсовпетро» 2.5.5.Разработка и испытание технологии ингибирования солеотложений в добывающих скважинах методом закачки ингибитора в пласт (Scale squeeze) 3.1.Система поддержание пластового давления 3.2.Итоговые показатели закачки воды и состояние фонда нагнетательных скважин месторождения Белый Тигр 3.3.Насосно–силовое оборудование централизованной системы ППД 3.4.Расчет коэффициента загрузки централизованной системы ППД в 2017г. Обоснование коэффициента использования потенциальной мощности ППД
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел 1. Краткие геологические характеристики месторождения «белый тигр» 2. Результаты применения методов обработки призабойной зоны кислотными составами в 2017 году на месторождениях сп «вьетсовпетро» 3. Анализ работы системы поддержания пластового	Консультант Ст. преподаватель Максимова Юлия Анатольевна

давления	
4. «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент Кашук Ирина Вадимовна
5. «Социальная ответственность»	Ассистент Черемискина Мария Сергеевна

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

1. Краткие геологические характеристики месторождения «белый тигр»
2. Результаты применения методов обработки призабойной зоны кислотными составами в 2017 году на месторождениях сп «вьетсовпетро»
3. Анализ работы системы поддержания пластового давления
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
5. Социальная ответственность

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

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Чан Динь Шон Шо		

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

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

Бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН

выполнения выпускной квалификационной работы

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

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
24.03.2019	Краткие геологические характеристики месторождения «белый тигр»	20
28.03.2019	Результаты применения методов обработки призабойной зоны кислотными составами в 2017 году на месторождениях сп «вьетсовпетро»	25
15.03.2019	Анализ работы системы поддержания пластового давления	25
15.05.2019	Финансовый менеджмент	10
21.05.2019	Социальная ответственность	10
27.05.2019	Оформление работы	10
	Итого	100

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

Консультант

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа 84 с., 19 рис., 21 табл., 16 источников.

Ключевые слова: добыча, скважина, газлифт, мандрель, интенсификация нефтедобычи, техническое состояние скважин.

Объектом исследования является нефтяное месторождение «Белый Тигр» (Вьетнам).

Цель работы – повышение эффективности эксплуатации добывающего и нагнетательного фонда скважин.

Содержание: Дана оценка состояния эксплуатационного фонда скважин месторождений Белый Тигр, определены коэффициенты эксплуатации и использования скважин.

Выполнен анализ и даны рекомендации по режимам работы фонтанных и газлифтных скважин, в том числе, эксплуатируемых в периодическом режиме, дана оценка потенциала некоторых высокодебитных скважин. Приведены результаты расчетов и исследования рабочих режимов скважин месторождений Белый Тигр.

На основе полученных результатов обработок призабойных зон скважин в 2017 году выполнен анализ эффективности применяемых методов интенсификации нефтедобычи.

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

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

Асфальто-смоло-парафиновые отложения	АСПО
Блок кондуктор	БК
Блок кондуктор м/р Дракон	РС
Блок –модули системы ППД	БМ
Внутрискважинное оборудование	ВСО
Геофизические исследования скважин	ГИС
Гидравлический разрыв пласта	ГРП
Гидродинамические исследования.....	ГДИ, PLT
Глино-кислотный раствор.....	ГКР
Давление забойное	Рзаб
Давление пластовое	Рпл
Дебит воды	Qв
Дебит жидкости	Qж
Дебит нефти	Qн
Дизельное топливо.....	ДТ
Капитальный ремонт скважин	КРС
Коэффициент использования скважин	Ки
Коэффициент эксплуатации скважин	Кэ
Насосно-компрессорные трубы	НКТ
Насосно-силовое оборудование	НСО

Обработка призабойной зоны	ОПЗ
Поддержание пластового давления	ППД
Соляно-кислотный раствор	СКР
Суточный расход попутного газа	Q _г
Кислотные обработки.....	КО

ОГЛАВЛЕНИЕ

1.	КРАТКИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР»	14
1.1.	Стратиграфия	14
1.2.	Тектоника	16
1.3.	Состояния разработки месторождений «Белый Тигр»	18
1.4.	Осложнения при эксплуатации скважин	20
1.4.1.	Борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями во внутрискважинном оборудовании.....	20
1.4.2.	Борьба с солеотложениями во внутрискважинном оборудовании	27
2.	РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ КИСЛОТНЫМИ СОСТАВАМИ В 2017 ГОДУ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СП «ВЬЕТСОВПЕТРО»	29
2.1.	Объект разработки – Фундамент	29
2.2.	Объект разработки – нижний олигоцен	31
2.3.	Объект разработки – верхний олигоцен	33
2.4.	Объект разработки – нижний миоцен	36
2.5.	Предлагаемые мероприятия для повышения эффективности кислотных обработок	38
2.5.1.	Разработка и испытание технологии интенсификации добычи нефти с применением бескислотных составов в терригенных коллекторах месторождений СП «Вьетсовпетро»	39
2.5.2.	Разработка и оптимизация рецептур и технологических составов для обработки призабойной зоны скважин СП «Вьетсовпетро»	41
2.5.3.	Внедрение технологии интенсификации добычи нефти с использованием ультразвука высокой мощности.....	42
2.5.4.	Опытно–промышленные испытания составов для селективных обработок призабойных зон нагнетательных скважин с целью выравнивания профиля приемистости в терригенных коллекторах месторождений СП «Вьетсовпетро».....	42
2.5.5.	Разработка и испытание технологии ингибирования солеотложений в добывающих скважинах методом закачки ингибитора в пласт (Scale squeeze).....	43
3.	АНАЛИЗ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ	45
3.1.	Система поддержание пластового давления	45
3.2.	Итоговые показатели закачки воды и состояние фонда нагнетательных скважин месторождения Белый Тигр	46
3.3.	Насосно–силовое оборудование централизованной системы ППД50	50
3.4.	Расчет коэффициента загрузки централизованной системы ППД в 2017г. Обоснование коэффициента использования потенциальной мощности ППД	51
4.	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	56

4.1.	Предпроектный анализ	56
4.1.1.	Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	56
4.1.2.	SWOT–анализ.....	58
4.2.	Планирование управления научно–техническим проектом.....	59
4.2.1.	План проекта	59
4.2.2.	Бюджет научного исследования.....	60
4.2.3.	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	64
4.2.4.	Накладные расходы	64
4.3.	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования ...	65
5.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	72
5.1.	Производственная безопасность.....	72
5.2.	Анализ опасных и вредных производственных факторов	73
5.2.1.	Возникновение токсических веществ в рабочей зоне.....	73
5.2.2.	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.....	73
5.2.3.	Повышенный уровень шума на рабочем месте	74
5.2.4.	Тяжесть и напряженность физического труда.....	75
5.3.	Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных вредных факторов на исследователя (работающего).....	75
5.3.1.	Поражение электрическим током	75
5.3.2.	Пожаровзрывоопасность.....	76
5.4.	Экологическая безопасность.....	77
5.5.	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	80
5.6.	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	82
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	84
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	85

ВВЕДЕНИЕ

Одна из основных задач при разработке нефтяных месторождений заключается в максимально возможном извлечении природных запасов нефти из недр земли. Повышение конечной нефтеотдачи разрабатываемых залежей и увеличение темпов отбора нефти в значительной степени достигаются за счет массового внедрения методов интенсификации добычи нефти.

Рассмотрено движение фонда добывающих и нагнетательных скважин. Изменение фонда скважин происходит за счет ввода новых и выбытия из эксплуатации обводнившихся скважин. Рассчитаны и проанализированы коэффициенты эксплуатации действующего фонда и использования эксплуатационного фонда добывающих и нагнетательных скважин.

Отмечено увеличение числа обводненных механизированных скважин. В условиях дефицита газа высокого давления и плановых поставках газа на берег, большое внимание уделяется максимальному использованию потенциальных возможностей добывающих скважин, интенсификации нефтедобычи с применением новых технологий обработки. Особое внимание уделяется эффективности эксплуатации обводняющихся газлифтных скважин, скважин низкодебитного фонда.

По результатам обработок призабойных зон скважин в 2017 году определена технологическая эффективность применяемых методов интенсификации нефтедобычи, даны рекомендации по повышению эффективности работы.

Выполнен анализ работы нагнетательных скважин и насосно-силового оборудования системы ППД.

Геологический разрез месторождения состоит из горных пород кайнозойского и кайнозойского осадочного чехла, выраженных глинистыми и песчано–алевролитовыми породами неогена и олигоцена. Наивысшая отметка толщины осадочного чехла составляет – 4356 м., А наивысшая отметка толщины фундамента составляет 1704 м. (рисунок 1.2).

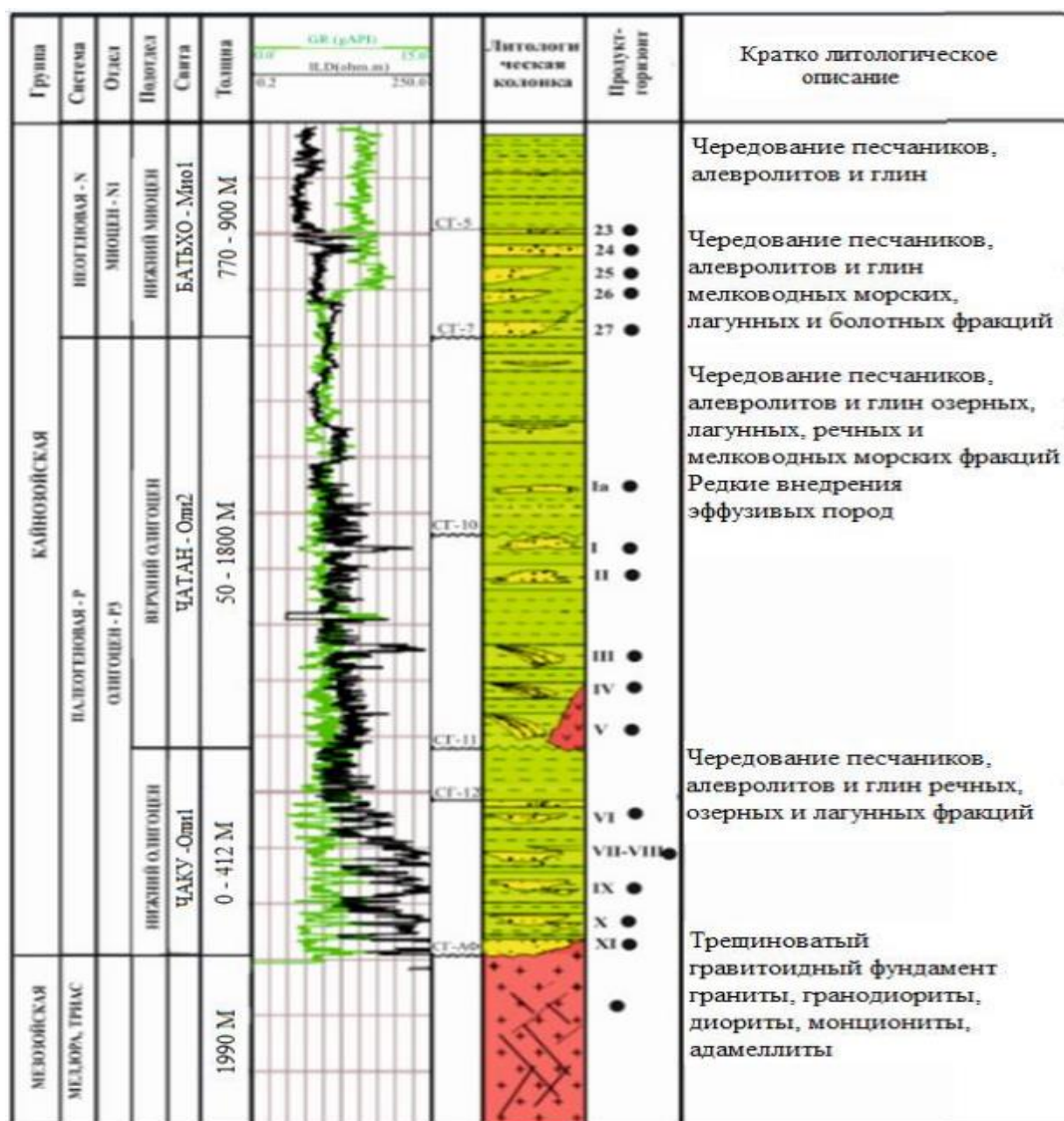


Рисунок 1.2 – Сводный геолого–стратиграфический продуктивный разрез месторождения Белый Тигр

Строение фундамента имеет высокую степень неоднородности. Породы в нем в основном магматические кристаллические с дайками диабазовых и андезитобазальтовых порфиринов. Центральный свод составляют как правило двуслюдистые и биотитовые граниты, на Северном – биотитовые

лейкоократовые гранодиориты и адамеллиты, в которых чрезвычайно высокое содержание субщелочных диоритов, монцонитов и кварцевых монцодиоритов, а на Южном своде это в основном граниты, гранодиориты и кварцевые монцодиориты. Ссылаясь на данные радиологических определений, можно сделать вывод об абсолютном возрасте кристаллических пород фундамента, он приблизительно равен от 246 ± 7 (поздний триас) до 88 ± 4 (поздний мел) млн. лет [1].

Месторождение Белый Тигр обладают особенными гранитоидами, кавернозностью и трещиноватостью которых повышена, а вскрытие зон трещиноватости очень часто сопровождается поглощениями.

В олигоцене выделены свиты: Чаку (нижний олигоцен) и Чатан (верхний олигоцен), в миоцене: Батьхо (нижний миоцен), Коншон (средний миоцен), Донгнай (верхний миоцен). Свита Бьендонг состоит из отложений плиоцена и четвертичной системы, а интересные нам промышленные залежи нефти приурочены к песчаникам свит Чаку, Чатан и Батьхо.

1.2. Тектоника

С точки зрения тектоники месторождение приурочено к погребенной крупной антиклинальной структуре, образованной выступом фундамента. Если взглянуть чуть выше по разрезу, то мы увидим как структурный план данного месторождения медленно становится более пологим и по кровле миоцена мы можем наблюдать пологое залегание пород моноклиналильного типа. Структура поверхности фундамента представлена в виде крупного сложнопостроенного выступа, которых состоит из древних магматических пород субмеридионального простирания, площадь которого составляет приблизительно 28×6 км. Выступ осложнен наличием крупных нарушений дизъюнктивного типа северо-восточного простирания, амплитуда и протяженности которых, как мы видим из рисунки 3, на котором представлен поперечный разрез, уменьшаются с переходом в осадочную толщу и затухают в миоценовое время [2].

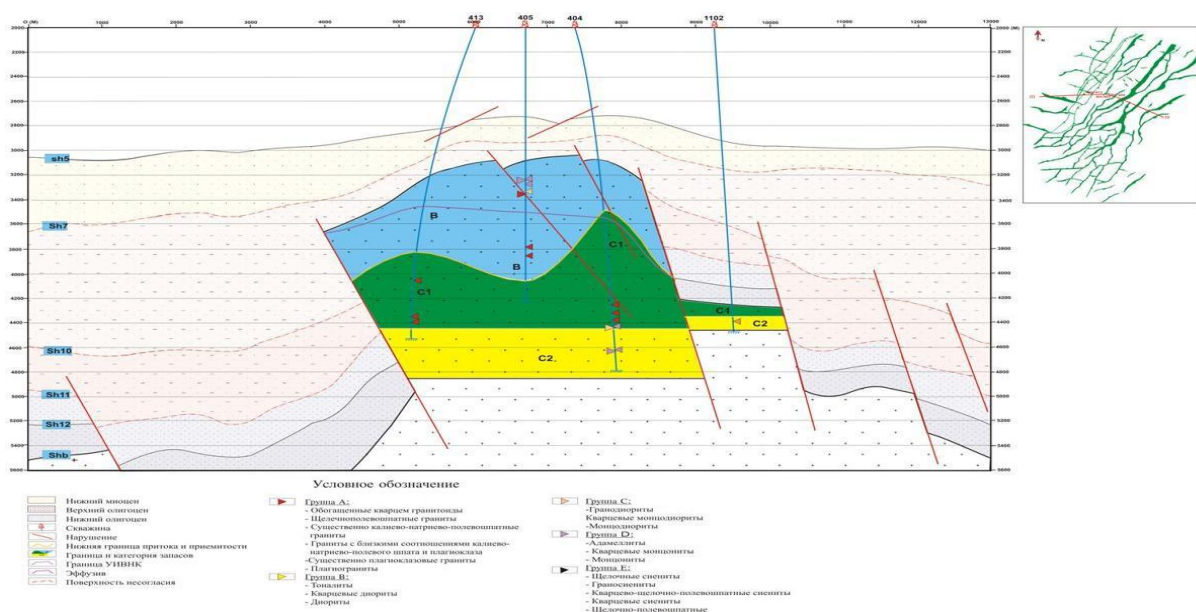


Рисунок 1.3 – Поперечный геолого–геофизический разрез по центральному своду

Если взглянуть западнее, мы увидим, как протягивается крупное нарушение взбросового типа. Это значит, что породы фундамента перекрывают отложения олигоцена. Таким образом, в фундаменте мы можем выделить три осложнения, которые получили названия сводов: центральный, южный и северный. Однако границы между ними выражены слабо и наблюдаются с трудом [3].

Самыми значимыми из нарушений принято считать олигоценные, трассируемые как в промежуточном комплексе, так и в фундаменте. Подавляющее большинство ученых считают, что их роль является основополагающей в формировании структуры, точно также как и трещиноватости в породах фундамента. Главные разломы находятся на северо–восточном простирании, имеют внушительную протяженность и внушительную амплитуду. На плане они располагаются субпараллельно и кулисообразно, некоторые из них соединяются друг с другом и, что необычно, осложнены многократными нарушениями.

В фундаменте влияние разломов на строение залежи не играет важную роль в следствии ее внушительных размеров – свыше 1,8 км. (исключение

составляет западное крыло), однако в разрезе олигоцена они являются прямой причиной формирования тектонически-экранированных залежей.

Самая главная залежь нефти данного месторождения приурочена к одному из крупнейших высокоамплитудных выступов гранитоидного фундамента (1350 м), который простирается в направлении севера – востока на расстояние около 27 км, при ширине 5 – 7 км, который классифицируется как горст-антиклиналь. Верхняя часть выступа огибается изогипсой минус 3100, официально принятый замок складки: минус 4450 м .

