

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ разработки с целью улучшения технико-экономических показателей нефтяного месторождения "Белый Тигр" (Вьетнам)

УДК 622.276.013(597)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Буй Фьюк Тхинь		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Галкин Владислав Михайлович	к.ф.-м.н.		

Консультант

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

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			

Томск – 2019г.

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)

<i>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	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

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

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

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Буй Фыюк Тхинь

Тема работы:

Анализ разработки с целью улучшения технико-экономических показателей нефтяного месторождения "Белый Тигр" (Вьетнам)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 2024/с от 18.03.2019 г.

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

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

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<p>2.1 Нижний миоцен 2.1.1 Нижний миоцен. Центральный свод 2.1.2 Нижний миоцен. Северный свод 2.1.3 Нижний миоцен на Южном участке 2.2 Верхний олигоцен 2.2.1 Верхний олигоцен Северного и Центрального участка 2.2.2 Верхний олигоцен южного участка 2.2.3 Верхний олигоцен северо–восточного участка 2.3 Нижний олигоцен 2.3.1 Северный участок на нижнем олигоцене 2.3.2 Нижний олигоцен северо–восточного участка 2.3.3 Нижний олигоцен. Западный участок 2.3.4 Нижний олигоцен южного участка 2.4 Анализ выработки запасов в Залежи фундамента 2.4.1 Фундамент центрального блока 2.4.1 Фундамент. Северный блок 2.4.2 Фундамент северо–восточного участка 2.4.3 Фундамент. Южный участок 3.1 Нижний миоцен. Центральный свод 3.2 Нижний миоцен. Северный свод 3.3 Нижний миоцен. Южный участок 3.4 Верхний олигоцен северного и центрального участков 3.5 Верхний олигоцен. Южный участок</p>
--	---

	<p>3.6 Верхний олигоцен. Северо-Восточный участок</p> <p>3.7 Нижний олигоцен. Северный участок</p> <p>3.8 Фундамент. Центральный блок</p> <p>3.9 Фундамент. Северо-Восточный участок</p> <p>3.10 Фундамент. Южный участок</p> <p>4.1 Обоснование расчётных вариантов разработки месторождения</p> <p>4.2 Технологические показатели вариантов разработки месторождения</p> <p>5.1 Условия применения и результаты испытаний ФХМК</p>
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
<p>1. Характеристика нефтяного месторождения «Белый Тигр»</p> <p>2. Анализ выработки запасов</p> <p>3. Сопоставление проектных и фактических показателей</p> <p>4. Проектирование разработки месторождения</p> <p>5. Технология увеличения нефтеотдачи терригенных залежей комплексными микробиологическими методами</p>	Карпова Евгения Геннадьевна
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент Кашук Ирина Вадимовна
«Социальная ответственность»	Ассистент Чермискина Мария Сергеевна

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

1. Характеристика нефтяного месторождения «Белый Тигр»
2. Анализ выработки запасов
3. Сопоставление проектных и фактических показателей
4. Проектирование разработки месторождения

5. Технология увеличения нефтеотдачи терригенных залежей комплексными микробиологическими методами
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
7. Социальная ответственность

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

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Галкин Владислав Михайлович	к.ф.-м.н.		
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Буй Фыок Тхинь		

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»
 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	Характеристика нефтяного месторождения «Белый Тигр»	10
28.03.2019	Состояния разработки месторождений «Белый Тигр»	20
30.03.2019	Анализ выработки запасов	10
10.04.2019	Сопоставление проектных и фактических показателей	15
20.05.2019	Проектирование разработки месторождение	10
21.05.2019	Технология увеличения нефтеотдачи терригенных залежей комплексными микробиологическими методами	20
22.05.2019	Финансовый менеджмент	5
24.05.2019	Социальная ответственность	5
26.05.2019	Оформление работы	5
	Итого	100

СОСТАВИЛ:
Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Галкин Владислав Михайлович	к.ф.-м.н.		

Консультант (при наличии)

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

СОГЛАСОВАНО:
Руководитель ООП

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

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

НИПИ – научно-исследовательский и проектный институт

СП – совместное предприятие

СРВ – Социальная республика Вьетнама

БТ – Белый Тигр

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ГИС – геофизические исследования скважин

НИЗ – начальные извлекаемые запасы

ОИЗ – обработка призабойной зоны

КИН – коэффициент извлечения нефти

НГЗ – начальные геологические запасы

ГДИ – гидродинамические исследования

БК – блок-кондуктор

КРС – капитальный ремонт скважины

МСП – морская стационарная платформа

ППД – поддержание пластового давления

НМ – Нижниймиоцен

ФХМК – физико–химический микробиологический комплекс

ФХМ – физико–химический микробиологический

VPI – Vietnam Petroleum Institutes

МБК – микробиологический комплекс

KT SX – Kỹ thuật sản xuất (Rus :Методы производства)

НКТ – Насосно-компрессорные трубы

ВТНМТ – Bộ tài nguyên môi trường (Rus : Министерство природных ресурсов и экологии)

QCVN – Quy chuẩn Việt Nam (Rus :Стандарты Вьетнама)

ПДК – Предельно допустимая концентрация

ЭП – Электромагнитное поле

ЛЭП – Линии электропередач

ГНВП – Газонефтеводопроявления

ГСМ – Горюче-смазочные материалы

ПБНГП – Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности

НПВ – Нижний предел взрываемости

ПЛВА – План ликвидации возможных аварий

СИЗ – Средства индивидуальной защиты

ПДС – Предельно допустимый сброс

ГП – Государственное предприятие

ЭО – Эксплуатирующая организация

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 117 страниц, в том числе 16 рисунков, 37 таблиц.

Ключевые слова: месторождение, добыча, скважина, пласт, приток, нефть, залежь, объект, эксплуатация.

Объектом исследования являются технико – экономические показатели месторождения «Белый Тигр».

Цель работы – провести анализ разработки месторождения, уточнить технологические показатели, выработать рекомендации по дальнейшей эксплуатации залежей нефти с целью улучшения технико-экономических показателей разработки.

В процессе работы проводились аналитические и промысловые исследования с использованием современных методов обработки исходной информации и их анализа.

В результате исследования мы пришли к выводу, что для повышения эффективности выработки запасов нефти из нефтяной залежи необходимо применение технологий улучшения технико-экономических показателей, которые позволят выбрать оптимальный вариант разработки месторождения. Область применения: результаты исследований могут применяться в дальнейшем для рассмотрения вопросов эффективности мероприятий по интенсификации добычи нефти и увеличению нефтеотдачи.

Экономическая эффективность работы представлена в части «Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность».

В будущем планируется сопровождение мероприятий по применению оптимального варианта разработки месторождения, для дальнейшего анализа технико-экономических показателей месторождения «Белый Тигр».

АННОТАЦИЯ

В первой главе Описаны общие сведения о месторождении «Белый Тигр»: Географическая расположенность месторождения, геолого-физическая изученность района и состояние разработки месторождений «Белый Тигр»

Во второй главе Анализ выработки запасов в нижнем миоцене, верхнем олигоцене, нижнем олигоцене и в фундаменте

В третьей Сопоставление проектных и фактических показателей запасов в нижнем миоцене, верхнем олигоцене, нижнем олигоцене и в фундаменте

В четвертой главе Проектирование разработки месторождения: Обоснование расчётных вариантов разработки месторождения, Технологические показатели вариантов разработки месторождения

В пятой главе Технология увеличения нефтеотдачи терригенных залежей комплексными микробиологическими методами: Условия применения и результаты испытаний ФХМК, Усовершенствование технологии повышения нефтеотдачи отдельных участков месторождения Белый Тигр с помощью ФХМК

В шестой главе Финансовый менеджмент

В седьмой главе Социальная ответственность

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	17
1. Общие сведения о месторождении	18
1.1 Стратиграфия.....	19
1.2 Тектоника	21
1.3 Состояние разработки месторождений «Белый Тигр»	22
2. Анализ выработки запасов	27
2.1 Нижний миоцен.....	27
2.1.1 Нижний миоцен. Центральный свод	28
2.1.2 Нижний миоцен. Северный свод	28
2.1.3 Нижний миоцен на Южном участке	29
2.2 Верхний олигоцен	29
2.2.1 Верхний олигоцен Северного и Центрального участок	30
2.2.2 Верхний олигоцен южного участка.....	31
2.2.3 Верхний олигоцен северо–восточного участка	31
2.3 Нижний олигоцен.....	31
2.3.1 Северный участок на нижнем олигоцене.....	32
2.3.2 Нижний олигоцен северо–восточного участка	33
2.3.3 Нижний олигоцен. Западный участок.....	33
2.3.4 Нижний олигоцен южного участка	34
2.4 Анализ выработки запасов в Залежи фундамента.....	34
2.4.1 Фундамент центрального блока	35
2.4.2 Фундамент. Северный блок	36
2.4.3 Фундамент северо–восточного участка	38
2.4.4 Фундамент. Южный участок	40
3. Сопоставление проектных и фактических показателей	42
3.1 Нижний миоцен. Центральный свод.....	42
3.2 Нижний миоцен. Северный свод.....	45

3.3	Нижний миоцен. Южный участок	48
3.4	Верхний олигоцен северного и центрального участков	49
3.5	Верхний олигоцен. Южный участок.....	52
3.6	Верхний олигоцен. Северо–Восточный участок.....	53
3.7	Нижний олигоцен. Северный участок	56
3.8	Фундамент. Центральный блок	59
3.9	Фундамент. Северо–Восточный участок	62
3.10	Фундамент. Южный участок	63
4.	Проектирование разработки месторождения.....	66
4.1	Обоснование расчётных вариантов разработки месторождения.....	66
4.2	Технологические показатели вариантов разработки месторождения	72
5.	Технология увеличения нефтеотдачи терригенных залежей	
	комплексными микробиологическими методами.....	79
5.1	Условия применения и результаты испытаний ФХМК	79
5.2	Усовершенствование технологии повышения нефтеотдачи отдельных	
	участков месторождения Белый Тигр с помощью ФХМК	81
6.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	87
	Введение	87
6.1	Предпроектный анализ	88
6.1.1	Анализ конкурентных технических решений с позиции	
	ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	88
6.2	Организационная структура проекта	90
6.3.	Планирование управления научно–техническим проектом	91
6.3.1.	План проекта.....	91
6.3.2	Бюджет научного исследования	92
6.3.3.	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	97
6.3.4.	Накладные расходы	97

6.4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	98
7. Социальная ответственность	104
Введение	104
7.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности.....	104
7.1.1. Повышенный уровень шума на рабочем месте	104
7.1.2 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	105
7.1.3 Отклонение показателей климата на открытом воздухе.....	107
7.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	108
7.2.1 Электромагнитное излучение	108
7.2.2 Пожаровзрывоопасность.....	109
7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	110
7.4 Законодательное регулирование проектных решений	112
Заключение	114
Список литературы	116

ВВЕДЕНИЕ

«Белый Тигр» представляется собой одно из пяти месторождений в СП «Вьетсовпетро». Это самое крупное месторождение на южном шельфе Вьетнама, расположено в 120–ти км от города Вунгтау и разрабатывается СП «Вьетсовпетро» с 1986 г

“Технико–экономические соображения по освоению южного шельфа СРВ” это первый проектный документ, был составлен институтом Гипроморнефть в 1979г, “Проект доразведки и схема опытно–промышленной эксплуатации месторождения Белый Тигр на южном шельфе СРВ” составленный институтом СахалинНИПИ морнефтегаз.

В 2008 г. НИПИморнефтегаз выполнил работу «Уточненная технологическая схема разработки и обустройства месторождения Белый Тигр». Эта Работа была утверждена Основные положения, рассмотренные в работе, сводятся к следующему:

– Вариант разработки: выбран вариант 4, при котором предусмотрено строительство БК–10, уплотнение сетки скважин путем бурения вторых стволов и применение газлифтного способа эксплуатации скважин на БК.

– Общая смета расходов на период 2008 – 2025 составляет 9133 млн. USD (цена в 2007 году)

– На основе испытания скв. 1203 и 1204, СП «Вьетсовпетро» составлен проект развития южного участка месторождения Белый Тигр и представлен КНГ Вьетнама и премьер–министру на утверждение.

Цель работы провести анализ разработки месторождения, уточнить технологические показатели, выработать рекомендации по дальнейшей эксплуатации залежей нефти с целью улучшения технико–экономических показателей разработки.

1. Общие сведения о месторождении

Месторождение Белый Тигр является самым крупным на южном шельфе Вьетнама и расположено на расстоянии 120 км от города Вунг Тау. (рис.1.1)

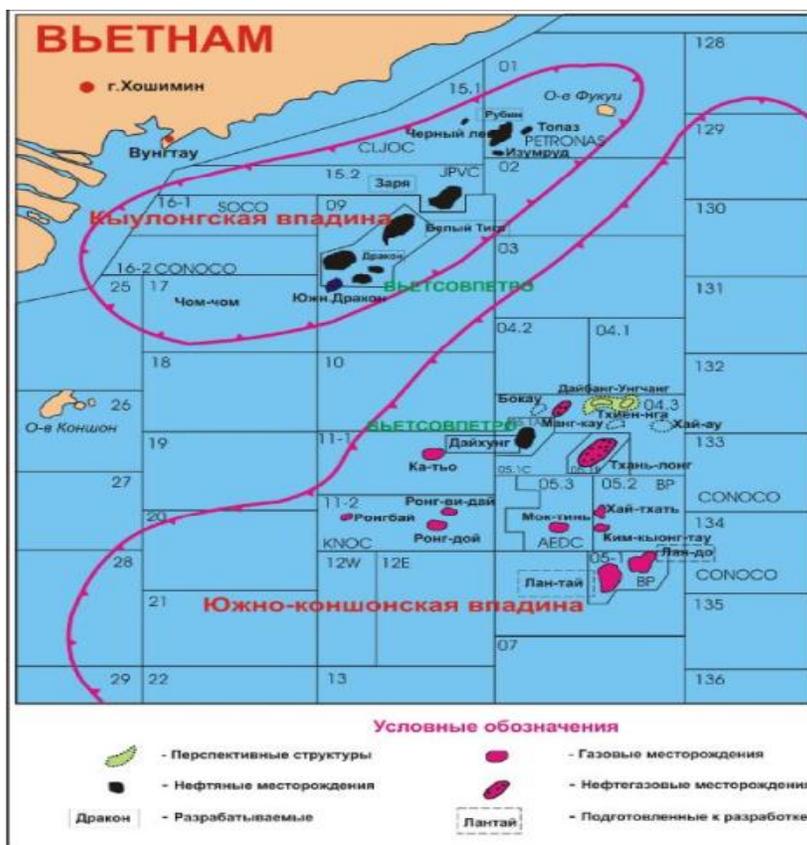


Рисунок 1.1 – Схема расположения месторождений на шельфе юга Вьетнама

На основании инженерно–геологических данных о характеристиках грунтов верхняя, придонная часть разреза, принята для строительства нефтегазовых сооружений. Сейсмичность в пределах месторождения не превышает 6 баллов по шкале Рихтера

Климат в пределах месторождения представляется собой тропический, муссонный, и дождливый летом. Летний океанический муссон длится с июня до конца сентября. Зимой, с ноября до конца марта, северо–восточный муссон со скоростью ветра до 20 м/сек. На море возникает волны с высотой до 10 м.

1.1 Стратиграфия

Геологический разрез в пределах месторождения Белый Тигр, состоит преимущественно из терригенных пород осадочного чехла и докайнозойских кристаллических пород фундамента (рис.1.2). Суммарная толщина вскрытых образований фундамента по вертикали достигает 1990 м, а толщина осадочного чехла – 4356 м

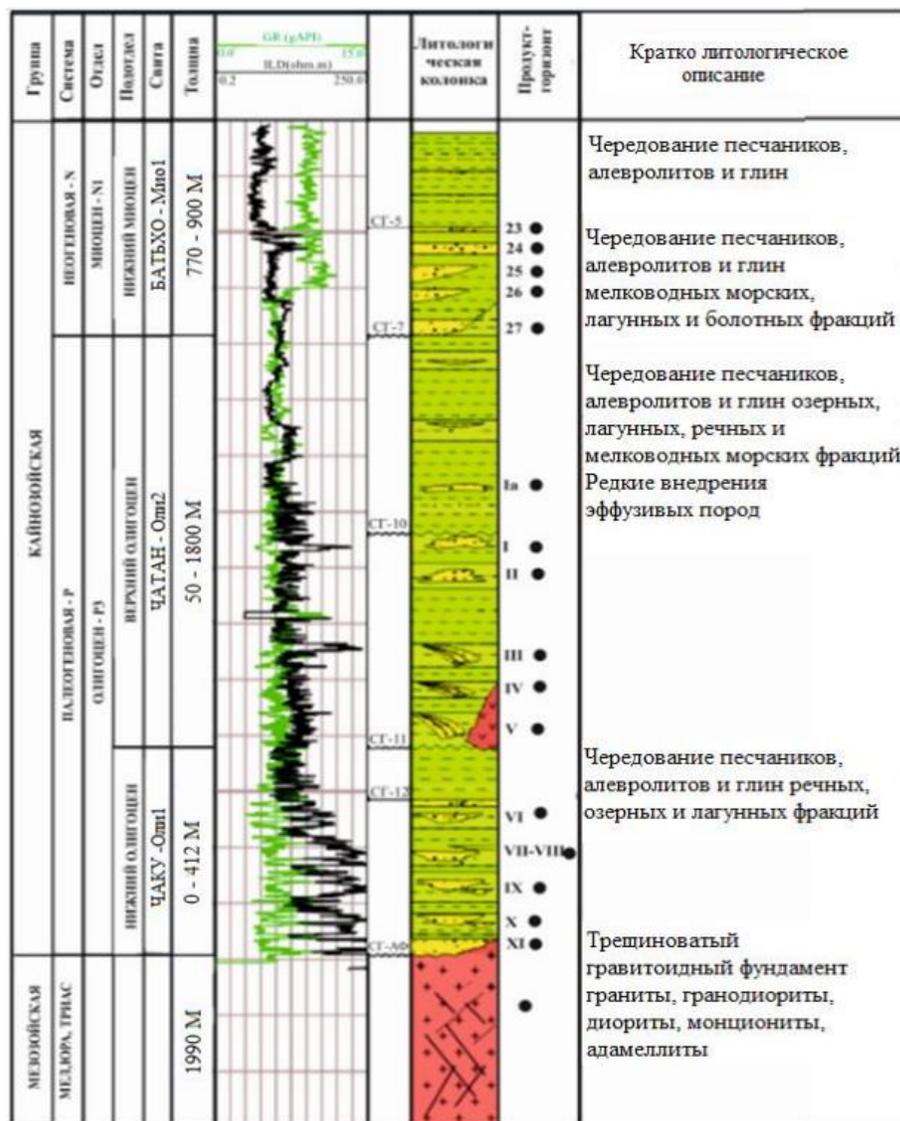


Рисунок. 1.2 – Сводный литолого–стратиграфический разрез месторождения «Белый Тигр»

Строение фундамента имеет высокую степень неоднородности. Породы в нем в основном магматические кристаллические с дайками диабазовых и андезитобазальтовых порфиритов. В районе Центрального свода, по данным изучения керн составляют преимущественно биотитовые двуслюдистые граниты, на Северном распространены – биотитовые лейкократовые гранодиориты и адамеллиты, содержащий значительно кварцевых монцодиоритов и кварцевых монцонитов и субщелочных диоритов.

