

**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 месторождений

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>Механизм образования искусственного контакта нефть-вода в фундаменте нефтяного месторождения «Белый Тигр» (Вьетнам)</b>

УДК\_622.276.43(597)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Фан Куок Хань		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Савиных Ю.В.	д.х.н., профессор		
Старший преподаватель БВУ, г.Вунг Тау (Вьетнам)	Ф.К. Нгок	Кандидат физико-математических наук., старший преподаватель		

**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
Профессор	Зятиков П.Н.	д.т.н., профессор		

Томск – 2018 г.

## **ОГЛАВЛЕНИЕ**

<b>ВВЕДЕНИЕ .....</b>	<b>5</b>
<b>ГЛАВА 1. ОБЩИЙ ОБЗОР РАЗРАБОТКИ НЕФТИ В ФУНДАМЕНТЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В МИРЕ.....</b>	<b>9</b>
1.1. Нефтяные залежи в трещиновато- кавернозном фундаменте.....	9
1.2. Разработка нефти в трещиноватых фундаментах мира.....	11
1.3. Общие сведения и геолого-геофизические характеристики фундамента месторождения «Белый Тигр» .....	12
1.4. Особенности геологии и разработки нефтяных залежей в трещиноватых фундаментах на шельфе Вьетнама .....	22
<b>ГЛАВА 2. ПРОЦЕСС РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В ТРЕЩИНОВАТЫХ ФУНДАМЕНТАХ ЦЕНТРАЛЬНОГО БЛОКА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «БЕЛЫЙ ТИГР» .....</b>	<b>27</b>
2.1. Оценка запасов нефти в фундаменте месторождения «Белый Тигр» .....	27
2.2. Гидродинамическая связь Северного и Центральных блоков фундамента месторождения «Белый Тигр» .....	29
2.3. Схема разработки нефти Центрального блока фундамента месторождения «Белый Тигр».....	33
2.4. Технологические показатели разработки центрального блока фундамента м/р «Белый Тигр» .....	34
2.5. Энергетическое состояние залежей нефти Центрального блока фундамента м/р «Белый Тигр» .....	37
2.6. Поддержание пластового давления путём закачки воды в Центральном блоке фундамента м/р «Белый Тигр».....	40

**ГЛАВА 3. МЕХАНИЗМ ОБРАЗОВАНИЯ ИСККУСТВЕННОГО  
КОНТАКТА НЕФТЬ - ВОДА В ФУНДАМЕНТЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
«БЕЛЫЙ ТИГР»..... 53**

3.1. Механизм образования и резкого подъема языков воды в залежи нефти  
фундамента месторождения «Белый Тигр» ..... 53

3.2. Образование языка воды и искусственного контакта нефть-вода в  
фундаменте м/с «Белый Тигр»..... 59

3.3. Метод быстрого расчёта уровня поднятия ВНК в фундаменте  
месторождения «Белый Тигр» ..... 61

**ГЛАВА 4. ПЕРЕМЕЩЕНИЕ КОНТАКТА НЕФТЬ - ВОДА И ОЦЕНКА  
ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ КОНТРОЛЯ ПОЛОЖЕНИЕМ  
ВОДОНЕФТЯНОГО КОНТАКТА В ЦЕНТРАЛЬНОМ БЛОКЕ  
ФУНДАМЕНТА МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР»..... 66**

4.1. Возможные схемы ВНК при различных режимах отбора и закачки воды. 66

4.2. Методы определения положения ИВНК в залежи фундамента  
месторождения «Белый Тигр» ..... 67

4.2.1. Определение ИВНК традиционными методами..... 68

4.2.2. Определение ИВНК методом забойных давлений..... 71

4.2.3. Определение ИВНК методом термогидродинамической визуализации  
(ТГДВ) трещин ..... 72

4.3. Определение положения ИВНК на основе метода материального баланса 73

4.4. Сопоставление результата определения положения ИВНК по различным  
методам в залежи фундамента ..... 76

4.5. Контроль динамикой изменения положения ИВНК при поддержании  
пластового давления путём раннего ввода системы закачки воды в разработку  
фундамента м/р «Белый Тигр»..... 77

