

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

Инженерная школа природных ресурсов
Отделение нефтегазового дела
Направление подготовки – 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль подготовки – Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождения

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Оптимизация системы закачки воды в фундаменте центрального свода на нефтяном месторождении «Белый Тигр» (Вьетнам)

УДК_622.276.43–048.34(597)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Нгуен Динь Тхинь		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин М.В.	д.ф.-м.н., профессор		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение «нефтегазовое дело»	Зятиков П.Н.	д.т.н., профессор		

Томск – 2018 г.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

Код результата	Результат обучения
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации техно-логических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Проявлять профессиональную осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в моделировании динамически вязких сред и низкопроницаемых коллекторов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов, материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых

	скважин, прогнозировать режимы безопасной работы нефтегазового оборудования по динамическим, локальным и осредненным параметрам
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

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



Инженерная школа природных ресурсов
 Отделение нефтегазового дела
 Направление подготовки – 21.04.01
 Профиль подготовки – Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождения

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Зятиков П.Н.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Нгуен Динь Тхинь

Тема работы:

Оптимизация системы закачки воды в центральном своде фундамента на нефтяном месторождении «Белый Тигр» (Вьетнам)

Утверждена приказом директора (дата, номер)	
---	--

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> – Геолого-промысловые данные по разработке нефтяного месторождения Белый Тигр, фондовые материалы СП «Вьетсовпетро», научно-техническая литература, материалы конференций. Объектом изучения является нефтяная залежь центрального свода в трещиноватых породах фундамента.
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> – Введение – Объект и методы исследования – Обзор об особенности разработки нефтяных залежей в трещиноватых породах фундамента – Общие сведения о месторождения

<p><i>рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> – Геолого-физическая характеристика месторождения – Характерные основы процесса закачки воды в залежи фундамента месторождения – Анализ текущего состояния разработки и системы ППД на фундаменте месторождения – Рассмотрение применения схемы разработки по глубинному горизонту на фундаменте – Предложение оптимизации системы заводнения путём прослеживания динамика работы скважин на центральном блоке фундамента – Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение – Социальная ответственность – Заключение
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> – Трещиноватые кавернозные горные породы – Широкая микротрещина на образце – Система трещиноватости на поверхности горной породы – Обзорная карта района на шельфе юга Вьетнама – Сводный геолого-стратиграфический продуктивный разрез месторождения – Поперечный геолого-геофизический разрез по центральному своду – Карта границы залежей месторождения – Схема закачки воды от краевой области в центральном блоке фундамента – Схема классификации категории запасов нефти – Основные технологические показатели разработки центрального блока фундамента – Динамика среднего пластового давления по скважинам центрального свода фундамента с 2005 – 2012гг – Динамика пластового давления по нагнетательным скважинам Центрального блока фундамента с 2005 – 2012гг – Схема размещения НСО системы ППД на Белый Тигр. – Сравнение суточной потенциальной производительности всей централизованной системы ППД и фактической суммарной среднесуточной закачкой в 2014г – Схемы разработки нефти по глубинному горизонту первого, второго и третьего варианта – Структурное районирование месторождения Белый Тигр. 3D модель фундамента

	<ul style="list-style-type: none"> – Моделирование Erlich для залежи в трещиноватых породах фундамента Белый Тигр – Схема размещения скважинах в фундаменте центрального блока – Объем закачки по годам и по суткам в каждом году подобранных нагнетательных скважин – Основные показатели подобранных добывающих скважин – Структура капитальных вложений при разработке месторождения Белый Тигр – Характеристика изменения чистой прибыли/убытков от уровня водонефтяного фактора.
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Абраменко Н.С.

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

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин М.В.	д.ф.-м.н., профессор		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Нгуен Динь Тхинь		

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



Инженерная школа природных ресурсов
 Отделение нефтегазового дела
 Направление подготовки – 21.04.01
 Профиль подготовки – Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождения

Форма представления работы:

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

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) /вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.01.2016	<i>Обзор об особенностях разработка нефтяных залежей в трещиноватых породах фундамента</i>	10
14.01.2016	<i>Общие сведения о месторождении Белый Тигр</i>	5
22.01.2016	<i>Геолого-физическая характеристика месторождения Белый Тигр</i>	10
10.02.2016	<i>Характерные основы процесса закачкой воды в залежи фундамента месторождения Белый Тигр</i>	15
17.02.2016	<i>Анализ текущего состояния разработки и системы ППД</i>	15
15.04.2016	<i>Оптимизация системы заводнения путём применения схемы разработки по глубинному горизонту и прослеживания динамика разработки скважин на фундаменте</i>	20
12.03.2016	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
14.03.2016	<i>Социальная ответственность</i>	10
14.05.2016	<i>Оформление работы</i>	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин М.В.	Д.Ф.-М.Н., профессор		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение «нефтегазовое дело»	Зятиков П.Н.	Д.Т.Н., профессор		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Нгуен Динь Тхинь

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Использование системы показателей, отражающих деятельность предприятия применительно к условиям рыночной экономики, с включением в экономические расчеты платежей и налогов.
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	Методическая рекомендация по оценке эффективности инвестиционных проектов.
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	- При уменьшении объема добычи нефти до 20%, IRR получит значение 14,4%; - При уменьшении цены на нефть до 20%, IRR получит значение 13,2%; - При увеличении затрат на капвложения и эксплуатационных затрат до 20%, IRR получит значение 16,3%.
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Выручка от реализации добывающей нефти с БК при цене на нефть 327 долл./тонну : 871,3 млн.долл.; капитальные вложения: 209,5 млн.долл.; эксплуатационные затраты: 174,3 млн.долл.; затраты на демонтаж: 35,3 млн.долл.; суммарные затраты: 419,2 млн.долл.; денежный поток: 197,2 млн.долл.; чистая текущая стоимость (10%): 87,1 млн.долл.; внутренняя норма прибыли (IRR) : 31,2%.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Структура капитальных вложений при разработке месторождения Белый Тигр
2. Характеристика изменения чистой прибыли/убытков от уровня водонефтяного фактора

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к. э. н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Нгуен Динь Тхинь		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Нгуен Динь Тхинь

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Рабочая зона - морские стационарные платформы с техникой сбора, подготовки, транспорта продукции скважин для добычи нефти на месторождении «Белый Тигр».
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты; - (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); - пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе. - Вредные веществ. - Повышенные уровни шума на платформе в процессе работы электродвигателя и других оборудований. <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Термические опасности: действие фактора и средства защиты от термических опасностей: коллективные и индивидуальные защиты. - Механические опасности: действие фактора и средства защиты от механических опасностей. - Электробезопасность: действие фактора и средства защиты от электробезопасности. - Пожаровзрывобезопасность: Действие фактора и средства защиты от пожара, взрыва.
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> - защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<ul style="list-style-type: none"> - Загрязнения атмосферы в результате разработки месторождений. - Загрязнения гидросферы в результате разработки месторождений. - Загрязнения литосферы в результате разработки месторождений. - Решения по обеспечению экологической безопасности и по охране ОС.
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	

<ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<ul style="list-style-type: none"> – Основные возможные ЧС на объекте: разлив нефти при неконтролируемом фонтанировании скважины; утечка и разлив нефти и топлива в процессе эксплуатации; взрыв и пожар. – Наиболее типичной ЧС: утечка и разлив нефти и топлива в процессе эксплуатации. – Мероприятия по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефтепродуктов. – Готовность к срочной ликвидации аварий.
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – Правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы. – Отдел охраны труда и техники безопасности и Центральная служба по безопасному ведению работ, Центр медицинского обеспечения, все должности по безопасности здоровья и ОС (БЗиЗОС) в предприятиях, МСП, БК должны отвечать за любые действия, связанные с БЗиЗОС во всех сферах деятельности СП «Вьетсовпетро».

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Нгуен Динь Тхинь		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 127 с., 29 рис., 20 табл., 26 источника.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ БЕЛЫЙ ТИГР, СИСТЕМА ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ, СКВАЖИНА, СИСТЕМА ЗАВОДНЕНИЯ, ОБВОДНЕННОСТЬ, ПОВЫШЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕОТДАЧИ.

Объектом исследования является центральный блок залежи в трещиноватых породах фундамента нефтяного месторождения Белый Тигр.

Целью данной диссертации являются оптимизация режимов закачки воды для поддержания пластового давления и повышения коэффициента нефтеотдачи на центральном блоке фундамента месторождения Белый Тигр.

В процессе исследования проводился анализ системы заводнения, рассмотрение характерные основы процесса закачки воды, анализ технологических показателей разработки фундамента и рекомендация мероприятия по оптимизации работы системы заводнения.

В результате исследования подтверждается, что: закачка воды в недостаточном режиме обеспечивает поддержание пластового давления выше давления насыщения, а также является перспективным перевод некоторых нагнетательных скважин от непрерывной закачки на периодическую, изменение схемы закачки воды путём перевода некоторых нагнетательных скважин в добывающих скважин.

Степень внедрения – удалось проверить эффективность предлагаемых мероприятий и практически применить их на нефтепромысле.

Область применения – на морских месторождениях Вьетнама.

Экономическая эффективность – представляемая работа является технико-экономическим обоснованием, подтверждающим экономическую целесообразность проведения промысловой эксплуатации на центральном блоке фундамента месторождения Белый Тигр.

ПЕРЕЧЕНЬ ОБОЗНАЧЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ

ВНК – водонефтяной контакт

СПБУ –самоподъемной буровой установки

ГИС – геофизическое исследование скважины

PLT – эксплуатационный каратаж

ПЗС – призабойная зона скважины

ППД – поддержание пластового давления

ФЕС – фильтрационно-ёмкостные свойства

КИН – коэффициент извлечения нефти

БС – буровой ствол

БКНС – блочные кустовые насосные станции

ГТМ – геолого-технические мероприятия

КНС – кустовые насосные станции

НКТ – насосно-компрессорная труба

НСО – насосное силовое оборудование

ОПЗ – обработка призабойной зоны

ПВЛГ – перевод на вышележащий горизонт

СП – совместное предприятие

ЦНС – центробежный насос секционный

МСП – морская стационарная платформа

БК – блок-кондуктор

ЦТП – центральная технологическая платформа

ИВНК – искусственный водонефтяной контакт

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	14
ГЛАВА 1. ОБЗОР ОБ ОСОБЕННОСТЯХ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В ТРЕЩИНОВАТЫХ ПОРОДАХ ФУНДАМЕНТА.....	17
1.1. Нефтяные залежи в фундаменте.....	17
1.2. Сведение о трещиноватых фундаментах.....	19
1.3. Разработка нефти в трещиноватых фундаментах на мире	21
1.4. Разработки нефтяной залежи в трещиноватых фундаментах на шельфе Вьетнама. .	24
1.5. Общие особенности разработки нефтяных залежей в трещиноватых фундаментах.	26
ГЛАВА 2. ХАРАКТЕРНЫЕ ОСНОВЫ ПРОЦЕССА ЗАКАЧКИ ВОДЫ В ЗАЛЕЖИ ФУНДАМЕНТА МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР»	30
2.1. Процесс движения закачиваемой воды в трещиноватых породах фундамента.	30
2.2. Механизм образования языков обводнения.....	32
2.3. Условия поддержания пластового давления.....	33
2.4. Определение времени закачки воды	35
2.5. Контроль пластового давления в трещиноватых породах фундамента.	36
2.6. Мероприятия повышения эффективности нагнетания воды.....	38
2.7. Выводы и рекомендации по главе 2.....	42
ГЛАВА 3. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ И СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА ФУНДАМЕНТЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР»	43
3.1. Технологические показатели разработки фундамента.....	43
3.2. Насосно-силовое оборудование	56
3.3. Выводы по главе 3	60
ГЛАВА 4. ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ ПУТЁМ ПРИМЕНЕНИЯ СХЕМЫ РАЗРАБОТКИ ПО ГЛУБИННОМУ ГОРИЗОНТУ И ПРОСЛЕЖИВАНИЯ ДИНАМИКА РАЗРАБОТКИ СКВАЖИН НА ФУНДАМЕНТЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР»	61
4.1. Применение схемы разработки по глубинному горизонту для разработки нефтяной залежи трещиноватого фундамента.	61
4.2. Предложение оптимизации системы заводнения путём прослеживания динамика работы скважин на центральном блоке фундамента.....	68
4.3. Вывод и рекомендация по главе 4.....	77
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	78
СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА.....	79
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	80

ВВЕДЕНИЕ

Редкое открытие нефти в фундаменте месторождения Белый Тигр является особым достижением, изменившим перспективы и ориентацию на обнаружение, поиск, разведку нефтяных и газовых месторождений во Вьетнаме и во всем мире. Залежи такого типа имеют нетрадиционно-геологическую структуру и высокий уровень неоднородной проницаемости. Из-за этого система мероприятий разработки не сможет применяться как обычно, особенно мероприятия нагнетания воды для поддержания пластового давления.

Залежи в трещиноватых породах фундамента месторождения Белый Тигр – система двойной пористости и двойной проницаемости. Такая особенность ограничила эффективность вытеснения нефти водой.

В технологической схеме разработки и обустройства месторождения Белый Тигр (2013 г.), режим закачки воды в фундаменте центрального блока спроектирован с текущим компенсацией 110%. Это позволяет обеспечивать поддержание пластового давления на кровле центрального свода на 0,5-1 МПа выше давления насыщения.

Реальная разработка показывает, что накопленная компенсация от закачки воды до 2013 г. только достигнула 86%, поэтому уменьшение давления на кровле продолжается. Но давление насыщения тоже понижается, в результате этого давление на кровле еще на 0,8 МПа выше давления насыщения.

Итак, на настоящей стадии разработки месторождения Белый Тигр повышение эффективности системы поддержания пластового давления на основе анализа работы нагнетательных скважин является более важной задачей. Актуальная проблема определяется оптимальным выбором схемы разработки по глубинному горизонту, а также прослеживанием влияния между нагнетательных и добывающих скважин для оптимизации работы групп таких скважин

Аннотация

В данной диссертации приведены обзор об особенностях разработки нефтяных залежей в трещиноватых породах фундамента, геолого-физическая характеристика месторождения Белый Тигр, характерные основы процесса закачки воды в залежи фундамента. Проанализированы текущее состояние разработки и системы поддержания пластового давления на фундаменте, мероприятия по оптимизации системы заводнения центрального своде фундамента путём применения схемы разработки по глубинному горизонту и прослеживания динамики разработки скважин на центральном своде, которые являются примером для проектирования и разработки других нефтяных месторождений такого типа с трещиноватыми породами в фундаменте.

В первой главе рассмотрены сведения о трещиноватых фундаментах, обзор об особенностях разработки нефтяных залежей в трещиноватых породах фундамента на мире и на шельфе Вьетнама.

Во второй главе представлены общие сведения о месторождении Белый Тигр, краткое геологическое строение месторождения, а также коллекторские свойства пород продуктивных комплексов.

В третьей главе рассмотрены механизм образования языков обводнения, определение времени закачки воды, условий поддержания пластового давления и мероприятия по повышению эффективности нагнетания воды.

В четвертой главе проанализированы технологические показатели разработки фундамента месторождения Белый Тигр, энергетическая характеристика залежи нефти, система заводнения и насосно-силовое оборудование

В пятой главе приведены оценка применения схемы разработки по глубинному горизонту в центральном своде фундамента и предложения оптимизации системы заводнения путём прослеживания истории разработка нагнетательных и добывающих скважин в этом своде.

Объект и методы исследования

Объектом исследования является центральный блок залежи в трещиноватых породах фундамента нефтяного месторождения Белый Тигр.

Задачи исследования включают:

- Рассмотрение характерных основ процесса закачки воды;
- Анализ технологических показателей разработки фундамента;
- Анализ системы заводнения и энергетической характеристики залежей нефти;
- Рассмотрение насосно-силового оборудования;
- Оценка применения схемы разработки по глубинному горизонту;
- Оптимизация системы заводнения путём прослеживания динамики разработки скважин.

Для выполнения работы использовались текстовый редактор Microsoft Word, электронная таблица Microsoft Excel, графическая программа Microsoft Paint, а также финансовая эффективность была рассчитана с помощью программ Microsoft Excel. Презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

Научные положения

1. Закачка воды в недостаточном режиме (86%) обеспечивает поддержание пластового давления выше давления насыщения и позволяет повышать нефтеотдачу пласта

2. Для повышения нефтеотдачи является перспективным перевод режим работы некоторых нагнетательных скважин от непрерывной закачки на периодическую закачку, а затем их перевод в режим добывающей скважины.

ГЛАВА 1. ОБЗОР ОБ ОСОБЕННОСТЯХ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В ТРЕЩИНОВАТЫХ ПОРОДАХ ФУНДАМЕНТА

1.1. Нефтяные залежи в фундаменте.

Нефть была впервые обнаружена в 1855 году в районе Ухты (Россия) и в США в 1857. С 1859 г. в области промышленности США начали разведку нефти и газа [1]. Сегодняшний день нефть найдется во многих местах мира, особенно на Ближнем Востоке и в России. Нефть накапливается в отложениях различных осадочных структур; нахождение нефти в трещиноватых кавернозных фундаментах открыло новое направление в области разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений.

Промышленная нефтегазоносность фундамента платформенных областей является одной из активно обсуждаемых проблем в современной геологии нефти и газа. Активизации дискуссии послужило открытие в 1988 г. уникальной нефтяной залежи в гранитах мезозойского фундамента шельфа южного Вьетнама на месторождении Белый Тигр. Однако эта проблема возникла раньше, в декабре 1918 г, когда получен начальный промышленный приток нефти и газа из трещиноватых гранитов на месторождении Пэнхендл-Хьюготон (США). В 1925 г. на гигантском нефтяном месторождении Ла-Пас (Венесуэла) в гранитах выявлена еще одна залежь нефти в фундаменте [2].

В настоящее время известно более 450 месторождений с промышленными скоплениями нефти, газа и конденсата в фундаменте 54 нефтегазоносных бассейнах мира [2].

Скопления нефти и газа в магматических и метаморфических породах фундамента открыты практически на всех континентах и в акватории Мирового океана. Однако, несмотря на открытие в фундаменте промышленных месторождений, в том числе крупных, целенаправленные поиски залежей углеводородов в фундаменте ведутся в ограниченных объемах. Это обусловлено тем, что не ясна природа емкости пород фундамента, не

разработаны методы выделения коллекторов в кристаллических породах, их вскрытия и освоения.

В то же время, современная концепция тектоники литосферных плит, геодинамики деформаций позволяет рассматривать магматические породы как нетрадиционный вид пород-коллекторов, с которыми может быть связан огромный углеводородный потенциал. От этого позволяет открыть ряд высокопродуктивных месторождений нефти в магматических породах, включая месторождения на шельфе южного Вьетнама, а также месторождений нефти и газа в метаморфических породах.

В связи с тем, что большинство выявленных залежей приурочено к верхней части разреза фундамента, бурением, как правило, вскрывают фундамент на глубину первых десятков метров, а опробование проводится только при наличии явных нефтепроявлений.

1.2. Сведение о трещиноватых фундаментах.

Существует много определений трещиноватых горных пород, возможно, это разрушение непрерывности поверхности горных пород. Другими словами, это результат процесса разрушения или расстыковки части горных пород из-за тектонического действия в условиях большего пластового давления и температуры [4].

Трещиноватые горные породы, в которых приурочена нефть, являются потенциальными эксплуатационными объектами с различными характеристиками, поэтому необходимо проводить глубокое исследование геологии, чтобы установить научную основу для поиска, разведки и добычи нефти и газа. Имеет два основных типа нефтяных трещиноватых горных пород: трещино-кавернозные горные породы и трещино-кавернозные вперемежку с матричными блоками.