В пределах Южного свода –это в основном кварцевые монцодиориты (скв.БТ–7), граниты (скв.БТ–8), гранодиориты (скв.БТ–17).

Породы фундамента в различной степени измененные вторичными процессами. Цеолит и кальцит наиболее широко распространены во вторичных минералах.

По данным радиологических определений, можно сказать об абсолютном возрасте кристаллических пород фундамента изменяется от 246 ± 7 (поздний триас) до 88 ± 3 (поздний мел) млн. лет[1]

На месторождении Белый Тигр гранитоиды обладают увеличенной кавернозностью и трещиноватостью.

В южной части западного блока согласно исследованию керн, в разведочной скважине БТ–11 и шлама в скважине БТ–12001, доказано развитие пород основного состава – диоритов, с ухудшенными ФЕС

В олигоцене выделены свиты Чаку – P_3^1 с мощностью 0 – 412м (нижний олигоцен) и Чатан P_3^2 с мощностью от 50 до 1800м (верхний олигоцен), в миоцене: Батьхо – N_1^1 с мощностью 770 – 900м (нижний миоцен), и также Коншон N_1^2 (средний миоцен), Донгнай N_1^3 (верхний миоцен), Свита Бьендонг $N_2 + Q$ преобладают преимущественно песчано–алевролитовые породы ,чередующиеся с глиной ,бурым углем и пачками глинистых алевролитов[2]

1.2 Тектоника

Согласно исследованию структуры месторождения Белый Тигр, и сейсморазведки 3Д представляет собой по фундаменту погребенный горстообразный выступ северо–восточного простирания с амплитудой 1400 м и размерами 28х6 км. При наличии многочисленных разрывных нарушений, она характеризуется очень сложным строением с разделением на различно–приподнятые блоки.

В соответствии с основными разрывными нарушениями фундамент разделен на структурные тектонические блоки: северо–западный, восточный, северный, северо–восточный, центральный, южный (рис.1.3). На месторождении «Белый Тигр», залежи нефти приурочены к трещиновато–кавернозным породам в Центральном блоке фундамента.

Определенная нижняя граница залежи на основании различных видов исследований при бурении скважин, материалов ГИС и результатов испытания принимается на отметке –4950 м[3]

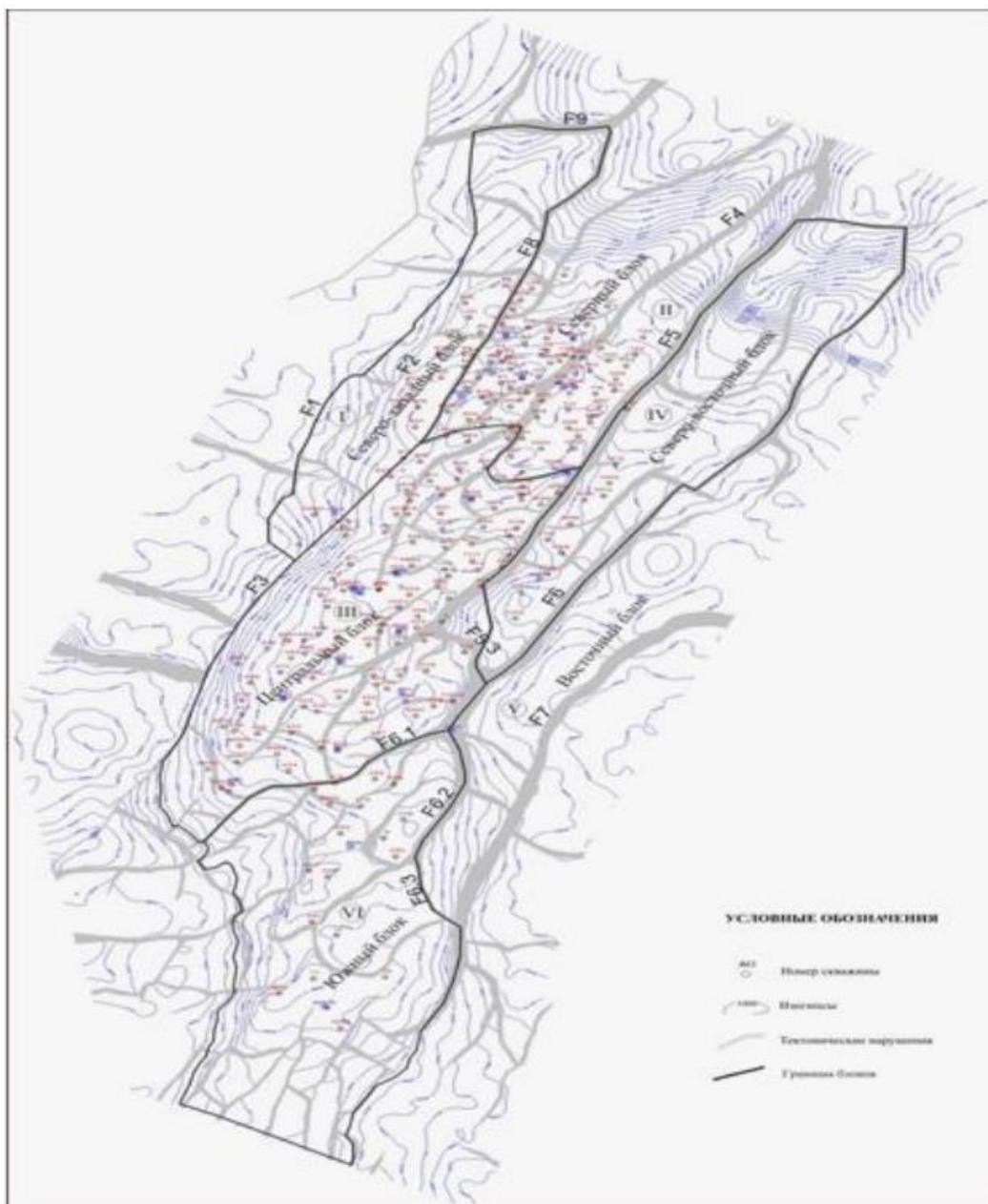


Рисунок 1.3 – Схема распределения структуры Белый Тигр по фундаменту на тектонические блоки

1.3 Состояние разработки месторождений «Белый Тигр»

Месторождение «Белый Тигр» разрабатывается с 1986 г, вводом в пробную эксплуатацию залежей нижнего миоцена. Месторождение состоит из залежей

Северного, Центрального сводов и Южного участка нижнего миоцена, участков Северного, Центрального, Южного и Северо–Восточного верхнего олигоцена, и участков Северного, Северо–Восточного и Западного в нижнем олигоцене, а также залежей нефти в фундаменте Северного и Центрального блока, Южного и Северо–Восточного участков. [1]

На месторождении в фонде находятся 296 скважин которые состоят из: 219 добывающих и 45 нагнетательных. 20 скважин ликвидировано, 8 находятся в консервации и 4 наблюдательные (табл.1.1)

Таблица 1.1 – Состояние фонда скважин месторождения «Белый Тигр» на 01.07.2012г.

Залежи		Добывающий фонд			Нагнетательный фонд		
		Всего	действующие	бездействующие	Всего	действующие	бездействующие
Нижний Миоцен	Центральный свод	21	19	2	2	2	0
	Северный свод	29	24	5	5	4	1
	Южный свод	6	6	0	0	0	0
	Всего	56	49	7	7	6	1
Верхний олигоцен	Северный участок	17	17	0	1	1	0
	Северо–Восточный участок	3	3	0	0	0	0
	Южный участок	2	2	0	0	0	0
	Всего	22	22	0	1	1	0

Продолжение таблицы 1.1

Нижний олигоцен	Северный участок	44	43	1	13	13	0
	Северо–Восточный участок		2	2	0	0	0
	Западный участок	1	1	0	0	0	0
	Всего	47	46	1	13	13	0
	Всего по олигоцену	69	68	1	14	14	0
Фундамент	Центральный блок	74	64	10	23	23	0
	Северные блоки	14	14	0	1	1	0
	Северо–Восточный участок	1	1	0	0	0	0
	Всего	94	84	10	24	24	0
	Всего по месторождению	219	201	18	45	44	1

Максимальная добыча нефти в целом по месторождению была достигнута в 2002 г и составила 12918 тыс.т. В 2011г дебит составил 4623 тыс.т нефти и жидкости – 6865 тыс.т. Обводненность продукции скважин – 32,7%.

В первой половине 2012 года добыча нефти составляет 2170,8 тыс.т нефти и 3540,0 тыс.т жидкости. Накопленная добыча нефти по состоянию на 01.07.2012г составила 187218,0 тыс.т нефти .

В первой половине 2012 года в пласт было закачано 4676,6 тыс.м³ воды. Накопленная закачка воды с начала 2012 до конца 2012 достигла 270373,7тыс.м³ Основные показатели разработки по эксплуатационным объектам и месторождению Белый Тигр в целом приведены в табл.1.2.

Таблица 1.2 – Основные технологические показатели разработки месторождения «Белый Тигр»

Основные показатели разработки	Нижний миоцен	Верхний олигоцен	Нижний олигоцен	Фундамент	Месторождение
Год ввода в разработку	1986	1992	1987	1988	1986
Максимальная добыча нефти, тыс,т	310,5	128,5	733,331	12076,2	12918
Год достижения максимальной добычи	1999	2005	2004	2002	2002
Добыча нефти на 01.07.2012г.. тыс,т	222,6	52,0	215,7	1680,5	2170,8
Доля в общей добыче, %	10,3	2,4	9,9	77,4	100,0
Накопленная добыча нефти, тыс,т	5833,7	921,9	11491,9	168970,5	187218,0
Доля в общей добыче, %	3,1	0,5	6,1	90,3	100,0
Начальные извлекаемые запасы нефти (НИЗ), тыс,т	10868	4070	20305	212373	247616
Доля НИЗ объекта в общем объеме запасов, %	4,4	1,6	8,2	85,8	100,0
Отбор от НИЗ, %	53,7	22,7	56,6	79,6	75,6
Остаточные извлекаемые запасы (ОИЗ), тыс,т	5034,3	3148,1	8813,1	43402,5	60398
Доля ОИЗ объекта в общем объеме запасов, %	8,3	5,2	14,6	71,9	100,0
Темп отбора от ОИЗ, %	4,4	1,7	2,4	3,9	3,6
Текущий КИН, д,ед	0,142	0,029	0,171	0,331	0,288
Утвержденный КИН, д,ед	0,264	0,128	0,302	0,416	0,381
Начальные геологические запасы нефти (НГЗ), тыс,т	41093	31768	67286	510613	650760
Доля НГЗ объекта в общем объеме запасов, %	6,3	4,9	10,3	78,5	100,0

Продолжение таблицы 1.2

Добыча жидкости на 01,07,2012г., тыс,т	651,2	57,0	304,1	2527,7	3540,0
Накопленная добыча жидкости тыс,т	12616,7	943,2	12847,8	182949,6	209357
Среднегодовая обводненность, %	65,8	8,8	29,1	33,5	38,7
Текущий водонефтяной фактор, д,ед	1,9	0,1	0,4	0,5	–
Накопленный водонефтяной фактор, д,ед	1,2	0,02	0,1	0,1	–
Действующий фонд добывающих скважин	56	22	47	94	219
Средний дебит нефти, т/сут	29,1	14,0	25,8	110,1	–
Средний дебит жидкости, т/сут	85,0	15,4	36,4	165,6	–
Действующий фонд нагнетательных скважин	6	1	14	24	45
Средняя приемистость, м ³ /сут	284,0	145,0	284,0	1004,0	673
Закачка воды на 01.07.2012г. тыс.м ³	310,0	26,8	569,7	3770,1	4676,6
Накопленная закачка воды, тыс,м ³	10128,0	253,0	16692,3	243300,4	270373,7

2. Анализ выработки запасов

2.1 Нижний миоцен

В нижнем миоцене продуктивного комплекса особенности структуры месторождения делятся на своды: Северный и Центральный. Также продуктивные отложения миоцена отмечены в южном и северо–восточном районах. В нижнем миоцене продуктивные комплексы нефтеносных горизонтов составляют 5: 23, 24, 25, 26 и 27, объединенные в один эксплуатационный объект. В горизонте 23, характеризующегося самым широким распространением, выделяются пласты (23–1, 23–2, 23–3 и 23–4).

Разработка объекта началась в 1986 году

Утвержденные начальные геологические запасы нефти (НГЗ) категорий P1 + P2 в нижнем миоцене в целом достигают 41093 тыс. т, извлекаемые запасы составили 10868 тыс. т нефти. Темп отбора от Начальных извлекаемых запасов (НИЗ) составляет 2,0%, остальные извлекаемые запасы составили 5034,3 тыс.т нефти. Текущий коэффициент извлечения (КИН) составляет 0,142 д.ед. В табл.2.1.

Показатели выработки запасов в нижнем миоцене;

Таблица 2.1 – Основные показатели выработки запасов нижнего миоцена

Показатели	Нижний миоцен				
	Северный свод	Центральный свод	Южный участок	Северо–Восточный	В целом
НГЗ(P1+P2)	15735	15196	10083	79	41093
НИЗ, тыс.т	5661	4027	1180	0	10868
Накопленная добыча нефти, тыс.т	3941,4	1752,0	140,3	0	5834
Обводненность, %	81,4	51,2	32,8	0	70,6
Темп КИН, д.ед	1,2	1,6	7,6	0	2,0
Текущий КИН, д.ед	0,250	0,115	0,014	0	0,142
Остаточные НИЗ, тыс.т	1719,6	2275,0	1039,7	0	5034,3

2.1.1 Нижний миоцен. Центральный свод

По продуктивным горизонтам центрального свода величина запасов состоит из исходных геологических – в количестве 15196 тыс.т (категория P1 + P2), извлекаемых – 4027 тыс.т.

По состоянию на 01.07.2012 накопленная добыча нефти составила 1752,0 тыс. т нефти, темп отбора от НИЗ – 1,6%, и КИН – 0,115 д.ед. Низкие значения КИН характеризуются неудовлетворительной выработкой запасов нефти на Центральном своде и обусловлены недостаточным количеством эксплуатационных скважин

На основании интерпретации данных ГДИ (8 скважин) на Центральном своде можно сделать вывод, что разработкой охвачены преимущественно пласты 23 горизонта, обводнение скважин происходит по продуктивным пластам 23–3+23–4, и частично по пласту 23–2. Обводненность в Центральном своде составляет 40,8%, уменьшение которой в периоде 2008 – 2010 гг., из-за перевода новых скважин с других горизонтов. Промыслово–геофизические исследования нагнетательных скважин не проводились

2.1.2 Нижний миоцен. Северный свод

В залежах Северного свода НГЗ категорий P1+P2 приняты в количестве 15735 тыс.т, НИЗ – 5661 тыс.т. С начала на нижнем миоцене Северного свода разрабатывалось 3941,4 тыс.т.нефти. Текущий КИН составил 0,250 д.ед., темп отбора от НИЗ – 1,2%.

Наиболее выработанными являются продуктивные горизонты в северном своде. Разработкой охвачен практически весь район нефтеносности, чему способствует высокая плотность сетки скважин. По ГДИ в 22 скважинах основная

часть притока нефти приходится на пласты 23 горизонта и небольшая – на остальные горизонты в нижнем миоцене.

2.1.3 Нижний миоцен на Южном участке

На этом участке НГЗ составляет 10083 тыс.т нефти, извлекаемые запасы – 1180 тыс.т.нефти. Всего из нижнего Южного свода отобрано 140,3 тыс.т нефти, текущий КИН – 0,014 д.ед остаточные извлекаемые запасы составляют 1039,7тыс.т.

При ГДИ (после ввода в разработку) в скважине 441 отмечается, что в эксплуатацию включены 23, 24, 25, 26 и 27 горизонты, при этом 41% притока нефти приходится на 23+24 горизонты, а 59% – на горизонты 25,26 и 27.

2.2 Верхний олигоцен

Верхний олигоцен состоит из участков северного, центрального, северо-восточного и южного. Отложения месторождения состоят из продуктивных горизонтов: I, II, III, IV и V.