1.3. Состояния разработки месторождений «Белый Тигр»

На 01.01.2018г на месторождениях СП ВСП компоновками ОРД/ОРЗ оснащено 68 скважин: 54 добывающих нефтяных скважин, 12 скважин ППД, из которых две в бездействии, и 2 газоконденсатных скважины (712/RC-1 и 3X/БК-TNG).

Из 54 нефтяных добывающих скважин 52 скважины эксплуатировались с помощью газлифтного способа добычи, 2 скважины работали фонтаном (37P/ThTC-3 и 8P/ThTC-1). Фонтаном также эксплуатируются газоконденсатные скважины.

По типу ВСО в 54 скважинах спущено 2-х пакерное оборудование, в 14 скважинах – 3-х пакерное.

Всего за 2017 год на скважинах, оснащенных ОРД/ОРЗ проведены гидродинамические исследования в 33 скважинах (48% от общего числа), в том числе в 26 скважинах проведены исследования по определению давлений Рпл+Рзаб (в 2 скважинах с отключением пласта), в 4 скважинах определялось давление на забое - Рзаб, в 3 скважинах фиксировались значения пластового давления - Рпл.

В скважинах №26P/ThTc-2 и 712/RC-1 исследования проводились с отключением пластов, что позволяет оценить пластовое и забойное давления по каждому из работающих пропластков. В скважине №26P/ThTc-2 значительно различаются пластовые давления (диапазон 182-288 атм.), пакера герметичны.

В скважине 712/RC-1 пластовые давления на объектах нижний олигоцен и фундамент идентичны (292-297 атм.).

Исследования по определению профиля притока/закачки (PLT) проведены в 19 скважинах (28% от общего числа), в том числе в 15 добывающих и 4 нагнетательных. Данные исследования очень актуальны в скважинах, оборудованных компоновками ОРД/ОРЗ, они позволяют определить объем притока флюида из каждого вскрытого пласта, а также обводившиеся интервалы, что необходимо для дальнейшего принятия решения по открытию/закрытию определенных интервалов.

В скважинах месторождения Белый Тигр исследования PLT проведены в 7 скважинах - №26/БК16, 25/БК16, 1601/БК16, 1602/БК16, 1608/БК16, 427/БК5. В нагнетательной скважине 427/БК5 после проведения исследований закрыты клапана II и III объектов. В скважинах №26/БК16, 1601/БК16, 1602/БК16 и 1608/БК16 спущены двухпакерные установки ОРД, после проведения PLT исследований отмечено, что II объект работает в основном нефтью, а нижняя часть I интервала работает водой с незначительным объемом нефти. В скважине №25/БК16 отмечено, что II объект работает нефтью, а нижняя часть I интервала работает незначительным количеством воды.

За 2017 год из одновременно-раздельной добычи нефти переведены 4 скважины. На месторождении Белый Тигр в скважинах №1603/БК16 и 1704/БК-17 выполнены зарезки боковых стволов со спуском однопакерных установок.

За прошедший 2017 год в скважинах с трехпакерными установками ОРД/ОРЗ проводились работы по приобщению либо закрытию интервалов пластов. Работы проведены в 12 скважинах из 14. Всего было открыто 17 интервалов пласта, закрыто - 8. После проведения работ в скважинах, 8 скважин эксплуатируют три объекта, 3 скважины эксплуатируют два объекта и 3 скважины – один объект.

За прошедший год в скважинах с двухпакерными установками ОРД/ОРЗ работы по приобщению либо перекрытию интервалов пластов проведены в 18 скважинах из 54. Всего было открыто 17 интервалов пласта, закрыто - 8. Из 18

скважин, подверженных работам по изменению режима ОРД, в 5 скважинах осуществлен переход с одного интервала на другой, в 11 скважинах приобщен в работу II объект, в 2 скважинах перекрыт II объект.

Таблица 1.1 – Основные показатели разработки по эксплуатационным объектам и месторождению Белый Тигр.

Основные показатели разработки	Верхний миоцен	Верхний олигоцен	Нижний олигоцен	Фундамент	Месторождение
Год ввода в разработку	1986	1992	1987	1988	1986
Годовая добыча нефти, тыс. т	1062,7	454,4	336,8	2021,7	3875,6
Доля в общей добыче, %	27,4	11,7	8,7	52,2	100
Накопленная добыча нефти, тыс. т	8529,9	1822,3	12377	174686,7	197415,9
Доля в общей добыче, %	4,3	0,9	6,3	88,5	100
Начальные извлекаемые запасы нефти (НИЗ), тыс. т	17027	5144	18185	192311	232638
Доля НИЗ объекта в общем объеме запасов, %	7,3	2,2	7,8	82,7	100
Отбор от НИЗ	50,1	35,6	681	90,8	84,9

1.4. Осложнения при эксплуатации скважин

1.4.1. Борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями во внутрискважинном оборудовании

Одним из осложняющих факторов при эксплуатации скважин на месторождениях СП Вьетсовпетро является отложения асфальтенов, смол и парафинов (АСПО) в скважинном оборудовании и в устьевой арматуре. Сужение проходного сечения лифта, что может приводить к снижению дебита нефти, к увеличению затрат энергии на подъем пластовой жидкости, и соответственно к увеличению удельного расхода газа при газлифтной эксплуатации, а также усложняет проведение технологических операций с внутрискважинным оборудованием.

Асфальтосмолопарафиновые отложения образуются, в основном, парафинами, смолами и асфальтенами, которые в условиях пласта коллоидно растворены в нефти.

В группу парафинов входят твёрдые углеводороды от $C_{17}H_{36}$ до $C_{71}H_{144}$. Плотность парафина в твёрдом состоянии колеблется в пределах от 865 до 940 кг/м³. Чистые парафины – белые кристаллические вещества, которые при определённых термодинамических условиях переходят в жидкое состояние.

Смолы представляют собой полициклические соединения, молекулы которых, кроме углерода и водорода, содержат атомы кислорода, серы, азота. В нефти такие соединения обладают коллоидными свойствами и оказывают влияние на начало кристаллизации и рост кристаллов парафина.

Асфальтены имеют большую молекулярную массу, коллоидную или твёрдую консистенцию. Эффективная концентрация асфальтенов, влияющих на кристаллизацию парафина, составляет 0,5%.

В присутствии смол и асфальтенов происходит кристаллизация парафинов. Наличие в нефти частиц песка, глины и других механических примесей способствует упрочнению АСПО, зачастую выступая центрами кристаллизации парафина.

Анализ составов АСПО в нефти месторождения «Белый Тигр» показал:

- кристаллизация происходит интенсивно при температурах ниже 65⁰С.
- основными компонентами АСПО являются н-парафины (>80%) и асфальтены, которые составляют 3-4%, остальными компонентами отложений являются легкие фракции нефти и неорганические вещества (SiO₂, CaCO₃, Fe₂O₃ и т.д.).
- температура плавления большинства проб органических отложений относительно высока ≈80⁰С.

По некоторым статистическим данным можно видеть, что с каждым годом усиливается проблема АСПО во внутрискважинном оборудовании. Увеличение числа выполненных операций по очистке внутрискважинного оборудования и устьевой арматуры от отложений АСПО в отчетном году связано с увеличением числа часто обрабатываемых скважин, со снижением дебитов по «старым» скважинам и введением в эксплуатацию новых скважин, осложненных парафиноотложениями.

В случае, когда в составе добываемой нефти преобладают парафины, по мере подъема и охлаждения нефти увеличивается толщина отложений из-за интенсивной кристаллизации и формирования более прочной крупнокристаллической структуры. Это обуславливает формирование

профилей АСПО с постоянным нарастанием толщины к устью скважины. По имеющейся промысловой информации, полученной на скважинах месторождений Белый Тигр при работах, связанных с канатными операциями, наиболее интенсивные отложения парафина происходят в колонне НКТ, с глубины 1000 м до устья скважины. Кристаллы парафинов образуются, начиная с глубины 1500м, а на глубине 1000 м парафины могут отлагаться уже в большом количестве.

Процесс отложений АСПО в НКТ в большей степени связан со снижением температуры в стволе скважины ниже температуры кристаллизации парафина, что в свою очередь, является следствием падения дебита скважин из-за снижения пластового давления.

Динамика основных параметров ДПРФ за период 2014-2017 годы на скважинах месторождений СП Вьетсовпетро представлена на рисунке 1.4.

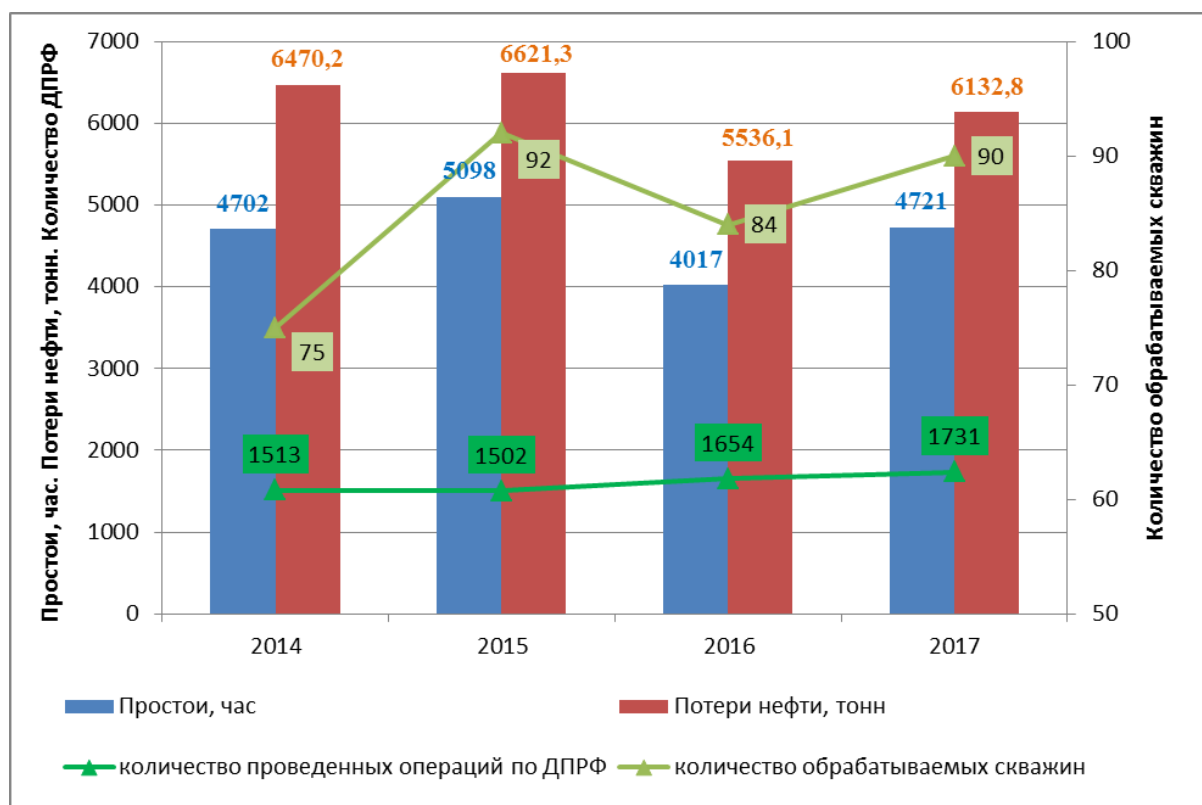


Рисунок 1.4 – Динамика параметров ДПРФ за период 2014-2017 годы на скважинах месторождений СП Вьетсовпетро.

По итогам суточных сводок о простое скважин в 2017 году выполнено 1731 скважино-операция по очистке внутрискважинного оборудования и

устьевой арматуры от отложений АСПО, связанных с остановкой скважин, что больше, чем в 2016 году (11654 скв-опер) на 77 операций. Данные по количеству депарафинизации в 2017 году конкретно по скважинам и по морским сооружениям представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Простои и потери добычи нефти при депарафинизации скважин в 2017 году.

МСП/ БК	№ скв	объект экспл	месторождение, участок	способ экспл	режим	параметры				Коп- во скв	потери		коп-во опер по скв-м	кол-во опер на МСП/БК	Примечание
						Qж, т/сут	обвод, %	Qн, т/сут	Ty, °C		простой, час	нефть, т			
1	27	Н.М.	Белый Тигр	г/л	пост	10,2	0,0	7,7	33-35	1	4	2,1	1	1	
2	418	Н.М.	Белый Тигр	г/л	пост	11,1	4,4	8,5	30-33	2	10,2	5,67	1	2	переведена в ППД
2	491	Н.М.	Белый Тигр	г/л	пост	21	3,7	16,2	33						
3	193	Н.О.	Белый Тигр	г/л	пост	26	3,4	20,6	32-36	1	6	6,85	3	3	
4	40	Н.М.	Белый Тигр	г/л	период	74,4	97,0	1,81	28-30	1	3	0,26	1	1	
5	102	Ф	Белый Тигр	фон	пост	30	4,8	32,13	28-33				30		
5	104	Н.О.	Белый Тигр	г/л	пост	32	27	18,9	28-30				33		
5	503	Н.О.	Белый Тигр	г/л	пост	15	16,0	10,2	28-30	5	653	465,330	38	182	
5	506	В.О.	Белый Тигр	г/л	пост	22	0,6	17,7	32				80		
5	510	Н.О.	Белый Тигр	г/л	пост	34	59,0	11,3	29-34				1		
6	90	Ф	Белый Тигр	г/л	пост	23	11,0	16,17	27-31	1	125,6	59,77	38	38	
10	1002	Н.О.	Белый Тигр	г/л	пост	54	1	43	28-31				12		
10	1005	Н.О.	Белый Тигр	г/л	пост	55,2	70	13,3	30-36				1		
10	1007	Н.О.	Белый Тигр	г/л	пост	52	23	46,5	33				14		
10	1013	В.О.	Белый Тигр	г/л	пост	12,5	0	10	27-30				37		
10	1014	В.О.	Белый Тигр	г/л	пост	37,6	60	12	30-32	9	399,3	362,49	12	142	
10	1016	В.О.	Белый Тигр	г/л	пост	33	62	10,16	25-30				16		
10	1019	Н.О.	Белый Тигр	г/л	период	6	30	3,36	26-28				11		
10	1022	Н.О.	Белый Тигр	г/л	пост	153,4	12	108,4	48-50				1		
10	1023	Н.О.	Белый Тигр	г/л	пост	45,6	1	36,3	30-32				38		
6к4	415	Н.М.	Белый Тигр	г/л	пост	42,0	1,8	33,0	27-36	1	6	8,24	1	1	
6к14	1203	Н.М.	Белый Тигр юж свод	г/л	пост	60,5	82,0	8,7	31-33				9		
6к14	1203Б	Н.М.	Белый Тигр юж свод	г/л	пост	122	82,0	17,7	38-45				2		
6к14	1212	Н.М.	Белый Тигр юж свод	г/л	пост	89	38	44	32-36				6		
6к14	1214	Н.М.	Белый Тигр юж свод	г/л	пост	76	62	23	30-38				13		
6к14	1216	Н.М.	Белый Тигр юж свод	г/л	пост	83	47	38	31-33				24		
6к14	1217	Н.М.	Белый Тигр юж свод	г/л	пост	51	64	14,7	35-37	10	254	308,41	13	119	
6к14	1218	Н.М.	Белый Тигр юж свод	г/л	пост	63	66	17,14	28-30				22		
6к14	1219	Н.М.	Белый Тигр юж свод	г/л	пост	62	70	14,4	31-32				13		
6к14	1220Б	Н.М.	Белый Тигр юж свод	г/л	пост	120	41	56,84	33				6		
6к7	17	Ф	Белый Тигр юж свод	г/л	пост	68	4	52	30-32				11		
6к15	206т	В.О.	Белый Тигр сев-вост уч	г/л	пост	13	0,8	10,2	30				33		
6к15	123	В.О.	Белый Тигр сев-вост уч	г/л	пост	6,4	1	5	30	4	244,9	160,58	9	121	отправлена в б/д
6к15	125	В.О.	Белый Тигр сев-вост уч	г/л	пост	35	5	26,3	34-35				49		
6к15	132	В.О.	Белый Тигр сев-вост уч	г/л	пост	10,9	1	8,5	30				30		
6к16	1604	Н.М.	Белый Тигр юж свод	г/л	пост	51	50,0	20,9	27-29				30		
6к16	1606	Н.М.	Белый Тигр юж свод	г/л	пост	111	3	88	30-31				60		
6к16	1608	Н.М.	Белый Тигр юж свод	г/л	пост	133	62	41,4	29-34	6	435,8	1048,99	8	220	
6к16	1610	Н.М.	Белый Тигр юж свод	г/л	пост	85	6	65,7	29-30				59		
6к16	1611	Н.М.	Белый Тигр юж свод	г/л	пост	50	2	40	32-35				60		
6к16	1612Б	Н.М.	Белый Тигр юж свод	г/л	пост	162	3	129	30-32				3		

Как видно из приведенных параметров, среди обрабатываемых есть скважины с достаточно высокими дебитами, более 100 м3/сут и высокой обводненностью до 70-90% и, которые, однако, не обеспечивают устьевых температур выше температуры кристаллизации парафина.

На некоторых платформах высокотемпературная продукция обводненных скважин используется для депарафинизации путем подачи ее в лифт парафиноотлагающих скважин.

Обводненность продукции скважины оказывает двойное действие. Вначале при малом содержании воды в нефти и прочих равных условиях

наблюдается некоторое повышение интенсивности отложений парафина, а затем с увеличением доли воды в потоке интенсивность снижается, как за счет повышения температуры потока (теплоемкость воды в 1,6-1,8 раза больше нефти), так и за счет обращения фаз, при котором ухудшается контакт нефти с поверхностью оборудования. Поэтому среди всех депарафинизируемых скважин доля обводненных скважин снижается с ростом обводненности их продукции.

В таблице 1.3 приведено сравнение показателей депарафинизации скважин в 2016 и 2017 годах.

Таблица 1.3 – Сравнение показателей по депарафинизации скважин, связанных с простоями и потерями добычи нефти на ГТС в 2016 и 2017 годах.