По уровни трещиноватости, можно разделить на микротрещины и большие трещины. Микротрещины разделяют на следующие виды [2]:

- Очень узкие микротрещины: $0,005 \div 0,01$ мм;
- Узкие микротрещины: $0,01 \div 0,05$ мм;
- Широкие микротрещины: $0,05 \div 0,15$ мм.

Микротрещин типа а и б популярно распространены в тонких слоях известняка и доломита.

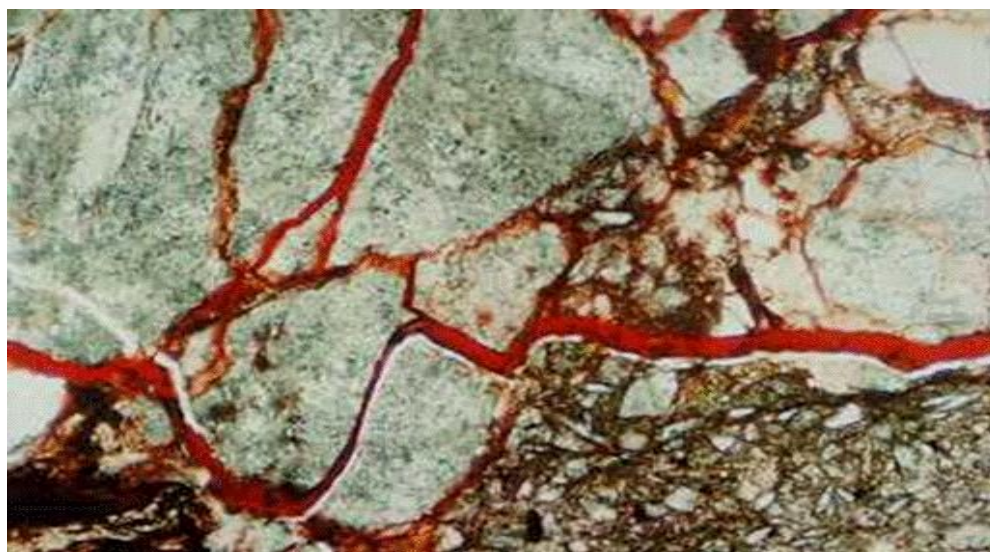


Рисунок 1.1– Трещиноватые кавернозные горные породы.



Рисунок 1.2 – Широкая микротрещина на образце.

1.3. Разработка нефти в трещиноватых фундаментах на мире

По видимому, первое целенаправленное бурение с целью оценки нефтеносности фундамента было проведено в Венесуэле на месторождении La Paz в бассейне Маракайбо. Скважина Р-86, пробуренная в 1953 г., вскрыла 332м пород фундамента, представленных в основном гранитами и гранодиоритами. При опробовании пород фундамента получен приток легкой нефти ($0,855 \text{ г/см}^3$) дебитом $620 \text{ м}^3/\text{сут}$. В 1987 г. на этом месторождении на фундаменте было пробурено 17 продуктивных скважин. Нефть содержится в трещиноватых гранитах, гранодиоритах, местами в метаморфических породах [3].

На северо-восточном продолжении антиклинали La Paz расположено месторождение Mara. Фундамент, вскрытый в среднем на глубину 363м в 29 скважинах, представлен гранитами и метаморфическими породами. Средний дебит нефти около $350 \text{ м}^3/\text{сут}$., максимальный - $2703 \text{ м}^3/\text{сут}$. Породы фундамента сильнотрещиноваты. Углы наклона трещин близки к субвертикальным.

В США на территории Мид-Континента (Внутренний бассейн) открыто несколько месторождений нефти и газа, связанных с породами кристаллического фундамента, среди которых выделяется гигантское нефтегазовое месторождение Хьюстон-Панхендл, начальные извлекаемые запасы которого составляют 223 млн. т нефти, 2000 билл. м^3 газа. Нефть залегает в гранитном докембрийском фундаменте. Пористость кристаллических пород достигает 22%, коллектор - трещинно-каверновый.

В штате Невада выявлено семь месторождений нефти, связанных с интрузивными породами, которые представлены гранитами и гранодиоритами.

В Сиртском бассейне (Ливия) порядка 100 месторождений нефти связаны с фундаментом. Самое крупное из них - Ауджила-Амаль приурочено к гранитам, гранофирам и риолитам докембрийского возраста [3].

На месторождении Ауджила продуктивными являются гранитоидные породы фундамента и известняки. Суммарные извлекаемые запасы нефти в гранитоидных породах составляют 512 млн. т. Дебиты скважин от 100 до 1000

м³/сут и более. Однако только в скважине D6 фундамент был опробован отдельно и дал нефть с начальным дебитом 191 м³/сут [3].

Небольшие месторождения нефти и газа открыты в магматических породах фундамента Днепровско-Донецкой впадины (Украина), которые представлены гранитами, гранодиоритами, амфиболитами и мигматитами, сильно измененными вторичными процессами. Залежи нефти выявлены в коре выветривания, зонах разуплотнения и трещиноватости, которые прослеживаются на глубину до 350м от поверхности фундамента, дебиты небольшие (порядка 109 м³/сут. на Хухряковском месторождении).

Месторождение Оймаша в Южно-Мангышлакском нефтегазоносном бассейне (Казахстан) открыто в 1981 г. Залежь нефти связана с центральным блоком ранитоидного массива. Этаж нефтеносности 90-140 м. Коллекторами являются кавернозные, поровые и трещиноватые гранитоиды. Общая пористость меняется от 6,7 до 8,7% [3].

Ряд нефтяных месторождений в магматических породах фундамента открыт в Египте, в зоне Суэцкого грабена. Промышленная нефть в породах магматического фундамента Суэцкого грабена получена из высокотрещиноватых гранитов, трещиноватость которых имеет ориентацию, обусловленную несколькими структурными деформациями.

Самым южным в этой зоне является месторождение Хургада, расположенное вблизи береговой линии при впадении залива в Красное море. Месторождение приурочено к погребенному выступу фундамента, сложенному в основном гранитами. Граниты фундамента вскрыты на глубину до 610 м, залежь нефти, по существующим представлениям, связана с корой выветривания гранитов [3].

К северо-западу от Хургады открыто месторождение Гемза, которое приурочено к погребенному гранитному кряжу. Нефтеносными являются трещиноватые граниты. Дебит скважин составляет 111÷458 м³/сут [3].

Месторождение нефти Бохолла-Чангпанг в трещиноватых гранитоидных коллекторах, открытое в семидесятые годы в индийском штате Ассам(Индии).

Площадь Бохолла-Чангпанг представляет собой двухсводовое поднятие, разбитое на отдельные, смещенные относительно друг друга блоки. Дебиты в отдельных скважинах достигают $500 \text{ м}^3/\text{сут}$. Однако периферийные скважины и скважины, пробуренные в погруженных блоках, быстро обводняются. Для коллекторов гранитоидного фундамента характерны площадная неоднородность в распределении трещиноватости и наличие нескольких генераций трещин.

Крупное месторождение нефти и газа Бомбей Хай было открыто в 1974 г. в 150 км от западного побережья Индии. Залежи нефти в фундаменте связаны с коллекторами в базальтах и гранито-гнейсах. Продуктивными являются также базальные песчаники, залегающие непосредственно на фундаменте, и известняки миоцена. Четыре скважины (ВН-36, ВН-19, SY-5, SY-7) были пробурены по фундаменту на глубину 200 м и во всех получены притоки нефти дебитом более $160 \text{ м}^3/\text{сут}$ [3].

Для месторождений Индии, связанных с магматическими породами, характерно развитие нескольких генераций трещин с различными направлениями простирания и углами наклона. Проведенными исследованиями установлено наличие трещин с большими (до 75°) и малыми (до 20°) углами падения.

1.4. Разработки нефтяной залежи в трещиноватых фундаментах на шельфе Вьетнама.

В пределах шельфа южного Вьетнама широко развиты магматогенные трещиноватые коллектора фундамента мезозойского возраста.

Месторождение Белый Тигр расположено на южном шельфе Вьетнама, в 120 км от города-порта Вунгтау и является уникальным по запасам нефти, имеет доказанную эффективную высоту более 1700 м. Из месторождения уже добыто около 200 млн. т нефти. Максимальная годовая добыча нефти по фундаменту в целом приходится на 2002 г. – 12076 тыс.т. Затем начинается снижение добычи из-за роста обводненности и прекращения фонтанирования скважин [1].

Первый промышленный приток нефти на месторождении Белый Тигр получен из нижнемиоценовых отложений компанией «Mobil» в 1975 г. из скважины ВН-1. В 1988 г. впервые получен фонтан нефти с дебитом около 2830 т/сут при повторном испытании скважин на МСП-1 месторождения Белый Тигр в Кыулонгской впадине с глубины 3150 м.

Открытие уникальной нефтяной залежи в трещиноватых гранитоидах мезозойского фундамента активизировало поисково-разведочные работы на образования магматогенного фундамента на шельфе Вьетнама и региона в целом.

Промышленные притоки и признаки нефти и газа в настоящее время получены также в Южно-Коншонском прогибе Меконгского нефтегазоносного бассейна (см. табл. 1.1). Нефтяные месторождения в трещиноватых фундаментах в Вьетнаме представляются в следующей таблице:

Таблица 1.1

Нефтяные месторождения в трещиноватых фундаментах в Вьетнаме

№	Месторождение	Год нахождения
1	Белый Тигр	1986
2	Дракон	1993

3	Заря	1994
4	Руби	1995
5	Черный Лев	2000
6	Жёлтый Лев	2001
7	Белый Лев	2003
8	Тханг Лонг	2008
9	Дай Хунг	2008

1.5. Общие особенности разработки нефтяных залежей в трещиноватых фундаментах.

1.5.1. Нефтяные залежи в трещиноватых фундаментах расположены с высокой глубиной.

Нефтяные залежи в трещиноватых фундаментах имеет ВНК по широкому диапазону колебания от 2000 (месторождение Карачок в Сирии) до 5500м (месторождение Тенгиз Казахстана).

1.5.2. Эффективная толщина нефтяной залежи в фундаменте большая.

Нефтяные залежи в трещиноватых фундаментах имеет эффективную мощность от 250 м до более 1700 м, пластовое давление и температура высокие, дебит добывающих скважины часто высокий; нефтяное месторождение в трещиноватых фундаментах имеет эффективную мощность 260м как Кокдумалакское месторождение в Узбекистане. Нефтяные залежи в трещиноватых фундаментах месторождения Белый Тигр имеет самую эффективную мощность более 1700 м и много добывающих скважин работают с дебитом больше 1500 т/сут [5].

1.5.3. Общая пористость нефтяных залежей не превышает 1%.

Нефтяные залежи в трещиноватых фундаментах с очень маленькой пористости, которая уменьшается неравномерным по глубине. На крыши фундамента, местная пористость может составлять до 5–6%, но в высокой глубине под высоким давлением, пористость маленькая и составляет 0,1–0,6%. Результаты исследования многих месторождений показали, что средняя пористость всего нефтяных залежей не превышает 1%; как правило, от 0,06 до 1% [7].

1.5.4. Трещиноватость характерна систематичным свойством.

В нефтяных залежах развивают трещиноватые горные породы, большие трещины связываются друг с друга и образуется система трещиноватости. В каждой системе трещиноватости имеет два главной группы разломов, которые пересекаются с направлением примерно 90° .



Рисунок 1.4 – Система трещиноватости на поверхности горной породы.

1.5.5. Проницаемость трещиноватых горных пород имеет характер анизотропии с большим значением и сильно зависит от давления.

Проницаемость трещиноватых горных пород в пространственной системе координат с тремя направлениями Ox , Oy , Oz обозначена K_x , K_y , K_z относительно и имеют разные значения. Значение проницаемости по одному направлению может быть больше несколько раз (даже сотни раз), чем значение проницаемости в другом направлении. Зоны, которые имеет хорошую проницаемость, лежат вблизи кровли фундамента. Чем глубина высокая, чем неравномерно уменьшается значение проницаемости.

В среде нефтяных трещиноватых фундаментах, проницаемость сильно зависит от давления. Когда давление изменяется, проницаемость изменяется как правило по нелинейному закону $k = k_0 \cdot e^{-\alpha \Delta P}$. Проницаемость k_0 трудно определяется в лаборатории из-за того, что образец керна в поверхностном условии не сохранит состояние как в пластовых условиях. Сильная зависимость проницаемости от давления отражает характер сжижения или расширения горных пород при изменении давления. На рисунке 1.5 представляет работа

скважины со режимами многих различных депрессий, различными интервалами поток нефти и различными дебитами.

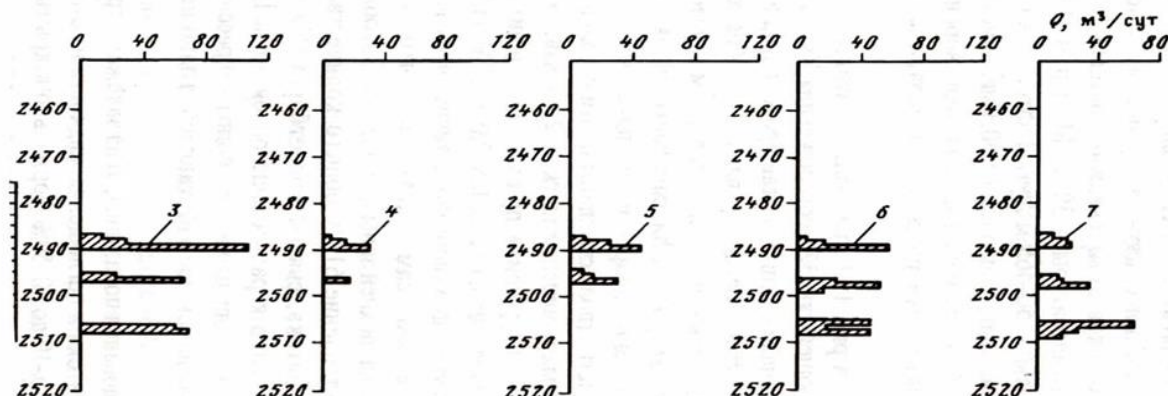


Рисунок 1.5 – Интервалы работы скважины с многими различными режимами.

1.5.7. Нефтяные параметры залежей изменяются по глубине

Эффективная толщина в залежи трещиноватого фундамента значительно высокая и сильно влияет на нефтяные параметры как концентрации газа, давления насыщения, объемный коэффициент, вязкость, плотность, коэффициент сжимаемости, содержание метана и т.д. Эти параметры изменяются в зависимости от глубины нефтяной залежи. Правило изменения этих параметров по глубине в зависимости от строения залежи, литологического состава, давления и температуры каждой конкретное месторождения. Эта особенность проявляется в залежи с большой эффективной толщиной как в залежи месторождения Белый Тигр [8].

1.5.8. Приток нефти в трещиноватых фундаментах подчиняется по нелинейному закону Дарси.

Приток нефти в трещиноватых кавернозных фундаментах имеет высокую скорость и представляется по формуле:

$$\frac{\Delta P}{L} = \frac{\mu}{k} v + \beta \frac{\rho}{\sqrt{k}} v^2 \quad (1)$$

Здесь ΔP – депрессия; L – длина интервала исследования; k – проницаемость; μ – динамическая вязкость; ρ – плотность жидкости; v – скорость притока; β – коэффициент, определяемый в лаборатории.

В этой формуле, когда скорость притока маленькая, тогда можно убирать второй член, то есть формула становится формулой линейного закона Дарси.

1.5.9. Трещиноватый фундамент обладает необратимым свойством.

В процессе разработки нефти в залежи трещиноватых фундаментов, когда происходит извлечение жидкости с объемом V , пластовое давление снизится от значения P_0 до P . Но, если совершить закачку в пласт именно таким объемом жидкости V , пластовое давление P не восстановится до начального значения P_0 . Это объясняется необратимым свойством трещиноватых фундаментов [10].

Чтобы восстановить пластовое давление до начального значения, необходимо закачать в пласт объем жидкости больше отборного объема V .

ГЛАВА 2. ХАРАКТЕРНЫЕ ОСНОВЫ ПРОЦЕССА ЗАКАЧКИ ВОДЫ В ЗАЛЕЖИ ФУНДАМЕНТА МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР»

2.1. Процесс движения закачиваемой воды в трещиноватых породах фундамента.

Вода закачивается в пласт через насос скважин, распространяя на окружающую ПЗС, образуя прокладочные воды на местном уровне. В зависимости от величины проницаемости и направления трещин ПЗС, вода будет распространена на окружающую зону быстро или медленно, во многих направлениях, или только в одном из нескольких направлений.

Для нефтяной залежи с трещиноватыми коллекторами в начале периода закачки вода имеет тенденцию к снижению, который представляется в малом количестве обводненных добывающих скважин, рабочий диапазон скважин находятся довольно глубоко проникновения воды. Через некоторое время закачиваемая вода насыщает дно и потом медленно растет. Под сильным давлением насоса (может быть больше 650 атм в забое), встречаясь с узкими трещинами, имеющими хорошую проницаемость, воды будут оттеснять нефти, поднимаются и образуют локальные языки обводнения. Во время движения, вода по соответственным трещинам пересекает интервалы между рабочими эксплуатационными скважинами и проникает в скважины [8].

На самом деле, время движения воды от нагнетательных скважин до добывающих скважин на залежи фундамента «Белый Тигр» составляет только около 2 лет. Однако, когда "канал подключенный", время движения воды от нагнетательной скважины до добывающей скважины очень короткое. Закачка воды, как правило, возникает внезапно с интенсивностью, отношение воды в продукции увеличивается в течение короткого времени (см. табл. 3.1).

Таблица 3.1

Обводненности некоторых добывающих скважин в фундаменте месторождения Белый Тигр.

№ скв.	Добываемая вода(м ³)	Обводненность (%)	Время (месяц)
X ₄₁₇	11,1 - 450	1 - 85	20
X ₄₃₀	85 – 313,9	9,5 – 48	3

X ₆₀	24,5 – 192,3	5,4 – 24,9	4
X ₄₀₉	Контроль низкого дебита	5,5 – 66,7	12

На залежи фундамента в месторождении «Юго-Восточной Дракон», только через 3 месяца после закачки воды в скважинах 14, вызвало наводнение в добывающей скважине 21 и должно остановиться. В месторождении «Черный Лев», закачка воды сделала обводненность некоторых добывающих скважин после всего лишь одного года [16].

Таким образом, движение закачиваемой воды на фундаменте с трещиноватыми коллекторами по принципу «плунжер» было достаточно быстрым, с большой скоростью, в любом направлении и возможно, обводнены огромные добывающие скважины.

2.2. Механизм образования языков обводнения

Многие исследования говорят, что закачиваемая вода двигается в нефтяном пласте по механизму «пальцами».

Когда вода впрыскивается на залежи фундамента с трещиноватыми коллекторами, в ПЗС возникает кольматаж (механическое осаждение частиц в поровом пространстве, вызывающее снижение фильтрационных характеристик водовмещающих пород) объем нагнетания воды увеличивается со временем, создавая области высокого давления, чтобы подтолкнуть воду во многие направления. Под действием высокого давления и в связи с подвижным характером воды, когда она встретится с некоторыми трещинами, имеющими большую проницаемость, вода будет двигаться быстрее, произойдет подъем и формирования языков обводнения. Поскольку вода впрыскивается непрерывно в течение долгого времени, постепенно увеличивается объем перекачиваемой воды, язык обводнения, образующийся в начальном момента будет погружаться в расширении объема промежуточной воды. Объем прокладочной воды повышается, поверхность прокладочной воды набухает и встречается с другими трещинами, имеющими хорошую проницаемость, создается новый язык обводнения.