В настоящее время разрабатываются залежи нефти на этих участках. Залежи в верхнем олигоцене разрабатываются с 1992 года [4]

НГЗ нефти по участкам утверждены в количестве 31768 тыс.т (категории P1+P2), извлекаемые запасы составили 4070 тыс.т нефти. Текущий КИН составляет 0,029 д.ед., и остаточные извлекаемые запасы составляют 3148,1 тыс.т нефти . (табл.2.2)

Таблица 2.2 – Показатели выработки запасов нефти залежей верхнего олигоцена

Показатели	Верхний олигоцен			
	Северный+ Центральны й свод	Южный участок	Северо– Восточный участок	В целом
НГЗ(Р1+Р2)	19327	1693	10748	31768
НИЗ, тыс.т	1218	165	2687	4070
Накопленная добыча нефти, тыс.т	859,1	9,2	53,6	921,9
Обводненность, %	16,5	0,7	0,6	5,3
Темп КИН, д.ед	1,9	2,5	0,9	1,3
Текущий КИН, д.ед	0,044	0,005	0,005	0,029
Оститочные НИЗ, тыс.т	358,9	155,8	2633,4	3148,1

2.2.1 Верхний олигоцен Северного и Центрального участка

Северный и Центральный участки рассматриваются вместе, вследствие этого границы между этими участками не выделяются.

Утвержденная величина запасов нефти составляет 19327 тыс.т (категории Р1+Р2), НИЗ – 1218 тыс.т нефти. Всего с начала разработки из данного эксплуатационного объекта составило 859,1 тыс.т нефти. Текущий КИН составил 0,044 д.ед., темп отбора от НИЗ в 2011 г. составил 1,9%. Отбор от НИЗ в верхнем олигоцене составил 70,5%.

По анализу результатов интерпретации ГДИ (8 скважин) видим, что выработкой охвачены только II и III горизонты. На основе ГДИ было установлено, что обводнение скважины 1016 происходит преимущественно по нижней части III горизонта, что соответствует интервалам закачки воды в нагнетательную скважину 1003, указывая на их взаимодействие. [4]

2.2.2 Верхний олигоцен южного участка

На Южном участке величина НГЗ составляет 1693 тыс.т, и извлекаемые запасы составили 165 тыс.т.нефти Всего из этой залежи на Южном участке по состоянию в 01.07.2012г. отобрано 9,2 тыс.т нефти , текущий КИН – 0,005 д.ед., остаточные извлекаемые запасы – 155,8 тыс.т. До ввода новых скважин в 2011 г. накопленная добыча составляла 0,3 тыс.т.

Изучение методом ГДИ на Южном участке проводились в скв.16– БТ, в которой приток нефти наблюдался в интервале абс. отм. – 3572 – 3729 м, приток нефти с небольшим количеством воды – в интервале – 3756 – 3762 м. [4]

2.2.3 Верхний олигоцен северо–восточного участка

По данным о продуктивном горизонте в северо–восточном участке величина запасов составляет: начальные геологические – 10748 тыс.т нефти (категории P1+P2), извлекаемые – 2687 тыс.т. Накопленная добыча нефти на 01.07.2012 г. составила 53,6 тыс.т, темп отбора от НИЗ – 0,9%, текущий КИН – 0,005 д.ед

2.3 Нижний олигоцен

Нефтеносные горизонты в нижнем олигоцене выделены на участках: Северо–Восточный, Северный, Южный и Западный. В эксплуатации скважин находятся Северо–Восточный, Северный и Западный

На 2012г. по нижнему олигоцену добыто 215,7 тыс.т нефти, обводненность продукции составила 33%.

НГЗ по категориям P1+P2 в отложениях нижнего олигодена подсчитаны в количестве 67286 тыс.т, извлекаемые – 20305 тыс.т. Накопленная добыча нефти

составляет 11491,9 тыс.т, текущий КИН – 0,171 д.ед., остаточные извлекаемые запасы – 8813,1 тыс.т. В табл. 2.3 приведены показатели выработки запасов верхнего олигоцена

Таблица 2.3 – Показатели выработки запасов нефти залежей нижнего олигоцена

Показатели	Нижний олигоцен				
	Северный свод	Северо–Восточный участок	Западный участок	Южный участок	В целом
НГЗ(P1+P2)	53415	6633	5327	1911	67286
НИЗ, тыс.т	16559	2056	1098	592	20305
Накопленная добыча нефти, тыс.т	11484,6	7,3	0	0	11491,9
Обводненность, %	33,1	19,8	0	0	33,0
Темп КИН, д.ед	1,3	0,2	–	–	1,0
Текущий КИН, д.ед	0,215	0,001	0	0	0,171
Остаточные НИЗ, тыс.т	5074,4	2048,7	1098	592	8813,7

2.3.1 Северный участок на нижнем олигоцене

НГЗ нижнего олигоцена на Северном участке утверждены в количестве 53415 тыс.т (категории P1+P2), извлекаемые – 16559 тыс.т . Накопленная добыча нефти с начала разработки по нижнему олигоцену составила 11484,6 тыс.т, темп отбора от НИЗ – 1,3%, текущее значение КИН – 0,215 д.ед. Показатели выработки запасов нефти залежей нижнего олигоцена по блокам представлены в таблица. 2.4

Удовлетворительными показателями выработки запасов характеризуются только I и II блоки. Основной объем остаточных запасов сосредоточен в низкопроницаемых и прерывистых коллекторах III блока с общей нефтеотдачей менее 5%. Промыслово–геофизические исследования проводились в 54 скважинах, из них 10 в нагнетательных. Основным интервалам притока нефти соответствуют наиболее выдержанные по площади VII, VIII, IX и X горизонты, VI и XI горизонты охвачены разработкой в меньшей степени. В нагнетательных скважинах заводнением охвачены также VII, VIII, IX и X горизонты, частично VI горизонт.

Таблица 2.4 – Показатели выработки запасов нефти блоков северного участка нижнего олигоцена

Показатели	Нижний олигоцен, Северный участок		
	I блок	II блок	III блок
НГЗ(P1+P2)	9969	30888	12558
Накопленная добыча нефти, тыс.т	3589	7421	475
Обводненность, %	40,0	33,0	6,0
Темп КИН, д.ед	0,360	0,240	0,038

2.3.2 Нижний олигоцен северо–восточного участка

Северо–Восточный участок представляется собой продолжение III блока Северного участка. По данным корреляции участок разделен на горизонты VII, VIII, IX, X, XI.

Разработка залежей нефти в отложениях нижнего олигоцена на Северо – Восточном участке по причине незначительных запасов нефти, до получения дополнительных данных, в рамках проекта ранней эксплуатации не рассматривалась

2.3.3 Нижний олигоцен. Западный участок

Разработка залежи на нижнем олигоцене западного участка длилась в течение 3–х лет с 2009г до конца 2011 г. одной скважиной 450. В технологической схеме 2008 г. разработка Западного участка не предусматривалась.

От 01.07.2012г. общий фонд Западного участка состоит из одной действующей добывающей скважины 450

2.3.4 Нижний олигоцен южного участка

На южном участке в нижнеолигоценевом комплексе выделяется только IX горизонт. На данном участке пробурено 5 скважин, но испытания не проводились. Присутствие пород–коллекторов участка установлено по материалам ГИС. НГЗ составляют 1911 тыс.т нефти .

Начальные пластовые давления на нижнем олигоцене Южного участка замерялись в скважине 15–БТ и изменяются от 433 – 436 ат. На основании вышесказанного можно сделать вывод о том, что участки являются низко продуктивными.

2.4 Анализ выработки запасов в Залежи фундамента

Залежь в фундаменте условно разделена на блоки и участки: Центральный и Северный, Южный и Северо–Восточный участки. Разделение блоков и этих участков в фундаменте с отдельными характеристиками по свойствам геологического строения, литологическому составу пород, ФЕС и гидродинамическая связанность подтверждена исследованными сейсмике, геологии и разработки месторождения. [5]

В Центральном блоке выделены участки I, Ia, IV– 1, IV–2 и V. II и III подсчетные участки соответствуют северному блоку, Северо–Восточному участку – IV–3, Южному участку – VI.

Залежь фундамента разрабатывалась с 1988 года.

Запасы нефти в основном эксплуатационном объекте месторождения – залежи нефти в фундаменте подчитаны в количестве 510613 тыс.т категорий P1+P2. Показатели выработки запасов по фундаменту приведены в табл. 2.5

Таблица 2.5 – Показатели выработки запасов нефти залежей фундамента

Показатели	Фундамент				
	Северный свод	Центральный блок	Южный участок	Северо–Восточный учаток	В целом
НГЗ(Р1+Р2)	61487	427707	12243	9176	510613
НИЗ, тыс.т	15638	190203	3073	3459	212373
Накопленная добыча нефти, тыс.т	10074,7	158698,6	96,6	100,6	168970,5
Обводненность, %	49,3	36,7	1,0	25,7	36,9
Темп КИН, д.ед	0,3	0,8	0,7	0,5	0,8
Текущий КИН, д.ед	0,164	0,371	0,008	0,011	0,331
Остаточные НИЗ, тыс.т	5563,3	31504,4	2976,4	3358,4	43402,5

2.4.1 Фундамент центрального блока

На Центральном блоке сосредоточены основные НГЗ нефти в количестве 427707 тыс.т (категории Р1+Р2). С начала разработки на Центральном блоке фундамента добыто 158698,6 тыс.т, текущий КИН составляет 0,371 д.ед. Извлекаемые запасы утверждены по Центральному блоку в количестве 190203 тыс.т, остаточные извлекаемые запасы составляют 31504,6 тыс.т, темп отбора от НИЗ – 0,8%

По данным оценки извлекаемых запасов (рис.2.1), можно сделать вывод: По Центральному блоку фундамента с помощью характеристик вытеснения, отмечено, что величина извлекаемых запасов колеблется в интервале 170 – 175млн.т

Характеристика обводнения скважин фундамента связана с внедрением заводнения. В процессе заводнения в центральном блоке фундамента предполагалось создание искусственного водонефтяного контакта, для чего толща фундамента была разделена на зоны: закачки (нижняя часть), отбора (верхняя часть), переходная

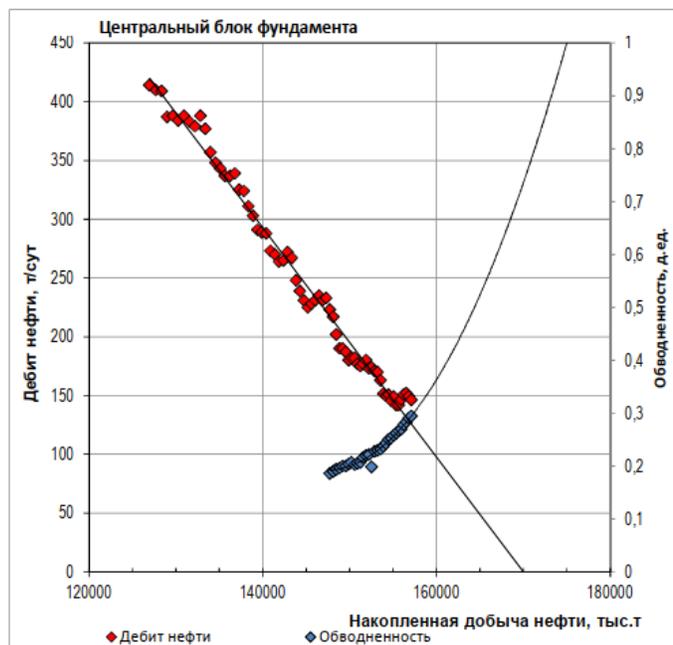


Рисунок 2.1 – Прогноз извлекаемых запасов нефти по Центральному блоку фундамента при помощи характеристик вытеснения

2.4.2 Фундамент. Северный блок

НГЗ нефти в северном блоке фундамента оцениваются в количестве: 61487тыс.т по категориям P1+P2. Накопленная добыча нефти составляет 10075тыс.т, текущий КИН – 0,164.

Прогнозные извлекаемые запасы выделены центра блока фундамента составляет около 11 млн.т (рис.2.2).

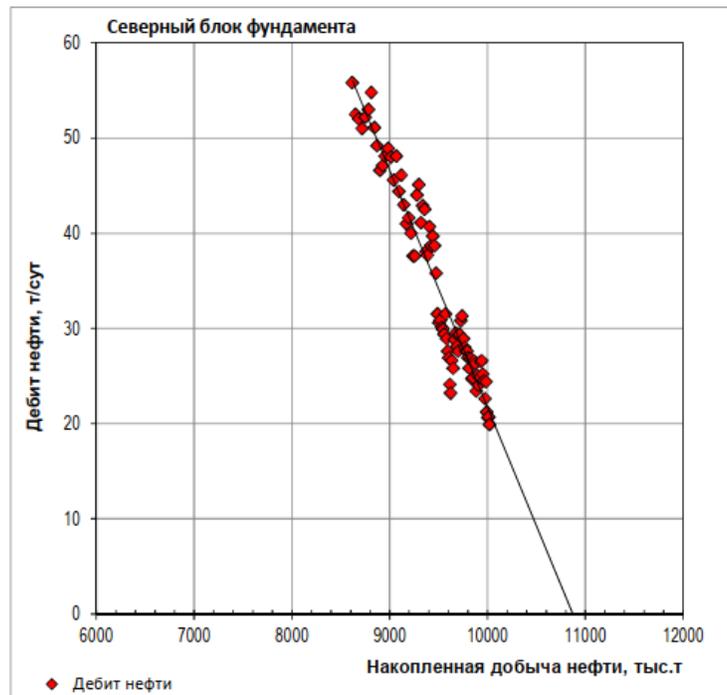


Рисунок 2.2 – Прогноз извлекаемых запасов нефти по Северному блоку фундамента при помощи характеристик вытеснения

Общее количество скважин в северном блоке фундамента, где проводились исследования методом ГДИ, достигает 19.

В таблицах 2.6 и 2.7 представлено распределение скважин фундамента по интервалам верхней отметки притока воды и нефти по данным ГДИ

Таблица 2.6 – Распределение скважин по интервалам притока воды

Интервалы притока воды (абс. отм.), м.	Количество скважин	Скважины (абс.отм.,м)
– 3500 – 3600	1	811 (3519)
– 3600 – 3700	3	60 (3691), 61 (3624), 73 (3628)
– 3700 – 3800	2	821 (3789), 706 (3717)

Продолжение таблицы 2.6

– 3800 – 3900	2	92 (3823), 81 (3869)
– 3900 – 4000	1	714 (3911)
– 4000 – 4100	1	121 (4017)
– 4100 – 4200	0	
– 4200 – 4300	2	140 (4271), 1102 (4267)

Таблица 2.7 – Распределение скважин по интервалам притока нефти

Интервалы притока нефти(абс.отм.),м.	Количество скважин	Скважины
– 3400 – 3500	2	810, 811
– 3500 – 3600	3	67, 73, 801,
– 3600 – 3700	4	60, 61, 81, 706
– 3700 – 3800	3	80, 819, 821
– 3800 – 3900	2	92, 714
– 3900 – 4200	3	90, 110, 121
– 4200 – 4300	2	1102, 140

2.4.3 Фундамент северо–восточного участка

По продуктивной части фундамента Северо–Восточного участка величина запасов составляет: начальные геологические – 9176 тыс.т (категории P1+P2), извлекаемые – 3459 тыс.т. Разработка горизонтов осуществляется с 2010 г. одной

скважиной. Остальные проектные скважины, пробуренные на фундамент, попали в низкопроницаемую зону и оказались непродуктивными. Накопленная добыча нефти на 01.07.2012 г. Составила 100,6 тыс.т, темп отбора от НИЗ – 0,6%, текущий КИН – 0,011 д.ед.

Прогнозные извлекаемые запасы составляют 110 тыс.т. (рис.2.3). На Северо–Восточном участке исследования методом ГДИ проведены в скв.19–БТ. На основании проведенных исследований были сделаны следующие выводы:

– интервал ниже глубины 5008 м работает, нефтью и газом с дебитом нефти 28,2 м³/сут, с долей около 4 % от суммарного дебита, дебит воды 3,1 м³/сут, доля дебита воды 100% от суммарного дебита.

– интервал 4992 – 5005 м дебит безводной нефти 62,7 м³/сут, что составляет около 10 % от суммарного.

– интервал 4895 – 4905 м работает с дебитом нефти 177,3 м³/сут и составляет 28,7 % от суммарного объема, воды нет.

– интервал 4736 – 4739 м безводная нефть с дебитом 35,9 м³/сут, составляет 5,8 % от общего дебита скважины.

– интервал 4657 – 4653 м работает нефтью и газом с долей 50,7 % от суммарного дебита и является главным приточным (дебит нефти 312,9 м³/сут).

– итого по скважине 19–БТ суммарный дебит нефти составил – 616,9 м³/сут, воды 3,1 м³/сут при работающей мощности более 30 м

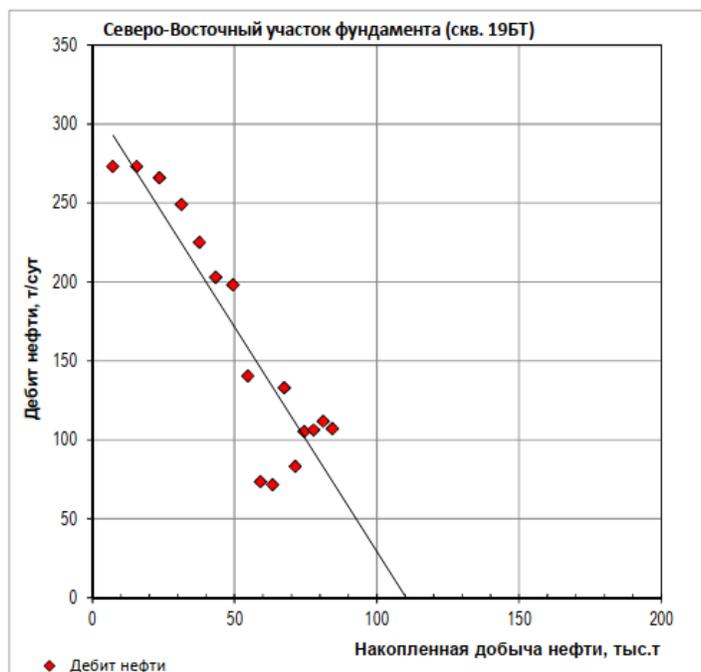


Рисунок 2.3 – Прогноз извлекаемых запасов нефти по Северо–Восточному участку фундамента при помощи характеристик вытеснения

2.4.4 Фундамент. Южный участок

На Южном участке величина НГЗ составляет 12243 тыс.т, извлекаемых – 1809 тыс.т. В эксплуатации находится пять добывающих скважин, основная доля добычи нефти приходится на скважину 17БТ. Всего из залежи фундамента на Южном участке отобрано 97,1 тыс.т, текущий КИН – 0,008д.ед., остаточные извлекаемые запасы – 1712 тыс.т.