МСП/ БК	2016 год				2017 год				разница			
	Кол-во скв	потери		кол-во опер на МСП/БК	Кол-во скв	потери		кол-во опер на МСП/БК	Кол-во скв	потери		кол-во опер на МСП/БК
		простой, час	нефть, т			простой, час	нефть, т			простой, час	нефть, т	
1	1	11	7,16	3	1	4	2,1	1	0	-7	-5	-2
2	2	11	4,77	3	2	10,2	5,67	2	0	-0,8	0,9	-1
3	1	16	18,15	5	1	6	6,85	3	0	-10	-11,3	-2
4					1	3	0,26	1	1	3	0,26	1
5	4	727,1	623,43	219	5	653	465,3	182	1	-74,1	-158,1	-37
6	1	106,7	63,6	43	1	125,6	59,8	38	0	18,9	-3,8	-5
7	1	5	2,89	1					-1	-5	-2,9	-1
8	4	158	92,56	79					-4	-158	-92,6	-79
10	7	255,6	198,71	114	9	399,3	362,49	142	2	143,7	163,8	28
бк4					1	6	8,24	1	1	6	8,24	1
бк8	1	1	11,92	1					-1	-1	-11,9	-1
бк14	10	263,61	429,82	114	10	254	308,4	119	0	-9,6	-121,4	5
бк15	6	323,05	329,71	153	4	244,9	160,58	121	-2	-78,2	-169,1	-32
бк16	7	328,9	1091,35	201	6	435,8	1049,0	220	-1	106,9	-42,4	19
бк17	2	16,3	32,89	2					-2	-16,3	-32,89	-2
RP-2	10	625,15	833,63	200	16	906,6	1251,22	392	6	281,45	417,59	192
RC-4 - RC-DM	7	57,3	46,65	17	6	92	42,33	11	-1	34,7	-4,32	-6
RC-5	2	12,6	29,68	3	4	36	51,48	6	2	23,4	21,8	3
RC-6	1	2,3	6,22	1	1	4	7,98	1	0	1,7	1,76	0
RC-9	5	36,9	91,91	10	10	474,6	909,69	77	5	437,7	817,78	67
RC-1-3	2	218	396,83	100	2	173	205,94	86	0	-45	-190,89	-14
GTC-1	10	841,1	1224,24	385	9	882,3	1218,69	324	-1	41,2	-5,55	-61
THTC1					1	10,3	16,75	4	1	10,3	16,75	4
ИТОГО	84	4016,6	5536,12	1654	90	4720,6	6132,8	1731	5	693,7	579,9	73

Как видно из таблицы, общее количество обрабатываемых от АСПО скважин увеличилось на 5 скв, простои и потери нефти соответственно увеличились на 693,7 час и 579,9 тонн. При этом количество обработок скважин от АСПО, которые связаны с их остановкой, увеличилось на 73 скв-операции. Основные увеличения простоев и потерь нефти произошли на МСП10 (на 143,7

час, 163,8 тонн), на RP-2 (на 281,5 час, 417,59 тонн) и на RC-9 (на 437,7 час, 817,78 тонн). При этом, если на RP-2 и RC-9 это связано в основном с вводом в эксплуатацию новых скважин, осложнённых парафиноотложениями, то на МСП10 это объясняется снижением дебитов на действующих скважинах и попаданием их в зону риска по отложениям АСПО.

Наибольшее количество скважино-операций по ликвидации АСПО в скважинах в 2017 году, связанных с остановками скважин, по-прежнему выполняется на МСП-5 (182 скв-опер), на МСП-10 (142 скв-опер), на БК-14 (119 скв-опер), на БК-15 (121 скв-опер), на БК-16 (220 скв-опер), на RP-2 (392 скв-опер), на GTC-1 (324 скв-опер). В 2017 году к проблемным скважинам с АСПО добавились скважины на RC-9 (10 скважин – 77 скв-опер).

Как уже неоднократно отмечалось, способы борьбы с АСПО и их эффективность остается на прежнем уровне. Для удаления уже сформировавшихся отложений, в условиях СП «Вьетсовпетро» используются в основном термические методы: пропарка устья и верхней части подвески НКТ с помощью ППУ, промывки скважин с использованием горячей обводненной продукции с других скважин.

При высокой температуре плавления, текущие методы депарафинизации, применяемые в СП «Вьетсовпетро» с помощью горячего пара, могут расплавлять АСПО только в верхней зоне НКТ до глубины не ниже 500 м.

Кроме этого к недостаткам теплового метода с помощью промывок скважин можно отнести:

- необходимость остановки скважин на время проведения работ, что снижает коэффициент их эксплуатации;
- поскольку используется высокообводненная продукция, как правило, из соседних горячих скважин, существует вероятность образования стойких эмульсий;
- недостатком использования в качестве теплоносителя пара является то, что пар, опускаясь вниз по скважине, охлаждается, конденсируется,

превращаясь в охлажденную воду, которая не способна расплавлять образовавшиеся смолопарафиновые отложения на большой глубине.

За отчетный период широкого использования химреагентов прямого назначения против предотвращения отложения АСПО в скважинном оборудовании не проводилось. На морских сооружениях: RP-3, RCDM, RC4, RC5, RC6, RC7, RC9, RC1, БК14, GTC-1 в скважины по импульсным трубкам велась закачка депрессаторных присадок, обладающих ингибиторным эффектом (депрессатор- ингибитор АСПО VX – 7484 и ингибитор типа TPF-609).

Таким образом, использование химических реагентов носит не достаточный характер. Для решения этой проблемы требуется поиск более эффективных химических методов борьбы с АСПО.

Однако необходимо отметить, что из-за ряда технологических ограничений перспективными для условий СП Вьетсовпетро являются только физико-химические методы борьбы с АСПО. Сложность при массовом их внедрении заключается в необходимости подбора реагентов конкретно для условий определенной скважины с достаточно длительным временем эффекта.

Последней испытываемой технологией для борьбы с АСПО можно считать технологию ОПЗ АСПО «Parasqueeze».

Технология удаления АСПО «Parasqueeze» применяется с целью предотвращения и удаления асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) в добывающих скважинах методом физико-химического воздействия в два этапа. Первый этап предназначен для отчистки НКТ с использованием растворителя ЕС9610А и диз. топлива. Второй этап – для обработки ПЗП ингибитором “Parasqueeze” с использованием активатора ЕС644А или ЕС643 и ингибитора парафиноотложений VX7484. Все химреагенты растворяются дизельным топливом до закачки в скважину с заданным объёмом, рассчитанным исходя из состояния конкретной обрабатываемой скважины.

Испытания данной технологии начались в 2012г на скважинах 1120/МСП11 и 18/RP2. В результате испытаний получен прирост суточной добычи нефти, а также снижена частота выполнения работ по депарафинизации

в обработанных скважинах. Успешность тогда составила 100%. В 2015-2017 годах проводилось внедрение технологии ОПЗ-АСПО «Parasqueeze» на скважинах месторождений СП Вьетсовпетро.

В 2015 г (скважины 104 и 506 на МСП5) результаты оказались малоэффективными, успешность выполненных мероприятий составила всего 50%, дополнительная добыча оказалась ниже ожидаемых значений.

В 2016 году по этой технологии были проведены обработки на скважинах: 1013/МСП10 и 2001/RP-2. В скважине 2001/ RP-2 была получена доп. добыча нефти 4376т (при этом закачка ингибиторов парафиноотложений выполнялась после кислотной обработки ПЗП). Параметры работы скважины 1013/МСП10 не изменились после проведения обработки.

В 2017 году по данной технологии обрабатывались 3 скважины, из которых эффект был получен только на одной скважине (результаты приведены в разделе 2 данного отчета).

Таким образом, испытываемая технология имеет не однозначные результаты, что говорит о недостаточной адаптации технологии к условиям месторождений СП.

1.4.2. Борьба с солеотложениями во внутрискважинном оборудовании

Проблема солеотложений во внутрискважинном оборудовании остро проявила себя при совместно раздельной эксплуатации миоценовых и олигоценых отложений на месторождении Белый Заяц, пластовые воды которых имеют взаимную несовместимость с возможностью выпадения солей.

Проблема образования отложений неорганических солей на внутренней поверхности нефтегазопромыслового оборудования и в призабойной зоне скважин на месторождениях СП Вьетсовпетро существовала и ранее. Но такого интенсивного процесса солеобразования, как в скважинах месторождения Белый Заяц ранее не отмечалось.

Проведенные ранее анализы проб отложений неорганических солей показывали, что солеотложения в большинстве скважин месторождения Белый Тигр содержит в основном – кальцит CaCO_3 . Так же, в отложениях

присутствовали соли гипса $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, сульфата CaSO_4 , SiO_2 , и минералы глины, фельдшпаты, zeолиты, продукты коррозии (Fe_2O_3 , $\text{FeCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$). Солеотложения с наличием сульфата CaSO_4 были обнаружены в скважинах, работающих с кристаллического фундамента. Как правило, солеотложения представляют собой смесь одного или нескольких основных неорганических компонентов с продуктами коррозии, частицами песка, причем отложения пропитаны или покрыты асфальто-смоло-парафиновыми веществами.

Результаты исследований показывают, что осадкоотложения неорганических солей в скважинах СП «Вьетсовпетро» отмечаются на всех глубинах ствола скважины. Кроме этого, осадкоотложения неорганических солей обнаружены в головках фонтанной арматуры. Так же, отложения неорганических солей обнаружены в системах сбора и обработки нефти. При этом отмечено, что после обработки большинства скважин, осадкоотложения неорганических солей довольно быстро восстанавливаются до начального состояния.

Следствием солеотложений является непрохождения приборов в НКТ и уменьшение дебита из-за снижения пропускной способности лифта.

Ранее в отчетах в качестве методов борьбы с солеотложениями необходимо отметить, что ввиду низкой эффективности физических и технологических методов предотвращения солеотложений предлагалось рассматривать только химические методы ингибирования:

- Закачка ингибиторов в пласт;
- Закачка капсулированного ингибитора в ЗУМПФ скважины;
- Подача ингибиторов в зону смешения флюидов (по импульсной трубке через затрубное пространство);

Отмечалось, что без оснащения скважины дополнительным оборудованием с помощью КРС возможно применение только 1 и 2-го методов ингибирования. В отчете за 2016г были представлены возможные недостатки данных методов. [4]

2. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ КИСЛОТНЫМИ СОСТАВАМИ В 2017 ГОДУ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СП «ВЬЕТСОВПЕТРО»

2.1. Объект разработки – Фундамент

На месторождение Белый Тигр в 2017г было выполнено 8 операций ОПЗ в скважинах, эксплуатирующих фундамент (рисунок 2.1), в том числе в 6 скважинах обработки выполнены с применением СКР+ГКР (скважины 8003, 1713, 8011, 140, 17ВТ и 413Б), в 2 скважинах удаление солеотложений из ВСО с помощью закачки в НКТ смеси органических кислот (скважины 10004 и 7003).

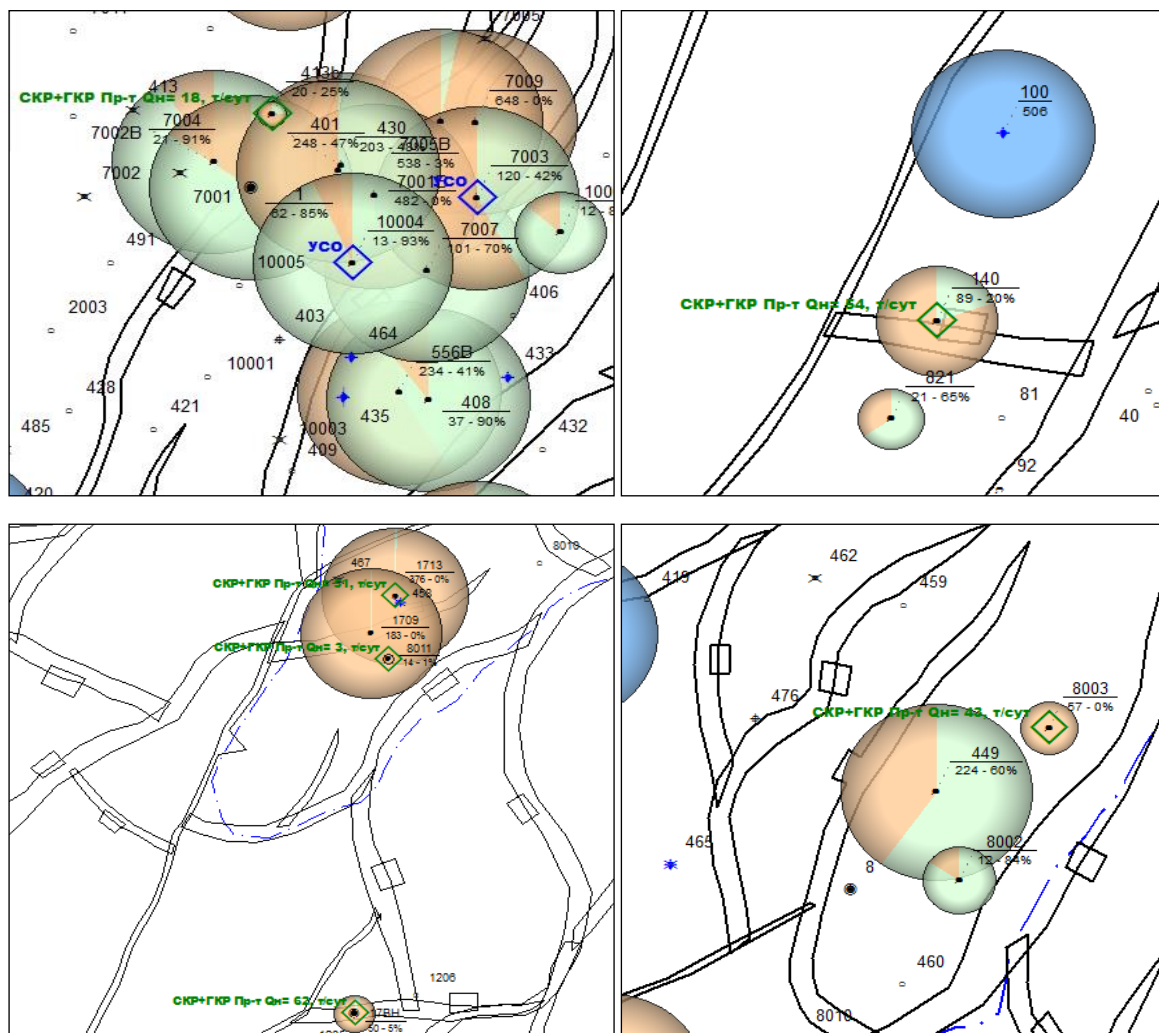


Рисунок 2.1 – Карты текущих отборов участков работ м-я Белый Тигр (фундамент).

Мероприятия выполнены со 100% успешностью, суммарная дополнительная добыча нефти от ОПЗ, выполненных в скважинах фундамента м–я Белый Тигр на 01.01.18г составила 8826 тонн (рисунок 2.2).

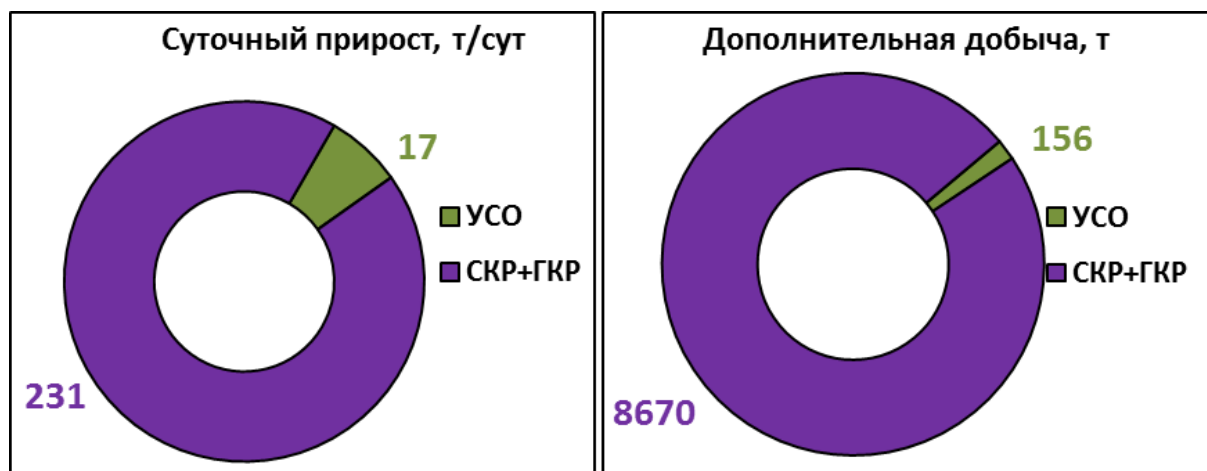


Рисунок 2.2 – Среднесуточный прирост и дополнительная добыча после ОПЗ в скважинах Фундамента месторождения Белый Тигр.

Удельная технологическая эффективность ОПЗ скважин фундамента с применением СКР+ГКР оказалась значительно выше средней удельной технологической эффективности таких же ОПЗ в целом в 2017г, а объем дополнительной добычи на одну операцию по удалению солеотложения более чем в 10 раз меньше, чем в среднем после аналогичных ОПЗ.

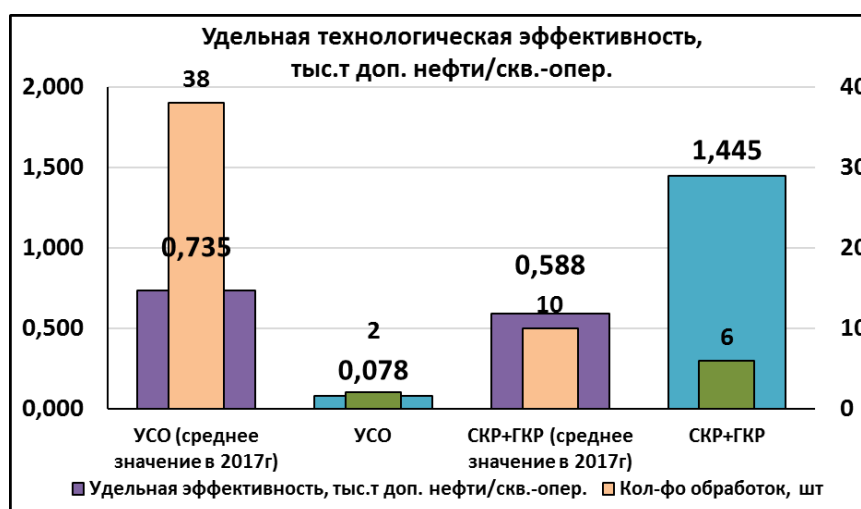


Рисунок 2.3 – Сравнение удельной технологической эффективности ОПЗ в скважинах фундамента м–я Белый Тигр и средних значений по СП.