Процесс формирования и потопление языков обводнения проходили непрерывно, с различными уровнями в самой залежи, под воздействием закачиваемой воды. Это механизм формирования и потопление языков обводнения в фундаменте с трещиноватыми коллекторами [17].

Добыча нефти под действием краевых вод в фундаменте с трещиноватыми коллекторами, в соответствии с этим механизмом, но на гораздо более низких уровнях, потому что перепад давления между добывающими скважинами и краями часто не очень большой.

2.3. Условия поддержания пластового давления

Проблема закачки воды в фундаменте с трещиноватыми коллекторами, полностью компенсируя 100% пластовой энергии, сохраняет добычу нефти, устойчивое и низкое содержание воды в продукции очень сложна.

Поскольку в этих условиях пластовая продукция состоит только из нефти и воды, а газ находится в растворенном состоянии, то можно написать следующее уравнение баланса расходов жидкостей, приведенных к пластовым условиям:

$$\sum Q_{\text{наг}}(t) \cdot b_{\text{в}} = \sum Q_{\text{н}}(t) \cdot b_{\text{н}} + \sum Q_{\text{в}}(t) \cdot b_{\text{в}}', \quad (2)$$

где $Q_{\text{наг}}$ – объемный расход нагнетаемой воды при стандартных условиях;

$b_{\text{в}}$ – объемный коэффициент нагнетаемой воды, учитывающий увеличение объема воды при нагревании до пластовой температуры и уменьшение ее объема при сжатии до пластового давления;

$Q_{\text{н}}$ – объемная добыча нефти (суммарный дебит) при стандартных условиях (дебит товарной нефти);

$b_{\text{н}}$ – объемный коэффициент нефти, учитывающий ее расширение за счет растворения газа, повышения температуры и незначительное сжатие от давления;

$Q_{\text{в}}$ – объемная добыча извлекаемой из пласта воды, измеренная при стандартных условиях;

$b_{\text{в}}'$ – объемный коэффициент извлекаемой минерализованной воды, который может отличаться от объемного коэффициента для пресной воды.

Технологические вышеперечисленные условия применяются с целью поддержания давления и остаются на текущих уровнях. По условию (2), задача закачки воды стала задачей распределения закачиваемой воды для наименьшей обводненности.

Поскольку трещиноватые породы имеют необратимый характер и предпочитают держать пластовое давление, то должны быть добавлены к воде

добвленные воды $Q_{\text{наг. доб.}}$ для того чтобы трещины не закрывались при условии перепада давления, в то время как условие (3) будет иметь вид:

$$\sum Q_{\text{наг}}(t) \cdot b_v + \sum Q_{\text{наг. доб.}}(t) \cdot b_v = \sum Q_n(t) \cdot b_n + \sum Q_v(t) \cdot b_v', \quad (3)$$

где $\sum Q_{\text{наг. доб.}}(t) \cdot b_v$ – масса добавленной воды. Она в зависимости от особенностей каждого типа породы трещин и конкретных условий коллектора, колебается в диапазоне 5–10% от общего объема нагнетаемой воды ($\sum Q_{\text{наг}}(t) \cdot b_v$).

2.4. Определение времени закачки воды

Состояние пластового давления резко упало, когда добывающие скважины вступили в эксплуатацию и началась обводненность вскоре после закачки воды на месторождении. Поэтому надо выяснить и определить правильное время с рациональным объемом закачки воды.

Поскольку трещиноватые породы имеют необратимый характер и предпочитают держать пластовое давление, должны быть нагнетены воды больше чем получаемая жидкость. Вода подает в больших количествах в течение короткого времени, будет зажимать нефть, сильно проникать в добывающие скважины, в результате чего резко увеличивается содержание воды в продукции.

Результаты мониторинга процесса закачки воды в фундаменте месторождения «Белый Тигр», месторождение «Юго-Восточной Дракон», месторождение Черный Лев показали, что должно быть сделано ранее нагнетание, с небольшим объемом, невысоким темпом, что поможет поддержать пластовое давление стабильно, пластовое давление будет снижаться медленно и вызывать мало обводненности. Масштаб нагнетаемой воды увеличится, в соответствии с объемом добытой нефти, будет обеспечена стабильная добыча.

Для месторождений с очень низкой пластовой энергией, на одном уровне с гидростатическим давлением, как месторождения «Южной Дракон» и «Черепаша», где активные пластовая вода и краевая вода, со многими добывающими скважинами были погружены без закачки, может применяться метод "запечатанная закачка", чтобы улучшить пластовое давление до требуемого уровня и немедленно осуществить на ранней стадии, когда месторождение вступило в эксплуатацию.

2.5. Контроль пластового давления в трещиноватых породах фундамента.

Поддержание пластового давления на требуемом уровне обеспечит стабильную добычу. Поэтому надо контролировать пластовую энергию. Результаты нагнетания воды контролировались через значения пластового давления до и после закачки. Значение пластового давления измеряется в скважинах, преобразуется в ту же определяемую глубину, позволяя управлять средней пластовой энергией по времени. Для скважин систематического непрерывного мониторинга работа становитя проще. Однако в некоторых месторождениях для управления пластовым давлением надо построить многие скважины для измерения, что влияет значительно на план производственных месторождений.

Может применяться метод последовательно приближенный для определения среднего пластового давления залежи. Метод построен на основе уравнения материального баланса (2), между общим количеством нефти, добываемыми водами и общей закачки воды в пластовых условиях. Для выполнения расчета, измеряемое значение начального пластового давления должно быть достаточно надежным выбором (выбраем значения давления пласта в скважине с интенсивным движением, долгим временем закрывания скважины и быстром восстановлением). Блок-схема расчетов по последовательному приближенному методу показан на рисунке 3.1 .

Уравнение материального баланса записывается в виде:

$$\Delta P_i = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_H \cdot b_H + Q_B \cdot b'_B) - \sum_{j=1}^m Q_{\text{наг}} \cdot b_B}{V_o \cdot \beta_i^*} \quad (4)$$

где $\Delta P_i = P(0) - P_i(t_i)$, $t_0 > 0$;

$P(0) = P_0(\text{atm})$ – начальное среднее пластовое давление в абсолютной глубине – H_0 , м;

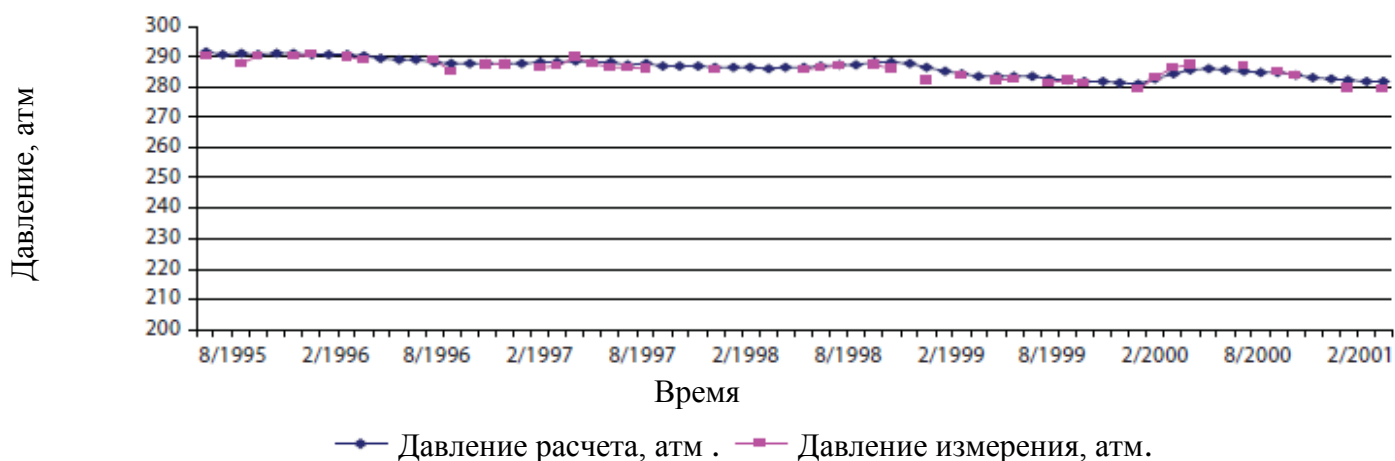


Рисунок 3.1 – Сравнение пластового давления по расчетам и фактическому измерению в Центральном блоке фундамента месторождения Белый Тигр

где $P(t_i)$ – среднее пластовое давление в моменте времени t_i ;

$Q_n, Q_v, Q_{наг.}$ – извлечения нефти, воды и закачка воды в моменте t_i ;

b_n, b'_v, b_v – объемные коэффициенты нефти, извлекаемой минерализованной воды и закачки воды (пресной воды) в пластовом давления условиях;

V_0 – запас объекта эксплуатации;

β^*_i – коэффициент сжимаемости залежи.

Метод последовательных приближений применен для вычисления среднего пластового давления центрального блока фундамента месторождения Белый Тигр. Рассчитанные результаты полностью совпадают с измерением фактического давления пласта. Преимущества метода – это способность контролировать среднее давление пласта в любое время, быстрое время расчета, что позволяет предварительно определить значения давления будущем, помочь проверить правильность результатов измерений в скважинах, дополнить значения среднего пластового давления в момент никаких измерений или когда колодцы не разделены. Метод контроля пластового

давления в фундаменте с трещиноватыми коллекторами был отмечен как инновация и автор был награждён из СП «Вьетсовпетро».

2.6. Мероприятия повышения эффективности нагнетания воды

Ниже приведены решения и схемы закачки воды, применяемые в реальных или предлагаемых условиях для поддержания пластового давления в фундаменте с трещиноватыми коллекторами [10].

2.6.1. Схема закачки воды в кустовых

Залежи в фундаменте с трещиноватыми коллекторами обычно массивные, имеют большие эффективные толщины и неоднородности в свойствах проницаемости и пористости, поэтому положение скважин распределяется в зависимости от возможностей извлечения каждой области. Эта характеристика приводит к снижению пластового давления сильно или слабо зависимых от добычи нефти, полученной в каждой конкретной области.

Для обеспечения устойчивой добычи, схема нагнетания воды по каждому кусту скважин устанавливается и распространяется в соответствие с группами добывающих скважин. Схема нагнетания воды в кусте скважин эффективно применяется в залежи фундаментв месторождения «Белый Тигр».

2.6.2. Схема закачки воды из краевой области

Схема закачки воды от краевой области строится на основе, как правило, залежи в фундаменте с трещиноватыми коллекторами обычно массивные, имеющие приобойные воды или искусственные приобойные воды. Применение схемы закачки краевой воды позволяет не только создать промежуточную воду в ПЗП, но и отталкивать нефти от нижней до кровли фундамента.

Экспресс испытание схемы закачки воды от краевой области до кровли фундамента осуществляется при помощи гидродинамического моделирования для Центрального блока фундамента месторождения «Белый Тигр» в период с 2003 по 2020 года, при постоянном пластовом давлении. Схема построена на

Центральном блоке, на основе системы также 19 нагнетательных скважин, которые находятся на границе края.

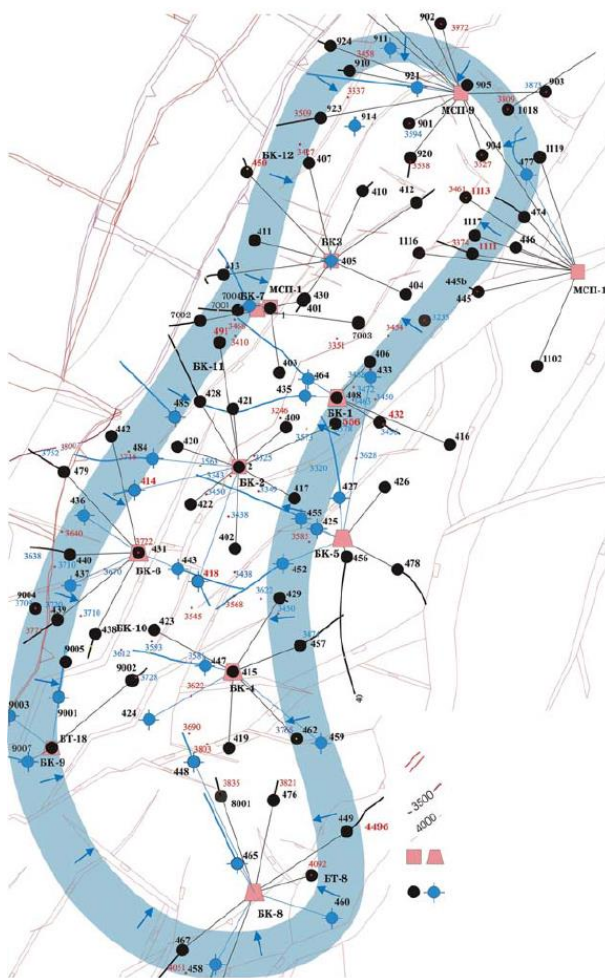


Рисунок 3.2 – Схема закачки воды от краевой области в центральном блоке фундамента месторождения «Белый Тигр»

Расчёт закачки воды согласно экспериментам показывает хорошие результаты, добыча нефти повышается, более чем на 2,04 млн тонн, чем результаты расчетов по технологии 2003 года. Добывающие воды увеличились с 1,5 до 1,64% в зависимости от изменения объема закачиваемой воды нагнетательных скважин (см. рис. 3.2) [7].

2.6.3. Закачка воды по циклу

Метод закачки воды по циклу, предложенному Институтом нефти (СССР) в 1964 году, был впервые применен на месторождение Покровской. Технология закачки циклической воды основана на принципе изменения количества нагнетания воды или эксплуатация жидкости по циклу путем сдвига

фазовых колебаний давления в каждой группе скважин, изменение направления фильтрационных потоков.

Физической сущностью процесса сдвига фазовых колебаний является повышение пластового давления в первой половине цикла и снижения давления во второй половине цикла, создавая импульсы давления, сжатие остаточной нефти, участие в процессе движения жидкости до добывающих скважин. Время закачки воды одного цикла колеблется от 4-10 дней и может быть до 75-80 дней.

Для повышения эффективности закачки воды по циклу, залежь должна обладать следующими характеристиками:

- неоднородность, слоистая или нефти в трещинах и матрицы, с высоким объемом остаточной нефти в пласте;
- способность техники и технологии для создания колебания давления с большой амплитудой (реальность может достигать от 0,5 до 0,7 средней перепад давления между нагнетательных скважин и добывающих скважин);
- способность компенсирования эксплуатаций циклическими нагнетаниями.

Циклическая закачка на ранней стадии добычи, может увеличить извлекаемые нефти от 5 до 6% или выше, на более поздних стадиях лишь около 1 до 1,5% [18].

Проведены испытания расчета гидродинамической модели на фундаменте месторождения Белый Тигр, насосные время цикла составляет 4,5 до 7,3 дней. Доля воды в продукцию добывающих скважин при осуществлении нагнетания с различными циклами в диапазоне от 0,1 до 0,8% через 5 лет; извлечение нефти увеличилось в течение указанного периода, и потом нет никакого увеличения и имеет тенденцию к снижению.

2.6.4. Использование горизонтальных скважин для закачки воды

Использование горизонтальных скважин для закачки воды имеет преимущество в том, что решает проблему размещения нагнетательных

скважин, обеспечивая приемистость требуемой воды, корпус нагнетательных скважин с большим горизонтальной составляющей, способность хорошо взаимодействовать с высокой проницаемостью, что позволяет нагнетать объем воды в соответствии с техническими требованиями. Преимущество этого мероприятия – это способность компенсирования дебита добычи, поддержания пластового давления на требуемом уровне с малом числом нагнетательных скважин. Это новое решение, расширяющее применение горизонтальных скважин для закачки воды.

Белый Тигр является первым месторождение в мире для использования горизонтальных скважин для закачки воды поддержания пластового давления. Многократные нагнетательные скважины горизонтального бурения также имеют хорошую приемистость, как скважины 464- $Q_{\text{мак.}} \sim 7000 \text{ м}^3/\text{сут.}$ и 455 – $Q_{\text{мак.}} \sim 6000 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Результаты сравнивали вес средней приемистости нагнетательных скважин вертикального бурения и горизонтального бурения за 7 месяцев 2005 года на Белый Тигр: показатель для вертикальных скважин является $1,154 \text{ м}^3/\text{сут.}$, для горизонтальных скважин $2,294 \text{ м}^3/\text{сут.}$. Объем закачки воды в горизонтальные скважины больше в 2 раза по сравнению с вертикальными скважинами, но затраты на бурение - только в 1,5 раза в тех же условиях. Возможность улучшить приемистость горизонтальной скважины также можно в случае создания дополнительного пластового давления в трещиноватых коллекторах.

2.7. Выводы и рекомендации по главе 2

- Закачка воды для поддержания пластового давления залежи на трещиноватых породах фундамента улучшает эффективность добычи нефти, который может составлять более 70% от первоначального объема;
- Во время эксплуатации месторождения в фундаменте с трещиноватами коллекторами, необходимо нагнетать воду, через 1 год после того как месторождение находится в эксплуатации, с небольшим объемом и низкой скоростью;
- Промежуточная вода создается и постепенно толкает нефть вверх до конца добычи запасов нефти. Чем раньше нагнетать воду, тем медленнее снижается пластовое давление и обеспечивается долгосрочная стабильность эксплуатации;
- Процесс движения воды в трещиноватых породах фундамента очень быстрый, от момента нагнетания до момента обводненности добывающих скважин, как правило, не превышает 2 лет, поэтому нагнетание воды с большой интенсивностью запрещено;
- В зависимости от строения пласта и периода эксплуатации месторождения применяют схему закачки воды для улучшения эффективного извлечения нефти, например, закачка по циклу, закачка от краевой области и т.д. Для проницаемой высоконеоднородностной залежи, следует применять схему закачки воды в кустовых скважинах, чтобы помочь сбалансировать пластовую энергию всего добывающего объекта месторождения.

ГЛАВА 3. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ И СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА ФУНДАМЕНТЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР»

3.1. Технологические показатели разработки фундамента

Залежь фундамента условно разделена на Центральный и Северный блоки, Южный и Северо-Восточный участки. Выделение блоков и участков в фундаменте с отдельными характеристиками по особенностям геологического строения, литологическому составу пород, ФЕС и по гидродинамической связанности подтверждено данными сейсмоки, геологии и разработки месторождения.

Разработка на залежи фундамента начата в 1988 году.

На 01.07.2012 году общий фонд скважин по залежи фундамента включает 129 скважин. Добывающий фонд числится 94 скважин, в том числе действующих – 84 скважин и бездействующих – 10 скважин. Нагнетательный фонд имеет 24 действующих скважин, в консервации – 7, наблюдательных – 3, ликвидированных – одна скважина [19].

Самый высокий годовой добычи нефти по фундаменту в целом приходился на 2002 г. – 12076 тыс.т. Потом начинается уменьшение добычи из-за повышения обводнённости и прекращения фонтанирования скважин. За 2011 г. из залежи фундамента добыто 3790,6 тыс.т нефти, 748,1 млн.м³ газа и 5202,1 тыс.т жидкости. Средний дебит нефти действующей скважины за 2011 г. составил 120,8 т/сут. при обводнённости 27,1 %.

С начала 2012г. по фундаменту месторождения Белый Тигр добыто 1680,5 тыс.т нефти с обводненностью 36,9%. Средний дебит нефти составил 108,6 т/сут.