Прогноз извлекаемых запасов по фундаменту Южного участка показал, что их величина составляет 100 тыс.т (рис.2.4)

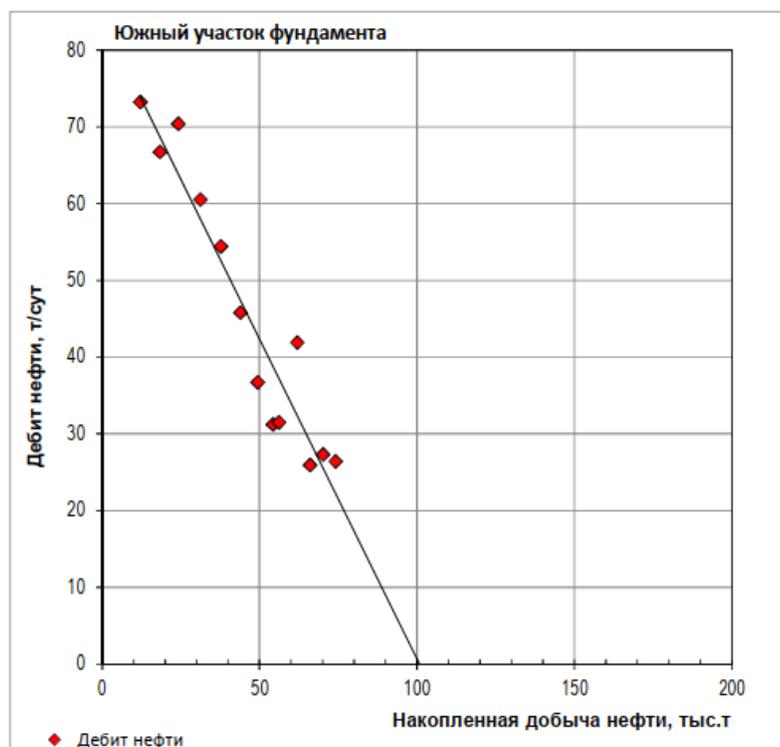


Рисунок 2.4 – Прогноз извлекаемых запасов нефти по Южному участку фундамента при помощи характеристик вытеснения

На Южном участке исследования методом ГДИ были проведены в скв.17–БТ,1201,1204.

Приток нефти в скв. 17–БТ наблюдался в интервале абс. отм. – 3755 – 3831м. Скважина работала без воды. В скв.1201 из–за низкого дебита, определение работающих интервалов было затруднено. По скв.1204 на основании проведенных исследований были сделаны следующие выводы:

- интервал абс.отм. – 3920 – 3929 м работает нефтью и газом с долей около 50,2 % от суммарного дебита.

- интервал абс.отм. – 3941 – 3949 м работает нефтью и газом с долей около 16,6% от суммарного дебита.

- интервал абс.отм. – 3957 – 3965 м работает нефтью и газом с долей около 33,2% от суммарного дебита.

3. Сопоставление проектных и фактических показателей

3.1 Нижний миоцен. Центральный свод

Проведенный анализ показал, что в 2007 году, несмотря на то, что фактический действующий фонд скважин больше проектного на одну единицу, годовая добыча нефти меньше проектной на 0,8 тыс.т. Это, в первую очередь, связано с меньшими фактическими дебитами скважин, как по нефти, так и по жидкости. Так, если в проекте средний дебит скважин по нефти и жидкости составлял 18,8 и 51,3 т/сут соответственно, то фактически из скважин в среднем получили по 16 т/сут нефти и 34 т/сут жидкости (табл.3.1)

Таблица 3.1 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки. Нижний миоцен и центральный свод

Показатели	2007г.		2008г.		2009г.		2010г.		2011г.	
	проект	факт								
Добыча нефти всего, тыс.т	65,1	64,3	51,7	90,4	71,7	137,2	70,9	121,9	79,3	114,0
Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	1225,7	1225,0	1277,4	1315,0	1349,1	1452,5	1420,0	1574,0	1499,3	1688,5
Ввод добывающих скважин, шт.	0	0	2	2	1	2	0	1	1	4
Выбытие добывающих скважин, шт.	1	0	3	0	0	0	0	0	0	0
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	10	11	9	13	10	14	10	15	11	19
Действующий фонд добывающих скважин на конец года	10	11	9	13	10	14	10	15	11	19
Ввод нагнетательных скважин под закачку, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2

Продолжение таблицы 3.1

Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2
Средний дебит по нефти действующей скважины, т/сут	18,8	16,0	16,6	22,0	21,0	29,0	20,0	24,0	21,0	19,5
Средний дебит жидкости действующей скважины, т/сут	51,3	34,0	41,7	37,0	45,0	42,0	46,0	36,0	46,0	32,9
Средняя обводненность продукции добывающих скважин, %	63,4	51,1	60,3	39,7	54,1	30,7	56,0	35,4	55,2	41,6
Добыча жидкости, всего, тыс.т	177,7	131,5	130,1	149,9	156,2	197,9	161,1	188,8	177,1	195,2
Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	1828,3	1782,0	1958,5	1932,0	2115,0	2129,9	2276,0	2318,7	2453,0	2514,0
Закачка воды, тыс.м ³	180,2	227,0	159,9	212,1	159,5	212,0	159,5	230,3	159,5	222,7
Закачка воды с начала разработки, тыс.м ³	2080,6	2346,0	2240,5	2558,0	2400,0	2770,0	2559,0	3001,0	2719,0	3223,0
Компенсация отборов жидкости закачкой воды, %	83,1	138,0	99,2	108,1	80,0	79,0	78,3	91,7	71,0	87,8
Компенсация отборов жидкости закачкой воды с начала разработки, %	80,4	97,4	81,4	100,2	81,3	98,4	81,1	98,0	80,4	97,4
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	7,2	21,0	5,8	27,0	8,1	42,7	7,9	27,4	8,7	31,5
Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м ³	131,0	182,7	136,8	209,7	145,0	252,5	153,0	279,9	162,0	311,4

3.2 Нижний миоцен. Северный свод

Анализ проектных и фактических показателей разработки показал, что в 2007 г. существенных расхождений по добыче нефти не наблюдается (табл. 3.2). В 2008 – 2010 гг. отмечается существенное расхождение (более 10%) в годовых уровнях добычи нефти (12,5 тыс.т (17%) – в 2008 г., 32,8 тыс.т (59%) – 2009 г. и 47,2 тыс.т (104%) – 2010 г.), что сказалось на увеличении фактической накопленной добычи нефти (на 92 тыс.т) по сравнению с проектной. Аналогичное расхождение сохраняется и по добыче жидкости которое составляет 220 тыс.т. Превышение связано, в первую очередь, с увеличением фактического действующего фонда скважин и дебита нефти скважин над проектными величинами (14,5 т/сут – факт, 9,3 т/сут – проект).

Таблица 3.2 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки. Нижний миоцен и северный свод

Показатели	2007г.		2008г.		2009г.		2010г.		2011г.	
	проект	факт								
Добыча нефти всего, тыс.т	101,8	102,2	73,2	85,7	55,2	88,0	45,4	92,6	41,4	117,6
Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	3487,7	3488,0	3560,9	3574,0	3616,1	3661,9	3661,0	3754,5	3702,8	3872,1
Ввод добывающих скважин, шт.			1	1		1	1	3		1
Выбытие добывающих скважин, шт.	2				1		1			
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	17	17	18	18	17	19	17	22	14	24
Действующий фонд добывающих скважин на конец года	14	16	15	17	14	17	14	18	14	19
Ввод нагнетательных скважин под закачку, шт.										
Выбытие нагнетательных скважин, шт.										
Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5
Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Средний дебит по нефти действующей скважины, т/сут	21,0	18,0	14,1	15,0	11,4	15,0	9,3	14,5	8,5	18,0

Продолжение таблицы 3.2

Средний дебит жидкости действующей скважины, т/сут	134,6	94,0	99,5	86,0	90,5	101,0	88,0	103,6	88,1	106,0
Средняя обводненность продукции добывающих скважин, %	85,0	80,6	85,4	82,9	87,4	84,7	89,4	85,9	90,3	83,2
Добыча жидкости, всего, тыс.т	676,9	526,4	500,3	502,0	439,4	576,4	427,1	658,8	427,7	700,5
Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	7100,3	6950,0	7600,6	7452,0	8040,0	8028,0	8467,1	8687,0	8894,7	9387,0
Закачка воды, тыс.м ³	501,3	505,4	469,8	504,1	485,7	491,0	483,5	439,4	481,3	452,6
Закачка воды с начала разработки, тыс.м ³	5149,1	5153,0	5618,9	5657,0	6104,5	6148,0	6588,0	6588,0	7069,3	7040,0
Компенсация отборов жидкости закачкой воды, %	67,7	85,7	86,1	90,8	102,5	77,8	106,2	61,4	106,2	58,5
Компенсация отборов жидкости закачкой воды с начала разработки, %	52,7	56,5	54,4	58,2	56,5	59,4	58,4	59,5	60,3	59,5
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	23,3	39,4	15,6	37,0	9,2	42,4	6,0	50,7	5,3	58,7
Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м ³	573,7	694,8	589,3	731,8	598,5	774,2	604,5	825,2	609,8	883,9

3.3 Нижний миоцен. Южный участок

Проведенный анализ показывает, что согласно проекта залежь нижнего миоцена Южного участка должна была вестись в разработку в 2010 г. одной добывающей скважиной, но этого не произошло (табл. 3.3). Таким образом, по факту в 2010г. имеет место полное несоответствие фактических показателей проектным.

По данным на 01.01.2012г. действующий фонд скважин соответствует проектному и составляет 2 единицы. При этом годовой уровень добычи нефти в 50,6 тыс.т меньше проектного на 22,2 тыс.т, хотя среднесуточный дебит больше проектного на 29 т/сут. Расхождение в уровнях добычи связано с меньшим, по сравнению с проектным, временем работы скважин

Таблица 3.3 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки. Нижний миоцен и Южный участок

Показатели	2010г.		2011г.	
	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти всего, тыс.т	36,6	0,0	72,8	50,6
Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	36,6	0,0	109,4	50,6
Ввод добывающих скважин, шт.	1	0	1	2
Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	0	2	2
Действующий фонд добывающих скважин на конец года	1	0	2	2
Ввод нагнетательных скважин под закачку, шт.	0	0	0	0
Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0

Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0
Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	0	0	0	0
Средний дебит по нефти действующей скважины, т/сут	200	0	143,6	172,4
Средний дебит жидкости действующей скважины, т/сут	200	0	143,6	218,2
Средняя обводненность продукции добывающих скважин, %	0	0	0	21
Добыча жидкости, всего, тыс.т	36,6	0,0	72,8	64,1
Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	36,6	0,0	109,4	64,1

3.4 Верхний олигоцен северного и центрального участков

В технологической схеме 2008 г. залежи нефти отложениях верхнего олигоцена предусматривается разрабатывать в соответствии с ранее принятыми положениями, т.е. возвратным фондом скважин и на режиме истощения. Сравнение проектных и фактических показателей разработки по верхнему олигоцену приведено в табл. 3.4.

Основные технологические показатели разработки этого эксплуатационного объекта не соответствуют принятым при технологическом проектировании, прогноз которых был выполнен, исходя из характеристик вытеснения, полученных при разработке залежей нефти со сходными геолого–физическими параметрами и применяемой системой разработки. В отличие от 2009 г., в 2010 г. фактическая добыча нефти превысила проектную на 15,2 тыс.т (33,5%) и 16,7 тыс.т по жидкости, что связано в первую очередь с более высокими дебитами скважин по нефти (9,5т/сут по факту, против 5,6 т/сут по проекту)

Таблице 3.4 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки. Верхний олигоцен, Северный и Центральный участки

Показатели	2007 г.		2008 г.		2009 г.		2010 г.		2011 г.	
	проект	факт								
Добыча нефти всего, тыс.т	76,9	76,9	59	61,1	70,1	46,3	45,4	60,6	33,5	49,6
Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	376	619	436	680	506	727	551	787	584	837
Ввод добывающих скважин, шт.	4	4		2	4	1	2			
Выбытие добывающих скважин, шт.			1		1	2			1	2
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	19	19	18	21	21	19	23	19	22	17
Действующий фонд добывающих скважин на конец года	19	19	18	21	21	19	23	19	22	17
Ввод нагнетательных скважин под закачку, шт.						1				
Выбытие нагнетательных скважин, шт.										
Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.						1		1		1
Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года						1		1		1
Средний дебит по нефти действующей скважины, т/сут	11,2	13	9,4	8,6	9,6	6,4	5,6	9,5	4,4	7,9
Средний дебит жидкости действующей скважины, т/сут	11,7	13	9,5	9	9,8	6,8	5,8	9,9	4,4	8,6

Продолжение таблицы 3.4

Средняя обводненность продукции добывающих скважин, %	2,3	2	2,4	4,1	1,9	5,4	2,1	3,3	2,5	7,8
Добыча жидкости, всего, тыс.т	78,7	78,8	60,5	63,7	71,5	49	46	62,7	34,3	53,8
Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	623	623	441	687	513	736	559	799	593	853
Закачка воды, тыс.м ³						90		77		59
Закачка воды с начала разработки, тыс.м ³						90		167		226
Компенсация отборов жидкости закачкой воды, %						106,8		70,5		64,2
Компенсация отборов жидкости закачкой воды с начала разработки, %						7		11,9		15,1
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	35,3	50,2	27,1	29,1	32,2	27,5	20,7	20,7	20,7	20,7
Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м ³	174	189,3	174	218,4	215	245,9	236	236	236	236

3.5 Верхний олигоцен. Южный участок

Проектом пробной эксплуатации предусматривалось разрабатывать верхнеолигоценовые залежи нефти на естественном режиме, который характеризуется наиболее быстрыми темпами снижения пластового давления и уровней добычи нефти. Разработка залежи планировалась одной скважиной в течение 7 лет, выведенной из консервации (16–БТ). Проведенный анализ показывает, что за два рассмотренных года отмечаются некоторые различия от принятой системы разработки (табл. 3.5)

Таблица 3.5 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки. Верхний олигоцен, Южный участок

Показатели	2010г.		2011г.	
	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти всего, тыс.т	16	0,063	31	4,8
Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	16	0,317	47	5,1
Ввод добывающих скважин, шт.	1	0	0	2
Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	1	1	2
Действующий фонд добывающих скважин на конец года	1	1	1	2
Ввод нагнетательных скважин под закачку, шт.	0	0	0	0
Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0
Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0
Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	0	0	0	0
Средний дебит по нефти действующей скважины, т/сут	100	0,2	89,2	29,8
Средний дебит жидкости действующей скважины, т/сут	100	0,2	89,2	29,8

Продолжение таблицы 3.5

Средняя обводненность продукции добывающих скважин, %	0	0	0	0,1
Добыча жидкости, всего, тыс.т	16	0,063	31	4,8
Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	16	0,317	47	5,1
Закачка воды, тыс.м ³	0	0,0	0	0
Закачка воды с начала разработки, тыс.м ³	0	0	0	0
Компенсация отборов жидкости закачкой воды, %	0	0	0	0
Компенсация отборов жидкости закачкой воды с начала разработки, %	0	0	0	0
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	6,1	0,00	11,8	0,63
Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м ³	6,1	0,00	17,9	0,63

3.6 Верхний олигоцен. Северо–Восточный участок

Согласно проекту пробной эксплуатации, разработку залежи верхнего олигоцена предполагалось начать с 2012 года вводом из бурения трех скважин, переведенных с фундамента.

Проведенный анализ показал, что на данный момент разработка ведется с опережением проектных сроков на два года (табл. 3.6). Начиная с 2010г. в добывающий фонд переведены 2 скважины (скв.20 и 123). Таким образом, фонд действующих добывающих скважин на начало 2012г. составляет 2 скважины

Таблица 3.6 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки.
Верхний олигоцен, Северо – Восточный участок

Показатели	2010г.		2011г.	
	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти всего, тыс.т	0	0,899	0	27,3
Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	0	0,899	0	28,2
Ввод добывающих скважин, шт.	0	1	0	1
Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	0	1	0	2
Действующий фонд добывающих скважин на конец года	0	1	0	0
Ввод нагнетательных скважин под закачку, шт.	0	0	0	0
Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0
Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0

Продолжение таблицы 3.6

Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	0	0	0	0
Средний дебит по нефти действующей скважины, т/сут	0	31	0	58,2
Средний дебит жидкости действующей скважины, т/сут	0	31	0	58,9
Средняя обводненность продукции добывающих скважин, %	0	0	0	1,3
Добыча жидкости, всего, тыс.т	0	0,899	0	27,7
Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	0	0,899	0	28,6
Закачка воды, тыс.м ³	0	0	0	0
Закачка воды с начала разработки, тыс.м ³	0	0	0	0
Компенсация отборов жидкости закачкой воды, %	0	0	0	0
Компенсация отборов жидкости закачкой воды с начала разработки, %	0	0	0	0
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	0	0,34	0	6,1
Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м ³	0	0,34	0	6,4

3.7 Нижний олигоцен. Северный участок

Сопоставление основных проектных и фактических показателей разработки по нижнему олигоцену приведено в табл. 3.7.

В течение рассматриваемого периода разработки нижнего олигодена имеет место увеличение фактической добычи нефти (26,4 тыс.т – 2008 г., 82,6тыс.т – 2009 г., 72,5тыс.т – 2010 г., 76,5 тыс.т – 2011г.), обусловленное более высоким количеством добывающих скважин, по сравнению с проектом. Увеличение фактической годовой добычи нефти отразилось на накопленной добыче, которая превысила проектную на 258тыс.т.