Таким образом, можно сделать вывод, что проведение ОПЗ солянокислотным раствором с последующей закачкой глинокислотного

раствора при обработке скважин, эксплуатирующих фундамент, на текущий момент является предпочтительным, т.к. имеет высокую технологическую эффективность.

2.2. Объект разработки – нижний олигоцен

На месторождение Белый Тигр, в скважинах, эксплуатирующих нижнеолигоценные отложения, в 2017г было выполнено 2 операции ОПЗ, в том числе одна обработка с последовательной закачкой СКР и ГКР, вторая обработка по технологии АСПО+ГКР (рисунок 2.4). Обработки неэффективны.

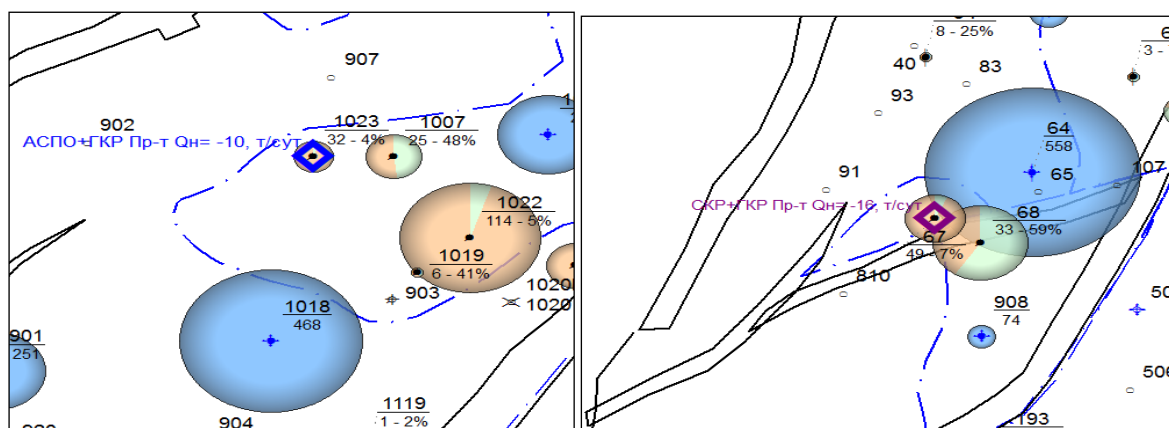


Рисунок 2.4 – Карты текущих отборов участков работ месторождения Белый Тигр (нижний олигоцен).

В скважине 67/МСП–4 последняя ОПЗ была выполнена в 2016г, дебит нефти до и после ОПЗ $Q_n=28/128$ тонн. На момент проведения повторного ОПЗ эффект продолжался, но дебит нефти имел тенденцию к снижению. 23.02.17г выполнено ОПЗ СКР–ГКР: ДТ–15м³ + СКР–7м³ + ГКР–14м³ + ДТ–60м³.

Во время проведения ОПЗ в 2016г произошло изменение уровня с 2782м до 1982м (изменение 800м, объем перетока 10,2м³). При ОПЗ, выполненном в марте 2017г, перетоки не наблюдались. Среднесуточные параметры работы скважины представлены на рисунке 2.5.

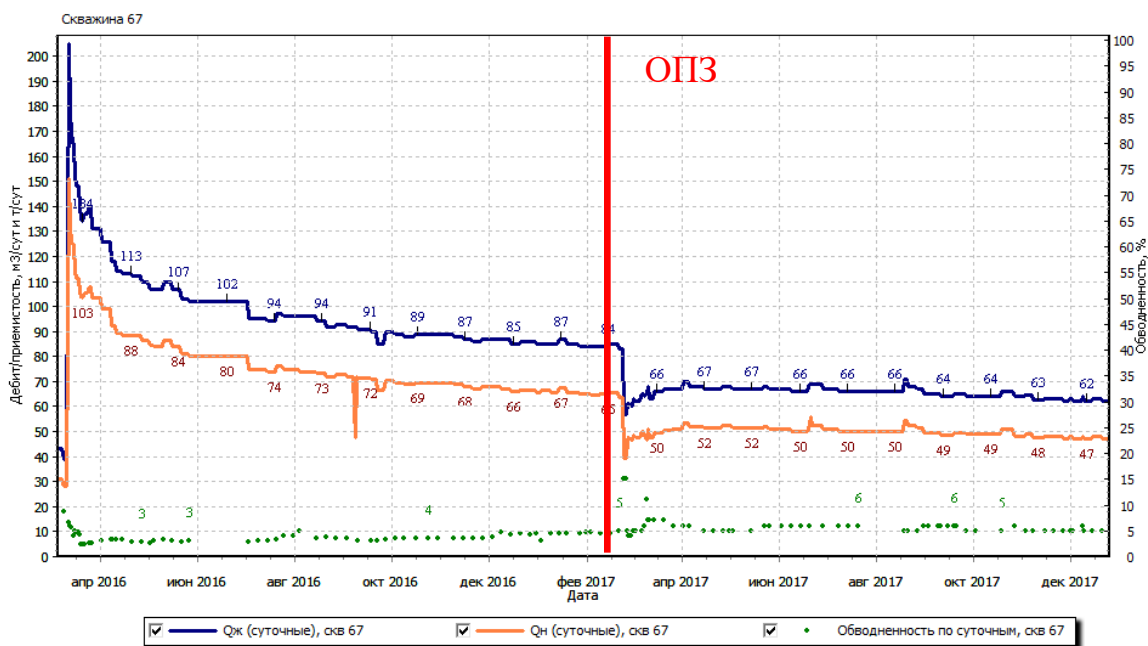


Рисунок 2.5 – Среднесуточные параметры работы скважины 67/МСП–4.

Снижение дебита жидкости после проведения ОПЗ может быть связано с вторичной кольтатацией ПЗП продуктами реакции кислотного раствора с горной породой, а низкое затрубное давление 35–40атм (до ОПЗ 76–85атм) может свидетельствовать о пропусках газлифтных клапанов или негерметичности ВСО.

Рекомендации: выполнить ГДИ для уточнения характеристик пласта и работы газлифтного подъемника, по результатам исследований разработать мероприятия по восстановлению дебита.

В скважине 1023/МСП–10 для восстановления продуктивности было рекомендовано выполнить ОПЗ путем последовательной закачки раствора для удаления АСПО и ГКР. Во время проведения ОПЗ произошло незначительное изменение уровня в затрубном пространстве с 3545м до 3412м (изменение 133м, объем перетока 2,5м³). Среднесуточные параметры работы скважины представлены на рисунке 2.6.

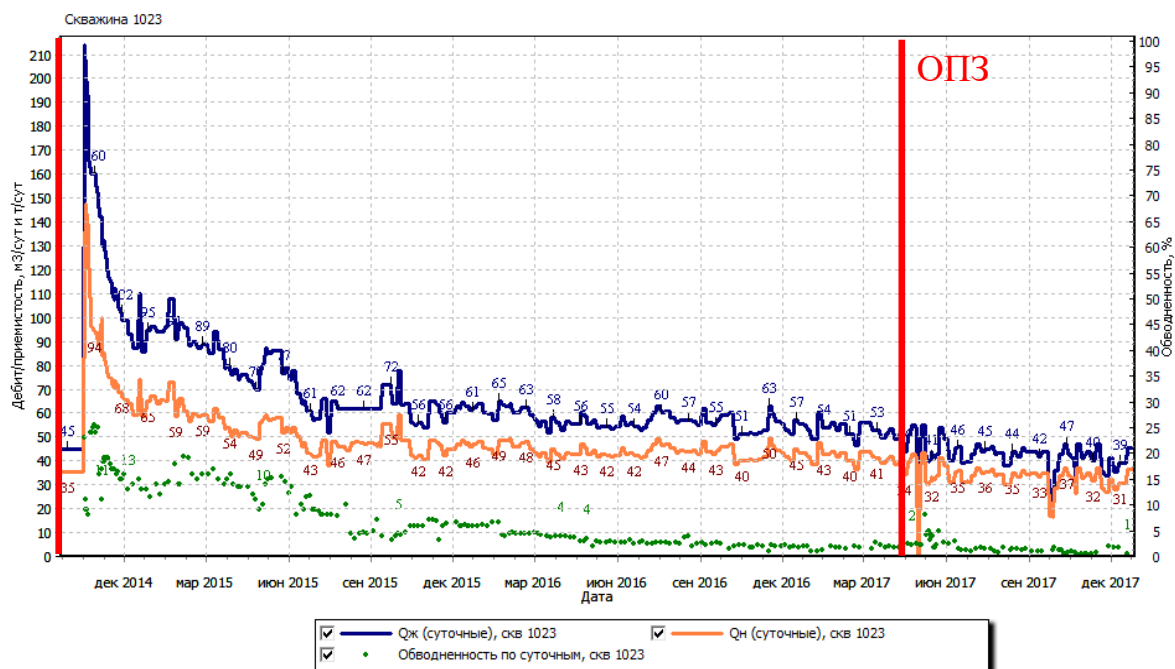


Рисунок 2.6 – Среднесуточные параметры работы скважины 1023/МСП–10.

После проведения ОПЗ наблюдалось краткосрочное снижение дебита нефти, что указывает на низкую эффективность примененной технологии. В последствии дебит скважины установился на уровне базовых значений, суммарные потери нефти от неэффективно выполненного ОПЗ составили –59 тонн. Рекомендуется продолжить эксплуатацию скважины на текущем режиме.

2.3. Объект разработки – верхний олигоцен

На месторождении Белый Тигр, в скважинах, эксплуатирующих верхнеолигоценные отложения, в 2017г было выполнено 2 кислотных обработки ПЗП в скважинах 716/МСП–7 и 8012/БК8 (рисунок 2.7). ОПЗ выполнено путем последовательной закачки солянокислотного и глинокислотного растворов (СКР+ГКР).

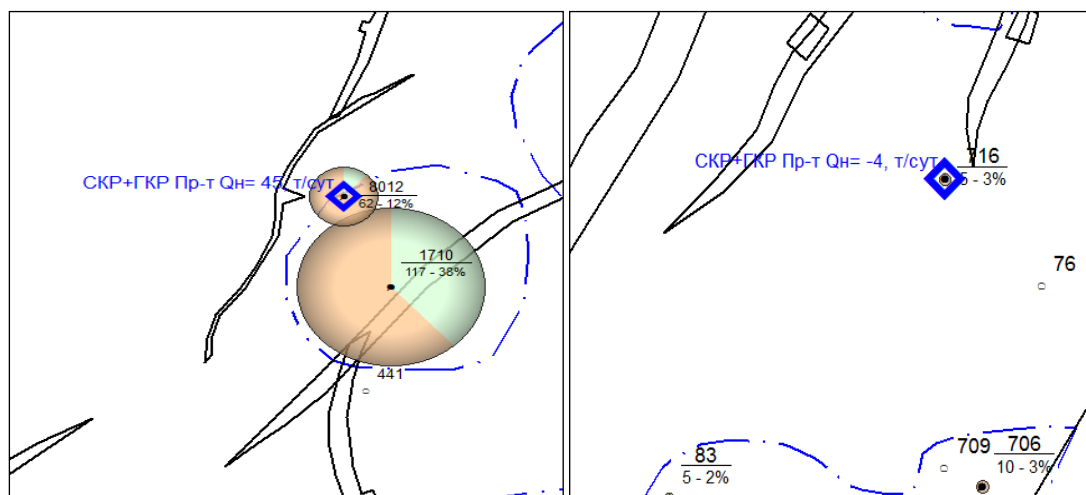


Рисунок 2.7 – Карты текущих отборов участков работ м-я Белый Тигр (верхний олигоцен).

Суммарная дополнительная добыча нефти от выполненных мероприятий составила 968 тонн, удельная эффективность 484 т/скв.-опер.

На рисунке 2.8 представлено сравнение удельной технологической эффективности ОПЗ в скважинах верхнего олигоцена м-я Белый Тигр и удельной технологической эффективности ОПЗ в среднем в 2017 году.

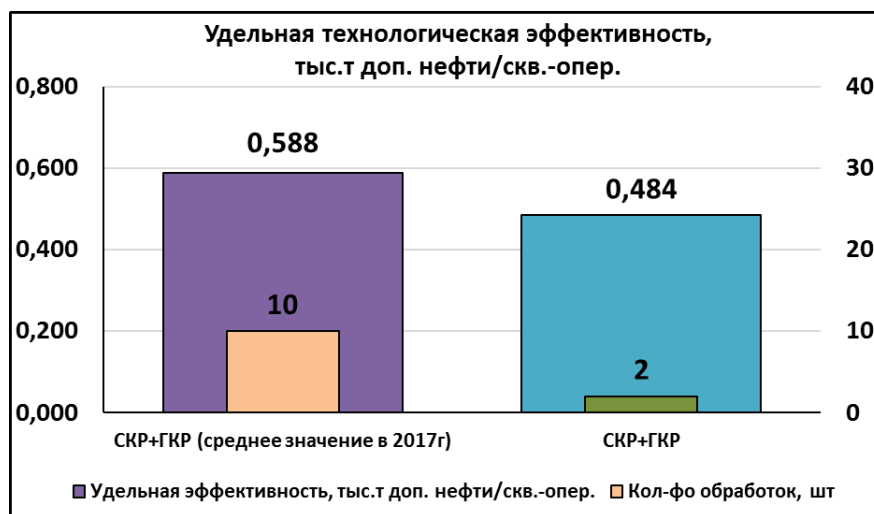


Рисунок 2.8 – Сравнение удельной технологической эффективности ОПЗ в скважинах верхнего олигоцена м-я Белый Тигр и средних значений по СП.

В скважине 716/МСП–7 обработка кислотными составами была unsuccessful. Ранее ОПЗ в скважине не проводилась.

21.07.2017г был выполнен замер приемистости, согласно которому, при закачке 36 м³ морской воды переток в затрубное пространство (по росту уровня) составил более 10 м³. Затрубное пространство негерметично.

31.07.2017г выполнили частичное заполнение затрубного пространства ДТ и морской водой с противодавлением системы газлифта и повторный замер приемистости с помощью закачки ДТ в НКТ. При выполнении замера рост уровня в затрубном пространстве продолжился, что свидетельствовало о перетоках. Для исключения попадания кислотного раствора в затруб принято решение заполнить скважину морской водой (согласно требованиям регламента).

01.08.2017г из линии ППД заполнили скважину морской водой в объеме 130м³, определили приемистость – 159л/мин. Выполнили закачку СКР+ГКР с продавкой ДТ в НКТ (4м³ СКР + 14м³ ГКР + 22м³ ДТ. Осуществили закачку соды в затрубное пространство для нейтрализации возможного проникновения кислотного раствора.

На рисунке 2.9 представлены параметры работы скважины до и после проведения ОПЗ.

По состоянию на 01.01.18г скважина находится в бездействующем фонде по причине отсутствия подачи жидкости (на выходе газ). Причиной отсутствия эффекта от ОПЗ является низкая проницаемость вскрытых интервалов, что привело к длительному процессу освоения и отложению вторичных осадков. Негерметичность ВСО способствовала образованию водных эмульсий кислотного раствора, что также снизило эффективность. Выполнение дополнительных мероприятий на данной скважине экономически нецелесообразно (низкий потенциал не покрывает затрат).

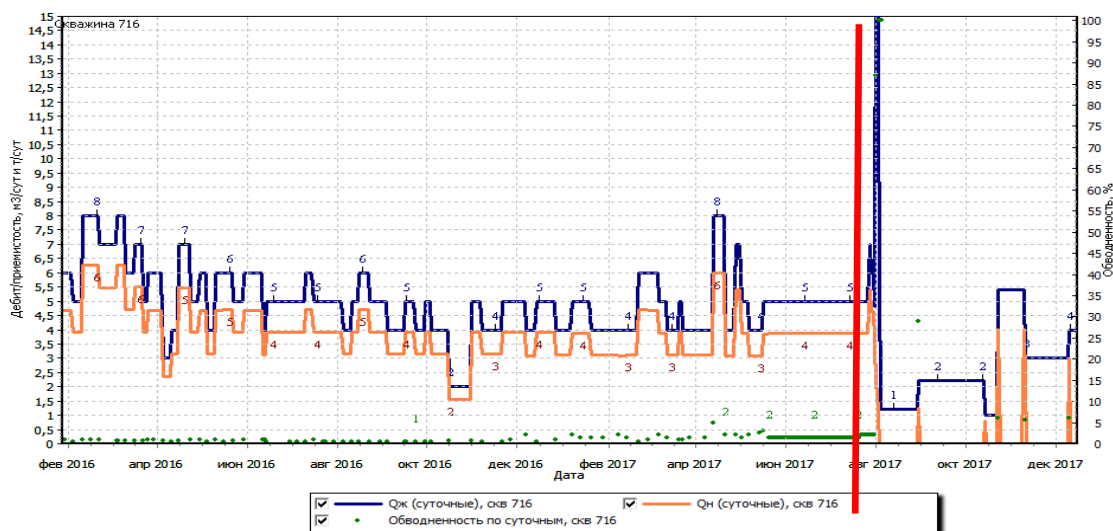


Рисунок 2.9 – Среднесуточные параметры работы скважины 716/МСП–7

2.4. Объект разработки – нижний миоцен

На месторождение Белый Тигр ОПЗ выполнялись в трех скважинах, эксплуатирующих нижнемиоценовые отложения.

В скважине 40/МСП–4 ОПЗ выполнено путем последовательной закачки солянокислотного и глинокислотного растворов (СКР+ГКР).

ОПЗ в скважинах 1610/БК16 и 1606/БК16 были выполнены путем закачки бескислотных составов. Суммарная дополнительная добыча нефти после ОПЗ в скважинах нижнего миоцена составила 1470 тонн (Рис 2.10).