В течение 2011 г. в залежь фундамента закачано 7742,9 тыс.м³ воды. За шесть месяцев 2012г. в залежь закачано 3770 тыс.м³ воды, средняя приемистость нагнетательной скважины – 1004 м³/сут. Накопленная закачка воды на 01.07.2012г. составила 243300,4 тыс.м³.

Запасы нефти в основном эксплуатационном объекте месторождения – залежи нефти в фундаменте подчитаны в количестве 510613 тыс.т категорий P1+P2 (см. рис. 4.1). Нижняя граница разуплотнения пород фундамента принята на абс. отм. –4950 м. С самого начала разработки было добыто 168970,5 тыс.т, текущий КИН составляет – 0,331 д.ед. Показатели выработки запасов по фундаменту приведены в таблице 4.1.

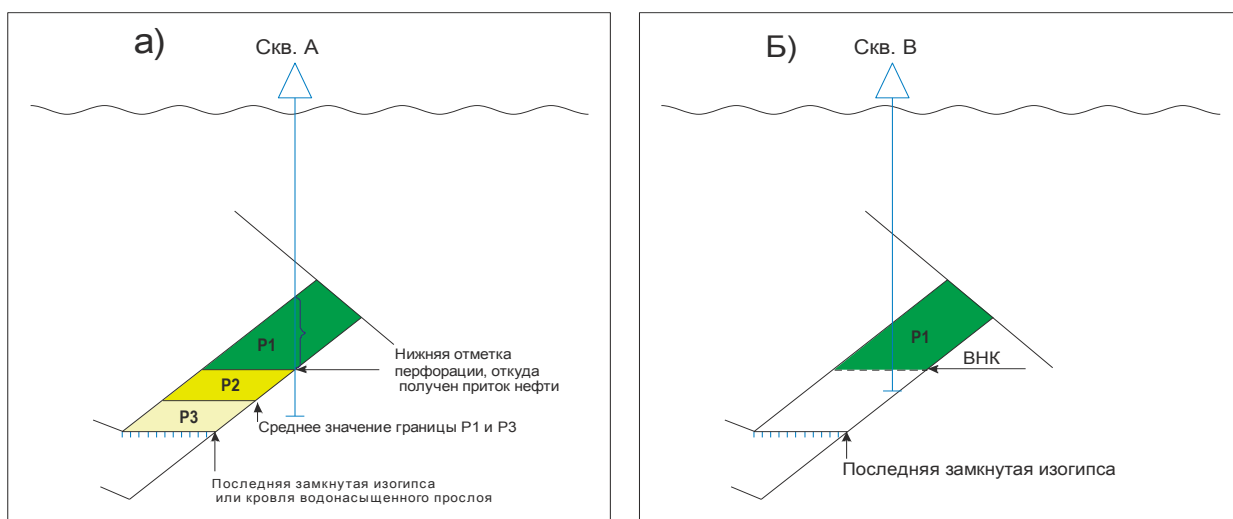


Рисунок 4.1. Схема классификации категории запасов нефти

Таблица 4.1

Показатели выработки запасов нефти залежей фундамента

Показатели	Фундамент				
	Северный блок	Центральный блок	Южный участок	Северо-Восточный участок	В целом
НГЗ (P1+P2), тыс.т	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 отбора от НИЗ, %	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

Самой большой и эффективной частью фундамента является центральный блок. Поэтому в данной диссертации, приведен только состояние разработки центрального блока.

3.1.1. Характеристика фонда скважин

По состоянию 01.07.2012 г. по залежи центрального блока фундамента общий фонд составил 106 скважин. Добывающий фонд включает 72 скважины, в т.ч. – действующих 64 и 8 бездействующих; нагнетательный фонд – 25 действующих скважин. В консервации числится пять скважин, наблюдательных – три единицы и ликвидированных – одна. Количество действующих добывающих скважин уменьшилось на три единицы, нагнетательных сократилось на одну единицу.

3.1.2. Динамика технологических показателей разработки фундамента

Залежи нефти центрального свода фундамента вступили в разработку в 09.1988 году. Годовая добыча нефти по мере ввода новых скважин и применения системы ППД выросла до 11480 тыс. т в 2001 – 2002 гг. После этого годовые технологические показатели добычи нефти характеризуются падением.

За 2011 г. по центральному блоку фундамента добыто 3549,2 тыс. т нефти, 649,4 млн.м³ газа и 4833,6 тыс. т жидкости.

За шесть месяцев 2012г. добыча нефти составила 1589,3 тыс.т. Накопленная добыча нефти на 01.07.2012 г. составляет 158698,6 тыс.т. Средний дебит нефти действующей скважины составил 131,1 т/сут. Средняя обводненность продукции составляет 36,7%, за 2011 г. понизился до 26,6%. Динамика основных технологических показателей разработки приведена в таблице 4.2 и на рисунке 4.2.

3.1.3. Результаты бурения боковых ствола

На Центральном блоке фундамента за 2008 – 2011 гг. были пробурены три боковых ствола в скважинах 439б, 440б и 479б [19].

Наклонно-направленная скважина 439 пробурена до глубины 4572 м, закончена бурением 12.04.1999 г. 01.10.2008 г. в скважине проведена зарезка второго ствола в интервале 997 – 1012 м, и с глубины 1012 м начата бурением наклонно-направленная скважина 439б с целью эксплуатации залежи фундамента месторождения Белый Тигр. Скважина находится на юго-западе

Центрального блока фундамента. Проектный забой – 3650 м. Скважина закончена бурением 13.12.2008 г. с фактическим забоем 3550 м (а.о. – 3390,7 м). После окончания бурения скважины 439б был получен приток воды. По химическому анализу – вода закачиваемая. На геолого-техническом совещании (протокол от 22.01.2009г.) было принято решение изолировать открытый ствол и перфорировать верхнюю часть фундамента (интервал 3490 – 3500 м). При освоении скважины после проведения перфорации также получен приток воды, в результате чего принимается решение о переводе скважины на отложения нижнего миоцена. После перевода скважины 439б на нижний миоцен получен приток нефти дебитом 228 м³/сут и обводненностью 0,4%. На данный момент скважина 439б эксплуатируется на нижнем миоцене с дебитом 88,6 т/сут и обводненностью 0%.

Наклонно–направленная скважина 440 пробурена до глубины 4466 м, закончена бурением 10.08.1997 г. 01.01.2009 г. в скважине проведена резка второго ствола в интервале 1891 – 1906 м, и с глубины 1906 м начата бурением наклонно-направленная скважина 440б с целью эксплуатации залежи фундамента месторождения Белый Тигр. Скважина находится на юго-западе Центрального блока фундамента. Проектный забой – 3570 м. Скважина закончена бурением 03.02.2009 г. с фактическим забоем 3477 м (а.о. – 3349,8 м). После окончания бурения из скважины 440б был получен приток закачиваемой воды. На данный момент скважина 440б находится в консервации.

Наклонно–направленная скважина 479 пробурена до глубины 3750 м, закончена бурением 29.09.2004 г. 09.03.2009 г. в скважине проведена резка второго ствола в интервале 1791–1796 м, и с глубины 1796 м начата бурением наклонно-направленная скважина 479б с целью эксплуатации залежи фундамента. Скважина находится в юго-западной части Центрального блока. Проектный забой – 3840 м. Скважина закончена бурением 14.06.2009 г. с фактическим забоем 3630 м (а.о. – 3184,4 м). После окончания бурения из скважины 479б, был получен приток жидкости дебитом 844 м³/сут и

обводненностью 80%. На данный момент скважина 479б эксплуатирует фундамент с дебитом нефти 6,8 т/сут и обводненностью 89,1%.

3.1.4. Сопоставление проектных и фактических показателей разработки

Сопоставление и проектных показателей выполнено в целом по Центральному и Северному блокам.

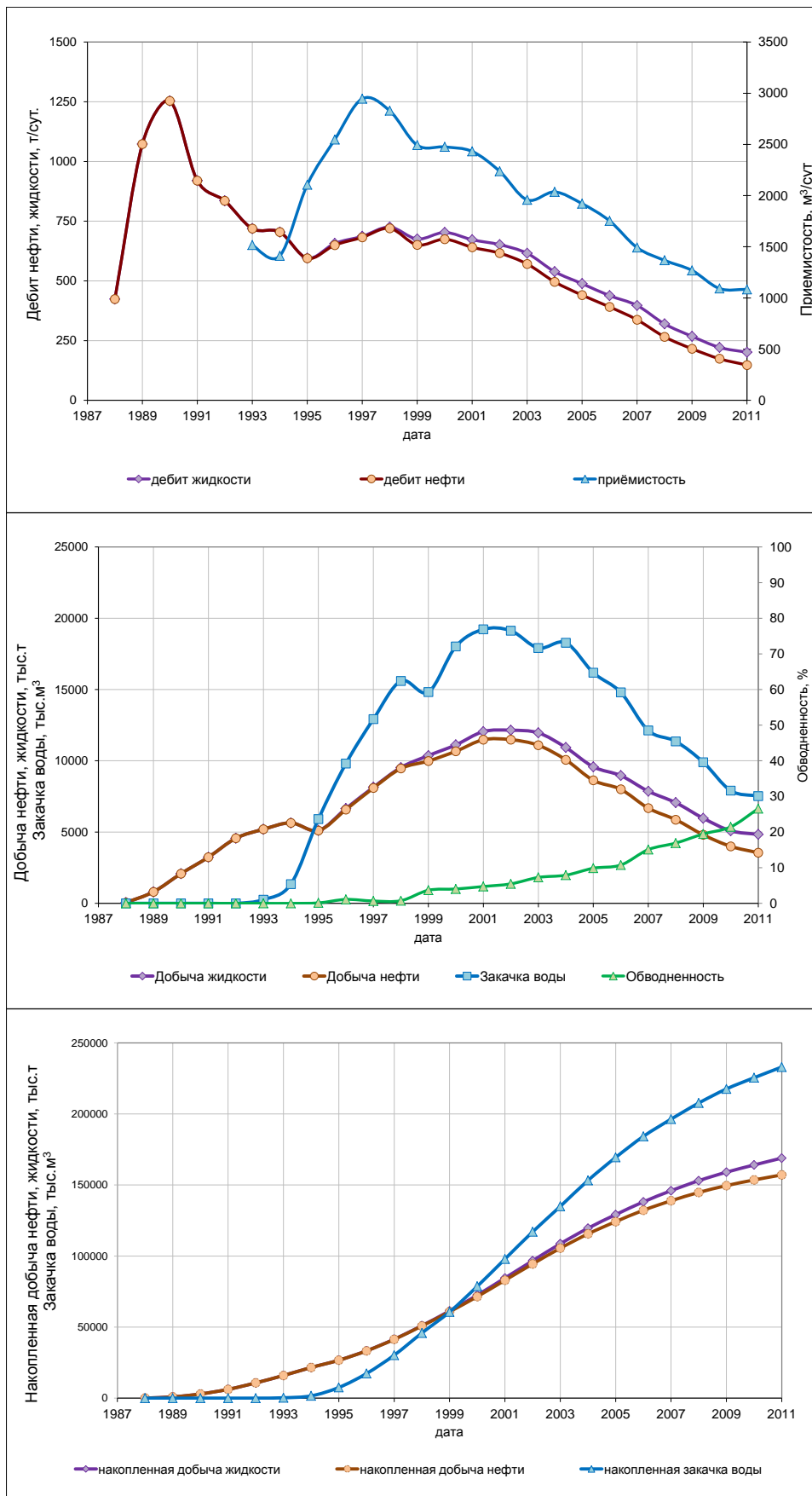
По основному эксплуатационному объекту разработки СП «Вьетсовпетро», залежи нефти в фундаменте месторождения Белый Тигр, в 2008 – 2009 гг. добыча нефти превышала проектную на 492,6 (8,9%) и 297,5 тыс.т (6,4%), соответственно, тогда как в 2010г. и 2011г. наблюдается снижение фактической добычи нефти относительно проектной на 108,8 тыс.т (2,6%) и 39,3 тыс.т (1,1%) соответственно. Основная причина расхождения годовых уровней добычи нефти в 2008 – 2009 гг. связана с поддержанием более высоких уровней добычи нефти по СП «Вьетсовпетро» в соответствии с Решением Совета участников, чем принято в технологической схеме по разработке месторождений Белый Тигр. Накопленная добыча нефти превышает проектную на 751,4 тыс.т.

Сравнение проектных и фактических показателей разработки залежи фундамента приведено в таблице 4.3.

Обводненность добываемой продукции по фундаменту за 2011 г. составила 27,6%, что ниже проектной на 13,1%.

На конец рассматриваемого периода добывающий фонд состоял из 92 скважины, что ниже от предусмотренного в технологической схеме (98 единиц с учетом бурения БС). Всего за 2007 – 2011 гг. предусматривалось ввести 33 скважины (с учетом боковых стволов), фактически было введено 25 скважин, из них четыре скважины из консервации на БК-9 (тех.схемой не планировались).

В залежь за 2011 г. закачано 7742,9 тыс. м³ воды, что ниже на 11,1% от предусмотренного в технологической схеме объема, рассчитанного, исходя из полной компенсации отбираемых пластовых флюидов. Изменение объема



Рисунки 4.2 – Основные технологические показатели разработки центрального блока фундамента

закачки воды в сторону уменьшения обусловлено, как корректировкой переводных коэффициентов при переводе в пластовые условия в связи с изменением объемного коэффициента нефти, так и снижением объемов добываемой жидкости (5079,8 тыс.т – факт, 6262,5 тыс. – проект). Общий фонд нагнетательных скважин на конец года состоял из 26 единиц и не соответствовал проектному (29 скважин). Среднесуточная приемистость, приходящаяся на одну нагнетательную скважину, составила 1060 м³/сут, что чуть выше проектной (965,7 м³/сут).

Среднесуточный дебит, приходящийся на одну скважину действующего фонда, по нефти в 2011 г. составил 124,9 т/сут, что ниже запроектированного 136,8 т/сут на 12 т/сут.

Согласно принятому варианту разработки предусматривалось:

- уплотнение сетки, путем ввода в эксплуатацию БК–10 на 12 ячеек и бурение девяти скважин основного и трех–резервного фонда и скважин-дублеров;
- бурение скважин со свободных ячеек на МСП–7 (скв.714), БК–2 (скв. 2003), БК–8 (скв. 8002, 8003) и добуривание скв. 820, 917 с отложений нижнего миоцена;
- бурение вторых стволов в простаивающих и малодебитных;
- внедрение газлифтной эксплуатации скважин, расположенных на БК.

Запроектированный комплекс мероприятий выполнен частично. Так, уточненной технологической схемы разработки и обустройства месторождения Белый Тигр (2008 г.) было запланировано бурение боковых стволов на фундамент в 13 скважинах. В силу различных организационно-технических причин взамен запроектированных скважин были обоснованы другие скважины-кандидаты для бурения БС в трех скважинах (439б, 440б, 479б). Таким образом, из 13 запроектированных БС пробурено было три.

3.1.5. Энергетическая характеристика залежей нефти

Разработка фундамента осуществляется при упругом режиме с поддержанием пластового давления путем закачки воды.

Начальное пластовое давление залежи фундамента на абсолютной отметке - 3650 м (условная середина залежи) равно 417 атм, считается по данным результатам замеров давления в скв.2, 401, 402, 417 с момента их ввода в эксплуатацию.

Начальный период эксплуатации залежи характеризуется значительным падением пластового давления и проявлением замкнуто-упругого режима разработки. На момент принятия решения о внедрении заводнения пластовое давление снизилось на 137 атм до 280 атм.

С 1995 г., через два года после начала закачки воды, темп снижения пластового давления значительно уменьшился, режим работы залежи изменяется с упругого на упруго-водонапорный и наблюдается практически линейное падение пластового давления с отдельными периодами его стабилизации (рисунки 4.3 и 4.4). В среднем падение пластового давления составляет 2 ат в год. В 2005 г. отмечается рост пластового давления с 235 до 239 атм. С 2005 по 2008 гг. падение пластового давления составило 9 атм (с 239 до 230 атм) с последующей его стабилизацией на уровне 230 ат. Дальнейшее падение пластового давления наблюдается с 2010 г. (230 атм) по 2012 г. (225 атм), что обусловлено его снижением по скважинам ниже 225 ат во II зоне, а также уменьшением объемов закачиваемой воды с целью замедления темпов роста обводненности в продукции скважин [19].

По данным результатам замеров пластового давления в 2011 г. можно выделить на 2 группы скважин с разной динамикой изменения пластового давления:

- во первой группе пластовое давление снизилось на 1–3 атм. (скв. 2, 404, 409, 411, 412, 413, 415, 421, 423, 449, 457, 485, 556, 914);
- во второй группе пластовое давление снизилось на 4–7 атм. (скв. 422, 426, 428, 430, 431, 491, 1116, 478, 485, 802, 803, 923, 7002, 7003, 7007, 8001, 8002, 8003, 2002, 2003, 2004, 10001, 10002, 10003, 10005, 10006, 10008).

Значения пластового давления менее 226 атм. были замерены в скважинах 2, 406, 415, 422, 428, 430, 431, 491, 1116, 449, 478, 556, 803, 7002, 7003, 7007, 2002, 2003, 10001, 10003, 10005, 10006, 8002, 8003.

Результаты замеров пластовых давлений по нагнетательным скважинам фундамента приведены на рисунке 4.5. Замерные пластовые давления в зонах закачки воды у большинства нагнетательных скважин находятся в пределах 250–300 атм. Максимумы значения пластового давления (свыше 380 атм.) были замерены в нагнетательных скважинах 425, 459, 10004, 10009.

Как показывает анализ текущего состояния разработки, достигнутые коэффициенты, как накопленной, так и текущей компенсации можно считать недостаточными, поскольку разработка на Центральном блоке фундамента сопровождается постоянным снижением пластового давления, свидетельствуя о недостаточных объемах закачиваемой воды, обеспечивающих текущую компенсацию на уровне 110%.