Фактическая добыча жидкости также отличается от проектной и составляет 612тыс.т против проектной – 588,7 тыс.т

Таблица 3.7 Сопоставление проектных и фактических показателей разработки. Нижний олигоцен, Северный участок

Показатели	2007 г.		2008 г.		2009 г.		2010 г.		2011 г.	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти всего, тыс.т	532,8	532,7		469	495,4		417,6	500,2		414
Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	9326	9326		9795	9821		10213	10322		10627
Ввод добывающих скважин, шт.	2	2		2	3			4		1
Выбытие добывающих скважин, шт.	5	1		1	1		1			
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	42	43		43	45		42	49		43
Действующий фонд добывающих скважин на конец года	39	43		40	45		39	49		40
Ввод нагнетательных скважин под закачку, шт.	2	1			1					
Выбытие нагнетательных скважин, шт.								1		
Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	11	12		11	13		11	12		11
Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	11	12		11	13		11	12		11
Средний дебит по нефти действующей скважины, т/сут	38,9	37		34,5	33		31,4	31,9		30,7

Продолжение таблицы 3.7

Средний дебит жидкости действующей скважины, т/сут	47,9	44		44,6	40		42,9	40,6		43,1
Средняя обводненность продукции добывающих скважин, %	18,7	15,8		22,5	18,1		26,8	21,4		28,9
Добыча жидкости, всего, тыс.т	653,5	633		605,1	604,9		570,3	636,5		582
Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	10070	10050		10675	10655		11246	11291		11828
Закачка воды, тыс.м ³	1076,6	1301,8		984,7	1394,8		818,5	1151,3		774,2
Закачка воды с начала разработки, тыс.м ³	11067	11292		12051	12687		12870	13838		13644
Компенсация отборов жидкости закачкой воды, %	101,4	125		102,1	141,7		91,9	112,9		86,1
Компенсация отборов жидкости закачкой воды с начала разработки, %	64,3	65,7		66,3	69,8		67,5	72,1		68,4
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	172,9	245		153,5	180,4		123,9	186,3		120
Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м ³	2369	2441		2522	2621,7		2646	2808		2766

3.8 Фундамент. Центральный блок

По основному эксплуатационному объекту разработки СП «Вьетсовпетро», залежи нефти в фундаменте месторождения Белый Тигр, в 2008 – 2009 гг. добыча нефти превышала проектную на 492,6 (8,9%) и 297,5 тыс.т (6,4%), соответственно, тогда как в 2010г. и 2011г. наблюдается снижение фактической добычи нефти относительно проектной на 108,8 тыс.т (2,6%) и 39,3 тыс.т (1,1%) соответственно (табл. 3.8)[6]

Таблице 3.8 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки. Фундамент

Показатели	2007 г.		2008 г.		2009 г.		2010 г.		2011 г.	
	проект	факт								
Добыча нефти всего, тыс.т	6897,6	6897,6	5539,6	6032,2	4659,4	4956,9	4246,5	4137,7	3714,7	3675,4
Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	148225	148329	153759	154361	158419	159318	162665	163456	166380	167131
Ввод добывающих скважин, шт.	5	6	7	9	13	4	4	5	4	1
Выбытие добывающих скважин, шт.	6	5	2	4	2	5	7	2	3	4
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	85	84	90	89	100	88	97	91	98	92
Действующий фонд добывающих скважин на конец года	74	74	60	78	66	77	65	82	66	79
Ввод нагнетательных скважин под закачку, шт.	1	2	3	1	1	1				
Выбытие нагнетательных скважин, шт.	3	1	1	4	3			1	1	1
Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	30	30	32	27	30	27	30	27	29	26
Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	30	26	32	27	30	27	30	27	25	26
Средний дебит по нефти действующей скважины, т/сут	291,4	273	282,5	220	212,7	179,3	166,2	150	139	124,9

Продолжение таблицы 3.8

Средний дебит жидкости действующей скважины, т/сут	333,4	322	327,1	266	269,6	224,6	244,2	194	230,6	172,6
Средняя обводненность продукции добывающих скважин, %	12,6	15,4	13,6	17,3	21,1	20,2	31,9	22,6	40,7	27,6
Добыча жидкости, всего, тыс.т	7774,6	8152	6414	7291,8	5907,9	6209,2	6234,4	5349,2	6262,5	5079,8
Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	155948	156326	162364	163618	168272	169827	174510	175176	180773	180256
Закачка воды, тыс.м ³	11964	12672	9984,1	11567	8789,4	10106	8938,3	8124,6	8706,4	7742,9
Закачка воды с начала разработки, тыс.м ³	201282	201989	211658	213557	220447	223663	229386	231787	238092	239530
Компенсация отборов жидкости закачкой воды, %	98,7	100,9	100,3	97,6	98,9	101,6	99,8	95,9	100,8	
Компенсация отборов жидкости закачкой воды с начала разработки, %	79,5	80,41	80,4	76,1	81	82,3	81,6	82,9	82,2	
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	1174,2	13182	955,6	1172,4	806,7	975,1	734,1	796,8	641,8	649,4
Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м ³	27558	27702	28513	28875	29320	29850	30054	30647	30696	31296,4

3.9 Фундамент. Северо–Восточный участок

Проектом ранней эксплуатации, составленным НИПИморнефтегаз, предусматривалось в 2010г. ввести в разработку залежь фундамента путем ввода в эксплуатацию скв.19БТ и 20БТ.

Сравнение проектных и фактических показателей разработки залежи фундамента Северо–Восточного участка приведено в табл. 3.9

Таблица 3.9 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки. Фундамент. Северо – Восточный участок

Показатели	2010г.		2011г.	
	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти всего, тыс.т	73	31,3	291,4	53,1
Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	73	31,3	364	84,4
Ввод добывающих скважин, шт.	2	1	1	2
Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	1	2
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	0	0	3	1
Действующий фонд добывающих скважин на конец года	2	1	3	1
Ввод нагнетательных скважин под закачку, шт.	0	0	1	0
Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0
Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	1	0

Продолжение таблицы 3.9

Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	0	0	1	0
Средний дебит по нефти действующей скважины, т/сут	390,2	265	374,5	119,9
Средний дебит жидкости действующей скважины, т/сут	390,2	265	374,5	135,6
Средняя обводненность продукции добывающих скважин, %	0	0,1	0	11,5
Добыча жидкости, всего, тыс.т	73	31,3	291,4	60,0
Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	73	31,3	364,4	91,4
Закачка воды, тыс.м ³	0	0	96,1	0
Закачка воды с начала разработки, тыс.м ³	0	0	96,1	0
Компенсация отборов жидкости закачкой воды, %	0	0	18,1	0
Компенсация отборов жидкости закачкой воды с начала разработки, %	0	0	14,9	0
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	24,7	12	131,3	20,6
Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м ³	24,7	12	156	32

3.10 Фундамент. Южный участок

Согласно проекту пробной эксплуатации, выполненного НИПИморнефтегаз в 2007г, в разработку предложили ввести залежи фундамента и верхнего олигоцена путем расконсервации скв.17БТ и бурения 3 скважин на залежь фундамента, а также расконсервации скв.16БТ на верхний олигоцен.

Сравнение проектных и фактических показателей разработки залежи фундамента Южного участка приведено в табл. 3.10

Таблица 3.10 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки. Фундамент. Южный участок

Показатели	2010г.		2011г.	
	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти всего, тыс.т	118,3	12,1	164	62,1
Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	118,3	12,1	282,2	74,2
Ввод добывающих скважин, шт.	4	3	4	3
Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	2	1
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	4	3	6	5
Действующий фонд добывающих скважин на конец года	4	3	6	5
Ввод нагнетательных скважин под закачку, шт.	0	0	1	0
Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0
Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	1	0
Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	0	0	1	0

Продолжение таблицы 3.10

Средний дебит по нефти действующей скважины, т/сут	154	90	146,7	58,8
Средний дебит жидкости действующей скважины, т/сут	154	90	146,7	59,0
Средняя обводненность продукции добывающих скважин, %	0	0	0	0,3
Добыча жидкости, всего, тыс.т	118,3	12,1	164	62,3
Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	118,3	12,1	282,2	74,4
Закачка воды, тыс.м ³	0	0	208,1	0
Закачка воды с начала разработки, тыс.м ³	0	0	208,1	0
Компенсация отборов жидкости закачкой воды, %	0	0	72	0
Компенсация отборов жидкости закачкой воды с начала разработки, %	0	0	41,8	0
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	21,9	2,24	30,3	9,82
Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м ³	21,9	2,24	52,2	12,06

4. Проектирование разработки месторождения

4.1 Обоснование расчётных вариантов разработки месторождения

Ниже приводятся исходные характеристики расчётных вариантов разработки эксплуатационных объектов месторождения и намечаемые геолого–технические мероприятия.

1. Базовый вариант – включает текущее состояние разработки месторождения и мероприятия, согласно плана–графика бурения и КРС.

2. Второй вариант – с целью отдельного учета эффекта предлагается рассмотреть два подварианта:

2А – дополнительно к варианту 1 предусматривается бурение новых скважин, перевод скважин на вышележащие горизонты и ввод в действие БК– 16 и БК–17.

2Б – дополнительно к подварианту 2А предлагается бурение боковых стволов.

3. Третий вариант – дополнительно к варианту 2Б, рассматривается оптимизация системы заводнения в осадочных отложениях. Расчеты по вариантам разработки залежей нижнего миоцена, нижнего олигоцена и фундамента проводились на основе созданной геолого–гидродинамической модели месторождения.

Фундамент

Залежь нефти в кристаллических породах фундамента условно разделена на: Центральный и Северный блоки, Южный и Северо–Восточный участки.

В разработке к настоящему времени находятся все блоки и участки с суммарными запасами нефти в количестве 510613тыс.т, в том числе: категорий P1 – 467897тыс.т, категории P2 – 42716тыс.т

Первый (базовый) вариант.

Предусматривает продолжение разработки залежи существующим и находящимся в бурении по состоянию на 01.01.12 г. фондом скважин и системой

воздействия, обеспечивающей полную компенсацию отбираемых пластовых флюидов, а также все мероприятия, намеченные к выполнению в 2012г.

Согласно плана–графика бурения и КРС на 2012г. были проведены следующие мероприятия:

- бурение новых скважин – 2 скважины (№124, 126 БК–15);
- зарезка боковых стволов – 1 скважина (№90036 БК–9);
- перевод на верхнюю часть фундамента – 3 скважины (10004, 10009 БК–10 и 1206 БК–14).

Эксплуатационный фонд в этом варианте состоит из 86 ед., из которых: 63 – добывающих, 23 – нагнетательных,

Вариант 2А – в дополнении к базовому предусматривается:

Бурение четырех добывающих скважин (№№8013 и 2005 в 2014г., 8011 и 8012 в 2015г.)

Перевод на верхнюю часть фундамента – 3 скважины (№№425, 456, 1118 в 2013г.).

Эксплуатационный фонд в этом варианте по сравнению с базовым за счет выбытия скважин на вышележащие объекты не изменится.

Вариант 2Б – в дополнение к варианту 2А предусматривается бурение боковых стволов:

- 2013г. – 4 скв. (90026, 4586, 20026 и 20036);
- 2014г. – 3 скв. (4576, 4426 и 4626);
- 2015г. – 1 скв. (90016).

Эксплуатационный фонд в этом варианте составит 83 скважины (63 добывающих и 20 нагнетательных). Интенсивность системы заводнения составит 3,2

Нижний олигоцен.

Нефтеносные горизонты в нижнем олигоцене выделяются на четырех участках: Северный, Северо–Восточный, Западный и Южный. В эксплуатации находятся все участки, кроме Южного.

Разработка данного объекта была начата на Северном участке в 1987 году.

Суммарные подсчитанные начальные геологические запасы нижнего олигоцена составляют 67286 тыс.т нефти, в т.ч. категории P1 – 62227 тыс.т, категории P2 – 5059тыс.т

Первый (базовый) вариант.

Предусматривал продолжение разработки залежи существующим по состоянию на 01.01.12 г. фондом скважин и проведение мероприятий согласно плана–графика бурения и КРС на 2012г.

Таким образом, в данном варианте единственным мероприятием на объекте является перевод скв. 124 (БК–15) с фундамента в связи с низкой продуктивностью.

Эксплуатационный фонд в данном варианте составил 52 скв. из них 41 добывающая и 11 нагнетательных.

Вариант 2А – в дополнении к базовому предусматривается:

Бурение новых скважин –7 скв. (№№1122 МСП–11 и 127 БК–15 в 2013г., 1024 и 1025 МСП–10, 1123 и 1121 МСП–11 и 130 БК–15 в 2014 г.).

Перевод скважин с нижележащих объектов – 1 скв. (№707 МСП–7 в 2012г.).

Эксплуатационный фонд в данном варианте составит 57 скв. из них 46 добывающая и 11 нагнетательных.

Вариант 3 – в дополнении к варианту 2А, согласно требованиям тех.задания на залежи нижнего олигоцена предусматривался оптимизация системы заводнения.

Для осуществления данного мероприятия предлагался бездействующие скв. 902 и 907 перевести под закачку воды начиная с 2014г.

Таким образом, эксплуатационный фонд в данном варианте составил 57скв. из них 44 добывающих и 13 нагнетательных.

Верхний олигоцен

Верхнеолигоценовый комплекс выделен на Северном и Центральном, Северо–Восточном и Южном участках. Отложения верхнего олигоцена состоят из пяти продуктивных горизонтов: I, II, III, IV и V.

Суммарные подсчитанные начальные геологические запасы верхнего олигоцена составляют 31768тыс.т нефти, в т.ч. категории P1 – 24373тыс.т, категории P2 – 7395тыс.т.

Первый (базовый) вариант.

Предусматривал продолжение разработки залежи существующим по состоянию на 01.01.12 г. фондом скважин и проведение мероприятий согласно плана–графика бурения и КРС на 2012г.

Данным вариантом предусматривался бурение двух скважин (№125 БК–15 и 1207 БК–14), а также уплотнение сетки скважин путем перевода с нижележащих объектов пяти скважин (из нагнетательного фонда нижнего олигоцена скв.№ 502 и 506, из добывающего фонда нижнего олигоцена скв. №122 и 124 и скв.№711 из добывающего фонда нижнего олигоцена).

Данные мероприятия рассредоточены по площади залежи, поэтому создание новых очагов заводнения и оценка его эффективности без наличия геологогидродинамической модели представляется достаточно проблематичным. Эксплуатационный фонд по первому варианту составил 22скв. из них 21добывающих и 1 нагнетательная

Вариант 2А– в дополнении к базовому варианту предусматривался бурение двух добывающих скважин на залежь нефти Северо–Восточного участка (БК–15) №128 и 129[7]

Нижний миоцен.

Нижнемиоценовый продуктивный комплекс по особенностям строения залежей разделен на своды: Северный и Центральный. Также продуктивные отложения нижнего миоцена выделены на Южном участке

Начальные геологические запасы нефти по залежам нижнего миоцена составляют 50526тыс.т, в т.ч. категории P1 – 33359 тыс.т, категории P2 – 17167 тыс.т.

Первый (базовый) вариант.

Продолжение разработки существующим по состоянию на 01.01.12 г. фондом скважин и проведение мероприятий согласно плана–графика бурения и КРС на 2012г.

Данным вариантом предусмотрено бурение пяти добывающих скважин, проведение спец. КРС на одной скважине и перевод 17 скважин с нижележащих на вышележающие объекты разработки.

Эксплуатационный фонд скважин составит 59 единиц, в т.ч. 52 добывающая и 7 нагнетательных.

Вариант 2А– в дополнении к базовому варианту предусматривается бурение дополнительных добывающих скважин, проведение спец. КРС и перевод скважин на вышележающие объекты.

Бурение новых скважин: 2013г. – 5скв., 2014г. –10 скв., 2015г. – 10 скв.

Проведение спец. КРС – 2013г. одна скв.

Перевод скважин с нижележащих горизонтов: 2013г. – 5скв., 2014г. – 9 скв., 2015г. – 1 скв., 2016г. – 2 скв., 2020г. – 1 скв.

Максимальный эксплуатационный фонд по данному варианту составит 98скважины, из которых 90 добывающая и 8 нагнетательных.

Вариант 2Б отличается от варианта 2А только сроками ввода скважин в эксплуатацию, что связано со временем выбытия скважин с нижележащих объектов.

Вариант 3 – в дополнении к варианту 2Б предлагается совершенствование системы поддержания пластового давления.

Для этих целей предусматривалось в период с 2013 – 2017гг. дополнительно перевести под закачку 11 скважин таблица 4.1

Таблица 4.1 – Скважины – Кандидаты для перевода в ППД

№ п/п	№ скв	Платформ	Проектный горизонт	Вид КРС	Дата ввода
ВАРИАНТ 3					
ПЕРЕВОД Н ППД					
1	459	БК-4	НМ	Перевод	11/11/2013
2	7005	БК-7	НМ	Перевод	1/5/2014
3	8008	БК-8	НМ	Бурение	20/12/2017
4	1205	БК-14	НМ	Перевод	5/6/2013
5	1209	БК-14	НМ	Перевод	5/6/2013
6	420	МСП-2	НМ	Перевод	4/11/2013
7	556	МСП-2	НМ	Перевод	1/7/2014
8	88	МСП-4	НМ	Перевод	1/10/2014
9	136	МСП-6	НМ	Перевод	1/10/2015
10	709	МСП-7	НМ	Перевод	1/3/2015
11	804	МСП-8	НМ	Перевод	1/2/2014
12	907	МСП-9	НО	Перевод	1/1/2014
13	909	МСП-9	НО	Перевод	1/1/2014

Месторождение Белый Тигр.

Таким образом, по разрабатываемым участкам месторождения предлагались к рассмотрению четыре расчётных варианта разработки: **базовый, вариант 2А, вариант 2Б и вариант 3.**

Начальные геологические запасы нефти для проведения технологических расчётов в сумме по эксплуатационным объектам составляют **652 955 тыс.т**, из которых **584 313 тыс.т** (89,48%) по категории Р1 и **68 642 тыс.т** (10,51%) по категории Р2

4.2 Технологические показатели вариантов разработки месторождения

Фундамент.