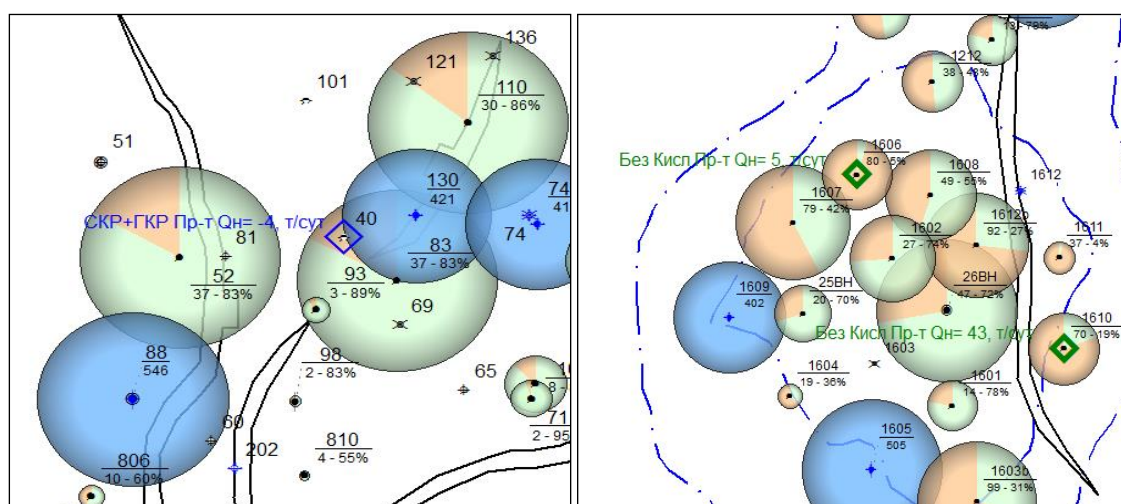


Рисунок 2.10 – Карты текущих отборов участков работ м-я Белый Тигр (Нижний Миоцен).

Небольшой объем дополнительной добычи и низкая удельная технологическая эффективность обусловлены отрицательными результатами

ОПЗ по скважине 40/МСП–4 (рисунок 2.11). Обработки бескислотными составами показали высокую эффективность.

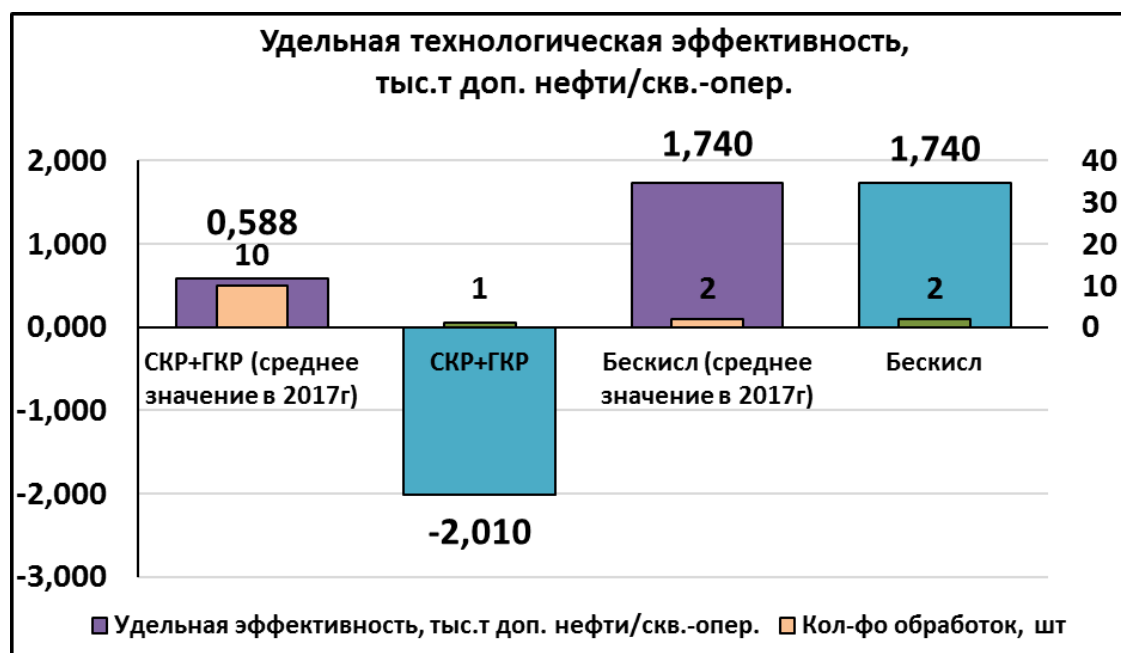


Рисунок 2.11 – Сравнение удельной технологической эффективности ОПЗ в скважинах нижнего миоцена м-я Белый Тигр и средних значений по СП.

В скважине 40/4 ОПЗ по технологии СКР+ГКР была неэффективна. Скважина введена в эксплуатацию в августе 2007г и переведена на нижний миоцен в 2012г, дебит нефти до и после КРС составил $Q_n=5,5/36$ тонн.

В 2013г. было выполнено ОПЗ с применением хелатных растворов. Получен отрицательный результат, дебит нефти до и после ОПЗ составил $Q_n=21/10$ тонн. Снижение дебита после ОПЗ может косвенно указывать на кольтматацию ПЗП (см. годовой отчет ОДНиГ ст.99–2013г).

В феврале 2017г выполнено ОПЗ СКР–ГКР: ДТ–12м³ + СКР–3м³ + ГКР–7м³ + ДТ–24м³. На рисунке 2.12 представлены параметры работы скважины до и после проведения ОПЗ.

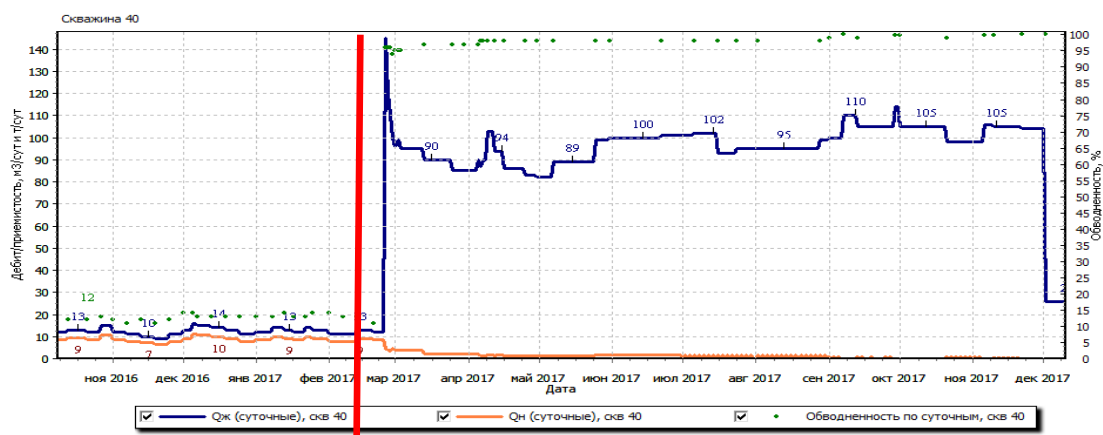


Рисунок 2.12 – Среднесуточные параметры работы скважины 40/МСП–4

После проведения ОПЗ обводненность скважинной продукции увеличилась с 11–13% до 97–98%, что вероятнее всего связано с прорывом нагнетаемой воды от скважины ППД 130. По результатам определения состава пробы попутнообываемой воды, отобранной 14.03.17г выявлено большое содержание ионов $\text{Na}^{++}\text{K}^{+}$ (11005 мг/л), что характерно для морской нагнетаемой воды. По состоянию на 01.01.18г скважина находится в бездействующем фонде. Ввиду того, что в скважине проперфорирован один горизонт НМ (23_2) в интервале 3010,1–3024,8 м, успешность в проведении ремонтно–изоляционных работ будет крайне низкая. Проведение дополнительных мероприятий на данной скважине нецелесообразно (в части ПЗП). [6]

2.5. Предлагаемые мероприятия для повышения эффективности кислотных обработок

Низкая эффективность кислотных обработок в основном связана с увеличением обводненности продукции и негерметичностью ВСО. В связи с этим, для повышения эффективности КО предлагается:

- 1) Для предотвращения нарушения герметичности пакера ВСО, при составлении плана работ по определению приемистости скважины перед проведением ОПЗ, необходимо выполнить расчет максимально допустимого давления закачки воды из системы ППД на устье скважины, которое с учетом гидростатического столба на забое и противодавления в затрубном пространстве не должно превышать допустимое рабочее давление пакера ВСО.

Алгоритм расчета приведен в Регламенте VSP-000-KTSX-665 «Проведение химических обработок призабойной зоны пласта и очистка внутрискважинного оборудования добывающих и нагнетательных скважин СП «Вьетсовпетро»;

2) В случае негерметичности ВСО работы по выявлению причин негерметичности и их устранению выполнять в соответствии с требованиями Регламента VSP-000-KTSX-665 «Проведение химических обработок призабойной зоны пласта и очистка внутрискважинного оборудования добывающих и нагнетательных скважин СП «Вьетсовпетро»;

3) В скважинах с низким Кпр и Рпл при негерметичном ВСО не рекомендуется проведение стандартных КО;

4) При планировании ОПЗ в скважинах учитывать риск прорыва ФНВ, в случае близкого контура нагнетаемой/пластовой воды, обработку выполнять с малыми объемами продавки.

5) Рекомендуется подтверждать наличие положительного скин-фактора и кольматации ПЗП в скважинах, эксплуатирующих терригенные коллектора. Без подтвержденного результатами ГДИ положительного скин-фактора, ОПЗ проводить только при наличии достаточного объема информации, указывающей на ухудшение коллекторских свойств (снижение Кпр).

2.5.1. Разработка и испытание технологии интенсификации добычи нефти с применением бескислотных составов в терригенных коллекторах месторождений СП «Вьетсовпетро»

Работы по теме «Разработка и испытание технологии интенсификации добычи нефти с применением бескислотных составов в терригенных коллекторах месторождений СП «Вьетсовпетро» проведены в рамках контракта № 0046/17/T-N6/NIP11-DMC, подписанного 20/02/2017 (Заявка № DV-105/17-NIP1).

На основании результатов исследования был предложен состав обработки скважин бескислотными композициями, что подразумевает последовательную закачку ряда растворов, а именно:

1) Раствор для удаления кольматации органическими веществами:

№	Наименование компонента	Основные функции
1	Смесь ароматических углеводородов + Жирные кислоты + Д.Т	Растворение АСПО
2	Добавка для увеличения температуры вспышки	Увеличение адсорбции гидрофобизатора
3	ПАВ	Увеличение дисперсии и растворимости АСПО

2) Раствор для удаления водных блокад:

№	Наименование компонента	Основные функции
1	Смесь специализированных растворителей, спирта и полиспирта	Удаление воды из капилляра
2	ПАВ: DMC-WA	Уменьшение поверхностного натяжения
3	NH ₄ Cl	Предотвращение набухания глинистых минералов
4	Технические воды	Дисперсионная среда

3) Раствор для гидрофобизации поверхности поровых каналов коллектора:

№	Наименование компонента	Основные функции
1	Гидрофобизатор	Гидрофобизация поверхности поровых каналов коллектора
2	ПАВ DMC-CS	Увеличение эффективности адсорбции гидрофобизатора
3	Растворитель DMC-OS	Дисперсионная среда

Проведено испытание на двух добывающих скважинах 1610/БК–16 и 1606/БК–16. На 01.01.2018г. эффект от проведенных мероприятий сохраняется на обеих скважинах, суммарная дополнительная добыча нефти по двум скважинам составляет 3 480 тонн.

Технология ОПЗ с применением бескислотных составов является перспективным направлением, к основным преимуществам которого можно отнести: низкую агрессивность по отношению к породам коллектора, способность к предупреждению вторичного осадкообразования, а как следствие

увеличение глубины проникновения составов в ПЗП и создание благоприятных условий для выноса продуктов реакции после ОПЗ.

Кроме того, испытанные составы обладают низкой коррозионной активностью 0,03–0,05 мм/год, что исключает негативное влияние на внутрискважинное оборудование.

Дальнейшее развитие технологии бескислотных ОПЗ может позволить увеличить фонд потенциальных скважин–кандидатов, а применение растворов для удаления органических загрязнений, водных блокад и гидрофобизации поверхности поровых каналов коллектора в составе кислотных ОПЗ, позволит повысить общую эффективность мероприятий по интенсификации за счет комплексного воздействия на ПЗП.

Исходя из полученных результатов, рекомендуется продолжить работы по усовершенствованию технологии обработки ПЗП с использованием бескислотных составов, для повышения ее эффективности и дальнейшего испытания в скважинах СП «Вьетсовпетро».

2.5.2. Разработка и оптимизация рецептур и технологических составов для обработки призабойной зоны скважин СП «Вьетсовпетро»

Работы проводятся компанией DMC в рамках контракта № 0879/17/T–N5/NIP1–DMC, подписанного 08/11/2017 (Заявка № DV–091/17–NIP1). Завершение работ планируется в 3–м квартале 2018г.

Целью работы является модификация рецептур с целью повышения эффективности кислотных обработок. В состав работ входят лабораторные исследования и обоснование включения дополнительных химреагентов (растворители, гидрофобизаторы, ПАВ, продажные жидкости) с целью комплексного воздействия на ПЗП скважин. Проведение опытно–промышленных испытаний усовершенствованных составов для ОПЗ в 3–х скважинах по результатам лабораторных исследований.

По состоянию на 01.01.2018г. работы ведутся на этапе лабораторных исследований с использованием применяемых составов в СП. Параллельно

подготавливается теоретическое обоснование оптимизации составов и их адаптация к условиям СП "Вьетсовпетро".

2.5.3. Внедрение технологии интенсификации добычи нефти с использованием ультразвука высокой мощности

Работы проводятся ФГОУВО «УГНТУ» в рамках контракта № 0612/17/S–N5/NIP11–USPTU, подписанного 11/09/2017 (Заявка № DV–104/16–NIP1). Завершение работ планируется в 3–м квартале 2018г.

Целью работы является повышение продуктивности добывающих скважин за счет ультразвукового воздействия на призабойную зону. В работу входит научно–практическая основа технологии с применением ультразвука:

- Анализ геологической, геофизической и промысловой информации для выбора скважин–кандидатов, соответствующих критериям проведения работ.
- Анализ располагаемого геофизического оборудования, проведение предварительных тестов кабеля.
- Анализ опыта применения иных методов очистки и интенсификации.

Проведение опытно–промышленных испытаний в 3–х скважинах.

По состоянию на конец 2017 года составлена и утверждена программа работ, выполнен предварительный подбор скважин–кандидатов.

2.5.4. Опытно–промышленные испытания составов для селективных обработок призабойных зон нагнетательных скважин с целью выравнивания профиля приемистости в терригенных коллекторах месторождений СП «Вьетсовпетро»

Работы проводятся компанией DMC в рамках контракта № 0797/17/T–N5/NIP11–DMC, подписанного 23/10/2017 (Заявка № DV–089/17–NIP1). Выполнение опытно–промышленных испытаний планируется в феврале 2018г (при благоприятных погодных условиях).

Целью работы является разработка составов и опытно–промышленные испытания технологии селективной обработки призабойной зоны нагнетательных скважин с целью выравнивания профиля приемистости посредством удаления/снижения скин–эффекта в перфорированных

интервалах, потенциально имеющих хорошую фильтрационную проводимость (по данным ГИС), но характеризующихся значительным отклонением профиля приемистости (по данным PLT).

По состоянию на конец 2017 года выполнено обоснование выбора скважин–кандидатов, готовятся планы работ для проведения опытно–промышленных испытаний в 2–х скважинах.

2.5.5. Разработка и испытание технологии ингибирования солеотложений в добывающих скважинах методом закачки ингибитора в пласт (Scale squeeze)

Согласно отчету, об оценке тендерных предложений (Заявка № DV–090/17– NIP) наименьшую стоимость на оказание услуг предложила фирма PT Champion.

Целью работы является подбор ингибиторов исходя из геологических условий, химического и компонентного состава солеотложений добывающих скважин. Лабораторное обоснование выбора состава ингибиторов, проверка совместимости с пластовыми флюидами, подтверждение эффективности воздействия предлагаемых составов исследованиями на образцах керна. Разработка технологии обработки в 2–х скважинах и опытно–промышленные испытания.

На текущий момент коммерческий отдел завершает работы по подписанию контракта с фирмой PT Champion.

Также согласно Плану внедрения новых технологий сторонними организациями в СП «Вьетсовпетро» на 2018г (приложение №18 к материалам XLVIII Совета СП «Вьетсовпетро») в 2018г будут выполняться работы по следующим новым темам:

- 1) Разработка и испытание технологии восстановления и увеличения продуктивности скважин месторождений СП «Вьетсовпетро» после многократных ОПЗ;

2) Разработка и испытание технологии ограничения водопритоков в терригенных коллекторах скважин СП "Вьетсовпетро" без извлечения внутрискважинного оборудования;

3) Технология проведения ремонтно–изоляционных работ в обводненных скважинах с обсаженной частью фундамента с использованием надувных пакеров (inflatable packers) и закачкой селективных водоизолирующих составов.

На текущий момент, в ходе выполнения работ по данным темам, подготовлены и утверждены технические требования и критерии оценки тендерных предложений.

3. АНАЛИЗ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

3.1. Система поддержание пластового давления

Решение о разработке залежи с применением поддержания пластового давления (ППД) месторождения Белый Тигр методом подошвенного заводнения было принято в технологической схеме 1993 г. Основой запроектированной системы разработки являлось создание искусственного водонефтяного контакта (ИВНК) путем закачки морской воды в подошвенную зону фундамента (ниже абсолютной отметки -3850 м). Начатая в 1993 г. закачка воды позволила замедлить темп падения, а затем стабилизировать пластовое давление в основной части залежи на уровне, несколько превышающем давление насыщения нефти газом. Дальнейшая разработка залежи с ППД показала высокую эффективность и целесообразность его применения, что получило отражение в проектных решениях при составлении технологической документации.

Характеризуя работу фонда нагнетательных скважин по объектам и в целом по месторождениям, следует отметить, что закачка воды с целью ППД в 2017 году на всех месторождениях СП производилась от центральной системы, имеющей систему подготовки воды требуемого качества.