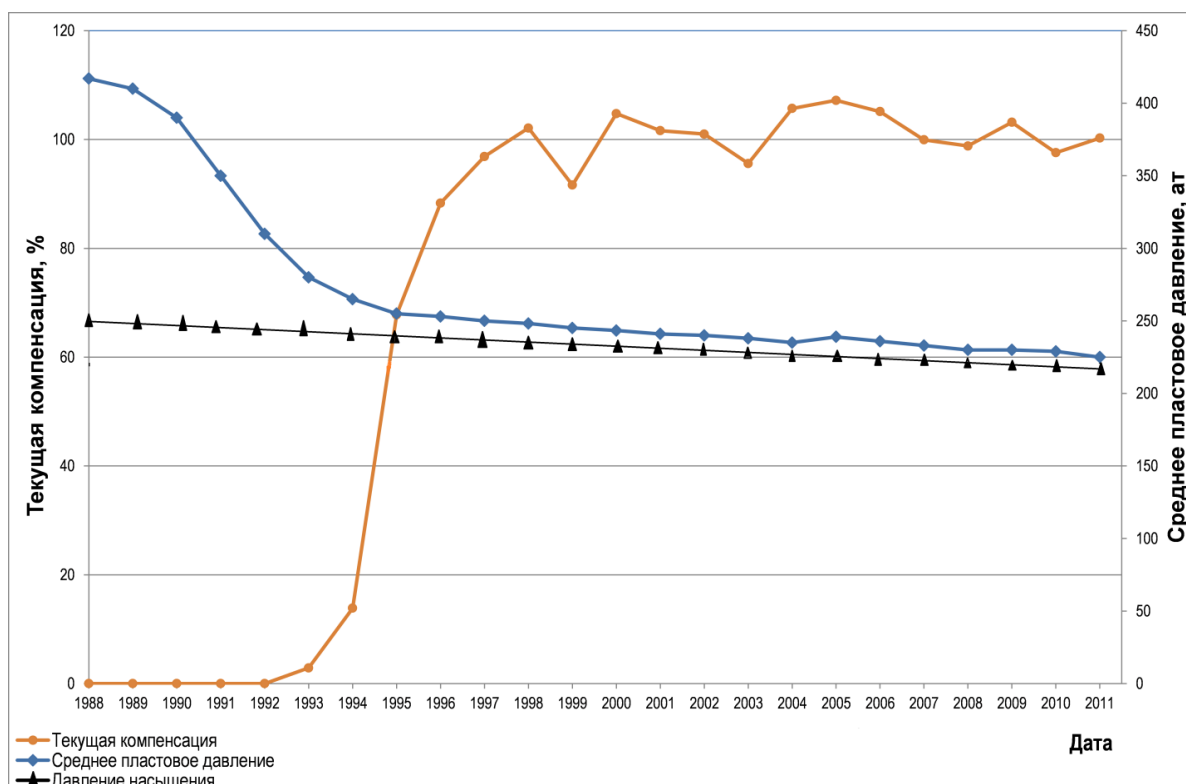


Рисунок 4.3 – Динамика среднего пластового давления и текущей компенсации по Центральному блоку фундамента

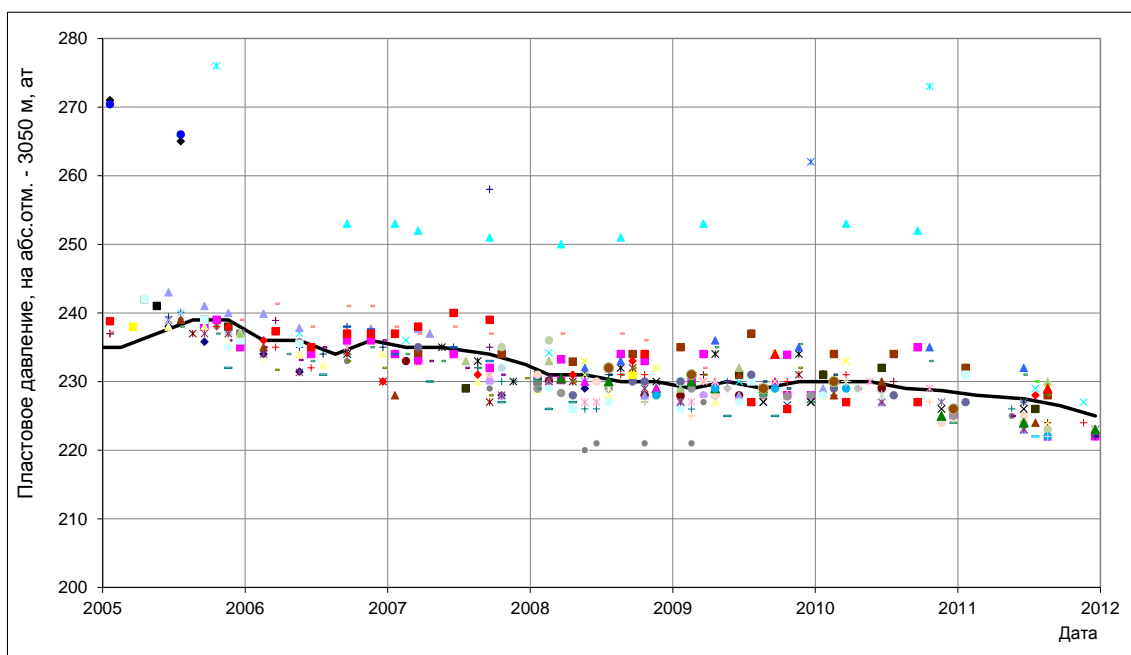


Рисунок 4.4 – Динамика среднего пластового давления по скважинам центрального свода фундамента с 2005 – 2012гг.

Одним из основных проектных положений реализуемой системы разработки является разработка Центрального блока фундамента с поддержанием пластового давления выше давления насыщения, что

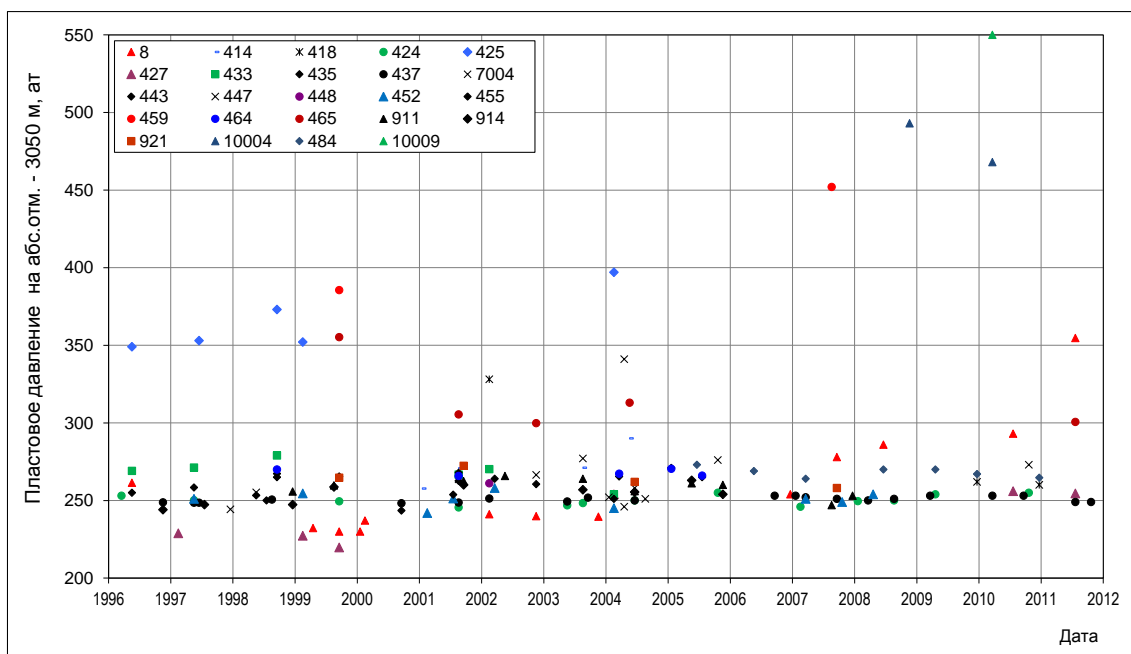


Рисунок 4.5 – Динамика пластового давления по нагнетательным скважинам Центрального блока фундамента с 2005 – 2012гг.

обусловлено, недопущением образования вторичной газовой шапки, имевшей место в районе скважины 7003. С целью реализации данного проектного

положения по Центральному блоку фундамента были выполнены следующие мероприятия:

- уточнение переводного коэффициента при расчете коэффициента компенсации;
- отбор и анализ глубинных проб нефти;
- контроль за состоянием газовой шапки.

Также были отобраны и проанализированы пробы пластовых нефтей Центрального свода фундамента месторождения Белый Тигр в 2007 – 2010 гг., что позволило сделать следующие выводы:

- наличие у большей части нефтей в добывающих скважинах значений давления насыщения близких к пластовому, что свидетельствует о нахождении таких скважин в зонах фазового равновесия с возможным разгазированием;
- нарушение зависимости «свойства нефти – глубина отбора»;
- разнонаправленные тенденции изменения свойств нефтей по скважинам в пластовых условиях, связанные с режимом их эксплуатации и состоянием разработки залежи.

Из последних замеров следует отметить скважину 7003, в которой отмечается существенное снижение давления насыщения с 23,09 МПа (2009 г.) до 18,36 МПа (2010 г.) и газосодержания нефти с 184 м³/т до 150 м³/т, что обусловлено эксплуатацией скважины в период 2009 – 2010 гг. при пластовом давлении ниже давления насыщения. При эксплуатации скважины это отразилось на незначительном увеличении количества отбираемого газа (газовый фактор увеличился с 155 м³/т до 170 м³/т) с последующим его снижением до 135 м³/т, следовательно, при наблюдаемом режиме работы скважины весь выделяющийся газ отбирается из скважины.

3.1.6. Анализ системы заводнения

При проектировании данного уникального и в тоже время сложного объекта использовался поэтапный подход, поскольку создать и определить

максимально эффективную систему разработки на начальной стадии, практически невозможно.

Первым проектным документом «Проект опытно-промышленной разработки залежи нефти фундамента (Центральный свод) месторождения Белый Тигр» предполагалось осуществлять разработку на естественном режиме 25 добывающими скважинами по обращенной семиточечной системе размещения, плотностью 144×10^4 м²/скв, с постепенным ее сгущением до 64×10^4 м²/скв. Результаты пробной эксплуатации залежи нефти показали неэффективность разработки на режиме истощения. Начальный период характеризуется быстрыми темпами наращивания объемов добычи и резким снижением пластового давления с 388 – 286 атм (с 38 до 28 МПа).

Решение о разработке залежи с применением поддержания пластового давления методом подошвенного заводнения было принято в технологической схеме 1993 г. Основой запроектированной системы разработки являлось образование искусственного водонефтяного контакта (ИВНК) путем закачки морской воды в подошвенную зону фундамента, ниже абс. отм. – 3850 м. В расчетах предполагалось потенциальное образование газовой шапки в связи с запаздыванием развития системы ППД.

Начатая в 1993 г. закачка воды, позволила замедлить темп падения, а затем и стабилизировать значение пластового давления в основной части залежи на уровне, несколько превышающем давление насыщения нефти газом. Режим растворенного газа получил развитие при эксплуатации Северных блоков, где фундамент характеризуется повышенной неоднородностью и на протяжении всего периода разработки, объем нагнетаемой воды был недостаточным для компенсации отборов жидкости.

Основные показатели системы заводнения по всем зонам и участкам залежи фундамента приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4

Основные показатели системы заводнения залежи фундамента месторождения
Белый Тигр

Блок	Зона	Количество деств. скважин		Рпл.тек, ат 2009	Рпл.тек, ат 2010	Рпл.тек, ат 2011	Ктек, %	Кнак, %
		доб.	нагн.					
Центральный	I	9	4	230	230	227	170	104
	II	43	10	229	229	225	30	58
	III	7	8	232	232	229	611	117
	IV	5	3	231	230	238	465	312
	Всего	64	25	230	229	225	11.0	86
Северный		15	1	46-158	47-168	47-168	63	29

Таким образом, начиная с 2004 г. и по настоящее время, на Центральном блоке фундамента недостаточная закачка воды в одной зоне компенсируется существенной перекомпенсацией в другой, тем самым внося определенные трудности в регулирование разработки и снижая эффективность выработки запасов нефти.

Основным мероприятием по совершенствованию реализуемой системы разработки является регулирование фильтрационных потоков, в частности снижение закачки воды во III и IV зонах и ее поддержание на постоянном уровне во II зоне по мере снижения объемов добываемой жидкости. В соответствии с полученными выводами, рекомендуются следующие мероприятия по регулированию разработки Центрального блока фундамента:

- снижение закачки в нагнетательные скважины 447, 443, 437, 452, 433;
- отключение нагнетательных скважин 1108, 424, 448, 465 (43% закачиваемой воды) и перевод в добычу на ВЧФ;
- увеличение закачки в нагнетательные скважины, находящиеся рядом со II зоной: 435, 464, 484, 7004.
- оперативный контроль за обводненностью продукции скважин во II зоне;
- при росте обводненности в добывающих скважинах проводить оперативное снижение объемов закачки по влияющим нагнетательным скважинам и увеличение их по другим с целью поддержания компенсации на уровне 110%.

3.2. Насосно-силовое оборудование

Насосно – силовое оборудование (НСО) системы поддержания пластового давления на месторождениях СП «Вьетсовпетро» полностью централизовано.

Основное насосное оборудование централизованной системы ППД находится на месторождении «Белый Тигр» и имеет следующие комплексы [2]:

- МСП-ППД – 40000 в районе ЦТП-2, состоящая из четырех модульных блоков БМ–10000 с общей производительностью 40000 м³/сут., при давлении на выкиде насосов 250 атм. Коэффициенты эксплуатации модулей в 2014 г. составили 0,51; 0,66; 0,68; 0,63, соответственно;
- МСП-ППД – 30000 в районе ЦТП-3, состоящая из трех модульных блоков БМ–10 000 производительностью 10 тыс. м³/сут каждый, с давлением на выкиде насосов 250 атм. Коэффициент эксплуатации модулей в 2014г. составил 0,67; 0,65; 0,67, соответственно;
- БМ–5000, расположенная на МСП–9, имеет паспортную производительность 5000 м³/сут, при давлении на выкиде насосов 250 атм. В течение 2014 г. этот блок-модуль не работал, находился в резерве. Модульная установка БМ–5000, расположенная на МСП–8 в 2014 г. демонтирована.

Схема размещения НСО месторождения «Белый Тигр» по состоянию на 01.01.2015 представлена на рисунке 4.6. Основные характеристики насосно-силового оборудования системы ППД месторождения «Белый Тигр» на 01.01.2014г представлены в таблице 4.5 [20].

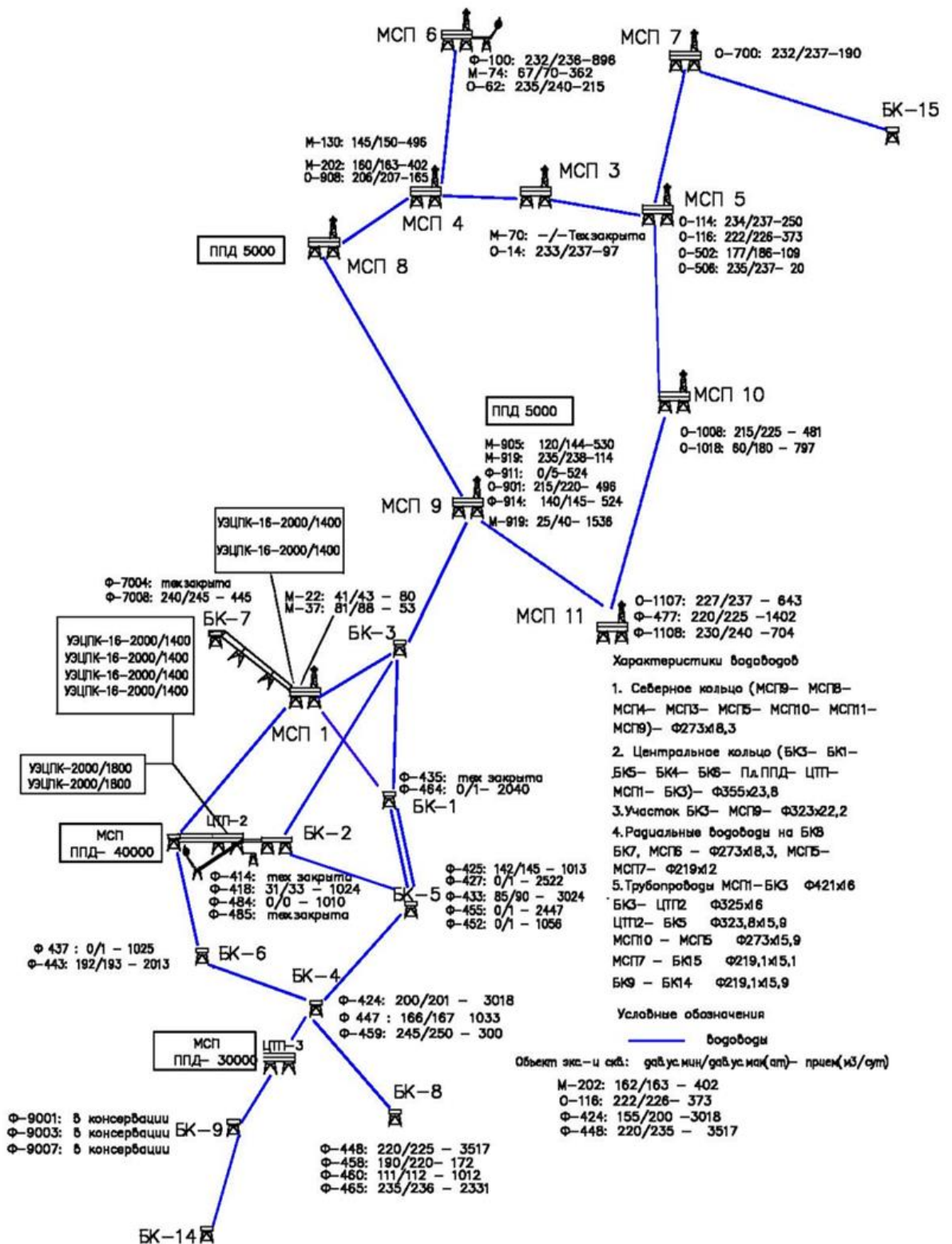


Рисунок 4.6 – Схема размещения НСО системы ППД на Белый Тигр.

Таблица 4.5

Характеристики насосно-силового оборудования системы ППД
месторождения Белый Тигр на 01.01.2015г

№	Место установки	Тип	Количество	По паспорту		Коэффициент эксплуатации
				давление на выкиде насоса, МПа	Производительность Q, м ³ /сут	
Блок-модули централизованной системы						
1	МСП-ППД	БМ-1	1	25,0	10000	0,51
2	МСП-ППД	БМ-2	1	25,0	10000	0,66
3	МСП-ППД	БМ-3	1	25,0	10000	0,68
4	МСП-ППД	БМ-4	1	25,0	10000	0,63
Итого по БМ 40000			4	25,0	40.000	0,62
5	МСП-ППД	БМ-1	1	25,0	10000	0,67
6	МСП-ППД	БМ-2	1	25,0	10000	0,65
7	МСП-ППД	БМ-3	1	25,0	10000	0,67
Итого по БМ 30000			3	25,0	30.000	0,66
	МСП-8	БМ 5000	демонтаж			
8	МСП-9	БМ 5000	1	25,0	5000	0
Итого по БМ 5000			1	25,0	5.000	
Всего по БМ			8	25,0	75.000	

Наработка оборудования централизованной системы по блок-модулям с расчетом коэффициентов эксплуатации представлена в таблице 4.6

Таблица 4.6

Наработка оборудования системы ППД по блок-модулям в 2014 году

месяц	МСП-8	МСП-9	ЦТК-3 (30000 по 10000)			МСП-ППД (40000 по 10000)				
			10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000
			№1	№2	№3	№1	№2	№3	№4	
январь	0	0	565,15	461,6	456,45	269	448	435	418	
февраль	0	0	480	648	216	593	631	521	272	
март	0	0	549	505	432	537	319	744	634	
апрель	0	0	346	616	586	568	299	452	504	
май	0	0	430	653	520	80	742	616	593	
июнь	0	0	337	303	594	427	623	638	449	
июль	0	0	505	261	703	305	447	744	737	
август	0	0	614	412	462	567	425	238	385	
сентябрь	0	0	550	529	367	341	360	287	520	
октябрь	0	0	609	419	454	158	537	650	169	
ноябрь	0	0	329	543	570	418	437	254	343	
декабрь	0	0	586,5	336	496,5	195	535	342	488	
факт время работы, час	0	0	5900,2	5685,7	5857	4457	5804,05	5920,3	5510,05	
календ время, час	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	
Коэфф эксплуат										
по оборуд-ю	0,000	0,00	0,67	0,65	0,67	0,51	0,66	0,68	0,63	
сред по объекту	0,000	0,00	0,66			0,62				
состояние на конец года	резерв	резерв	в работе	в работе	в работе	в работе	в работе	в работе	в работе	

Сравнение фактической суточной закачки воды (с помощью централизованной системы на м/р «Белый Тигр» и «Дракон») и максимально

возможной суточной производительности централизованной системы ППД месторождения «Белый Тигр» в 2014г. представлено на рисунке 4.7.