Годовые уровни добычи нефти на протяжении всего рассмотренного периода разработки снижаются с 3,1млн.т в 2012 г. до 0,5 млн.т в 2030 г.

С целью поддержания пластового давления в залежь будет закачано 292,4тыс.м³ воды, текущая компенсация отборов жидкости закачкой на конец 2030г. достигнет 98,9%, а накопленная 81,2%. Средняя обводнённость добываемой продукции увеличивается с 27,3 до 62,2%. Всего на конец рассматриваемого периода будет добыто 188,1млн.т нефти и коэффициент нефтеизвлечения составит 0,368 [7]

В варианте 2А, в дополнение к базовому варианту предлагается бурение четырех добывающих скважин, а также перевод на верхнюю часть фундамента трех скважин

Годовые уровни добычи нефти на протяжении всего рассмотренного периода разработки также как и в первом варианте снижаются с 3,1 млн.т в 2012 г. до 0,512млн.т в 2030 г. Средняя обводнённость добываемой продукции возрастает с 27,5 до 62,6%. Всего на конец рассматриваемого периода будет добыто 189,8млн.т нефти, что больше на 1,8 млн.т чем в варианте 1, коэффициент нефтеизвлечения составит 0,372.

По **варианту 2Б** в дополнение к варианту 2А предлагается в период с 2013–2015гг. провел зарезку и бурение вторых стволов в восьми скважинах.

Расчёты показывают, что годовые уровни добычи нефти снижаются с 3,1 млн.т до 0,544млн.т на конец расчетного периода. За счет бурения вторых стволов дополнительно, по сравнению с вариантом, 2А будет добыто 2,5 млн.т нефти. Накопленная добыча на конец 2030г. составит 192,3 млн.т, коэффициент нефтеизвлечения достигнет величины 0,377 д.ед.

Обводненность добываемой продукции скважин составит 65,2%.

С целью ППД в пласт будет закачано 302,9 тыс.м³ воды. Текущая (2030г.) компенсация отборов закачкой – 100,2%, накопленная – 81,8%.

Таким образом, из рассмотренных вариантов с точки зрения полноты выработки запасов нефти из залежи в фундаменте месторождения Белый Тигр, наиболее лучшим является вариант 2Б. Накопленная добыча нефти по данному варианту на 4,3 млн.т больше чем в базовом варианте

Нижний олигоцен.

Нефтеносные горизонты в нижнем олигоцене выделяются на четырех участках: Северный, Северо–Восточный, Западный и Южный. В эксплуатации находятся все участки, кроме Южного.

В соответствии с базовым вариантом предусматривается разработка существующим фондом скважин с выполнением мероприятий.

По **варианту 2А** предлагается продолжение разработки существующим фондом, а также уплотнение сетки скважин с помощью дополнительного бурения 7 и перевода одной добывающей скважины с нижележащих объектов. Поддержание пластового давления будет проводиться по уже сформированной очагово–избирательной системе.

Расчеты показывают, что годовые уровни добычи нефти в начале расчета немного возрастают с 342,3 тыс.т в 2013г. до 364,9 тыс.т в 2014г., что связано с бурением и вводом новых добывающих скважин в эксплуатацию. Начиная с 2015г. уровень добычи нефти снижается до конца расчетного периода, и в 2030г. составит 142,5 тыс.т.

С целью поддержания пластового давления в залежь будет закачано 32,3тыс.м³ воды, накопленная компенсация отборов жидкости закачкой составит 86,4%. Обводненность продукции скважин достигнет величины 79,7%.

Накопленная добыча нефти в данном варианте – 15,846 млн.т, коэффициент извлечения нефти – 0,264 д.ед.

По **варианту 3** в дополнении к варианту 2А, согласно требованиям тех.задания на залежи нижнего олигоцена предусматривается оптимизация системы заводнения.

Для осуществления данного мероприятия предлагалось бездействующие скв. 902 и 907 перевести под закачку воды, начиная с 2014г.

Согласно проведенным расчетам, накопленная добыча нефти составит 15,903млн.т, что на 57 тыс.т больше, чем в варианте 2А. Годовой уровень добычи нефти на конец расчета – 136,9 тыс.т, средний дебит скважин по нефти 9 т/сут, по жидкости 47 т/сут. Конечная нефтеотдача достигнет 26,5%. Обводненность продукции скважин – 80,5%.

Таким образом, из рассмотренных вариантов разработки наилучшим по технологическим показателям является вариант 3, где накопленная добыча нефти на 938 тыс.т больше, чем в базовом варианте.

Верхний олигоцен.

Верхнеолигоценый комплекс выделен на Северном, Центральном, Северо–Восточном и Южном участках. Отложения верхнего олигоцена состоят из пяти продуктивных горизонтов: I, II, III, IV и V.

По **варианту 1 (базовому)** предусматривается бурение двух скважин (№125 БК–15 и 1207 БК–14), а также уплотнение сетки скважин путем перевода с нижележащих объектов пяти скважин (из нагнетательного фонда нижнего олигоцена скв.№ 502 и 506, из добывающего фонда нижнего олигоцена скв. №122 и 124 и скв.№711 из добывающего фонда нижнего олигоцена).

Расчеты технологических показателей показывают, что в первые два расчетных года наблюдается рост уровней добычи нефти с 121,6 до 133,9 тыс.т с последующим их снижением до 5,8 тыс.т в 2030г.

Обводненность продукции скважин вырастает с 6,5 до 23,1%.

Накопленная закачка воды достигнет 645 тыс.м³, при этом накопленная компенсация отборов составит 34,3%.

Всего с начала разработки будет добыто 1424 тыс.т нефти и 1475 тыс.т жидкости. Коэффициент извлечения нефти составит 0,045 д.ед.

По **варианту 2А** в дополнении к базовому варианту предусматривается бурение двух добывающих скважин на залежь нефти Северо–Восточного участка (БК–15) №128 и 129.

Уровни добычи нефти, за счет ввода новых скважин, в первые расчетные годы вырастают до 155,2 тыс.т, затем наблюдается их снижение до 6,5 тыс.т в 2030г.

Накопленная добыча нефти за расчетный период составит 1661 тыс.т, что на 237тыс.т больше чем в базовом варианте. Конечная нефтеодача 5,2%.

Нижний миоцен.

Нижнемиоценовый продуктивный комплекс по особенностям строения залежей разделен на своды: Северный и Центральный. Также продуктивные отложения нижнего миоцена выделены на Южном участке.

Была предложено 4 варианта дальнейшей разработки залежей нефти нижнего миоцена с учетом развития района БК–16 с закачкой воды для поддержания пластового давления

Первый (базовый) вариант

Предусматривает продолжение разработки существующим по состоянию на 01.01.12 г. фондом скважин и проведение мероприятий согласно плана–графика бурения и КРС на 2012г.

Расчеты показывают, что в связи с увеличением количества действующих скважин, уровни добычи нефти в первые два года расчета увеличиваются и составляют соответственно 727 тыс.т (2012г.) и 856,4 тыс.т в 2013г. Затем

уровень добычи нефти снижается и на конец 2030г. Составит 146,8 тыс.т. Средняя обводненность скважин на конец расчетного периода достигнет величины 79,7%.

С целью поддержания пластового давления будет закачано 18,6 млн.м³ воды, накопленная компенсация отборов жидкости закачкой составит 46,8%.

Всего с начала разработки будет добыто 12,2 млн.т нефти. 32,9 млн.т жидкости. Коэффициент извлечения нефти составит 0,241 д.ед.

Вариант 2А – в дополнении к базовому варианту предусматривается бурение дополнительных добывающих скважин, проведение спец. КРС и перевод скважин с других объектов.

Бурение новых скважин: 2013г. – 5 скв., 2014г. –10 скв., 2015г. – 10 скв.

Проведение спец. КРС – 2013г. одна скв. №465 В.

Перевод скважин с нижележащих горизонтов: 2013г. – 5скв., 2014г. – 9скв., 2015г. – 1 скв., 2016г. – 4 скв., 2020г. – 1 скв.

Проведенные расчеты показывают, за счет увеличения фонда скважин по годам происходит сначала рост добычи нефти, затем стабилизация в течении 4–х лет на уровне 1000 тыс.т, с последующим снижением до 160,1тыс.т в 2030 г.

Средний дебит действующих скважин по нефти изменяется от 61 т/сут (2013г.) до 7 т/сут в 2030г.

Обводненность на конец расчетного периода достигнет величины 79,6%.

Накопленная добыча нефти за весь срок разработки – 17,61 млн.т, что на 3,1 млн. больше чем в базовом варианте. Прирост конечной нефтеотдачи по сравнению с базовым вариантом составит 7,7%.

Вариант 2Б отличается от варианта 2А только сроками ввода скважин в эксплуатацию, что связано со временем выбытия скважин с нижележащих объектов.

Накопленная добыча нефти на конец расчетного периода составит 15,36млн.т. Коэффициент извлечения нефти – 0,373д.ед.

Вариант 3 – в дополнении к варианту 2Б предлагается совершенствование системы поддержания пластового давления.

Для этих целей предусматривается в период с 2013 – 2017гг. дополнительно перевести под закачку 11 скважин.

За счет проведения данных мероприятий накопленная добыча нефти достигнет величины 15,81млн.т, что на 450 тыс.т больше чем в варианте 2Б и на 3,6млн.т чем базовом варианте. Конечный КИН – 0,385д.ед. прирост нефтеотдачи по сравнению с базовым вариантом – 8,9%.

За весь срок разработки в пласт будет закачано 26,95 млн.м³ воды, накопленная компенсация отборов закачкой составит 51,3%.

Таким образом, из рассмотренных вариантов дальнейшей разработки залежей нефти нижнего миоцена месторождения Белый Тигр, наиболее предпочтительным является вариант 3, при реализации мероприятий которого (бурение новых скважин, перевод скважин с нижележащих горизонтов, оптимизация системы ППД), будут достигнуты высокие уровни добычи нефти, что позволит, в конечном итоге, повысить выработку запасов нефти

Месторождение Белый Тигр

Вариант 1 (базовый).

Накопленная добыча за расчетный период нефти – 216,6 млн.т. жидкости – 276,8млн.т. Обводненность продукции скважин – 71,2%.

Накопленная закачка воды – 341,6 млн.м³, накопленная компенсация отборов жидкости закачкой воды – 78,1%.

Вариант 2А.

Накопленная добыча нефти за расчетный период – 224,9 млн.т. жидкости – 291млн.т. Обводненность продукции скважин – 71,9%.

Накопленная закачка воды – 352,7 млн.м³, накопленная компенсация отборов жидкости закачкой воды – 77,1%.

Прирост добычи нефти по сравнению с базовым вариантом – 8,3 млн.т.

Вариант 2Б.

Накопленная добыча за расчетный период нефти – 227,4 млн.т. жидкости – 296млн.т. Обводненность продукции скважин – 72,5%.

Накопленная закачка воды – 359 млн.м³, накопленная компенсация отборов жидкости закачкой воды – 77,3%.

Прирост добычи нефти по сравнению с базовым вариантом –10,8млн.т.

Вариант 3.

Накопленная добыча за расчетный период нефти – 227,9 млн.т. жидкости – 301,2млн.т. Обводненность продукции скважин – 74,4%.

Накопленная закачка воды – 366,9 млн.м³, накопленная компенсация отборов жидкости закачкой воды – 78,1%

Прирост добычи нефти по сравнению с базовым вариантом –11,3 млн.т.

На основании проведенных расчетов наиболее эффективным с технологической точки зрения является **вариант 3**, обеспечивающий накопленную добычу нефти в 227,9 млн.т (2030г.) и более полную выработку запасов нефти.

5. Технология увеличения нефтеотдачи терригенных залежей комплексными микробиологическими методами

5.1 Условия применения и результаты испытаний ФХМК

Технология применения физико–химического микробиологического комплекса (ФХМК), применяемая в мировой практике нефтедобычи, адаптирована к условиям СП «Вьетсовпетро» Институтом нефти и газа Вьетнама

Назначение (сущность) технологии заключается в закачке ФХМК с целью:

- Уменьшения соотношения подвижности между нефтью и водой;
- Выравнивания фронта вытеснения в неоднородных продуктивных пластах за счет неравномерного перемещения фронта заводнения;
- Вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти из зон с пониженной проницаемостью;
- Увеличение коэффициента капиллярного вытеснения нефти;
- Увеличение общего коэффициента вытеснения нефти водой. [8]

При этом синтезированы новые ФХМК для коллекторов терригенного типа с гранулярной пористостью, которые разрабатываются с площадным заводнением морской водой.

Предложен рецептурный химический и биохимический состав химреагентов для использования их в рамках данной технологии применительно к отложениям залежей нижнего миоцена месторождения Белый Тигр.

Определенно, что чем меньше расстояние от нагнетательной скважины, тем быстрее появлялись образцы нефти с уменьшенной вязкостью.

При контакте ФХМ комплекса с нефтью происходит явление взаимной массопередачи, т. е. некоторые компоненты нефтяной фазы переходят к фазе ФХМ комплекса, увеличивая вязкость этой фазы, а некоторые компоненты фазы ФХМ комплекса переходят к нефтяной фазе, снижая вязкость этой фазы. Этот процесс способствует увеличению коэффициента нефтеизвлечения.

В 2009 году, совместно с компанией VPI были проведены испытания по закачке ФХМК в нагнетательную скв 202 МСП-4 с контролем результатов на добывающих скв. №№60, 98, 806, 815, 816, 817 (рис. 5.1)

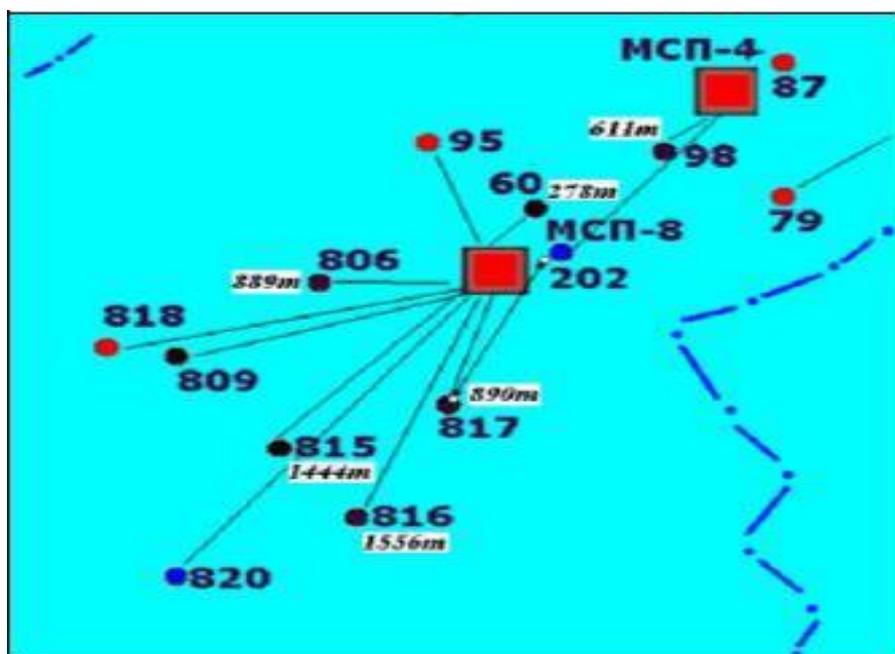


Рисунок. 5.1. – Схема распределения нагнетательной скважины 202 и добывающих скважин 60, 98, 806, 815, 816 и 817

После закачки комплекса ФХМ дебиты нефти добывающих скважин стабилизировались, линия тренда дебитов находится выше, чем линия тренда дебитов до закачки ФХМК. Так же определено, что отношение объемов добываемой нефти к объемам закачиваемой воде, после закачки ФХМК, значительно выше, чем до закачки.

При этом после закачки ФХМ комплекса расход газа для газлифта был снижен.

Применение ФХМ комплекса приводит к изменению обводненности: в некоторых скважинах обводненность увеличивается, а в некоторых скважинах – уменьшается. Однако, для участка в целом, общая обводненность уменьшается

5.2 Усовершенствование технологии повышения нефтеотдачи отдельных участков месторождения Белый Тигр с помощью ФХМК

В 2013 г совместно с Центром по исследованию, поиску, разведке, добыче нефти и газа при VPI, специалистами СП проведены работы по усовершенствованию технологии увеличения нефтеотдачи терригенных залежей комплексными физико–химическими и микробиологическими методами.

Программа выполнения работ включает в себя:

Составление программы выполнения работ, сбор данных, анализ проб и подготовка микробиологического комплекса (МБК).

Передача и закачка МБК в нагнетательные скв. №22/МСП–1, 116/МСП–5.

Мониторинг технологических показателей группы скважин, обработка и обсуждение результатов.

Составление отчета по результату внедрения технологий и руководящего нормативного документа по технологии увеличения нефтеотдачи терригенных залежей комплексными физико–химическими и микробиологическими методами для нижнего олигоцена.

Усовершенствование технологии увеличения нефтеотдачи, защита отчета, сдача результатов работы и оформление завершения контракта. Применение технологии предусматривалось на участках нижнего миоцена и нижнего олигоцена месторождения Белый Тигр, находящихся на поздней стадии разработки:

–участок нижнего миоцена, где находятся добывающие скв. №21, 24, 28, 38, 46 и нагнетательная скв. №22;

–участок нижнего олигоцена, где находятся добывающие скв. №104, 108, 503, 507, 509, 510 и нагнетательная скв. №116 (рис. 5.2).

Фактически технологию применили на скв. №116/МСП5 и скв. 1003/МСП10 (рис.5.3). Скважину 22 исключили согласно протоколу

№КТСХ/118 тех. совещания, утвержденному главным инженером 19.04.2012г, по причине обрыва НКТ скважины.