Для поддержания пластового давления используется морская вода Южно-Китайского моря, закачиваемая после многостадийной подготовки в продуктивный пласт через нагнетательные скважины морских платформ.

Подготовка воды осуществляется на специальных блок-модулях по технологии фирм «Serck Baker» и «Acer Engeneering» и включает в себя следующие этапы:

- электрохимический (обработка гипохлоритом);
- двухступенчатая фильтрация с обработкой коагулянтom и флокулянтom;
- вакуумная деаэрация (удаление кислорода и растворенных газов);

–химическая обработка (дозирование антивспенивателя, поглотителя кислорода, ингибитора коррозии и бактерицида).

Основными химреагентами при подготовке воды для систем ППД, влияющие на скорость коррозии являются поглотитель кислорода и ингибитор коррозии. Общие требования к подготовленной воде:

- скорость коррозии менее 0,1 мм/год;
- содержание остаточного растворенного кислорода менее 15 мкг/л;
- эффективность очистки от взвешенных частиц не ниже 98%;
- содержание взвешенных твердых частиц – не более 3 мг/л.

Общее выполнение плана закачки воды в 2017 г на месторождениях СП Вьетсовпетро составило 8758694 м3 или 96,61% от плана (9066000 м3).[7]

3.2. Итоговые показатели закачки воды и состояние фонда нагнетательных скважин месторождения Белый Тигр

Плановые и фактические объемы закачки воды в нагнетательные скважины за 2017 г представлены в таблице 3.1 и на рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Плановые и фактические уровни закачки воды на месторождении Белый Тигр в 2017г.

Объект закачки	2017		
	План	Факт	%
Н.Миоцен,тыс.м3	1603,1	1380,6	86,12
Верх Олигоцен,тыс.м3	171,9	169,3	98,46
Ниж Олигоцен,тыс.м3	578,2	569,9	98,57
Фундамент,тыс.м3	4126,6	4294,2	104,06
Месторождение Белый Тигр,тыс.м3	6479,8	6414,1	98,99

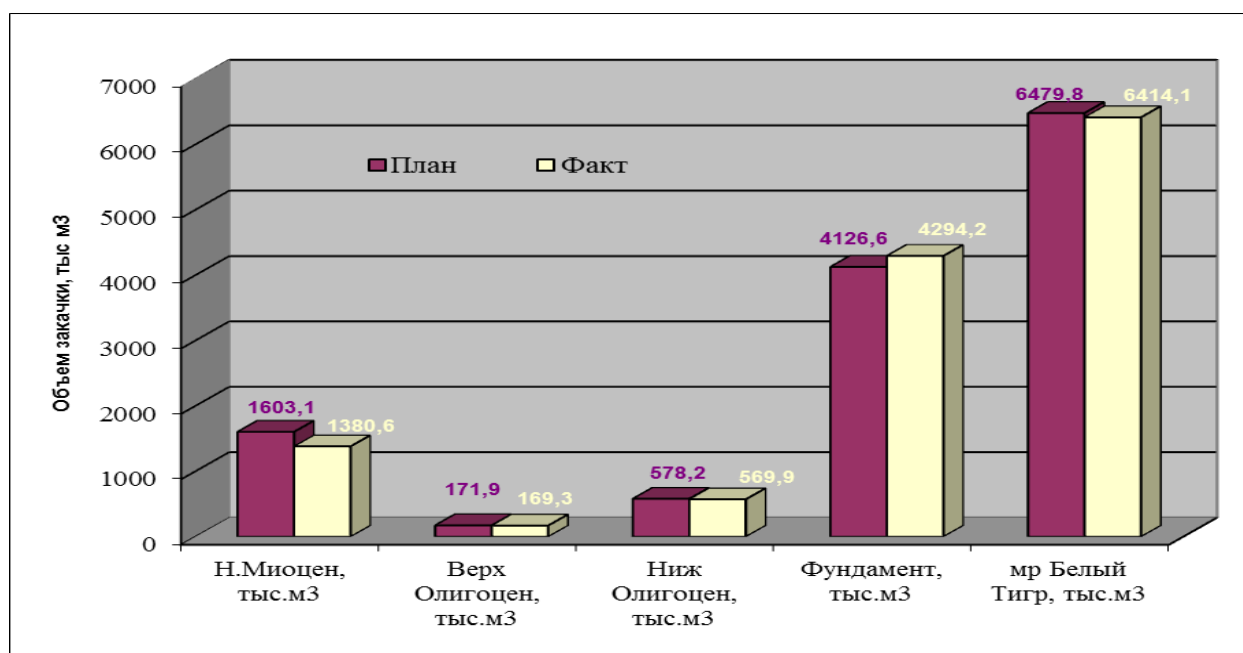


Рисунок 3.1 – Сравнение плановых и фактических объемов закачки воды на месторождения Белый Тигр в 2017 г.

В 2017 г. на месторождении месторождения Белый Тигр планировалось закачать 6479,8 тыс. м³ подготовленной воды, фактически закачено 6414,1 тыс.м³ (выполнение плана составило 99%). Выполнение плана по нижнему миоцену – 86,12%, по верхнему олигоцену – 98,46%, по нижнему олигоцену – 98,57%, по фундаменту – 104,06%.

Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин месторождения Белый Тигр по состоянию на 01.01.2018г. представлен в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Эксплуатационный нагнетательный фонд месторождения Белый Тигр по состоянию на 01.01.2018г.

Объект закачки воды	По категориям нагнетательных скважин		
	в работе	в бездействии	всего
Нижний Миоцен	17	5	22
Верхний Олигоцен	4	0	4
Нижний Олигоцен	10	1	11
Фундамент	12	4	16
Итого по месторождения Белый Тигр	43	10	53

В таблице 3.3 приведена динамика показателей по объектам эксплуатации месторождения Белый Тигр за период 2012–2017 гг.

Таблица 3.3 – Динамика показателей по нагнетательному фонду скважин по объектам эксплуатации месторождения Белый Тигр.

Показатели	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Нижний Миоцен						
Эксплуатационный нагнетательный фонд на конец года, в т.ч.	7	12	16	20	22	22
действующий	6	12	15	17	18	17
бездействующий	1	0	1	3	4	5
Кэкс - коэффициент эксплуатации действующего фонда	0,98	0,86	0,88	0,82	0,71	0,71
Кисп - коэффициент использования эксплуатационного фонда	0,84	0,82	0,88	0,72	0,6	0,56
Верхний Оligоцен						
Эксплуатационный нагнетательный фонд на конец года, в т.ч.	1	2	2	3	4	4
действующий	1	2	2	3	4	4
бездействующий	0	0	0	0	0	0
Кэкс - коэффициент эксплуатации действующего фонда	0,98	0,97	0,92	0,99	0,99	0,99
Кисп - коэффициент использования эксплуатационного фонда	0,98	0,97	0,92	0,99	0,99	0,99
Нижний Оligоцен						
Эксплуатационный нагнетательный фонд на конец года, в т.ч.	12	13	11	11	11	11
действующий	11	13	11	11	10	10
бездействующий	1	0	0	0	1	1
Кэкс - коэффициент эксплуатации действующего фонда	0,85	0,99	0,94	0,96	0,86	0,84
Кисп - коэффициент использования эксплуатационного фонда	0,83	0,96	0,94	0,96	0,81	0,77
Фундамент						
Эксплуатационный нагнетательный фонд на конец года, в т.ч.	24	22	21	20	20	16
действующий	23	22	21	19	18	12
бездействующий	1	0	0	1	2	4
Кэкс - коэффициент эксплуатации действующего фонда	0,75	0,73	0,73	0,712	0,69	0,69
Кисп - коэффициент использования эксплуатационного фонда	0,74	0,73	0,73	0,706	0,64	0,60
Всего по м/ю Белый Тигр						
Эксплуатационный нагнетательный фонд на конец года, в т.ч.	44	49	50	54	57	53
действующий	41	49	49	50	50	43
бездействующий	3	0	1	4	7	10
Кэкс - коэффициент эксплуатации действующего фонда	0,81	0,83	0,83	0,82	0,76	0,75
Кисп - коэффициент использования эксплуатационного фонда	0,79	0,82	0,83	0,78	0,68	0,65

Показатели Кэ и Ки нагнетательного фонда скважин на месторождении Белый Тигр несколько снизились из-за увеличения бездействующего фонда и увеличения числа скважин, работавших в течение года в циклическом режиме.

Коэффициенты эксплуатации по нагнетательным скважинам месторождения Белый Тигр в 2017 году по месяцам согласно месячным отчетам приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Коэффициенты эксплуатации по нагнетательным скважинам месторождения Белый Тигр в 2017г.

объект заказчи	скв	МСП/ БК	Коэффициент эксплуатации скважин по месяцам в 2017 г.												2017 г	примечание
			Янв.	Фев.	Мар.	Апр.	Май.	Июн.	Июл.	Авг.	Сен.	Окт.	Ноя.	Дек.		
НМ	37	1	0,53	0,50	0,52	0,50	0,46	0,50	0,52	0,48	0,50	0,52	0,50	0,51	0,50	работа в цикл режиме
	42	1	в бездействии													выведена в бездействие
	43	1	в бездействии													выведена в бездействие
	409	2	0,01	0,00		в бездействии			0,19	0,90	1,00	1,00	1,00	0,93	0,63	
	415	бк4	0,36	0,50	0,52	0,50	0,06	0,00	перевод в добычу с 21.06.17						0,32	перевод в добычу с 21.06.17
	418	2										1,00	0,99	0,93	0,97	перевод в ППД с 16.10.17
	420	2	1,00	1,00	1,00	1,00	0,77	0,99	1,00	0,79	1,00	1,00	1,00	0,93	0,96	
	429	бк4							0,32	1,00	1,00	1,00	0,99	0,93	0,87	перевод в ППД с 22.07.17
	459	бк4	0,48	0,50	0,48	0,50	0,48	0,50	0,51	0,48	0,50	0,48	0,50	0,47	0,49	работа в цикл режиме
	556	2	1,00	0,95	0,94	1,00	0,77	0,99	0,93	0,06	0,00	перевод в добычу с			0,67	перевод в добычу с 29.09.17
	902	9	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,93	0,99	
	905	9	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,93	0,99	
	74	6	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,93	0,99	
	88	4	0,07	0,18	0,10	0,07	0,06	0,10	0,10	0,42	0,07	0,10	0,10	0,09	0,12	
	130	4	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,94	0,99	
	202	4	в бездействии													выведена в бездействие
	709	7	в бездействии													выведена в бездействие
	804	8	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
	441	бк8										1,00	1,00	0,92	0,97	перевод в ППД с 27.10.17
	1204	бк14	0,89	1,00	0,95	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,81	0,98	
	1215	бк14	0,53	0,50	0,47	0,50	0,52	0,50	0,52	0,52	0,50	0,48	0,50	0,51	0,50	работа в цикл режиме
	1605	бк16	0,68	0,36	0,47	0,33	0,68	0,33	0,72	0,35	0,67	0,39	0,67	0,31	0,49	работа в цикл режиме
	1609	бк16	0,33	0,64	0,48	0,67	0,32	0,67	0,33	0,65	0,33	0,61	0,33	0,60	0,50	работа в цикл режиме
	1612	бк16	0,19	0,00	0,00	0,99	1,00	перевод в добычу с 29.05.17							0,44	перевод в добычу с 29.05.17
	8001Б	бк8	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,73	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,61	выведена в бездействие
ВО	1003	10	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,93	0,99	
	131	бк15	1,00	1,00	1,00	1,00	0,88	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,93	0,98	
	133	бк15	1,00	0,86	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,93	0,98	
	1705	бк17	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,93	0,99	
НО	62	6	0,53	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,93	0,95	
	64	3	1,00	0,52	0,52	0,50	0,52	0,50	0,52	0,52	0,43	0,55	0,50	0,36	0,53	работа в цикл режиме
	114	5	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,94	0,99	
	116	5	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,94	0,99	
	700	7	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,98	1,00	1,00	1,00	0,94	0,99	
	712	7	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,94	0,99	
	901	9	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,93	0,99	
	908	9	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,94	0,99	
	1008	10	0,48	0,52	0,48	1,00	0,48	0,50	0,49	0,48	0,50	0,48	0,50	0,48	0,53	работа в цикл режиме
	1018	10	0,01	0,52	0,52	0,50	0,52	0,50	0,51	0,52	0,50	0,52	0,50	0,54	0,47	работа в цикл режиме
	1107	11	в бездействии													выведена в бездействие
Ф	818	6											1,00	0,93	0,97	перевод в ППД с 05.11.17
	100	6	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,93	0,99	
	477	11	в бездействии													выведена в бездействие
	817Б	8	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99	1,00	1,00	0,93	0,99	
	921	9	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,93	0,99	
	1108	11	в бездействии													выведена в бездействие
	427	бк5	0,48	0,50	0,48	0,50	0,48	0,50	0,00	0,52	0,50	0,52	0,50	0,45	0,45	работа в цикл режиме
	433	бк5	0,36	0,50	0,52	0,50	0,52	0,50	0,51	0,52	0,50	0,10			0,45	выведена в бездействие
	435	бк1	0,48	0,50	0,48	0,50	0,48	0,50	0,49	0,48	0,50	0,22			0,46	выведена в бездействие
	455	бк5	0,36	0,50	0,52	0,50	0,52	0,50	0,45	0,52	0,50	0,52	0,50	0,45	0,49	работа в цикл режиме
	464	бк1	0,48	0,50	0,48	0,50	0,48	0,50	0,48	перевод в добычу					0,49	перевод в добычу
	484	2	0,36	0,50	0,52	0,50	0,43	0,49	0,49	0,48	0,50	0,48	0,50	0,34	0,47	работа в цикл режиме
	7004	бк7	0,53	0,50	0,52	0,50	0,46	0,42	перевод в добычу						0,49	перевод в добычу
	414	2	0,36	0,50	0,52	0,50	0,43	0,49	0,51	0,42	0,50	0,52	0,50	0,45	0,47	работа в цикл режиме
	418	2	0,48	0,50	0,48	0,50	0,34	0,50	0,21	перевод в добычу, в ППД на НМ					0,59	переведена на НМ
	424	бк4	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,83	1,00	1,00	1,00	0,88	0,98	
	437	бк6	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,92	0,93	0,99	
	443	бк6	0,48	0,50	0,48	0,50	перевод в добычу с фундамента май 2017 г								0,49	перевод в добычу с мая 2017 г
	452	бк5	0,36	0,50	0,52	0,50	0,52	0,50	0,49	0,48	0,50	0,48	0,49	0,47	0,48	работа в цикл режиме
	8БТ	бк8	1,00	1,00	1,00	1,00	0,48	0,50	0,49	0,48	0,50	0,71	в добыче		0,72	перевод в добычу
	448	бк8	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,93	0,99	

3.3. Насосно–силовое оборудование централизованной системы ППД

В отчетном году для нагнетания воды с целью ППД на всех месторождениях использовалась централизованная система с системой подготовки закачиваемой морской воды.

Основное насосное оборудование централизованной системы ППД находится на месторождении Белый Тигр и имеет следующие комплексы:

МСП–ППД – 40000 в районе ЦТП–2, состоящая из четырех модульных блоков БМ–10 000 с общей производительностью 40 000 м³/сут, при давлении на выкиде насосов 250 атм. Коэффициенты эксплуатации модулей в 2017 г (таблица 3.11) составили 0,86; 0,82; 0,82; 0,81, соответственно;

МСП–ППД – 30000 в районе ЦТП–3, состоящая из трех модульных блоков БМ–10 000 производительностью 10 тыс. м³/сут каждый, с давлением на выкиде насосов 250 атм. За 2017 год коэффициенты эксплуатации модулей составили 0,85; 0,84; 0,84.

Основные характеристики насосно–силового оборудования системы ППД месторождения Белый Тигр на 01.01.2016г представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Характеристики насосно–силового оборудования системы ППД месторождения Белый Тигр на 01.01.2017г.

№	Место установки	Тип	Количество	По паспорту		Коэффициент эксплуатации и за 2017 г
				Давление на выкиде насоса, МПа	Производительность Q, м ³ /сут	
Блок–модули централизованной системы						
1	МСП–ППД	БМ–1	1	25,0	10000	0,86
2	МСП–ППД	БМ–2	1	25,0	10000	0,82
3	МСП–ППД	БМ–3	1	25,0	10000	0,82
4	МСП–ППД	БМ–4	1	25,0	10000	0,81
Итого по БМ 40000			4	25,0	40.000	0,83
5	МСП–ППД	БМ–1	1	25,0	10000	0,85
6	МСП–ППД	БМ–2	1	25,0	10000	0,84
7	МСП–ППД	БМ–3	1	25,0	10000	0,84
Итого по БМ 30000			3	25,0	30.000	0,84
Всего по БМ			7	25,0	70.000	0,84

Схема размещения НСО месторождения Белый Тигр по состоянию на 01.01.2017 представлена на рисунке 3.2.