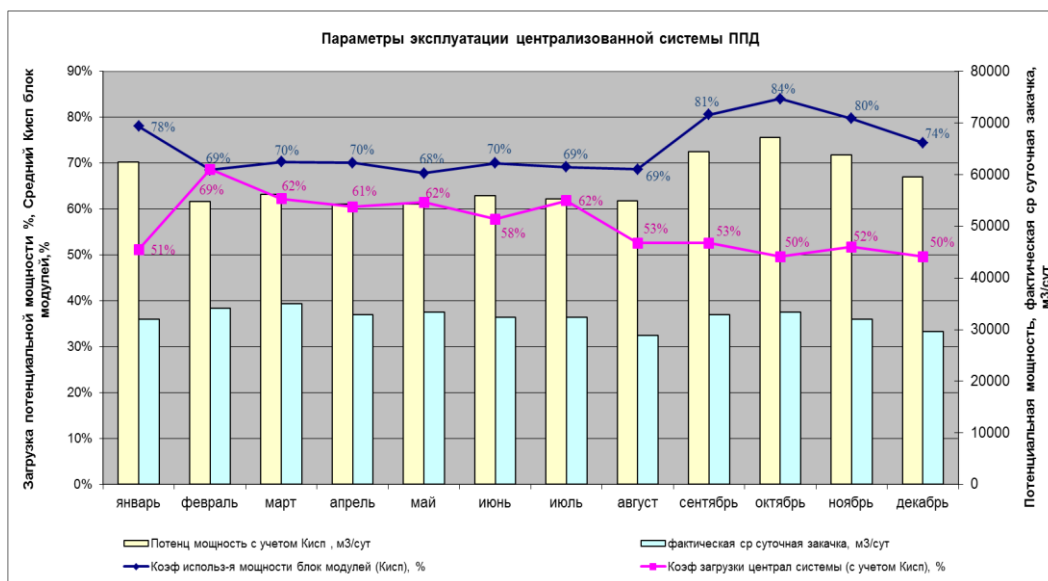


Рисунок 4.7 – Сравнение суточной потенциальной производительности всей централизованной системы ППД и фактической суммарной среднесуточной закачкой в 2014г (без учета резервного блока на МСП–9)

Расчет показал, что фактическая среднесуточная закачка с помощью централизованной системы в 2014 году составляла в среднем по месяцам 57,9 % от потенциальной мощности блок модулей ППД-40000 и ППД-30000 с учетом фактического коэффициента использования их потенциальной мощности, т.е коэффициент загрузки централизованной системы составил в среднем в 2014г 57,9%. В прошлом году он составлял в среднем 49,8%. При этом, мощности централизованной системы используются для обеспечения закачки воды на всех месторождениях СП «Вьетсовпетро».

Таким образом, видно, что в связи с ростом объемов закачки воды, увеличивается загруженность централизованной системы. Тем не менее, на отчетный период имеется запас по мощности централизованной системы–блок модулей ППД–40000 и ППД–30000, и возможность регулирования объемов закачки воды, как по эксплуатируемым месторождениям, так и с учетом вновь вводимых в разработку перспективных участков и структур. В качестве дополнительных резервов можно учитывать наличие мощности БМ 5000 на МСП–9.

3.3. Выводы по главе 3

- неравномерное размещение нагнетательных скважин и несоответствие фактических интервалов закачки проектным, вызвало преждевременное обводнение ряда добывающих скважин и перекомпенсацию отборов жидкости на отдельных участках;
- низких значений обводненности добываемой продукции удалось достичь путем проведения мероприятий по переводу ряда нагнетательных скважин в добывающие и переноса интервалов дренирования добывающих скважин в кровельную часть залежи по мере подъема ИВНК;
- на данной стадии разработки фундамента рекомендуется комплекс мероприятий, направленных на совершенствование реализуемой системы разработки и с учетом имеющихся возможностей, а именно бурение боковых стволов и оптимизация системы заводнения
- для нагнетания воды с целью ППД на всех месторождениях использовалась централизованная система с системой подготовки закачиваемой морской воды;
- насосно–силовое оборудование: 9 блок - модулей централизованной системы ППД эксплуатируется по схеме: 5+ 4 или 4+5 (5 или 4 БМ – работают, 4 или 5 БМ - в резерве), при этом в основном используются блок-модули ППД 40000 и ППД 30000, а модульная установка БМ-5000 на МСП9 находится в резерве;
- для увеличения объемов закачки морских вод за счет оптимизации системы ППД, необходимо пуск новых нагнетательных скважин и подключением новых участков увеличивается загруженность централизованной системы.

ГЛАВА 4. ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ ПУТЁМ ПРИМЕНЕНИЯ СХЕМЫ РАЗРАБОТКИ ПО ГЛУБИННОМУ ГОРИЗОНТУ И ПРОСЛЕЖИВАНИЯ ДИНАМИКА РАЗРАБОТКИ СКВАЖИН НА ФУНДАМЕНТЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР»

4.1. Применение схемы разработки по глубинному горизонту для разработки нефтяной залежи трещиноватого фундамента.

Разработка нефтяных залежи в трещиноватом фундаменте с большой эффективной мощностью даёт необходимые проблемы построения рациональной технологической схемы добычи, чтобы достичь самое высокое значение КИН.

На самом деле, с большей продуктивной мощностью (больше 1800м) скважин, одновременной работой скважин во многих различных глубинах с другими добычей и водонефтяным отношением, эксплуатация нефти в фундаменте месторождения Белый Тигр показывает сложную гидродинамическую картину. Состояние подъёма нагнетаемой воды происходит во многих места приводит к заводнению скважины пораньше (скважины Х409, Х417). Такие добывающие скважины обусловлены низким КИН и коротким временем деятельности.

С большой эффективной толщиной и отдельными особенностями трещиноватого фундамента (пористость от 1 до 3%, от единицы до нескольких тысяч мД), разработка осуществляется традиционными методами будет существовать ограничения. Можно считаем несколько следующих ограничений: не доконца извлечения запаса, рано обводнение добы. скв. после нагнетания, дебит нефти резко упадет при разработки, ограниченный результат при изменения режим работы от фонтана на газлифт и залежь сможет пораньше законченную разработку, а также не высокий КИН.

Схема разработки в нефтяной залежи трещиноватого фундамента Белый Тигр исследуется и редактируется постоянно. Первая система использована для разработки в ближайшее время с 1990 года, в том числе и потенциально-газовый и разрабатываемый горизонт. В этой системе буровые

скважины проектированы вертикальны, особенно глубина эксплуатационных скважин ожидается только до -3450м (см. рис.5.1) [21].

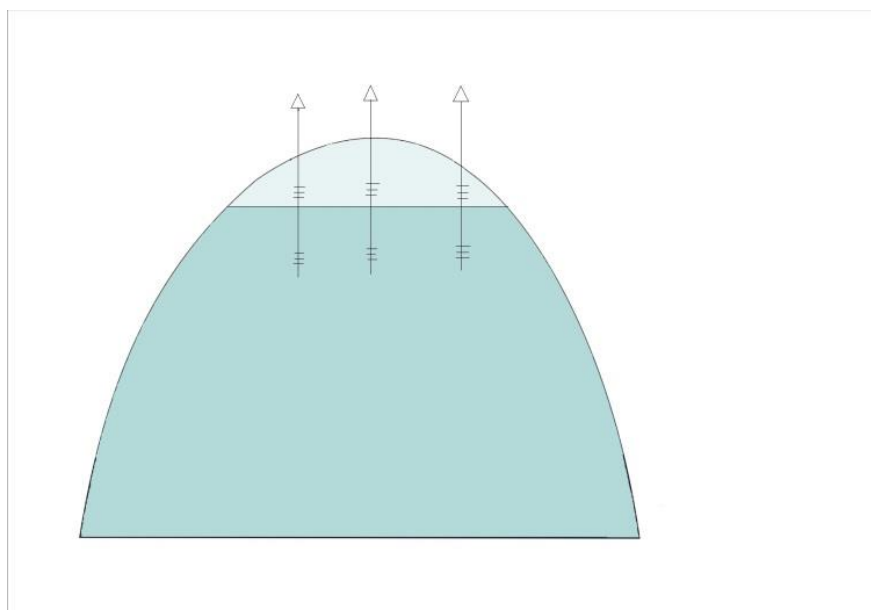


Рисунок 5.1 – Схемы разработки нефти по глубинному горизонту первого варианта

Вторая схема проектирована в 1993 году, в том числе 3 горизонты. Потенциально-газовый горизонт до -3450 м, эксплуатационный горизонт от -3450 м до -3850 м и нагнетаемый горизонт от -3850 м до -4121 м. Важной разницей второй схемы является дополнение нагнетаемый горизонт. Хотя такого, похожи на перой схеме, скважины тоже проектированы вертикальны (см. рис.5.2).

Третья схема предположена в 1998 году с четырёх горизонтами. Важной характеристикой этой схемы является дополнение промежуточного горизонта. Появлением этого горизонта является результаты исследований, связанны с характером толкание нефти водой и особенности их просмаливания . Для этого, эксплуатационный и негнетаемый скважины проектированы наклонны. Значение КИН в этой схеме может достигать до 43,5% , много больше чем 17% первой схемы (см. рис.5.3) [14].

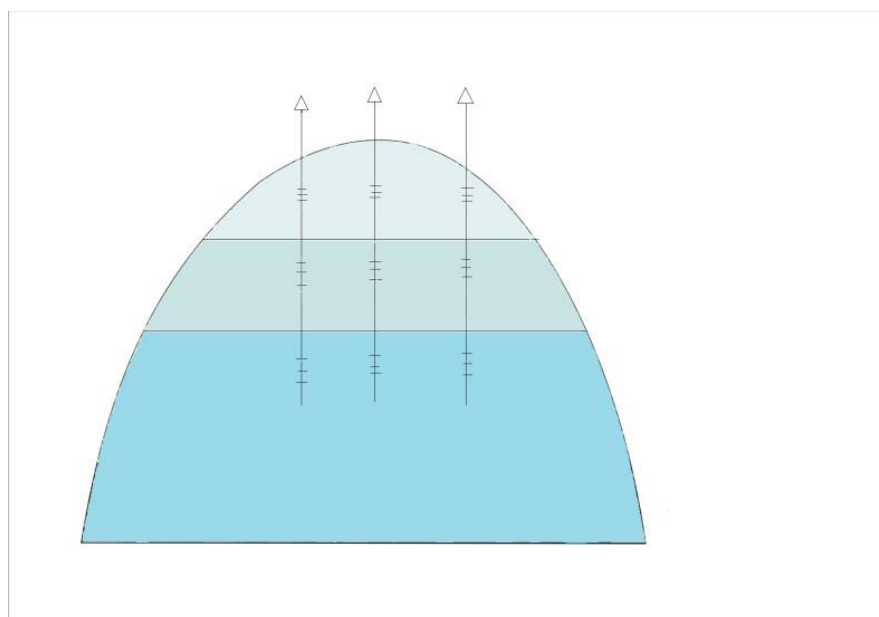


Рисунок 5.2 – Схемы разработки нефти по глубинному горизонту второго варианта

На самом деле в других месторождений, эффективная толщина залежи не навсегда большая, чтобы могут распределяется на многих горизонтах. Например, месторождение Кокдумалак (Cocdumalac) в Узбекистане имеет 260 м эффективная толщина. В этой ситуации мы посмотрим все залежь – один горизонт, эксплуатационный и нагнетаемый скважины распределены по принципу: закачиваемая вода толкает нефти из вниз. Таким образом, залежи в фундаменте может распределяться на один или несколько горизонты в зависимости от эффективной толщины и условия этого месторождения.

Чтобы эффективно разработать нефтяные залежи в фундаменте с такой большой эффективной толщиной, применена схема добычи по глубинному горизонту, которая построена в соответствии со следующими принципами [21]:

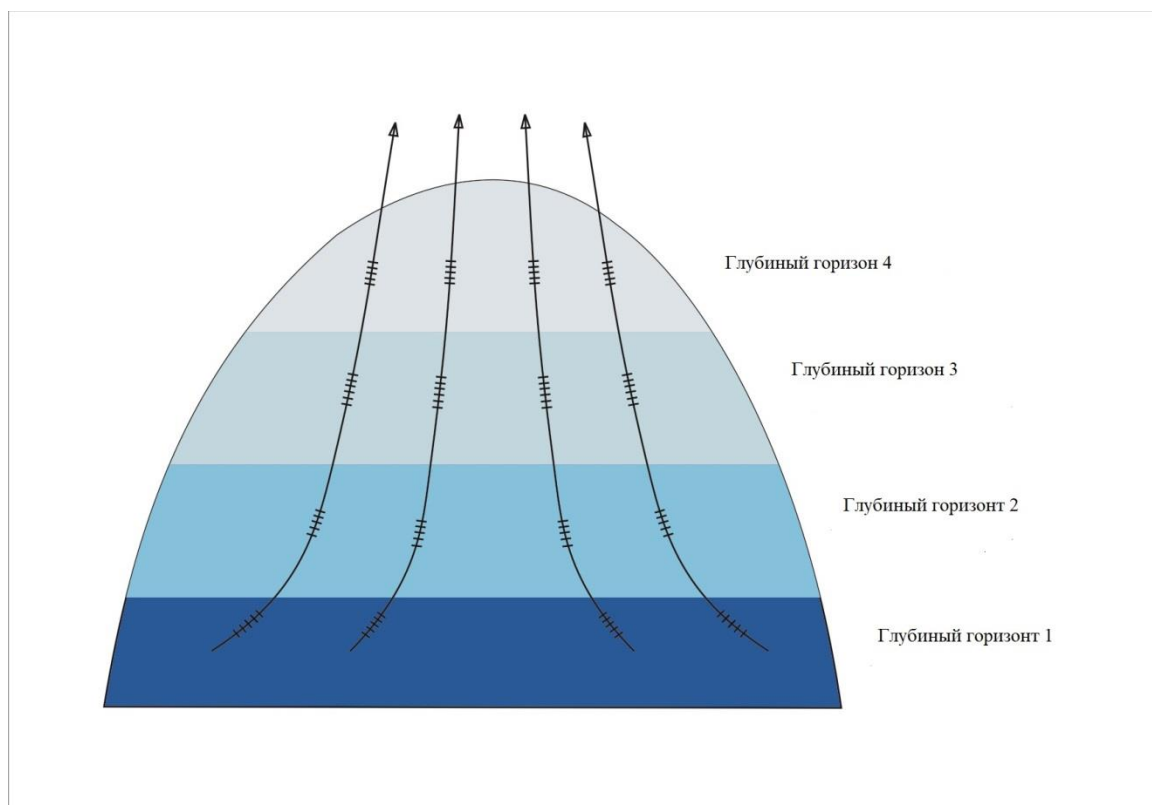


Рисунок 5.3 – Схемы разработки нефти по глубинному горизонту.

- Распределение объектов по глубинному горизонту. На основе эффективной толщины всех объектов разработки (залежи в трещиноватых породах), разделены объекты на несколько добываемых горизонтов, у которых есть отдельная определённая мощность соответственно в зависимости от геологического строения. Первый горизонт располагает самый внизу с низкой границы фундамента до определённой точки по проектированию и характеризуется маленькой пористостью и проницаемостью (например трещиноватый фундамент Белый Тигр от – 4000 м до –4850 м, это будет первый горизонт – нагнетаемый горизонт). После эксплуатационного периода, этот горизонт перевёл на нагнетаемый горизонт. Вышележающие будут горизонты II, III и другие, располагающиеся до кровли фундамента. Распределение горизонтов должно быть основано на структуре объекта и запасе каждой объекта, чтобы эффективно эксплуатировать;

- Построение общей системы разработки для всех объектов в соответствии с отдельными характеристиками каждого горизонта. Система включает в себя система добывающих скважин и нагнетательных скважин, которые расположены в каждом. Первый горизонт располагает самым глубоким, поэтому почти нагнетательные скважины расположены на этом горизонте;
- Последовательность разработки по глубинному горизонту. Первый горизонт располагает самый внизу введён в эксплуатацию сначала; следующий горизонт введён в эксплуатацию после окончания добычи нефти в первом горизонте. В долгосрочной перспективе, первый горизонт занимает роль заводнения для поддержания пластового давления. После окончания добычи в первом горизонте и перевёл на заводнение, приступим к реализации эксплуатации второго горизонта; добыча закончилась во втором горизонте будет эксплуатировать третье горизонт и т.д. до конца. Перенос разработки на другой горизонт в зависимости скорости подъёма ИВНК;
- Первый горизонт взял на себя роль заводнения быстро заполнится на воде (из за маленькой пористости) и постепенно влиять на второй горизонт. Процесс непрерывно закачки воды с определённым объёмом постепенно присоединяет первый горизонт с вторым горизонтом и создаёт стабильную нагнетаемую участку по горизонтальному направлению и поднять нефть вверх с высоким КИН. Такой процесс продолжает до конца разработки нефти в фундаменте;
- Построить планы разработки. Планы разработки будут разработаны с разными распределениями скважин и рассчитываются на основе гидродинамической модели. На основании результатов расчётов будем анализировать преимущества и недостатки тщательно, чтобы выбрать окончательный рациональный план реализации на практике. Основой план на основе использования естественного режима (без закачки воды в пласт для ППД). После этого продолжить проектировать 3–5 варианты разработки с

внедрением системы ППД путём закачки воды в пласт с различными схемами распределения скважин, что позволяет оценить эффективность применять схемы разработки по глубинному горизонту и определять рациональные толщины каждого горизонта;

- Темп разработки и вопрос поддержании пластового давления. Темп разработки играют решающую роль в эффективности извлечения нефти. В трещиноватом фундаменте, высокий темп разработки приводит к быстрому уменьшению пластового давления. Закачка воды для поддержания пластового давления на требуемом уровне, но не влияет на обводненность является сложной задачей, которая проявляется на эксплуатации нефти в трещиноватом фундаменте месторождений Белый Тигр, Юго–Восточной Дракон, Чёрный Лев и др.. Таким образом, нам нужно определить рациональный темп разработки нефти для каждого объекта эксплуатации. Определение темпа разработки требует опыта, тщательного анализа и тестирования работы по гидродинамической модели. Для повышения коэффициента извлечения нефти, следует применять мероприятие для повышения нефтеотдачи по каждому горизонту в соответствии с их отдельными геологическими характеристиками;
- Система закачки воды расположена на первом горизонте, близко к нижней границе фундамента для поддержания пластового давления и поднять нефть вверх. Для предотвращения состояния быстрого падения давления и сильного перемещения воды в трещиноватых породах, что легко приводит к заводнению добывающих скважин, необходимо пораньше применять системы заводнения в ближайшее время с маленьким темпом и небольшим насосным объёмом воды. Это позволит сохранить пластовое давление и влияет незначительно на обводненность добывающих скважин. После образования стабильного заводнения, из-за характера необратимости трещиноватых пород, для поддержания постоянного давления на требуемого уровня необходим проводить закачку воды с объёмом

приблизительно ~ 110% по сравнению с объёмом отборного флюида. Использование горизонтальных скважин для закачки воды будет приносить эффективность с маленьким количеством нагнетаемых скважин, но обеспечивает при этом необходимый объём закачки воды в результате довольно равномерного распределения воды по горизонтальному направлению и создать выравнивание ИВНК.