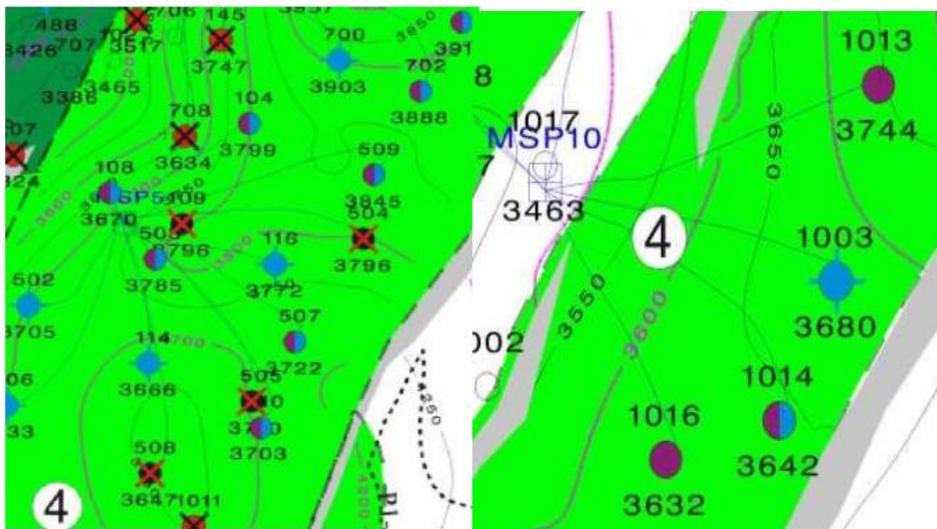


Рисунок 5.2– Расположение на карте нагнетательных добывающих скважин 104,108,503,509,510

Рисунок 5.3– Расположение на карте нагнетательной скважины 1003 и добывающих скважин 1013,1014,1016

На текущий момент работы по выполнению контракта не завершены, проводится сбор данных для составления отчета. Промежуточные данные по результатам применения ФХМК представлены ниже.

В скв. 116/МСП5, осуществляющую нагнетание воды в залежь нижнего олигоцена, закачку хим. реагента выполнили 21.04.2012г., всего было закачано 100м^3 реагента. После закачки реагента приемистость скважины увеличилась с $245\text{м}^3/\text{сут}$ до $280\text{м}^3/\text{сут}$ (рис.5.4). На 15.12.2012г. приемистость скважины составляет $239\text{м}^3/\text{сут}$ при $P_y=232\text{атм}$. Контроль результатов применения ФХМК осуществлялся на скв. 104, 108, 503, 507, 509, 510. Динамика среднесуточного дебита нефти по указанным скважинам приведена на рис. 5.5. Динамика добычи жидкости и обводненности в целом по участку отражены на рис. 5.6. Дополнительная добыча нефти, рассчитанная за период с 05.2012 г. по 12.2012 г., составила 3565 тонн.

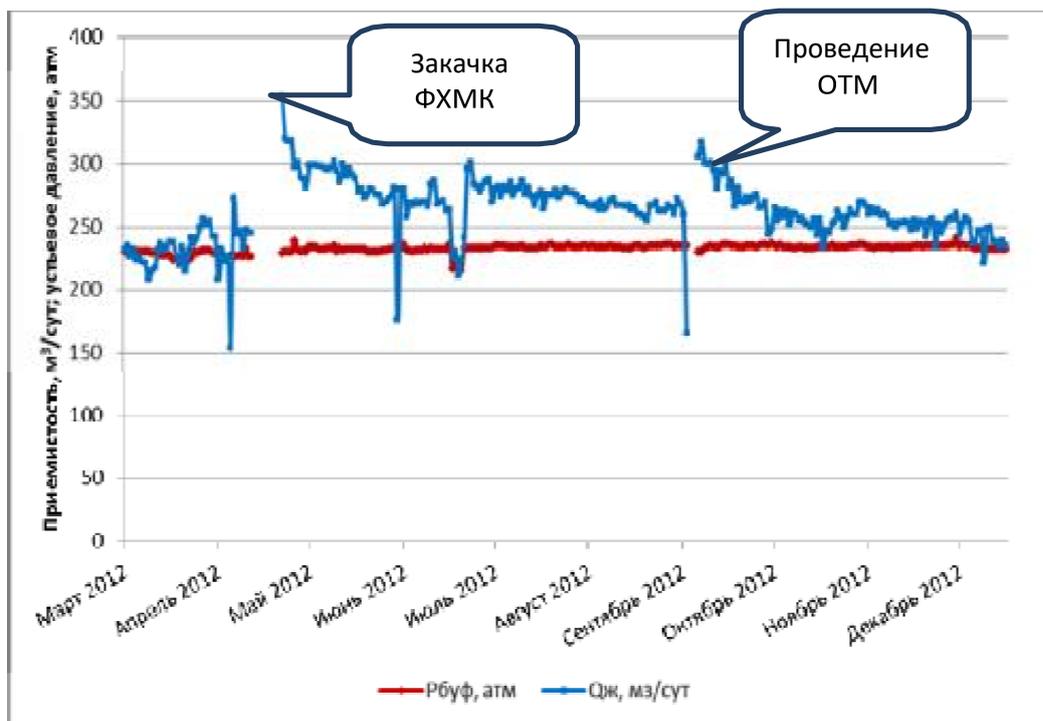


Рисунок. 5.4. – Динамика приемистости и устьевого давления скв.

116

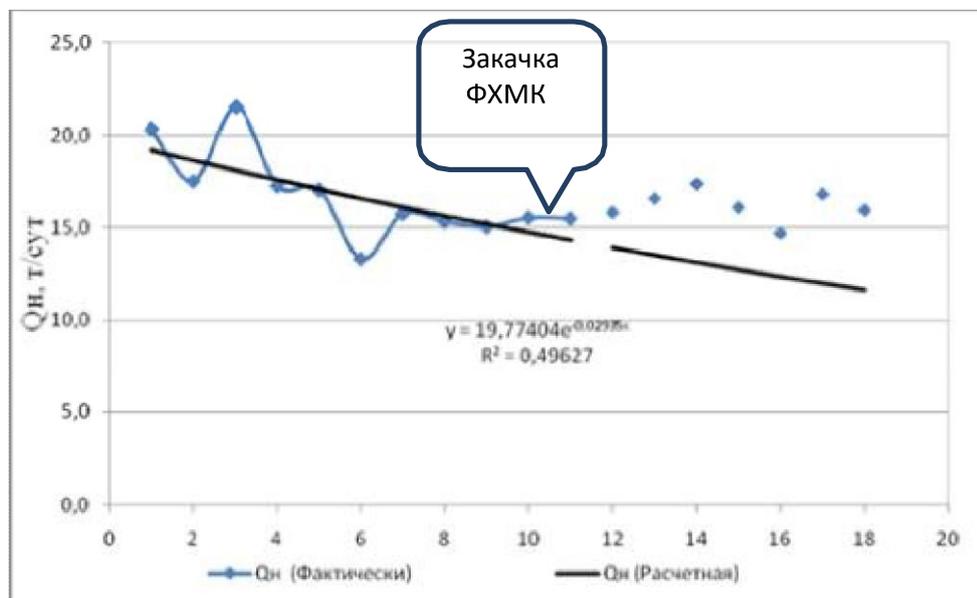


Рисунок. 5.5 – Динамика среднесуточного дебита нефти по скважинам окружения нагнетательной скважины 116



Рисунок. 5.6. – Динамика добычи жидкости и обводненности по участку скважин окружения нагнетательной скважины 116

Выводы и рекомендации.

Предложение испытаний технологий что рекомендуется для применения ФКХ

–Предложенная и испытанная технология рассчитана для применения в коллекторах терригенного типа с гранулярной пористостью для отложений нижнего миоцена и олигоцена месторождения Белый Тигр, при использовании системы площадного заводнения морской водой и при применении фонтанного или газлифтного способа добычи нефти;

–ФХМ комплекс – термостабильный продукт способствует лучшему вытеснению нефти, не влияет отрицательно на приемистость пласта, не ведет к образованию H_2S ;

–После закачки ФХМ комплекса, темп роста обводненности скважин замедляется, отношение приемистость/давление нагнетания повышается, отношение добываемая жидкость/приемистость повышается, объемы использования газа для газлифта уменьшаются. Это указывает на то, что ФХМ

комплекс может положительно влиять на состояние как призабойной зоны, так и на нефтеотдачу пласта;

– Важен тот факт, что явление повышения нефтеотдачи в одной добывающей скважине не сопровождается одновременным падением нефтеотдачи в какой–то другой добывающей скважине участка из–за применения технологии;

– Технология позволяет получить дополнительную добычу нефти, при этом продолжительность эффекта может составлять до года и более;

– Предлагаемый метод не требует больших капиталовложений, так как вписывается в существующую технологическую схему добычи нефти в условиях внутриконтурного заводнения;

– Благодаря очень высокой концентрации поверхностно–активных веществ существует возможность экономить объёмы при хранении, перевозке, закачке композиции, что создает удобство при работе и подходит морским условиям разработки;

– Микробиологические технологии повышения нефтеотдачи безопасны для окружающей среды.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Буй Фьюк Тхинь

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

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

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 Вадимова	Кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Буй Фьюк Тхинь		

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Введение

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.

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.

Таким образом, целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является проектирование и создание конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Достижение цели обеспечивается решением задач: оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований; определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения; планирование научно-исследовательских работ; определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

С учетом решения данных задач была сформирована структура и содержание раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

Методические указания содержат описание широкого спектра аналитических инструментов и расчетов. Комплекс инструментов и расчеты, проведение которых необходимо для каждой конкретной бакалаврской работы, определяется, исходя из темы научного проекта, консультантом по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» и регламентируется заданием.

6.1 Предпроектный анализ

6.1.1 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Таблица 6.1 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бф	Бк1	Бк2	Кф	Кк1	Кк2
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,06	5	3	5	0,3	0,18	0,3
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,2	3	3	3	0,6	0,6	0,6
3. Надежность	0,4	5	4	4	2	1,6	1,6
4. Простота эксплуатации	0,04	3	5	5	0,12	0,2	0,2
5. Качество интеллектуального интерфейса	0,03	5	3	4	0,15	0,09	0,12
6. Конкурентоспособность продукта	0,03	4	5	3	0,12	0,15	0,09
7. Уровень проникновения на рынок	0,1	4	3	4	0,4	0,3	0,4
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Цена	0,03	4	5	4	0,12	0,15	0,12
2. Предполагаемый срок эксплуатации	0,03	5	4	4	0,15	0,12	0,12

Продолжение таблицы 6.1

3. Послепродажное обслуживание	0,02	3	5	4	0,06	0,1	0,08
4. Финансирование научной разработки	0,02	5	5	3	0,1	0,1	0,06
5. Срок выхода на рынок	0,02	4	4	3	0,08	0,08	0,06
6. Наличие сертификации разработки	0,02	4	3	5	0,08	0,06	0,1
Итого	1	54	52	51	4,28	3,73	3,85

SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта.(таб 6.2)

Таблица 6.2 - SWOT-анализ

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>C1 .Эффективность работы анализа разработки</p> <p>C2. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями</p> <p>C3 . Безопасность и экологичность проекта.</p> <p>C4. Высокое качество продукции, соответствующее мировым стандартам..</p>	<p>Слабые стороны исследовательского проекта:</p> <p>та:</p> <p>Сл1 .Отсутствие оборудования для проведения исследований</p> <p>Сл2 . Устаревшее оборудование</p> <p>Сл3.Финансирование</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1Получение дополнительного объема продукта на выходе</p> <p>В2. Получение дополнительных результатов При исследованиях</p>	<p>C1 .Разработка методов и анализа по месторождению.</p>	<p>Сл1. Повышения квалификации работников</p>

Продолжение таблицы 6.2

Угрозы: У1.Сертификация, лицензирование производства	С1.Сертификация, новации	Сл1. Модернизация процесса автоматизации
У2Повышение требований к качеству продукций	С2. Внедрение менеджмента качества.	Сл2. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношени

6.2 Организационная структура проекта

На этом этапе работы необходимо решить следующие вопросы: кто будет участники в данном проекте, необходимо знать роль каждого участника в данном проекте, а также определить функции, выполняемые каждым из участников и их трудозатраты каждого участника в проекте

Эта информация представлена в табл. 6.3.

Таблица 6.3 – Рабочая группа проекта

№ п/ п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудозатраты час
1	Карпова Евгения Геннадьевна, НИ ТПУ, кафедра ОНД, старший преподаватель, к.т.н.	Руководитель	Координация деятельности проекта	330
2	Буй Фьок Тхинь, НИ ТПУ, кафедра ОНД, студент	Исполнитель	Выполнение ВКР	620
ИТОГО :				950

6.3. Планирование управления научно–техническим проектом

6.3.1. План проекта

Таблица 6.4 – Календарный план проекта

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
Изучение литературы, материалов составление литературного обзора	45	12.01.2019	27.02.2019	Руководитель Исполнитель
Расчет на математической модели	32	28.02.2019	01.04.2019	Исполнитель
Оценивание и обсуждение полученных результатов	15	02.04.2019	17.04.2019	Исполнитель
Оформление выводов	20	18.04.2019	08.05.2019	Руководитель Исполнитель
Оформление пояснительной записк	22	09.05.2019	31.05.2019	Руководитель Исполнитель
Итого:	134	12.01.2019	31.05.2019	

При выполнении дипломных работ студенты становятся участниками сравнительно небольших по объему научных тем, поэтому наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – это горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Таблица 6.5 – Календарный план–график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнители	Тк, кал, д н	Продолжительность выполнения работ														
			январь		февраль			март			апрель			май			
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
Изучение литературы, материалов составление литературного обзора	Исполнитель, руководитель	45	[Затрачено]														
Расчет на математической модели	Исполнитель	32						[Затрачено]									
Оценивание и обсуждение полученных результатов	Исполнитель	15									[Затрачено]						
Оценивание и обсуждение полученных результатов	Исполнитель, руководитель	20										[Затрачено]					
Оформление пояснительной записки	Исполнитель, руководитель	22													[Затрачено]		

6.3.2 Бюджет научного исследования

При планировании бюджета НИИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета НИИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НИИ; (таб 6.6)

- затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- затраты научные и производственные командировки;
- контрагентные расходы;
- накладные расходы

Таблица 6.6 – Материальные затраты

Наименование	Ед.изм.	Количество			Цена за ед., т.руб			Затраты на материалы, (Зм), т.руб.		
		Анализ разработки	Аналог 1	Аналог 2	Анализ разработки	Аналог 1	Аналог 2	Анализ разработки	Аналог 1	Аналог 2
Химические вещества	т	50	100	95	95	95	95	4750	9500	9095
Канцелярские товары (бумага)	шт	3	4	3	5	5	5	15	20	15
Итого:								4765	9520	10010

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 (табл. 6.7).

Таблица 6.7 – Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Наименование	Ед.изм.	Количество			Цена за ед., т.руб			Затраты на материалы, (Зм), т.руб		
		Анализ разработ ки	Анал ог 1	Анал ог 2	Анализ разработ ки	Анало г 1	Анало г 2	Анализ разработ ки	Анал ог 1	Аналог 2
Испытательный стенд	шт	1	2	2	45	45	35	45	90	70
Программное обеспечение	шт	3	2	2	6	5	4	18	10	36
Компьютер	шт	3	2	2	35	55	50	105	100	200
Монитор	шт	3	4	3	5	6	10	15	24	30
Итого:								183	224	336

Аналог 1 – СП «Вьетсовпетро»; Аналог 2 – ПВН «PV Drilling»

Основная заработная плата

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, (включая премии и доплаты) и дополнительную заработную плату. Также включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы

Расчет основной заработной платы сводим в табл. 6.8

Таблица 6.8 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Зб, руб.	k_p	Зм, руб	Здн, руб.	Тр, раб.дн.	Зосн, 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.

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (6.1)$$

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:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (6.2)$$

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

$T_{р}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (табл. 6.8);

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб. Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_{м} \cdot M}{F_{д}}, \quad (6.3)$$

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

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

$F_{д}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн.(табл. 6.9).

Таблица 6.9 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	136	136
Количество нерабочих дней		
–выходные дни	41	41
–праздничные дни	7	7
Потери рабочего времени		
–отпуск	24	–
–невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	64	88

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

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

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (6.4)$$

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

В табл. 6.10 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 6.10 – Заработная плата исполнителей НТИ

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

6.3.3. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления) Отчисления на социальные нужды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (6.5)$$

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

Отчисления во внебюджетные фонды рекомендуется представлять в табличной форме (табл. 6.11).

Таблица 6.11 – Отчисления на социальные нужды

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

6.3.4. 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:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}} \quad (6.6)$$

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

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Таблица 6.12 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб		
	Анализ разработки	Аналог1	Аналог2
1. Материальные затраты НТИ	4765000	9520000	10010000
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	183000	224000	336000

3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	173377,76		
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	18142,64		
5. Отчисления во внебюджетные фонды	57456,39		
6. Накладные расходы	831516,29	1598876,29	1695196,29
7. Бюджет затрат НИИ	6028493,08	11591853,08	12290173,08

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

Оценка сравнительной эффективности исследования

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

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования (табл. 6.13). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения

Таблица 6.13 – 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
9520000	224000	173377,76	18142,64	57456,39	1598876,29	11591853,08
10010000	336000	173377,76	18142,64	57456,39	1695196,29	12290173,08

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\Phi}^{\rho} = \frac{\Phi_{\rho i}}{\Phi_{\max}} = \frac{6028493,08}{12290173,08} = 0,49, \quad (6.7)$$

$$I_{\Phi}^{a1} = \frac{\Phi_{\rho i}}{\Phi_{\max}} = \frac{11591853,08}{12290173,08} = 0,94, \quad (6.8)$$

$$I_{\Phi}^{a2} = \frac{\Phi_{\rho i}}{\Phi_{\max}} = \frac{12290173,08}{12290173,08} = 1, \quad (6.9)$$

где I_{Φ}^p – интегральный финансовый показатель разработки; $\Phi_{\rho i}$ – стоимость i -го варианта исполнения; $\Phi_{\rho i}$ – 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:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i^a, \quad (6.10)$$

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i^p, \quad (6.11)$$

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 табл. 6.14.