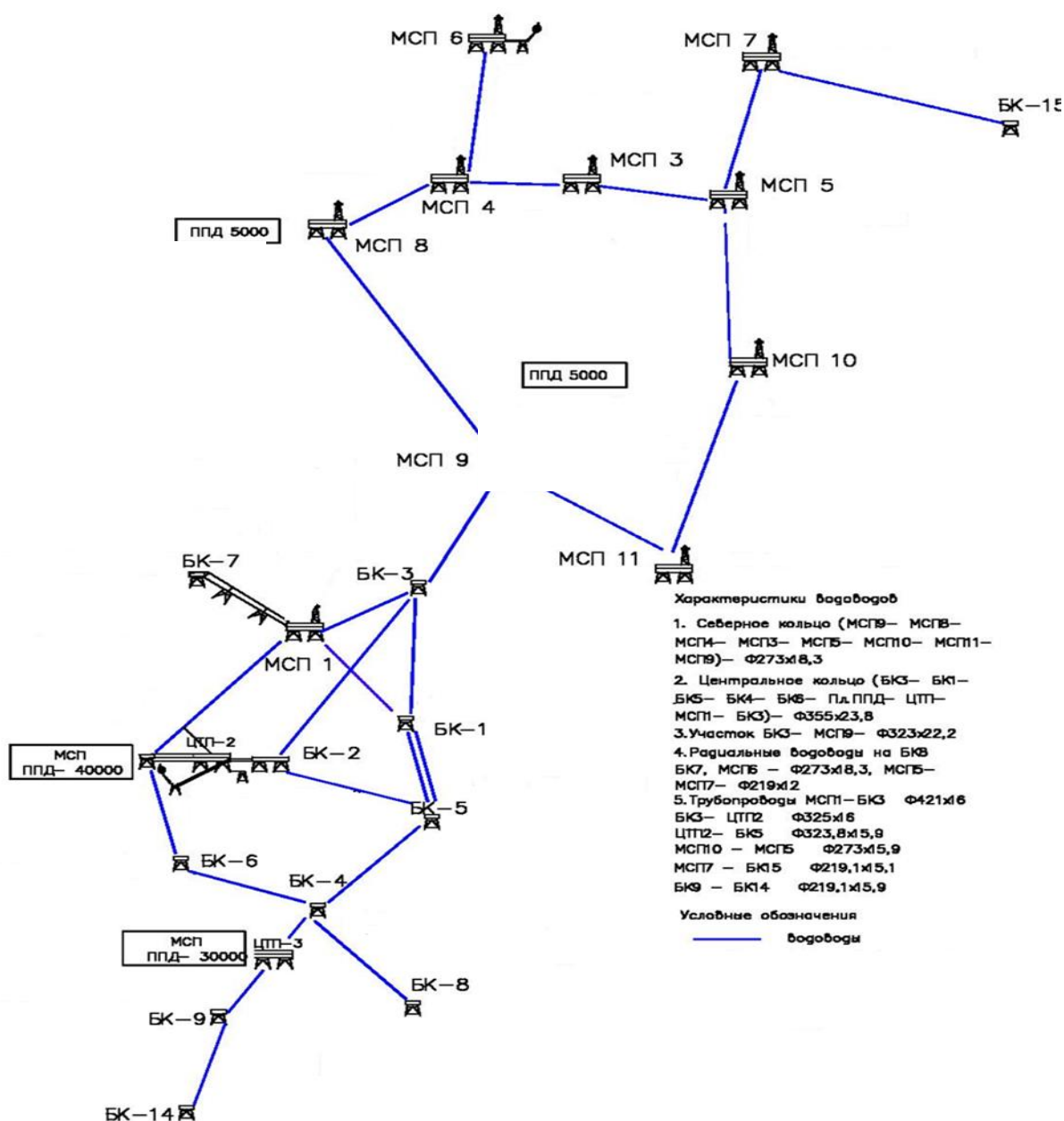


Рисунок 3.2 – Схема размещения НСО системы ППД на месторождения Белый Тигр

3.4. Расчет коэффициента загрузки централизованной системы ППД в 2017г. Обоснование коэффициента использования потенциальной мощности ППД

Проведен расчет загруженности централизованной системы ППД на основе сравнения фактической суточной закачки воды (с помощью

централизованной системы на всех месторождениях) и максимально возможной суточной производительности централизованной системы ППД месторождения Белый Тигр по итогам 2017г. При этом рассмотрена максимально возможная производительность централизованной системы ППД (потенциальная мощность). Также в расчет внесены поправки на коэффициент использования потенциальной мощности блок модулей (фактический Кисп), с которым эти блоки работали в течение отчетного периода. Т. е. для примера, если в сутки потенциальная паспортная мощность блок-модуля составляет $10000 \text{ м}^3/\text{сут}$, фактически при работе в сутки все 24 часа он закачивает 7500 м^3 , то его Кисп потенциальной мощности составляет 75% или 0,75 ед.

Необходимо отметить, что ранее в 2016 году для сокращения затрат было разработано ТЭО «Расчет экономии затрат от реализации мероприятий по консервации МСП-11 и ППД 30000». В дальнейшем, на его основе было принято решение о выводе ППД 30000 в резерв и запуске в работу только блок-модулей ППД 40000. В апреле 2016 г была произведена остановка блок модулей ППД 30000, в мае-июле отмечались разовые запуски для налаживания системы закачки, а в августе 2016 была выполнена ее полная остановка и до конца 2016 года блок модули ППД 30000 не работали. Однако, как показал опыт, такой режим работы имеет ряд недостатков и проблемных вопросов.

В отчете отмечалось, что использование только трех блоков ППД 40000 с максимально возможной их загрузкой имеет ограничения по объемам закачки воды возможен отрицательный дисбаланс по отношению к плановым объемам закачки, что могло привести к нарушению технологических режимов работы скважин. В 2016 году только после пересмотра и перераспределения плановых уровней закачки воды стало возможным использование этого режима.

По факту после остановки в апреле 2016 г ППД 30000 коэффициент загрузки централизованной системы, представленной только находящимися в работе тремя блоками ППД40000, вырос почти до 100%. Использование такого режима длительное время может привести к преждевременным отказам блок модулей. Согласно замечаниям ПДНГ, возможны проблемы с оборудованием

при работе 3-х агрегатов при загрузке агрегатов с $K_{исп}=0,85-0,9$. Во время испытаний, при работе агрегатов ППД 40000, на режимах работы трех модулей при коэффициенте использования потенциальной мощности $K_{и}=0,9$ начались проблемы с температурой в турбине БМ-2 (пошло завышение близкое к критическому).

Эксплуатация ППД 40000 в постоянном режиме работы всех блок модулей (по схеме 4:0) с целью снижения загрузки каждого блок модуля не возможна в связи с необходимостью ежемесячного проведения ТО по одному из блоков.

Даже после полного вывода в резерв ППД 30000 требовалось для поддержания рабочего состояния периодически запускать остановленные блок модули.

В январе 2017 года работали по схеме с остановленными блок модулями ППД 30000. Но с февраля 2017 г по вышеуказанным причинам вернулись к старой режимной схеме работы насосного оборудования ППД: ППД 30000 (1 БМ в работе, 2 БМ в резерве) и ППД-40000 (2 БМ в работе, 2 БМ в резерве).

Параметры работы централизованной системы ППД в 2017 году представлены на рисунке 3.5.

На рисунке 3.5 видно, что коэффициент загрузки всей централизованной системы (ППД 40000 и ППД 30000) по отношению к расчетной потенциальной мощности в среднем составил 43,3% (розовая линия). В отчетном 2017 году средний коэффициент использования потенциальной мощности всех блок модулей централизованной системы ППД (БМ 30000 и БМ 40000) в среднем составил 80,7%. На рисунке 3.3 он представлен в 2017 году по месяцам. В 2016 году этот коэффициент составлял порядка 79,1%.

На 01.01.2018 насосная система ППД продолжала работать по схеме:

- для ППД 30000 1:2 (1 БМ в работе, 2 БМ в резерве);
- для ППД-40000 2:2 (2 БМ в работе, 2 БМ в резерве).

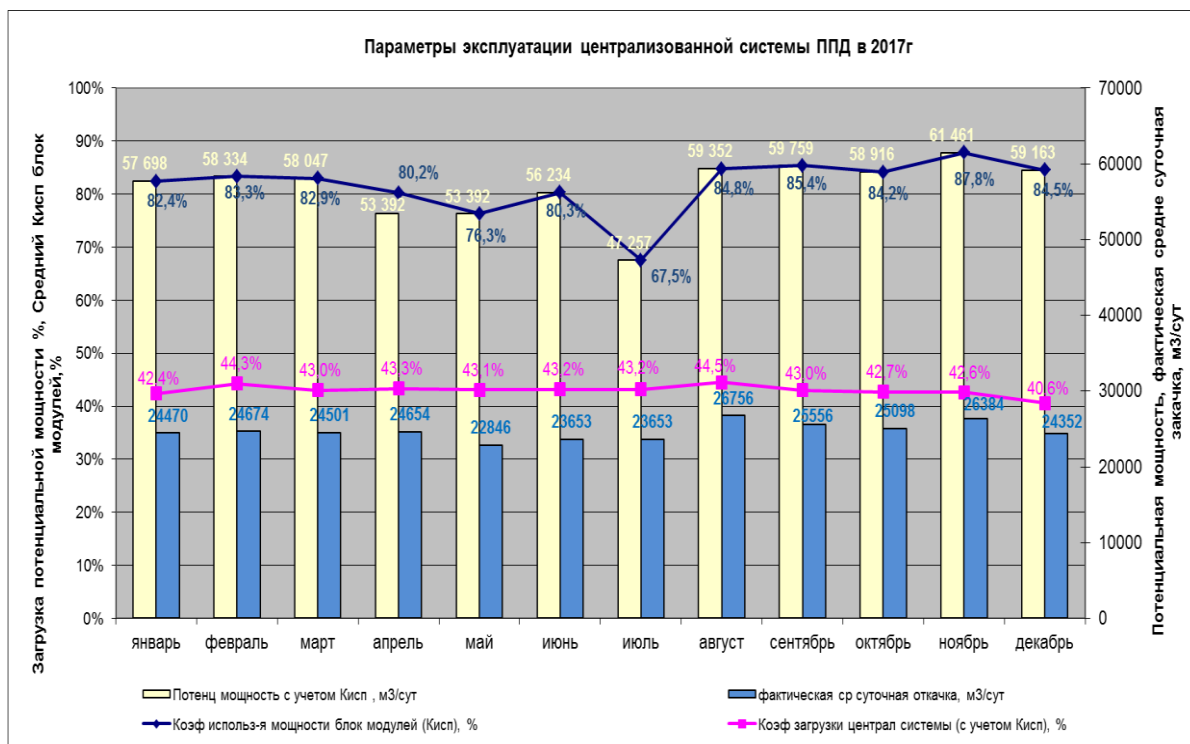


Рисунок 3.3 – Сравнение суточной потенциальной производительности централизованной системы ППД и фактической суммарной среднесуточной закачкой воды в 2017г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Чан Динь Шон Шо

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

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала(с точным указанием обязательных чертежей):

1. Сегментирование рынка
2. Оценка конкурентоспособности технических решений
3. Матрица SWOT
4. График проведения и бюджет НТИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Чан Динь Шон Шо		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

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

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

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

4.1. Предпроектный анализ

4.1.1. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

При ведении собственного производства необходим систематический анализ конкурирующих разработок во избежание потери занимаемой ниши рынка. Периодический анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности позволяет оценить эффективность научной разработки по сравнению с конкурирующими предприятиями. Из наиболее

влияющих предприятий–конкурентов в области подготовки нефти: СП «Вьетсовпетро» и ПВН «Петровьетнам».

В таблице 4.1 приведена оценочная карта, включающая конкурентные технические решения в области.

Таблица 4.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Количество выхода продукта	0,15	4	4	3	0,6	0,6	0,45
2. Качество продукта	0,08	4	5	3	0,32	0,4	0,24
3. Энергоемкость процессов	0,05	5	5	3	0,25	0,25	0,15
4. Надежность моделирования	0,18	5	3	4	0,9	0,54	0,72
5. Безопасность	0,17	5	5	4	0,85	0,85	0,68
6. Качество интеллектуального интерфейса	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
Экономические критерии оценки эффективности							
7. Цена	0,06	5	4	4	0,3	0,24	0,24
8. Конкурентоспособность продукта	0,06	5	4	4	0,3	0,24	0,24
9. Уровень проникновения на рынок	0,04	5	5	5	0,2	0,2	0,2
10. Предполагаемый срок эксплуатации	0,06	5	4	3	0,3	0,24	0,18
11. Срок выхода на рынок	0,07	5	5	4	0,35	0,35	0,28
12. Финансирование научной разработки	0,03	4	4	5	0,12	0,12	0,15
Итого	1	57	52	46	4,74	4,23	3,73

Б_ф – продукт проведенной исследовательской работы; Б_{к1} – СП «Вьетсовпетро»;

Б_{к2} – ПВН «Петровьетнам».

В ходе анализа конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения выявлено, что разработка является конкурентоспособной как по техническим критериям, так и с

экономической точки зрения.

4.1.2. SWOT–анализ

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

Результаты первого этапа SWOT–анализа представлены в таблице 4.2

Таблица 4.2 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно–исследовательского проекта: 1. Систематическое повышение уровня квалификации. 2. Наличие квалифицированного персонала, имеющего опыт работы в данной области. 3. Наличие постоянных поставщиков (Зап.Сибирь и Сахалин). 4. Высокое качество продукции, соответствующее мировым стандартам. 5. Внедрение новых узлов оборудования и совершенствования технологических процессов.	Слабые стороны научно–исследовательского проекта: 1. Низкий уровень заработной платы для молодых специалистов. 2. Устаревшее оборудование. 3. Высокая степень износа оборудования. 4. Повышение цен у поставщиков. 5. Высокий уровень ценна выпускаемую продукцию.
Возможности: 1. Малое количество посредников на территории Южно-Восточной Азии. 2. Небольшое количество конкурентов на территории Южно-Восточной Азии. 3. Высокое качество	Сильные стороны и возможности: 1. Эффективное использование ресурсов производства. 2. Оптимизация количества посредников за счет постоянных и проверенных поставщиков (пользоваться услугами постоянных	Слабые стороны и возможности: 1. Создание эффективной системы мотивации и стимулирования для сотрудников. 2. Нарботка и укрепление конкурентных преимуществ

поставляемых ресурсов.	поставщиков). 3. Поддержание увеличения спроса и выхода на новые рынки сбыта товара за счет высокого качества продукции.	продукта. 3. Модернизация оборудования. 4. Внедрение технологии 5. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений
Угрозы: 1. Увеличение уровня налогов. 2. Повышение требований к качеству продукции. 3. Несвоевременные поставки сырья и оборудования.	Сильные стороны и угрозы: 1. Применение оптимальной налоговой политики. 2. Внедрение менеджмента качества. 3. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений.	Слабые стороны и угрозы: 1. Повышение цен на выпускаемую продукцию. 2. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений.

4.2. Планирование управления научно–техническим проектом

4.2.1. План проекта

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевой графики проекта.

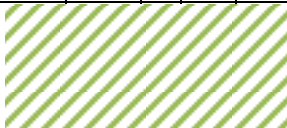
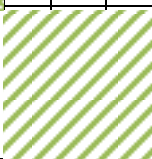
Линейный график представлен в виде таблицы (таблица 4.3).

Таблица 4.3 – Календарный план проекта

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
Изучение литературы, составление литературного обзора	40	11.01.19	28.02.19	Руководитель Исполнитель
Расчет математического модели	31	01.03.19	31.03.19	Исполнитель
Обсуждение полученных результатов	14	01.04.19	15.04.19	Исполнитель
Оформление выводов	18	20.04.19	02.05.19	Руководитель Исполнитель
Оформление пояснительной записки	21	03.05.19	24.05.19	Руководитель Исполнитель
Итого:	124	11.01.19	25.05.19	

Диаграмма Ганта – это тип столбчатых диаграмм (гистограмм), который используется для иллюстрации календарного плана проекта, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ в таблица 4.4.

Таблица 4.4 – Календарный план–график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнители	Тк, кал,д н	Продолжительность выполнения работ													
			янв		февр			март			апрель			май		
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
Изучение литературы, составление литературного обзора	Исполнитель, руководитель	40														
																
Расчет на математической модели	Исполнитель	31														
Обсуждение полученных результатов	Исполнитель	14														
Оформление выводов	Исполнитель, руководитель	18														
Оформление пояснительной записки	Исполнитель, руководитель	21														
																

4.2.2. Бюджет научного исследования

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

Результаты по данной статье указаны в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Материальные затраты

Наименование	Ед.изм.	Количество			Цена за ед., т.руб			Затраты на материалы, (Зм), т.руб.		
		УПН	Ана- лог 1	Ана- лог 2	УПН	Ана- лог 1	Ана- лог 2	УПН	Ана- лог 1	Ана- лог 2
Деэмульгатор	т	45	100	97	90	90	90	4050	9000	8730
Канцелярские товары (бумага)	шт	4	4	3	2	2	2	8	8	6
ИТОГО:								4058	9008	8736

Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

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

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

Наименование	Ед.изм.	Количество			Цена за ед., т.руб			Затраты на оборудования, (Зм), т.руб.		
		УПН	Ана- лог 1	Ана- лог 2	УПН	Ана- лог 1	Ана- лог 2	УПН	Ана- лог 1	Ана- лог 2
Испытательный стенд	т	2	2	2	50	40	30	100	80	60
Программное обеспечение	шт	2	2	1	4	4	4	8	8	4
Компьютер	шт	2	2	1	30	50	40	60	100	40
Монитор	шт	1	2	2	5	8	8	5	16	16
ИТОГО:								173	204	120

Основная заработная плата

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно–технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы (размер определяется Положением об оплате труда). Расчет основной заработной платы сводим в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	З _б , руб.	k _р	З _м , руб	З _{дн} , руб.	T _р , раб.дн.	З _{осн} , руб.
Руководитель	28944,94	1,3	37628,42	1889,86	64	120950,9
Исполнитель	11400				88	52427,76

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

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (1)$$

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

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

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (2)$$

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

T_р – продолжительность работ, выполняемых
научно–техническим работником, раб. дн. (таблица 27);

Z_{дн} – среднедневная заработная плата работника, руб. Среднедневная

заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_{м} \cdot М}{F_{д}}, \quad (3)$$

где $З_{м}$ – месячный должностной оклад работника, руб.; $М$ – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

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

$F_{д}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно – технического персонала, раб.дн.(таблица 4.8).

Таблица 4.8 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней –выходные дни –праздничные дни	118	118
Потери рабочего времени –отпуск –невыходы по болезни	24	48
Действительный годовой фонд рабочего времени	223	199

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

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

$$З_{доп} = k_{доп} \cdot З_{осн}, \quad (4)$$

где $З_{доп}$ – дополнительная заработная плата, руб; $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной зарплат; $З_{осн}$ – основная заработная плата, руб.