4.2. Предложение оптимизации системы заводнения путём прослеживания динамика работы скважин на центральном блоке фундамента

Залежи в трещиноватых фундаментах обнаружился перво в мае 1987 года с попыткой голого ствола в глубинном фундаменте 23м, буровая скважина БН–6 получил нефти фантаном без вод с дебитом 477 м³/сут. Но только до 6 сентября 1988 года, существование специально-редкой залежи такого типа показывается попыткой голого ствола в глубинном фундаменте 75 м, буровая скважина БН–1 получил нефти фантаном без вод с дебитом 407 м³/сут.

Одним из важных характеров залежи в фундаменте является весь залежи характеризуется соединенно-гидродинамической системой с толщиной около 2000м, длиной 26км и средним шириной 6,5 км (см. рис.5.4). Особенным характером в геологической структуре залежи в фундаменте Белый Тигр является очень высокий уровень неоднородной проницаемости. Весь лифтного блока разрушена трещинами системами, которыми пересекаются с направлением северо-восток – юго-запад и северо-запад – юго-восток, и углом от 50⁰С до 70⁰С [22]. Толщина трещины колеблется 20 несколько метров до 70м (большинство около 10м). Вдоль трещиноватых системах тепло-гидродинамические действия возникнули миллионов лет, образуя сложные системы двойных пористости и двойных проницаемости (см. рис.5.5). Если пористость изменяется от несколько тысячных частей до 10%, большинство в 2-3%, то проницаемост колеблется в большом диапазоне, от единицы до нескольких тысяч мД. Отсутствует связь между пористостью и проницаемостью, что является характерным для коллекторов с системой трещин в структуре порового пространства. Такие характеристики особенно важной влияет на режим и эффективности месторождения, в том числе закачки воды.

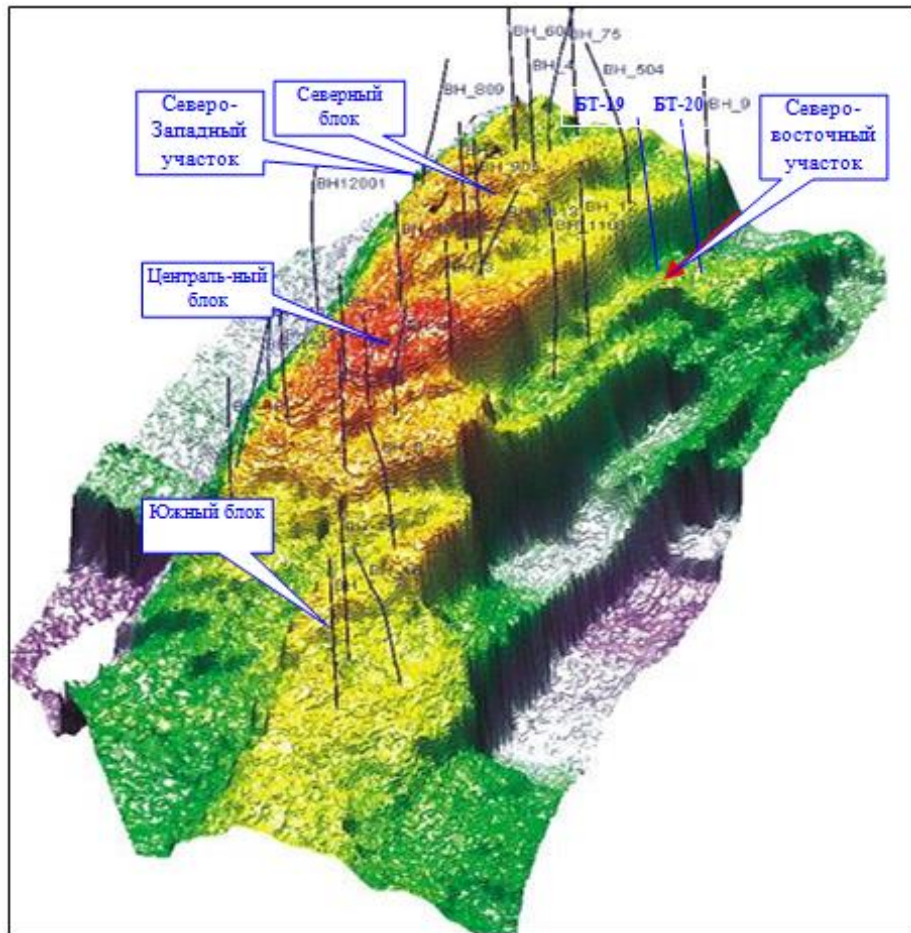


Рисунок 5.4 – Структурное районирование месторождения Белый Тигр. 3D модель фундамента

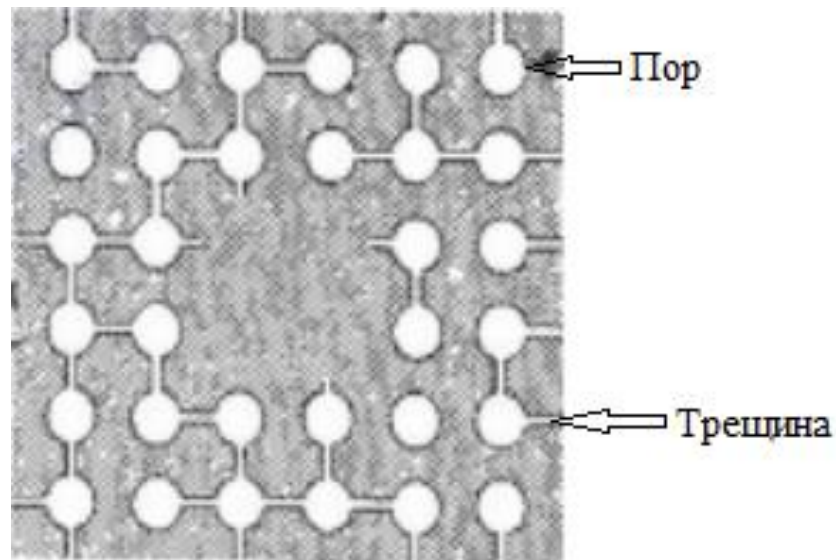


Рисунок 5.5 – Моделирование Erlich для залежи в трещиноватых породах фундамента Белый Тигр [23]

Очень сложно чтобы конкретно определить связи между скважинами в центрального блока. В данной работе, только определяю частичное влияние

скважин за прослеживание динамику добывающих и нагнетательных скважин. Отсюда, сделаем выводы и рекомендуем решения для повышения эффективности системы ППД.

Рассмотрев положения и состояния скважин в центральном блоке, разделили на 2 участка (см. рис. 5.6). Первая участка содержит такие скважины: X-33, X-35, X-464, X-04 (нагнетательные) и X-1, X-01, X-08, X-07, X-104 (добывающие). Вторая участка содержит такие скважины: X-14, X-18, X-27, X-52, X-55 (нагнетательные) и X-02, X-22, X-25, X-31, X-796, X-204, X-501, X-102 (добывающие).

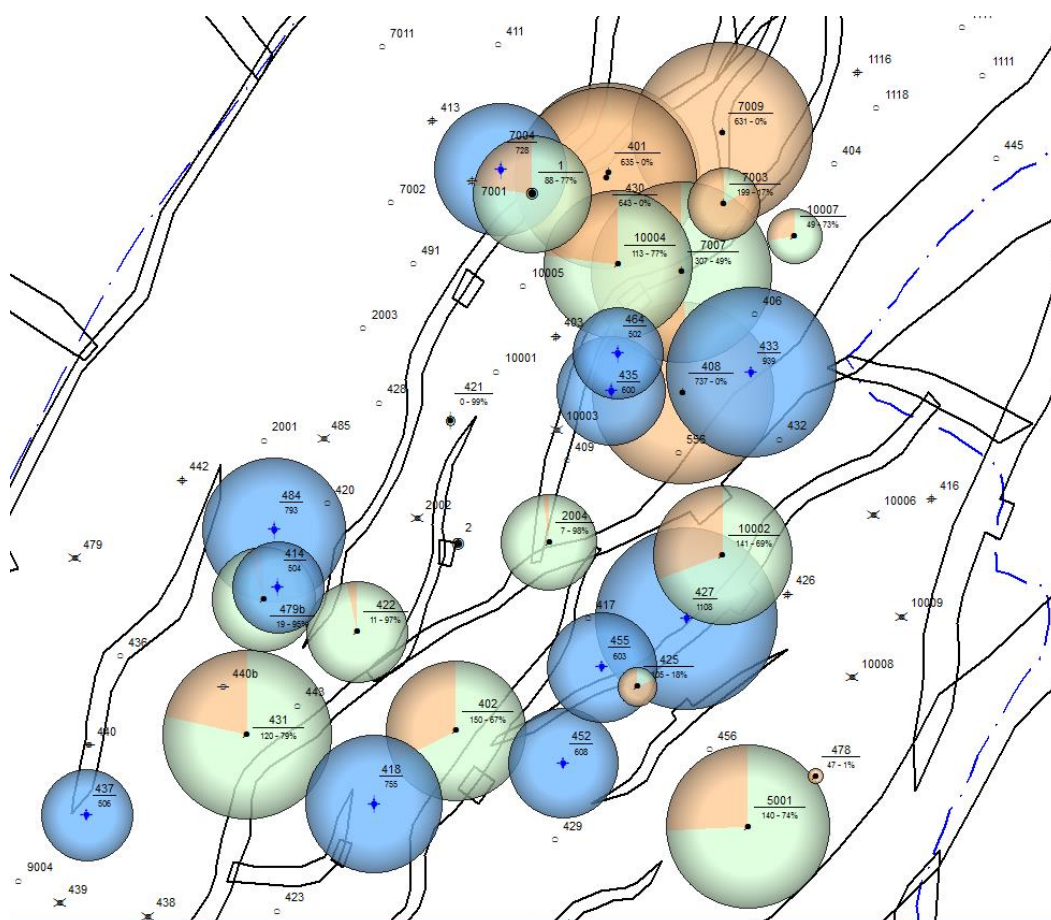
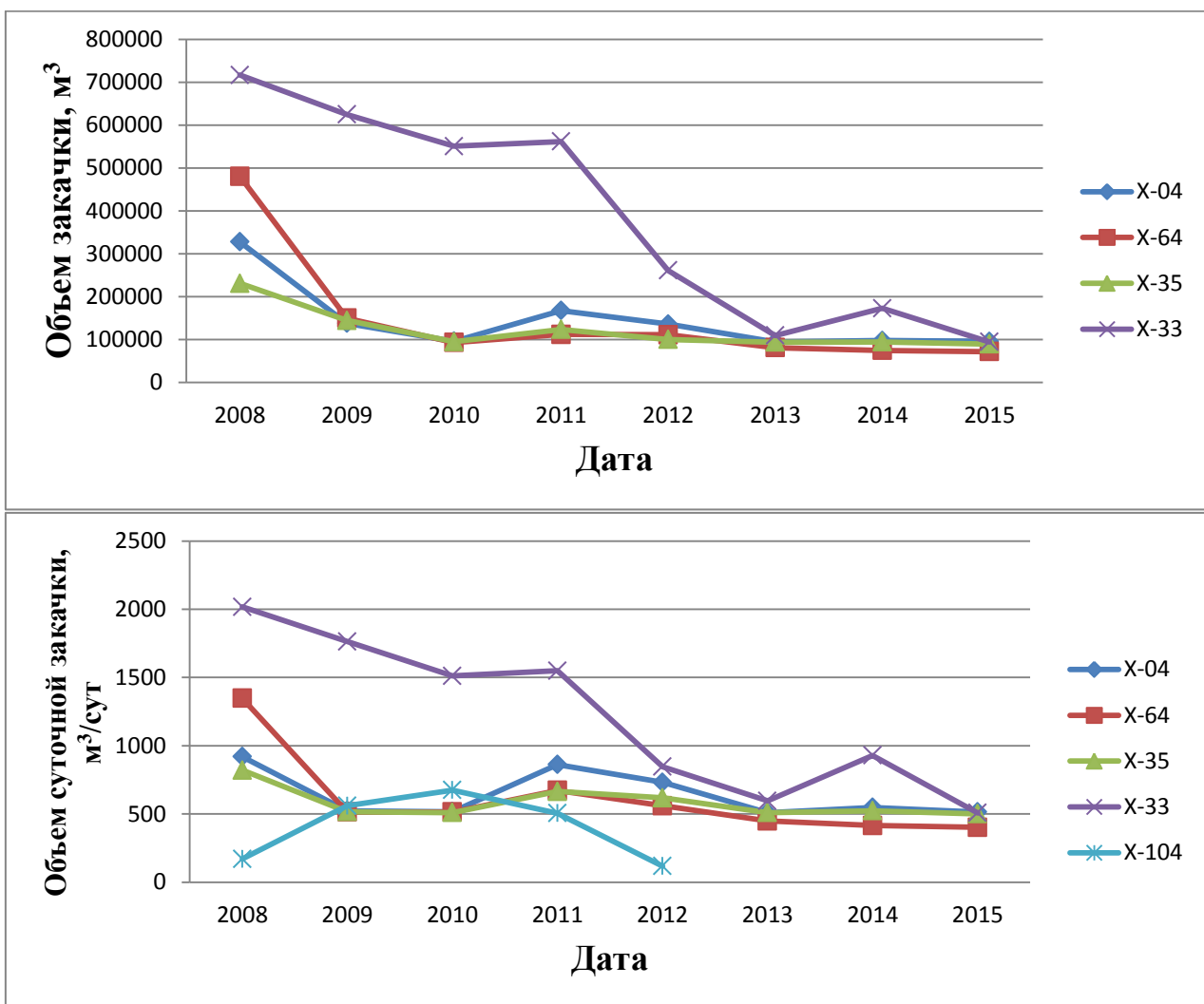


Рисунок 5.6 – Схема размещения скважин в фундаменте центрального блока

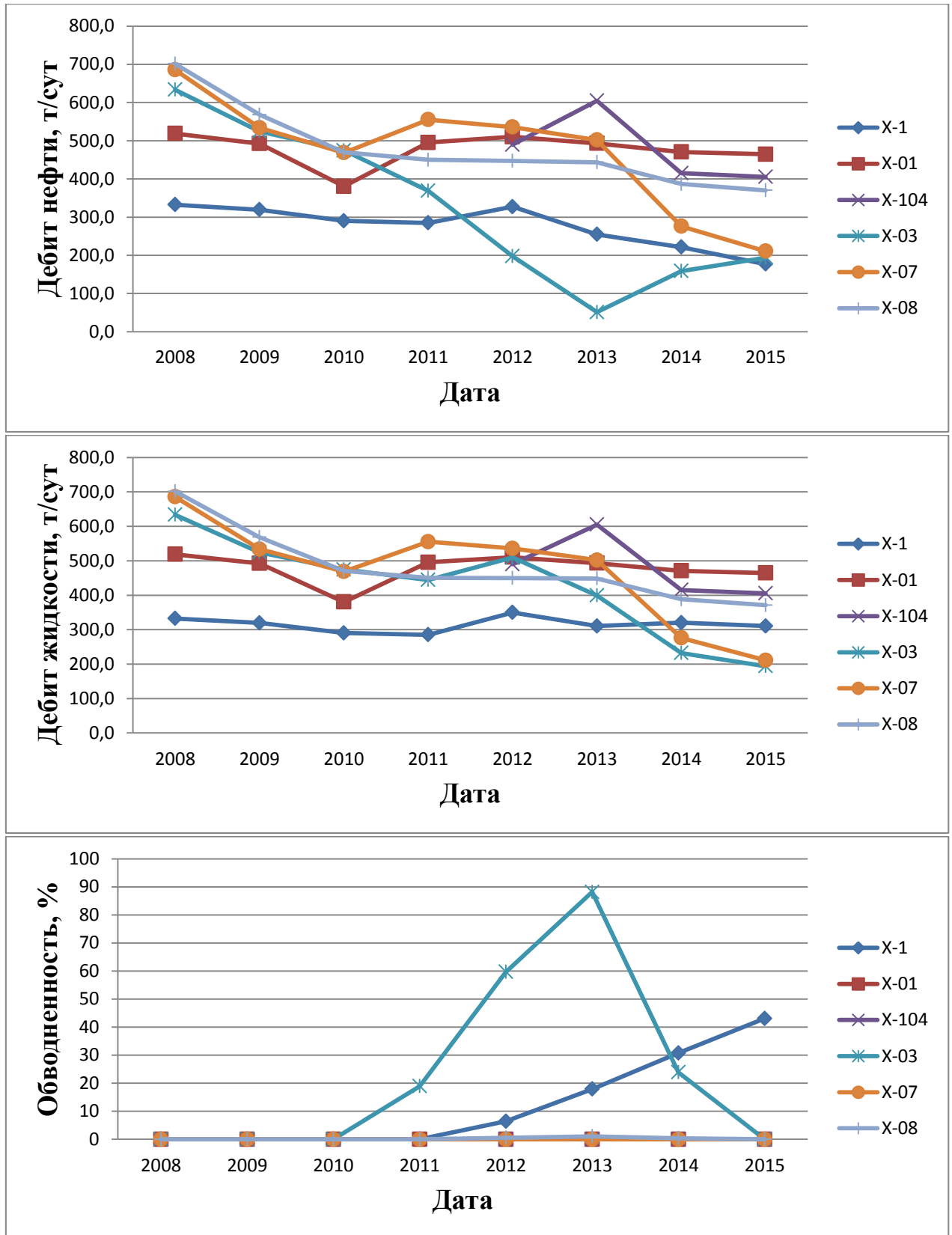
Первая участка центрального блока: Динамика объема закачки воды по годам и по суткам приведена на графике 5.1.



Графика 5.1 – Объем закачки по годам и по сутком в каждом годе.

У всех линий есть тенденцию падения объема закачки воды в периоде исследования (2008г.–2015г.). В этой учакте самый большой объем воды нагнетается скважиной X-33 (около 50% суммарного объема 4 нанетательных скважин). Резким уменьшением закачки воды является последствие применения периодической закачки на этих скважин (скв. X-04, X-64, X- 35 в 07.2012г. и скв. X-33 в 12.2012г.).

Динамика дебитов жидкости и обводненности по годам приведена на графике 5.2.



Графика 5.2 – Основные показатели добывающих скважин.

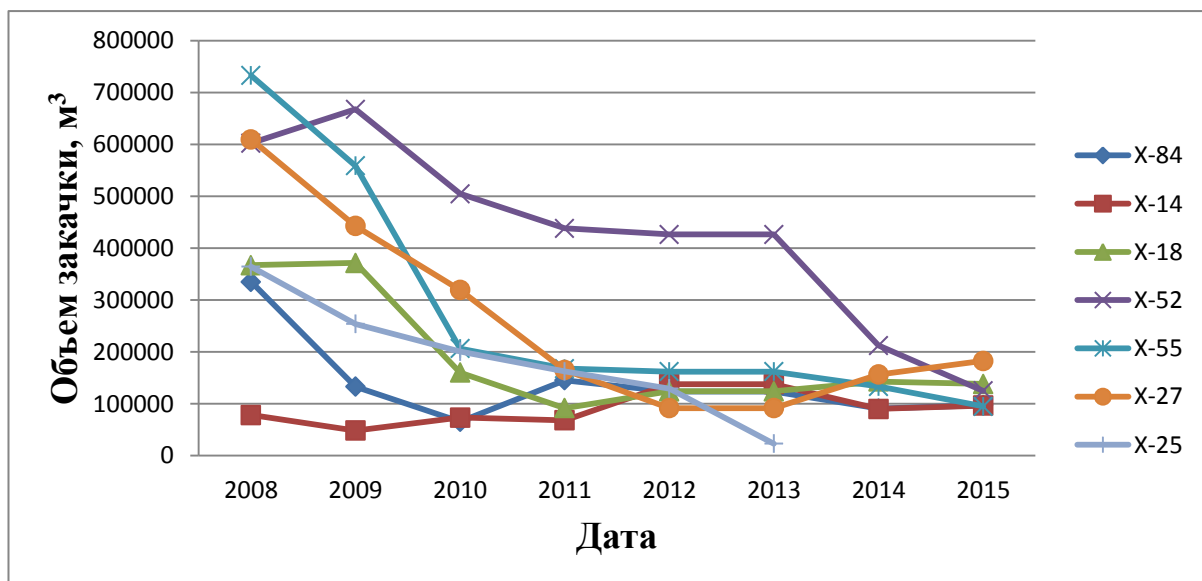
Скважины X-01, X-08 и X-07 разработаны в отличном состоянии с безводным и высоким дебитом, в том числе уменьшение дебит нефти в скв. X-07.