Таблица 6.14 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует росту производительности труда	0,1	4	3	3
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	5	3
3. Помехоустойчивость	0,15	3	4	4

4. Энергосбережение	0,2	5	5	3
5. Надежность	0,25	5	4	4
6. Материалоемкость	0,15	5	4	5
ИТОГО	1			

Аналог 1 – СП «Вьетсовпетро»; Аналог 2 – ПВН «PV Drilling»

$$I_m^p = 4 \times 0,1 + 5 \times 0,15 + 3 \times 0,15 + 5 \times 0,2 + 5 \times 0,25 + 5 \times 0,15 = 4,6, \quad (6.12)$$

$$I_1^A = 3 \times 0,1 + 5 \times 0,15 + 4 \times 0,15 + 5 \times 0,2 + 4 \times 0,25 + 4 \times 0,15 = 4,25, \quad (6.13)$$

$$I_2^A = 3 \times 0,1 + 3 \times 0,15 + 4 \times 0,15 + 3 \times 0,2 + 4 \times 0,25 + 5 \times 0,15 = 3,7, \quad (6.14)$$

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

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_\phi^p} = \frac{4,6}{0,49} = 9,39, \quad (6.15)$$

$$I_{финр}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_\phi^{a1}} = \frac{4,25}{0,94} = 4,52, \quad (6.16)$$

$$I_{финр}^{a2} = \frac{I_m^{a2}}{I_\phi^{a2}} = \frac{3,7}{1} = 3,7, \quad (6.17)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта (табл. 6.15).

Сравнительная эффективность проекта

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финр}^{a1}} = \frac{9,39}{4,52} = 2,08, \quad (6.18)$$

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финр}^{a2}} = \frac{9,39}{3,7} = 2,54, \quad (6.19)$$

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

Таблица 6.15 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Аналог 1	Разработка	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,94	0,49	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,25	4,6	3,7
3	Интегральный показатель эффективности	4,52	9,39	3,7
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	2,08		2,54

Аналог 1 – СП «Вьетсовпетро»; Аналог 2 – ПВН «PV Drilling»

Вывод: в ходе проведения анализа сравнительной эффективности вариантов исполнения: для аналога 1 – 2,08 и аналога 2 – 2,54. Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет понять и выбрать более эффективный вариант решения поставленной в бакалаврской работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Буй Фыок Тхинь

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. <i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шум, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</i> – <i>опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</i> – <i>негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</i> – <i>чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</i> 	<p><i>Анализ разработки с целью улучшения технико – экономических показателей в месторождении «Белый Тигр» с помощью специальных технологических оборудования и использованием химических материалов(микробиологический комплекс , H₂S и аналитические оборудования) . Нередко нефть и газ в скважинах находятся под большим давлением, что создает угрозу взрывных выбросов и пожаров. Кроме этого, на рабочем месте пожар возможно происходит электрическим током. Также интенсивный производственный шум, общая и локальная вибрация, недостаточное освещение, загрязнение рабочей зоны оказывают влияние на здоровье человека. Кроме этого в рабочей зоне не исключена возможность образования пожара в результате неисправности при подаче электричества. Интенсивный производственный шум,общая и локальная, недостаток освещения,загрязнение рабочего места также оказывают влияние на здоровье человека.</i></p>
<p>2. <i>Перечень законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<p><i>"Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТБЭ), "Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТЭЭ) и "Правил устройства электро– установок" (ПУЭ).</i></p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. <i>Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>физико–химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</i> – <i>действие фактора на организм человека;</i> – <i>приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно–технический документ);</i> – <i>предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</i> 	<p><i>1. Анализ выявленных вредных факторов</i></p> <p><i>1.1. Повышенный уровень шума на рабочем месте</i></p> <p><i>1.2. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зонымикроклимата на открытом воздухе.</i></p> <p><i>1.3. Отклонение показателей климата на открытом воздухе</i></p>
<p>2. <i>Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>механические опасности (источники, средства защиты);</i> 	<p><i>2. Анализ выявленных опасных факторов</i></p> <p><i>2.1 Электромагнитное излучение</i></p>

<ul style="list-style-type: none"> – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>2.2. Пожаровзрывоопасность</p> <p>2.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Химическое загрязнение гидросферы, атмосферы и литосферы и мероприятия по их защите от загрязнения гидросферы, атмосферы и литосферы.</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>Рассмотреть наиболее вероятную чрезвычайную ситуацию (пожар, взрыв). Разработать меры по предупреждению ЧС и план действий в результате возникшей ЧС и ликвидаций ее последствий;</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>
Перечень графического материала:	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Буй Фьюк Тхинь		

7. Социальная ответственность

Введение

Социальная ответственность подразумевает под собой добровольное стремление компании к качественному улучшению жизни своих работников, заказчиков, и заинтересованные сферы общества. Иными словами, социальная ответственность показывает осознание компанией своего места в обществе и уровень взаимоотношений между лицом и обществом.

Целью данной главы является разработка правил для безопасного обеспечения работ, исследуемых в дипломной работе.

Проанализировав факторы рабочей зоны при проведении технологических исследований можно выделить следующие вредные факторы: шум от работы оборудования, некомфортные метеорологические условия, высокая напряженность электрического поля. Опасными факторами при работе являются образование взрывных смесей, электробезопасность.

7.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности

7.1.1. Повышенный уровень шума на рабочем месте

При эксплуатации 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/VTNMT шум на морской платформе не должен превышать 70 дБА с 6 до 21ч и 55 дБА с 21 до 6 ч. [9].

К средствам коллективной защиты можно отнести звукоизоляцию частей установок и использование гибких переходов между работающими деталями машин.

Для индивидуальной защиты от шумов эффективны наушники и беруши.

7.1.2 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

При проведении технология применения физико-химического микробиологического комплекса , используют различные виды растворов реагентов необходимых для качественного проведения мероприятия В случае применения жидкости на нефтяной основе (нефть, дизельное топливо и т.п.) существует опасность токсичного воздействия на рабочий и обслуживающий персонал в силу разрушения линии высокого давления от избыточно развиваемого агрегатами давления, а так же при опорожнении этих линий при разборке оборудования, учитывая то что при осуществлении данного мероприятия используется до 14 наименований автотранспортной техники можно сказать, что выхлопные газы от отработавшего топлива так же могут выступать в качестве токсичного вещества На месте проведения работ по закачке агрессивных химических реагентов (серной, соляной, фторной кислоты и т.д.), которые могут стать источниками вредных веществ. Особенно опасным для воздуха рабочих местах является оксид углерода. Этот газ образуется при неполном сгорании топлива и встречается в попутном газе [10]

В воздухе рабочей зоны содержание вредных веществ не должно превышать установленных ПДК (табл. 7.1).

Таблица 7.1 – Допустимые концентрации в воздухе рабочей зоны некоторых вредных веществ

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

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

- первый класс: чрезвычайно опасные с ПДК < 0,1 мг/м³ (свинец, ртуть - 0,001 мг/м³);
- второй класс: высокоопасные с ПДК = 0,1 - 1 мг/м³ (хлор - 0,1 мг/м³; серная кислота - 1 мг/м³)
- третий класс: умеренно опасные с ПДК = 1,1 - 10 мг/м³ (спирт метиловый - 5 мг/м³ ; дихлорэтан - 10 мг/м³));
- четвертый класс: малоопасные с ПДК > 10 мг/м³ (например, аммиак - 20 мг/м³ ; ацетон - 200 мг/м³ ; бензин, керосин - 300 мг/м³ ; спирт этиловый 1000мг/м³)

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

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

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

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

7.1.3 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Климат характеризуется:

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

Нормализация параметров в открытых зонах не производится, но конкретные меры определены для уменьшения их неблагоприятного воздействия на тело работника. При отклонении индекса микроклимата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены персональным защитным оборудованием, которое регулируется в соответствии с промышленными нормами и соответствует сроку годности. Климатические особенности месторождения «Белый Тигр» приведены в таб. 7.2.

Таблица 7.2 – Климатические особенности месторождения «Белый Тигр»

Период года	Время	Температура воздуха, °С	Отн. влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный (сухой)	Ноябрь - март	22 - 27	65 - 68	10 - 20
Теплый (влажный)	Апрель - октябрь	26 - 32	87 - 89	30 - 60

7.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

7.2.1 Электромагнитное излучение

Электромагнитное поле сверхвысоких напряжений отрицательно воздействует на организм человека. Медицинское обследование персонала, длительно работающего вблизи сверхвысокого напряжения, показало, что электромагнитное поле промышленной частоты вызывает у человека повышенную утомляемость, понижение артериального давления, падение частоты пульса, в сердце возникают резкие боли, сопровождающиеся сердцебиением и аритмией.

Источниками электромагнитных полей являются линии электропередач (ЛЭП) напряжением до 1150 кВ, открытые распределительные устройства, включающие коммутационные аппараты, устройства защиты и автоматики, измерительные приборы.

Источниками ионизирующих излучений являются радиоактивные вещества (радионуклиды), которые широко применяются при геофизических исследованиях скважин, а также содержатся в породе. Радионуклиды, содержащиеся в породе, оказываются на поверхности вместе с выбуренной породой и шламами.

Допустимые уровни напряженности электрических полей:

- предельно допустимый уровень напряженности воздействующего ЭП устанавливается равным 25 кВ/м;
- пребывание в ЭП напряженностью более 25 кВ/м без применения средств защиты не допускается;
- пребывание в ЭП напряженностью до 5 кВ/м включительно допускается в течение рабочего дня;
- при напряженности ЭП свыше 20 до 25 кВ/м время пребывания персонала в ЭП не должно превышать 10 мин.

К средствам защиты можно отнести экранирующие костюмы, а также соблюдение норм нахождения под воздействием электрического поля [11]

7.2.2 Пожаровзрывоопасность

Пожары – возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, разлитыми легковоспламеняющимися жидкостями; в результате ГНВП или замазучивания территории. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный газ и другие токсичные соединения. В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
- отведение специальных мест для курения и разведения огня;
- установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;
- оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии;
- оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме» [12]

Взрывы – возможны при накоплении в ограниченном объеме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его воспламенением. Они представляют опасность для человека, поскольку в результате взрыва могут образовываться осколки разрушенных конструкций; в зависимости от силы и источника взрыва могут наблюдаться термическое воздействие и ударная волна.

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- исключение наличия источников возгорания;
- испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП)
- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек;
- исключение вероятности достижения НПВ газами, поступающим из скважины, либо парами взрывоопасных веществ.

Нормы НПВ определяются согласно ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ [13]:

- природный газ – не более 4% по объему;
- пары нефти, бензина – не более 1,25% по объему;
- сероводород – не более 4,3% по объему.

Меры по предотвращению достижения НПВ ограничиваются вентиляцией закрытых помещений, хранением нефтепродуктов в закрытой таре, и применением искробезопасного инструмента.

7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении различных ремонтов скважин существует возможность выброса пластовых флюидов, которые характеризуются пожаро- и взрывоопасностью. Также при проведении спуско-подъемных работ возможно газопроявление. При определённой концентрации и наличии искрения в

неисправных электрических приборах, взрывается газозвдушная смесь. В результате выделения большого количества газа и отсутствии смены воздушной массы в этой области возникает взрывоопасная концентрация.

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

- перечень возможных аварий на объекте;
- способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии;
- действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию людей и проведение предусмотренных мероприятий;
- список и порядок оповещения должностных лиц при возникновении аварии;
- способы ликвидации аварий в начальной стадии;
- список и местонахождение аварийной спецодежды, средств индивидуальной защиты и инструмента;
- список пожарного инвентаря, находящегося на объекте;
- акты испытания СИЗ, связи, заземления;
- график и схему по отбору проб газозвдушной среды;
- технологическая схема объекта;
- годовой график проведения учебных занятий для предотвращения возможных аварий. План реагирования на чрезвычайные ситуации готовится и утверждается один раз в пять лет. Запланированные с сотрудниками бизнеса, занятия проводятся ежемесячно для устранения возможных аварий. Результаты

урока записываются в журнал с подписью ответственного лица от инженера и техника.

7.4 Законодательное регулирование проектных решений

Непосредственное управление и контроль за режимом работы аналитических оборудований должен выполнять, как правило, диспетчер (сменный инженер). Управление должно осуществляться с единого диспетчерского пункта, оснащенного необходимыми средствами связи, телесигнализации, телеуправления, электронно-вычислительной и информационной техники и оперативной технической документации.

В оперативном подчинении диспетчера (сменного инженера) должен находиться персонал, осуществляющий непосредственное управление режимом работы оборудования, в том числе включение и отключение оборудования, шлейфов, нагнетательных и добывающих скважин и переключение запорной арматуры. Диспетчер (сменный инженер) обязан:

- предотвращать работу оборудования с параметрами, превышающими допустимые;
- анализировать состояние оборудования КС;
- принимать необходимые меры по соблюдению установленного режима работы (закачка трассера и т.д.);
- немедленно сообщать главному диспетчеру об изменениях режима работы КС;
- регулярно в установленное время обеспечивать передачу информации о технологическом режиме в ПДС имеющимися средствами.

Прием-передача смены сменным персоналом должны оформляться в диспетчерском журнале. Прием-передача смены во время переключений, пуска и остановки оборудования, аварийных ситуаций, как правило, запрещается.

Прибывшая смена должна принять участие в ликвидации аварии по усмотрению руководства ГП

Режим труда и отдыха персонала объектов КС устанавливают правилами внутреннего распорядка, разработанных в соответствии с Трудовым кодексом Вьетнама и нормативными правовыми актами, утверждаемыми руководителем ЭО (Филиала ЭО), по согласованию с профсоюзным органом. Режим труда и отдыха, включающий регламентированные перерывы, устанавливают с учетом конкретных условий труда, специфики производства и местных условий объекта КС.

Режим труда и отдыха вахтового персонала объектов КС устанавливают положением о его работе, утверждаемым руководителем ЭО (Филиала ЭО), по согласованию с профсоюзным органом. Работа с вредными веществами в условиях превышения гигиенических нормативов возможна при использовании СИЗ и/или при сокращении времени контакта с вредными веществами.

Заключение

Месторождение Белый Тигр имеет многопластовое и сложное геологическое строение, включая, несколько продуктивных горизонтов, пластов и пропластков линзовидного строения. Залежи нефти приурочены к терригенным отложениям нижнего миоцена, верхнего и нижнего олигоцена осадочного чехла и к кристаллическим породам фундамента, имеющим высокую степень неоднородности как по коллекторским свойствам, так и по гидродинамическим характеристикам.

При сопоставлении расчетных показателей предыдущей технологической схемы с фактическими за период 2008-2012 гг. отмечено расхождение по всем объектам разработки. Причины расхождения расчетных показателей предыдущей технологической схемы с фактическими были тщательно рассмотрены

Всего по месторождению рассмотрено 4 варианта разработки.

Анализ проведенных расчетов показывает, что наиболее эффективным с технологической точки зрения является вариант 3, обеспечивающий накопленную добычу нефти в 227,98 млн.т (в 2030г.) и наиболее полную выработку запасов нефти

Применяемый ФХМК заметно усовершенствован (улучшение начальной вязкости, термостойкости) по сравнению с предыдущим проектом, в котором объектом воздействия являлся нижнемиоценовые коллектора, и подходит для жестких условий олигоцена месторождения Белый Тигр

После закачки ФХМК, темп роста обводненности скважин замедлился, дебит реагирующих скважин имеет тенденцию роста, удельный расход газа газлифта снижается.

Результат применения ФХМК технологии для Олигоцена и Миоцена открывает перспективы применения технологии для объектов фундамента месторождения «Белый Тигр»

На основании применения ФХМК технологии, выдан технологический регламент для использования технологии, подходящей по техническим и технологическим условиям для эксплуатации шельфовых месторождений СП «Вьетсовпетро»

Список литературы

1. НИПИморнефтегаз. Уточненная технологическая схема разработки и обустройства месторождения «Белый тигр» (2012г.) Том 1. – М.:СП «Вьетсовпетро», 2012
2. Нгуен Хыу Бинь. Геофизические исследования скважин при изучении магматических коллекторов месторождения белый тигр [Текст] / Нгуен Хыу Бинь // Томский политехнический университет – 2012 г
3. Собранные материалы при производственной в 2016 научно – исследовательской практике в 2017 г. в СП «Вьетсовпетро» (Вьетнам)
4. Нефтяной институт Вьетнама. Усовершенствование технологии увеличения нефтеотдачи терригенных залежей комплексными физико-химическими и микробиологическими методами(2013г) – 96 с
5. Исаев В.И., Нгуен Хыу Бинь. Генезис коллекторов нефти кристаллического фундамента месторождения «Белый Тигр» [Текст] / Исаев В.И., Нгуен Хыу Бинь //Национальный исследовательский Томский политехнический университет
6. Кутовой А.С. Отчет о научно-исследовательской работе «Анализ состояния эксплуатационного фонда скважин, рекомендации по оптимизации 82 его работы и интенсификации нефтедобычи»/ Кутовой А.С., Нгуен К.З., др. //СП «Вьетсовпетро», НИПИморнефтегаз. Вунгтау, 2015г. –С. 117-140
7. Чан Куок Хой. Повышение нефтеотдачи залежи нижнего миоцен месторождения «Белый Тигр» с применением радиоактивнообученных водорастворимых полимерных композиций [Текст] / Чан Куок Хой // Уфимский государственный нефтяной технический университет – 2017
8. Ле Вьет Зунг. Повышение эффективности нефтеотдачи залежи нижнего миоцена с применением физико – химических и микробиологических комплексных методов [Текст] / Ле Вьет Зунг // государственное унитарное предприятие «Институт проблем транспорта энергоресурсов» (ГУП «ИПТЭР»), г.Уфа
9. QCVN 26: 2010/BTNMT. National Technical Regulation on Noise

10. Захаров Л.Н. Техника безопасности в химической в химических лабораториях. – Л.: Химия, 1985г. – 98с
11. Куцын П.В. Охрана труда в нефтяной и газовой промышленности. Учебник для техникумов. - М.: Недра. 1987. – 247 с.
12. Согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме».
13. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов