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

Таблица 4.9 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Исполнитель
Основная зарплата	120950,9	52427,76
Дополнительная зарплата	18142,64	–
Итого по статье $C_{зп}$	139093,54	52427,76

4.2.3. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления на социальные нужды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}), \quad (5)$$

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

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

Таблица 4.10 – Отчисления на социальные нужды

	Руководитель	Исполнитель
Зарплата	120950,9	52427,76
Отчисления на социальные нужды	41728,06	15728,33

4.2.4. Накладные расходы

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

$$З_{накл} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{нр}, \quad (6)$$

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

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

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

Таблица 4.11 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб		
	УПН	Аналог1	Аналог2
1. Материальные затраты НТИ	4058000	9008000	8736000
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	173000	204000	120000
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	173378,66		
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	18142,64		
5. Отчисления во внебюджетные фонды	57456,39		
6. Накладные расходы	716796	1513756	1456796
7. Бюджет затрат НТИ	5196774	10974734	10561774

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

Оценка сравнительной эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат двух вариантов исполнения научного исследования (таблица 4.12). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Таблица 4.12 –Группировка затрат по статьям аналогов разработки

Затраты по статьям						
Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Накладные расходы	Итого плановая себестоимость
9008000	204000	173378,66	18142,64	57456,39	1533596,11	10994574
8736000	120000	173378,66	18142,64	57456,39	1427676,11	10532654

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{5196774}{10994574} = 0,47, \quad (8)$$

$$I_{\Phi}^{a1} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{10994574}{10994574} = 1,0, \quad (9)$$

$$I_{\Phi}^{a2} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{10532654}{10994574} = 0,96, \quad (10)$$

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

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

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

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i^a, \quad (11)$$

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i^p, \quad (12)$$

где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов; a_i – весовой коэффициент i–го параметра; b_i^a , b_i^p – бальная оценка i–го параметра

для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания; n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует росту производительности труда	0,2	5	5	4
2. Удобство в эксплуатации	0,1	5	5	3
3. Помехоустойчивость	0,15	4	4	4
4. Энергосбережение	0,2	5	5	4
5. Надежность	0,25	4	4	4
6. Материалоемкость	0,1	5	4	3
ИТОГО	1	4,7	4,5	3,7

$$I_m^p = 5 \times 0,2 + 5 \times 0,1 + 4 \times 0,15 + 5 \times 0,2 + 4 \times 0,25 + 5 \times 0,1 = 4,6, \quad (13)$$

$$I_1^A = 5 \times 0,2 + 5 \times 0,1 + 4 \times 0,15 + 5 \times 0,2 + 4 \times 0,25 + 4 \times 0,1 = 4,5, \quad (14)$$

$$I_2^A = 4 \times 0,2 + 3 \times 0,1 + 4 \times 0,15 + 4 \times 0,2 + 4 \times 0,25 + 3 \times 0,1 = 3,8, \quad (15)$$

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

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_{\phi}^p} = \frac{4,6}{0,45} = 10,2, \quad (16)$$

$$I_{финр}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_{\phi}^{a1}} = \frac{4,5}{1} = 4,5, \quad (17)$$

$$I_{финр}^{a2} = \frac{I_m^{a2}}{I_{\phi}^{a2}} = \frac{3,8}{0,89} = 4,3, \quad (18)$$

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

(таблица 4.14).

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^{\text{р}}}{I_{\text{финр}}^{\text{а1}}} = \frac{10,2}{4,5} = 2,3, \quad (19)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^{\text{р}}}{I_{\text{финр}}^{\text{а2}}} = \frac{10,2}{4,3} = 2,4, \quad (20)$$

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

Таблица 4.14 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Аналог 1	Разработка	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,47	0,96
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,5	4,6	3,8
3	Интегральный показатель эффективности	4,5	10,2	4,3
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	2,3		2,4

Вывод:

В ходе выполнения данной работы были рассмотрены следующие вопросы:

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

– Определение бюджета НТИ. При использовании УПН исполнения потребуется 5196774 руб. – это наименьший показатель среди трех рассмотренных вариантов;

– Определение ресурсной (ресурсоберегающей), финансовой эффективности исследования. У аналога 1 исполнения наилучшие показатели.

Разница среди затрат на бюджет НТИ трех исполнении большая. Наименьшая сумма – 5196774 руб., а наибольшая – 10974734 руб. Учитывая

показатели ресурсной (ресурсоберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности, целесообразно для проведения исследования будет выбрать аналог 1 исполнения.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Чан Динь Шон Шо

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	Методы уменьшения удельного расхода при изменения диаметра НКТ при оптимальном режиме.
2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме	Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТБЭ), "Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТЭЭ) и "Правила устройства электроустановок" (ПУЭ).

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды 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)	Анализ выявленных вредных факторов Возникновение токсических веществ в рабочей зоне. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе. Повышенный уровень шум. Тяжесть и напряженность физического труда.
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);	Анализ выявленных опасных факторов Поражение электрическим током. Взрывопожарная опасность.

– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Анализ воздействия объекта на химическое загрязнение гидросферы, атмосферы и литосферы. Мероприятия по охране окружающей среды.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Рассмотреть наиболее вероятную чрезвычайную ситуацию (пожар, взрыв). Разработать меры по предупреждению ЧС и план действий в результате возникшей ЧС и ликвидации ее последствий;.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Чан Динь Шон Шо		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Рассмотрены вопросы охраны труда, недр и окружающей среды, были выявлены опасные и вредные производственные факторы, выявлена экологическая безопасность, описаны средства применяемой индивидуальной и коллективной защиты, действия при возникновении чрезвычайных ситуаций, и также правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Целью данного раздела является создание оптимальных норм для обеспечения производственной безопасности человека, повышения его производительности, сохранения работоспособности в процессе деятельности, а также охраны окружающей среды.

5.1. Производственная безопасность

Для усовершенствования системы сбора и подготовки нефти на нефтяном месторождении «Белый Тигр», используются определенные агрегаты (сепараторы, замерные установки, фильтры) и материалы. Во время сбора и подготовки нефти, производятся работы при высоких давлениях, приводящие к ухудшению состояния здоровья, поэтому необходимо предусматривать мероприятия для защиты от них. Нередко нефть и газ в скважинах находятся под большим давлением, что создает угрозу взрывных выбросов и пожаров. При выполнении данной работы присутствуют следующие опасные и вредные факторы (таблица 5.1):

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

Наименование видов работ и параметров производственного процесса	Факторы		
	Вредные	Опасные	
Усовершенствование системы сбора и подготовки нефти на нефтяном месторождении «Белый Тигр» (Вьетнам)	+ повышенная загазованность рабочей зоны; + отклонение показателей климата на открытом воздухе; + повышенный уровень шума на рабочем месте; + тяжесть и напряженность физического труда.	+ поражение электрическим током; +пожаровзрывоопасность.	– Сан.ПиН 2.24.548-96 [8] – ГОСТ 12.1.003-2014 [9] – ГОСТ 12.1.029-80 [10] – ГОСТ 12.1.005-88 [11] – ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ 12] – ГОСТ 12.4.011–89ССБТ[13]

5.2. Анализ опасных и вредных производственных факторов

5.2.1. Возникновение токсических веществ в рабочей зоне

Работники подвергаются действию опасных газов (CO_2 , H_2S) во время деятельности. Угарный газ (CO_2) образуется в результате неполного сгорания топлива, его можно встретить в попутном газе.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), указанных в нормативах СРВ: QCVN 19: 2009/VTNMT. Для CO_2 ПДК = 1000мг/м^3 . H_2S является веществом третьего класса, ПДК установлен на уровне $7,5\text{мг/м}^3$ [14].

5.2.2. 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. Приотклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. Климатические особенности месторождения «Белый Тигр» приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Климатические особенности месторождения «Белый Тигр»

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

5.2.3. Повышенный уровень шума на рабочем месте

При эксплуатации газлифтных скважин наблюдается повышенный уровень шума и вибрации. В результате длительного воздействия шума иммунные реакции организма и резистентность к инфекционным агентам снижается. Показательным фактором является то, что на местах нефтедобычи уровень заболеваемости простудными и инфекционными заболеваниями выше обычного на 20–50%. Согласно QCVN 26: 2010/BTNMT шум на морской платформе не должен превышать 70дБА с 6 до 21ч и 55дБА с 21 до 6ч. [15].

Для снижения шумового фона применяются как коллективные методы, такие как экранирование рабочей зоны и звукоизоляция, так и индивидуальные средства защиты – наушники, вкладыши.

5.2.4. Тяжесть и напряженность физического труда

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

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

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

5.3. Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных вредных факторов на исследователя (работающего)

5.3.1. Поражение электрическим током

Одним из наиболее опасных факторов при эксплуатации газлифтных скважин является поражение электрическим током. Ток является опасным, так как 20 – 100Гц – ток наиболее опасен. Поэтому результатом воздействия на организм человека электрического тока могут быть электрические травмы, электрические удары, и даже смерть .

Выделяют несколько видов электротравм: электрический ожог, металлизация кожи, механические повреждения, электрические знаки. Особую опасность представляют ожоговые травмы. Обычно они появляются в местах контакта с токовым проводником и приводят к кровотечениям и омертвлению тканей. При электроожогах лечение длится дольше в сравнении с термическими травмами, прогноз менее благоприятный.

В следствие прохождения электрического тока через тела, мышцы рефлекторно сокращаются. Возможен разрыв кровеносных сосудов, нервов, вывихи и переломы.

Электрические метки появляются, если в области вхождения тока в тело присутствует металлический предмет, например, запонки или ремни. Форма метки может быть различной, но болевых ощущений она не вызывает.

Для защиты от поражения электрическим током используют следующие средства защиты:

- коллективные, такие как изоляция проводов, предупреждающие знаки, сигнализация и блокировка, контроль изоляции, заземление, автоматическое отключение;
- индивидуальные средства защиты, например, диэлектрические перчатки, изолирующие подставки, инструменты с изолированными рукоятками.

5.3.2. Пожаровзрывоопасность

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

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

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

На взрывопожароопасных объектах план ликвидации возможных аварий (ПЛА) должен быть разработан руководством предприятия. ВПЛА с

учетом специфических условий необходимо предусматривать оперативные действия персонала по исключению загораний или взрывов, предотвращению аварий и ликвидации аварийных ситуаций, безопасной эвакуации людей, не занятых в ликвидации аварии.

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

5.4. 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 «Вьетсовпетро» 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. На месторождениях СП «Вьетсовпетро» охране окружающей среды уделяется повышенное внимание. Минимизация негативного воздействия техногенных процессов – основное направление предприятий по охране окружающей среды при добыче нефти. Чтобы разработать оптимальную стратегию мероприятий, направленных на снижение, предотвращение и ликвидацию негативных последствий техногенных процессов, очень важно определить источники, пути и характер отрицательного влияния объектов нефтепромышленности на окружающую

среду, а также отслеживать текущую актуальную информацию о геологической среде и разрабатывать прогнозы её развития.

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

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

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

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

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

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

попадание технологических жидкостей; циркуляционных систем и других материалов на почву.

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

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

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

Основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

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

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

5.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Для ликвидации потенциально возможных аварий, на всех объектах нефтедобычи разрабатываются планы (ПЛВА). ПЛВА составляются, учитывая правила безопасности в газовой и нефтяной промышленности, и должны включать в себя следующие пункты:

- лист потенциальных аварийных ситуаций на объекте;
- способы информирования в случае аварийной ситуации (сирена, громкоговорящая связь, световая сигнализация и др.), пути эвакуации из опасных мест в соответствии с характером аварии;
- порядок действия ответственных лиц технического персонала при эвакуации и проведении других мероприятий;
- список ответственных лиц и порядок их оповещения в случае аварии;
- пути ликвидации на начальном этапе чрезвычайной ситуации;
- список и расположение средств индивидуальной защиты, аварийной спецодежды и инструментов;
- лист пожарного инвентаря;
- акты испытания СИЗ, связи, заземления;
- схема и график по сбору проб воздушной среды;
- технологическая схема объекта;
- ежегодный график проведения учебных мероприятий для предотвращения потенциальных аварий.

План ликвидации аварий составляется и утверждается 1 раз в пять лет. Согласно графика 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 защиты рабочих, служащих и населения при биологической, ядерной или химической атаке;
- должна производиться работа по повышению устойчивости деятельности предприятия, его системы энергообеспечения, системы связи и транспортной системы на период чрезвычайных ситуаций;
- обеспечение надежно функционирующей системы оповещения;
- проведение занятий по алгоритмам действия в случае ЧС и применению индивидуальных защитных средств.

На предприятии рекомендуется иметь сформированные отряды гражданской обороны, отряды спасателей, связистов, сандружину и т.п. для обеспечения эффективных действий при возникновении опасности.

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

На данном месторождении реализуются системы обеспечения пожарной безопасности на морских стационарных платформах: автоматические системы пожаротушения включают: автоматические системы пожаротушения (систему пенного, водяного, объемного и порошкового пожаротушения); система орошения (спринклерная, дренчерная) и водяная завеса; автоматическая система пожарной сигнализации оборудована: тепловыми, дымовыми,

световыми и ручными датчиками; первичные средства пожаротушения: огнетушители (переносные, передвижные, углекислотные, порошковые и воздушно-пенные); песок; асбестовое полотно (кошма); средства индивидуальной защиты, пожарный ручной инструмент, пожарный инвентарь; пожарное судно; специализированное или многофункциональное аварийно-спасательное судно или транспортно-буксирное судно, укомплектованное системами пожаротушения и пожарно-техническим оборудованием [16].

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

5.6. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

На месторождении «Белый Тигр» действуют следующие нормативные документы СП «Вьетсовпетро»: инструкция по охране труда; инструкция по противопожарной безопасности на объектах.

В соответствии с правилами безопасности в нефтегазовой промышленности, для обеспечения безопасности и охраны труда на предприятии, должны выполняться нижеперечисленные требования:

- до работы допускается только персонал, успешно прошедший медосмотр, инструктаж и обучение;
- должен быть обозначен порядок эксплуатации и изготовления оборудования и инструментов, оборудование должно проверяться регулярно в надлежащий срок, персоналу должны быть предоставлены все необходимые инструкции, средства регулирования и защиты;
- разработка, установка, ремонт и использование электрооборудования должны происходить в соответствии с установленной техникой безопасности;
- должны быть определены зоны взрывоопасности объектов, оборудования.
- 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).

Вывод: Для данного проведенного исследования выявлены следующие возможные вредные факторы: отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; возникновение токсических веществ в рабочей зоне; тяжесть и напряженность физического труда; пожаровзрывоопасность; поражение электрическим током; чрезмерный шум.

Руководители, главные специалисты, а также специалисты техконтроля должны осуществлять технические и санитарно-гигиенические мероприятия, чтобы поддерживать безопасность на объекте, а также осуществлять контроль соблюдения техники безопасности персоналом и своевременно проводить инструктаж.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам выполненных мероприятий в 2017г. можно сделать вывод, что низкая эффективность ОПЗ, была связана в основном с увеличением обводненности продукции и негерметичностью ВСО, выявленной в процессе проведения ОПЗ.

Также стоит отметить, что эффект от ОПЗ определялся и учитывался только по группе скважин, где выполненные мероприятия были направлены на интенсификацию добычи нефти. При расчете общей успешности ОПЗ не учитываются мероприятия, выполненные в скважинах после бурения и КРС, где ОПЗ проводятся для подтверждения продуктивности вскрытых интервалов и выполнить расчет эффективности не представляется возможным.

Объемы закачки воды с целью ППД на месторождениях СП Вьетсовпетро в 2017 году составили 8758,7 тыс м³/сут, общее выполнение плана закачки воды составило 96,6% от плана 9066,0 тыс м³/сут.

Показатели Кэ и Ки нагнетательного фонда скважин на некоторых участках месторождений Белый Тигр в 2017 г несколько снизились из-за увеличения бездействующего фонда и увеличения числа скважин, работавших в течение года в циклическом режиме.

В течении 2017 года централизованная насосная система состояла из блока -модулей ППД 40000 и ППД 30000. Блок модули ППД 40000 работали по схеме 2:2 (в работе два блока, два в резерве), блок-модули ППД 30000 работали по схеме 1:2 (в работе один блок, два в резерве).

Ввиду изношенности оборудования оптимальный режим загрузки каждого блок модуля должен составлять 0,75 максимально 0,85 (коэффициент использования потенциальной мощности $K_{и}=0,75-0,85$). Максимально возможная загрузка агрегатов определяется количеством одновременно работающих блок модулей и имеет соответствующие ограничения по Ки- коэффициенту использования их потенциальной мощности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Повышение нефтеотдачи пластов компании [электронный ресурс] – Нефтегазовое дело URL: <https://www.neftegaz-expo.ru/ru/articles/2016/povyshenie-nefteotdachi-plastov-kompanii/> Дата обращения: 5.12.2018 г.
2. Нгуен Хыу Бинь. Геофизические исследования скважин при изучении магматических коллекторов месторождения Белый Тигр [Текст] / Нгуен Хыу Бинь // Томский политехнический университет – 2012 г.
3. Гаврилов, В.П. Арешев Е.Г, Донг Ч.Л. и др. Геология и нефтегазоносность фундамента Зондского шельфа. М., Нефть и газ, 1988. – 285с.
4. Характер пустотности с состав пород нефтесодержащего фундамента шельфа южного Вьетнама/ Е.Г. Арешев, В.П. Гаврилов, В.В.Поспелов и др. – 1996. 27– 29 с.
5. Технологическая схема разработки центрального участка месторождения Дракон / Нгуен Ван Дык, Иванов А.Н., Карапетов Р.В. и др. – Вунгтау: СП “Вьетсовпетро” НИПИморнефтегаз, 2014. – 282 с.
6. Акрамов Т. Ф., Яркеева Н. Р. - Борьба с отложениями парафиновых, асфальтосмолистых компонентов нефти. Разработка нефтяных и газовых месторождений 2017, т. 15, № 4. 67-72 с.
7. Годовые отчеты ОДНиГ НИПИ морнефтегаз о научно-исследовательской работе «Анализ состояния эксплуатационного фонда скважин, рекомендации по оптимизации его работы и интенсификации» 2011-2015г.
8. СанПиН 2.2.4.548-96 – 96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
9. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ – 2014 Шум. Общие требования безопасности.
10. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ – 89 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
11. ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ – 90 Средства защиты работающих. Общие

требования и классификация

- 12.ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ – 2001 Средства и методы защиты от шума. Классификация.
- 13.ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ – 83 Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
- 14.QCVN 27:2010/BTNMT. National Technical Regulation on Vibration.
- 15.Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ “Технический регламент о требованиях пожарной безопасности”.
- 16.Совместная операционная компания Кыулонг, Вьетнама // Годовой отчет добычи., 2016. – 152с.