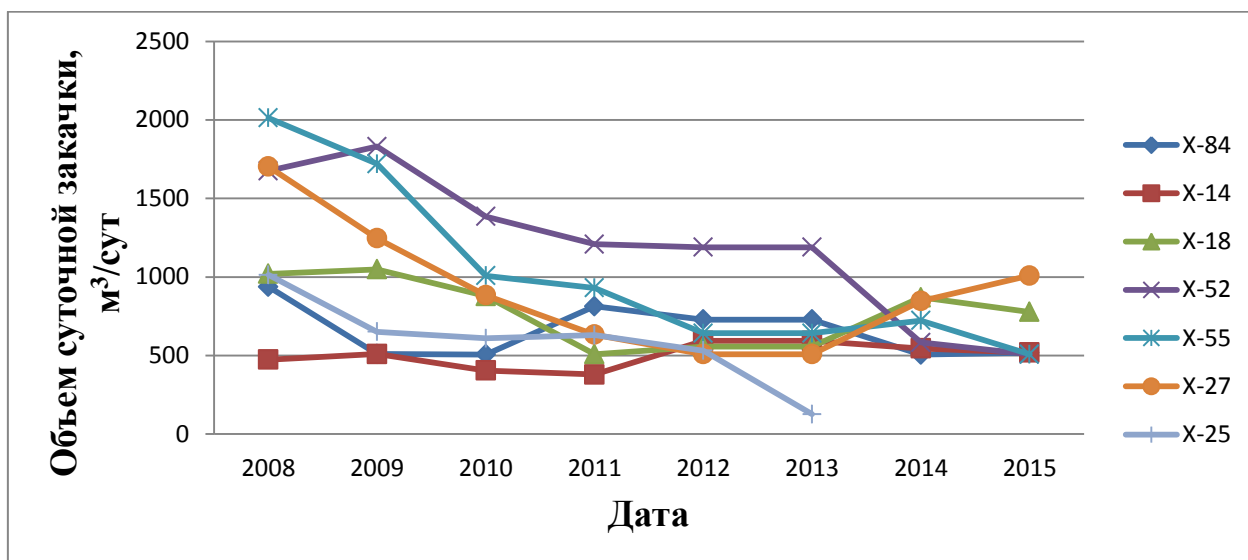
Скважина X-104 сначала используется для закачки от 9/2008 года с интенсивностью 170,3 м³/сут в 2008 и повышается примерно до 500-600 м³/сут до 2011 года. Сознан повышение обводненности в скв. X-03 (15% в 05.2011г.), инженеры перевели скважину в периодический режим в 06.2011 году с той же интенсивностью предыдущего месяца но в течение следующего 3 года, обводненность скв. X-03 еще не улучшается.

Обводненность в скважине 1 постепенно увеличивается от 2011 года но еще под контроль с обводненностью, которым достигла 20% в 2012 году. Скважина X-104 применяется как добывающая скважина с целью понижает обводненность скважины 1, но результат не получился. Даже этого, перевод скважины X-104 на добывающий перенёс большой выгод, чтобы получили безводный высокий дебит (больше 400 т/сут. до настоящего).

Таким образом, попытка изменения режима закачки и попоже перевода из нагнетательной на добывающей скважины X-104 практически не сильно влияет на динамики работы других скважин в этой части.

Вторая часть центрального блока: Динамика объема закачки воды по годам и по суткам приведена на графике 5.3.



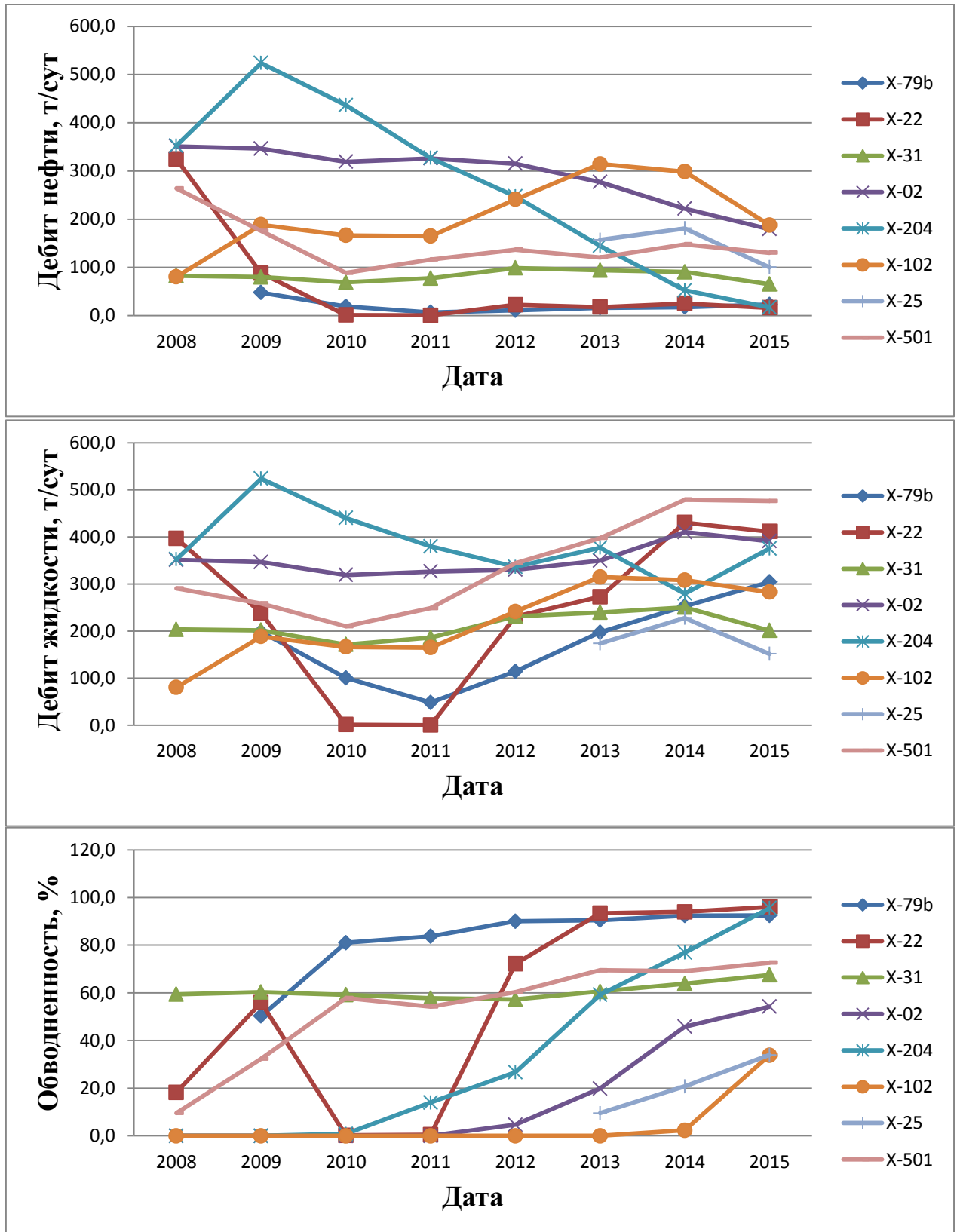


Графика 5.3 – Объем закачки по годам и по сутком в каждом году.

Общей тенденцией закачки воды нагнетательных скважин является уменьшение по времени, даже чуть повышается закачка воды скв. X-27 в последние 2 года (2014г. и 2015г.). Скважина X-14 применяется для закачки воды от 2005 года и нагнетает воды по периодическим режиме сначала 2008 года. Скачки понижения закачки показываны переводом скважин на периодический режим, в том числе: скв. X-84 от 06.2009 года ; скв. X-18 и X- 55 от 01.2010 года; скв. X-27 от 06.2011 года.

Такие скважины перевели на периодический режим по плану но только скважина X-52, которую перевели на периодический от 04.2014 года, перенёс неожиданный результат, чтобы обводненность скв. X-03 (первая участка) уменьшается от 88% в 2013 году до 23% в 2014году и около 0% в 2015 году.

Динамика дебитов жидкости и обводненности по годам приведена на графике 5.4.



Графика 5.4 – Основные показатели добывающих скважин.

Скважины X-31, X-102, X-02 и X-501 вообще стабильно добивались нефти. Скважина X-796, X-22 и X-204 постепенно ухудшились с очень высокой обводненностью.

Скважину X-25 перевели на периодический от 11.2009 года из-за повышения обводненности скв. X- 22 (от 18% в 2008 году до 56% в 2009 году) и скв. X-501. В течение следующих 2 года, скважина X-22 почти остановилась (дебит жидкости около 1 т/сут с обводненностью около 0%). Но после этого от 03.2013 года, когда решили, что нормально добывает с 340 т/сут. жидкостью (03.2013г), скважина X-22 обводнёна снова и всегда больше чем 80% до конце 2015 года с высоким дебитом жидкости. Кроме этого, обводненность скв. X-204 и скв. X-02 резко повышается от 4% в 2012 году до 20% в 2013 году, поэтому скважина X25 переведена на добывающей. Результат получился не очень плохо с дебитом жидкости около 200 т/сут при обводненность от 10–35%.

4.3. Вывод и рекомендация по главе 4

Для применения схемы разработки нефти по глубинному горизонту эффективно требует контроля и гибко регулирования эксплуатации. Процесс переноса разработки до другого вышележащего горизонта по мере продвижения ИВНК происходит рациональным позволять эффективно извлекать запасы с высоким КИН и поддерживать обводненность добываемой продукции на низком уровне.

Не может конкретно формулировать гидродинамические связи между скважин в трещиноватых фундаментах. Только сможет оптимизировать системы ППД за анализ их истории разработки. Даже выделения на 2 участки, чтобы легче определяем связи между нагнетательных и добывающих скважин, но 2 учатки существуют влияние между себе (скв. X-52 и X-03). Однажды добывающая скважина, которая стабильно добывает безводные нефти, внезапно обводнён примерно 20%, то чначит она будет постоянно увеличивать обводненность (см. скважина X-204). Тогда надо снижать объем добываемой жидкости этих скважин. В соответствии с полученными выводами, рекомендуются следующие мероприятия по регулированию системы ППД и разработки центрального блока фундамента:

- Смотрев историю скважин X-104 и X-25, рекомендуем перевод нагнетательной скважины X-52 на добывающей;
- Увеличение закачки в нагнетательные скважины X-84 и X-14;
- Отключение добывающих скважин X-204, X-22 и перевод добывющей скважины X-79б на нагнетательную скважину;
- Снижение объемов добываемой жидкости скважин X-31, X-501 и оперативный контроль за обводненностью их скважин.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

После эксплуатации около 30 лет, разработка на фундаменте месторождения Белый Тигр вошла в позднюю стадию, поэтому рекомендуется комплекс мероприятий, направленных на совершенствование реализуемой системы разработки и оптимизация системы заводнения.

Процесс движения воды в трещиноватых породах фундамента очень быстрый: время от момента нагнетания до момента обводненности добывающих скважин, как правило, не превышает 2 лет, поэтому нагнетание воды с большой интенсивностью запрещено.

В зависимости от строения пласта и периода эксплуатации месторождения применяют схему закачки воды для улучшения эффективного извлечения нефти, например, закачка по циклу, закачка от краевой области и т.д.

Преимущества схемы разработки нефти по глубинному горизонту является извлечением основных запасов нефти каждого горизонта, ограничением возможности быстрой обводненности добывающих скважин, управлением подъёма языков воды и поддержанием пластового давления на кровле центрального блока на 0,5-1 МПа выше давления насыщения.

Сложно конкретно определить гидродинамические связи между скважинами в трещиноватых фундаментах. Оптимизировать систему ППД возможно на основе анализа их истории разработки.

Перевод нагнетательных скважин на периодический режим, даже на добывающую скважину, является обязательным для трещиноватых залежей в фундаменте, чтобы получить выгоды при разработке.

Рассмотрев историю скважин X-104 и X-25, рекомендуем перевод нагнетательной скважины X-52 на добывающий режим. При росте обводненности в добывающих скважинах рекомендуется проводить оперативное снижение объемов закачки по влияющим нагнетательным скважинам и увеличение их по другим с целью поддержания компенсации на уровне 110%.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА

1. Нгуен Динь Тхинь Характерные основы процесса закачки воды в фундаменте месторождения «Белый Тигр» (Вьетнам) // Сборник трудов XXII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных имени академика М. А. Усова «ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР» Том I; ТПУ. – Томск: Изд-во ТПУ, 2018. Дата обращения: 07.04.2018 г.
2. Нгуен Динь Тхинь Мероприятия повышения эффективности негнетания воды в фундаменте месторождения «Белый Тигр» (Вьетнам) // Сборник трудов XXII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных имени академика М. А. Усова «ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР» Том I; ТПУ. – Томск: Изд-во ТПУ, 2018. Дата обращения: 07.04.2018 г.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Аршев Е.Г. Нефтегазоносность окраинных морей Дальнего Востока и Юго-Восточной Азии. – М.: АВАНТИ, 2003. – 288 с.
2. Гаврилов В.П., Гулев В.Л., Киреев Ф.А. Гранитоидные коллекторы и нефтегазоносность южного шельфа Вьетнама. Т. II. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2010. – 294 с.
3. Кошляк В.А. Гранитоидные коллекторы нефти и газа. – Уфа: Гау, 2002. – 256 с.
4. Пулькина Н.Э., Зимина С.В. Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 203 с.
5. Фам Куанг Нгок. Особенности геология-разработки нефтяных залежей в трещиноватых фундаментах и схема разработки по стратиграфическим глубинам. // Нефтяное хозяйство, 2015. – №9. – С. 32–39.
6. «Вьетсовпетро» уходит в море // Нефть и капитал, август 2013, №8. – С. 16-20.
7. НИПИ морнефтегаз. Адаптация и внедрение новых технологий увеличения нефтеотды и интенсификации разработки на месторождениях СП Вьетсовпетро. г. Вунг-Тау, 2004.
8. Фам Куанг Нгок. Резкий подъем языков воды в залежи нефти фундамента месторождения Белый Тигр. / IV Всероссийская научно-практическая конференция. Добыча, подготовка, транспорта нефти и газа Томск, 2007, –С. 33–41.
9. Белов С.В. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (техносферная безопасность): учебник / С.В. Белов – 2-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство Юрайт; ИД Юрайт, 2011. – 680 с.
10. Фам Куанг Нгок. Закачка воды в залежи фундамента с трещиноватами коллекторами месторождения Белый Тигр. // Нефтяное хозяйство, 2015. – №8. – С. 32–40.

11. Арбузов В.Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. Часть 1. Учебное пособие. — Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2011. — 200 с
12. Гаврилов В.П. Геология и нефтеносность фундамента шельфа Южного Вьетнама/В.П. Гаврилов, А.Д. Дзюбло// Изв. вузов Геологии нефти и газа 1995. —№4. —С. 25–29
13. Арешев Е.Г. Характер пустотности с состав пород нефтесодержащего фундамента шельфа южного Вьетнама/ Е.Г. Арешев, В.П. Гаврилов, В.В.Поспелов, Ч.Л. Догг и др. // Нефтяное хозяйство. 1996. —№ 8. — С 27– 29.
14. Арешев Е.Г. Нефтегазоносность континентального шельфа Юга Вьетнама с позиции концепции тектоники литосферных плит/ Е.Г. Арешев, В.П.Гаврилов, Ч.Л. Донг, Н.Т. Шан // Изв. вузов Геологии нефти и газа, 1996. — № Ю. — С. 40 –43.
15. Белянин Г.Н. Состояние, проблемы и перспективы разработки нефтяных месторождений СП «Вьетсопетро»/ Белянин Г.Н., Бадиков Ф.И., Ч.К.Тай и др. // Сборник научных докладов, посвященных 15 лет создания СП «Вьетсопетро» (1981-1896). Ханой: Гос. науч.-техн. изд-во,1998. —С.291–321.
16. Чан Сюань Ван и др. Влияние изменения содержания воды продукции на производительности эксплуатации продукции месторождении «Черный Лев». / Нефтяное хозяйство, 2013. -№6. —С. 15.
17. Ч.К.Тай, Ф.К.Нгок, Б.В.Лам. Механизм движения жидкости в залежи нефти и мероприятия по повышению нефтеотдачи фундамента месторождений Белый Тигр. // Пятая международная конференция. Химия нефти и газа Томск. 2003. —С. 231 - 234.
18. И.Д.Амелин, М.Л.Сургучев, А.В.Давыдов. Прогноз разработки нефтяных залежей на поздней стадии. Московва «Недра», 1994. — 308 с.
19. Кутовой А.С. Отчет о научно-исследовательской работе «Анализ состояния эксплуатационного фонда скважин, рекомендации по оптимизации

- его работы и интенсификации нефтедобычи»/ Кутовой А.С., Нгуен К.З., др. //СП «Вьетсовпетро», НИПИморнефтегаз. Вунгтау, 2015г. –С. 117-140.
20. Нгуен Ван Дык Отчет о научно-исследовательской работе «Анализ разработки месторождения Белый Тигр по состоянию на 01.01.2013 г.» / Н. В. Дык, Иванов А.Н., Фам Суан Шон, др. // –Том II, Вунгтау, 2013 г. –С. 81-95.
21. Фам Куанг Нгок. Особенности геологии и разработки залежи в трещиноватых породах фундамента и схема разработки по глубинному горизонту месторождения Белый Тигр. // Нефтяное хозяйство, 2011. –№11. –С. 45–51.
22. Phung Huu Thuoc, Nguyen Van Ut. Water flooding dynamics of production wells in the basement of White Tiger field. International Conference “Fractured basement reservoir”, Vung Tau, 2006.
23. Hoang Van Quy. Oil reservoir in the basement of White Tiger oil field and the solutions to regulation of the production regime for enhancing oil recovery. International Conference “Fractured basement reservoir”, Vung Tau, 2008.
24. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (Вторая редакция) / М-возкон. РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, архит. и жил. политике; рук. авт. кол.: В.В. Коссов, В.Н. Лившиц, А.Г. – М.: Экономика, 2000 - 197 с.
25. Амелькович Ю.А. Лабораторный практикум по дисциплине «Безопасность жизнедеятельности» для студентов всех специальностей // учебное пособие. / Ю.А. Амелькович, Ю.В. Анищенко, А.Н. Вторушина, М.В. Гуляев и др.– Томск: Издательство ТПУ, 2010. – 236 с.
26. Вершовский В.Г. [Реферат] / В.Г. Вершовский, В. К. Хоанг // Пересчет запасов нефти и растворенного газа участка Юго-восточный Дракон по состоянию на 01.01.2007 г. – Том I, Вунгтау, 2007.