4.5.1. Динамика изменения положения ВНК в Центральном блоке фундамента месторождения «Белый Тигр» во времени ..... 77

4.5.2. Контроль динамикой изменения положения ИВНК при поддержании пластового давления путём раннего ввода системы закачки воды в разработку Центрального блока фундамента м/р «Белый Тигр»..... 79

## **ГЛАВА 5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**Error! Bookmark not defined.**80**

5.1 Расчёт и оценка капитальных вложений освоения месторождения.....**Error! Bookmark not defined.80**

5.2 Расчёт стоимости эксплуатационных затрат освоения месторождения**Error! Bookmark not defined.81**

5.3 Экономическая эффективность варианта строительства БК-5 ..... 83

5.4 Определение экономической эффективности применения метода материального баланса (МБ) по сравнению с методом эксплуатационного каротажа (PTL) ..... **Error! Bookmark not defined.85**

## **ГЛАВА 6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ..... 89**

6.1. Производственная безопасность ..... 90

6.2. Экологическая безопасность..... 96

6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях ..... 98

6.4 Правовые и организационные мероприятия обеспечения безопасности..100

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ..... 103**

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ..... 104**

## РЕФЕРАТ

В данной выпускной квалификационной работе содержится 106 с., 38 рис., 25 табл., 27 источника.

Ключевые слова: ЦЕНТРАЛЬНЫЙ БЛОК ФУНДАМЕНТА М/Р «БЕЛЫЙ ТИГР», МАГМАТИЧЕСКИЕ ПОРОДЫ, ИСКУССТВЕННЫЙ ВОДОНЕФТЯНОЙ КОНТАКТ (ИВНК), МЕТОД МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА (МБ), ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ КАРОТАЖ (PLT), МЕТОД ТЕРМОГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ ВИЗУАЛИЗАЦИИ (ТГДВ) ТРЕЩИН, ПОДДЕРЖАНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ (ППД).

**Целью** данной работы являются анализ основных особенностей геологии и разработки нефтяной залежи в фундаменте м/р «Белый Тигр». Наряду с этим, изучение механизма образования и перемещения ИВНК в фундаменте м/р «Белый Тигр».

**Объектом** исследования дипломного проекта является Центральный блок фундамента нефтяного месторождения «Белый Тигр».

**Предмет** исследования – механизм образования и перемещения искусственного водонефтяного контакта (ИВНК) Центрального блока фундамента на месторождении «Белый Тигр».

### **Задачи:**

1. Рассмотреть образование залежей нефти в трещиновато-кавернозном фундаменте. Провести анализ особенностей геологии и разработки нефтяной залежи в трещиноватом фундаменте м/р «Белый Тигр».

2. Изучить гидродинамическую связь Центрального и Северного блоков в фундаменте месторождения «Белый Тигр». Провести анализ схемы и технологических показателей разработки Центрального блока фундамента м/р «Белый Тигр».

3. Изучить механизм образования и перемещения ИВНК в фундаменте м/р «Белый Тигр».

4. Изучить методы контроля за изменением положения ИВНК в фундаменте м/р «Белый Тигр» и провести оценку их эффективности. Провести анализ динамики изменения положения ВНК в Центральном блоке во времени. Предложить решение для контроля изменением положения ИВНК при поддержании пластового давления путём раннего ввода системы закачки воды в разработку фундамента м/р «Белый Тигр» на основе метода МБ.

**Аннотация:** Приведены общие сведения о структуре, геолого-геофизической характеристике фундамента м/р «Белый Тигр». Проанализированы основные особенности геологии и разработки нефтяных залежей в трещиноватых фундаментах на шельфе Вьетнама, приведены схема и технологические показатели разработки залежи нефти фундамента, которые являются предпосылкой для проектирования и разработки других подобных нефтяных месторождений, в которых нефть приурочена к трещиноватым магматическим фундаментам.

В процессе исследования проводились оценка запасов нефти, анализ гидродинамической связи Центрального блока и Северных блоков, анализ схемы разработки Центрального блока и анализ энергетического состояния залежей нефти Центрального блока фундамента м/р «Белый Тигр».

Для текущего и перспективного планирования добычи нефти нужно определить положение ИВНК в залежи. В результате данной работы подтверждается, что определение положения ИВНК в Центральном блоке фундамента м/р «Белый Тигр» методом материального баланса достаточно простое и достоверное.

Степень внедрения: удалось проверить эффективность методов контроля над изменением положения ИВНК в фундаменте месторождения «Белый Тигр» и практическую возможность применять их на аналогичных месторождениях.

## **ВВЕДЕНИЕ**

В настоящее время нефтегазовые месторождения в магматических породах фундамента открыты практически во всех нефтегазоносных провинциях мира (Венесуэла, Египет, Мексика, Иран, Ирак, Вьетнам, Саудовская Аравия, Казахстан, Северный Кавказ, Россия и т.д.). Магматические породы как нетрадиционный тип пород-коллекторов, с которыми может быть связано возникновение огромного углеводородного потенциала. Тем не менее, вопросы о разработке таких месторождений, в связи с длительностью процессов эксплуатации, до сих пор изучены недостаточно.

Нахождение уникальной нефтяной залежи в гранитном мезозойском фундаменте на месторождении «Белый Тигр» на шельфе Вьетнама в 1988 г. развили активную дискуссию по происхождению нефти в таких залежах и способах их разработки. Во Вьетнаме доля добычи нефти из нефтяной залежи фундамента месторождений как «Белый Тигр», «Дракон» и др. составляет больше 90% от суммарной добычи нефти. Поэтому подробное изучение вопросов по контролю и регулированию разработки этих месторождений становится более актуальным и действительно имеет большое практическое значение.

В данной диссертационной работе проведены анализ особенности геологии и разработки месторождения в фундаменте, изучение механизма образования и перемещения искусственного нефтяного контакта в Центральном блоке фундамента на м/р «Белый Тигр» через 25 лет эксплуатации. Исходя из этих данных можно формировать технологию разработки такого типа месторождения. Это можно использовать для аналогичных месторождений, в которых нефть приурочена к трещиноватым магматическим фундаментам.

# ГЛАВА 1. ОБЩИЙ ОБЗОР РАЗРАБОТКИ НЕФТИ В ФУНДАМЕНТЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В МИРЕ

## 1.1. Нефтяные залежи в трещиновато-кавернозном фундаменте

Нефть в фундаменте впервые была обнаружена в 1855 году в районе Ухты (Россия) и в США в 1857 г. На сегодняшний день нефть найдется во многих местах мира, особенно на Ближнем Востоке и в России. Нефть в большем случае накапливается в отложениях различных осадочных структур; поэтому нахождение нефти в трещиновато-кавернозных фундаментах открыло новое направление в области разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений [1].

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

Целенаправленные поиски залежей углеводородов в фундаменте ведутся в ограниченных объемах, хотя в фундаменте открыты промышленные месторождения, в том числе крупные. Это объясняется тем, что не ясна природа емкости пород фундамента, не разработали методы выделения коллекторов в кристаллических породах, их вскрытия и освоения.

Между прочим, современная концепция тектоники литосферных плит, геодинамики деформаций позволяет считать магматические породы как нетрадиционный тип пород-коллекторов, с которыми может быть связан огромный углеводородный потенциал. Это позволяет открыть ряд высокопродуктивных месторождений нефти в магматических породах, включая месторождения на шельфе южного Вьетнама, а также месторождений нефти и газа в метаморфических породах.

Существует много определений трещиноватых горных пород, и в том числе, 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.

Фундамент имеет два основных типа нефтяных трещиноватых горных пород: трещиновато-кавернозные горные породы (рис.1.1) и трещиновато-кавернозные вперемежку с матричными блоками.

По уровню трещиноватости породы можно разделить на микротрещины и большие трещины. Микротрещины разделяют на следующие виды:

а. Очень узкие микротрещины:  $0,005 \div 0,01$  мм;

б. Узкие микротрещины:  $0,01 \div 0,05$  мм;

в. Широкие микротрещины:  $0,05 \div 0,15$  мм.

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

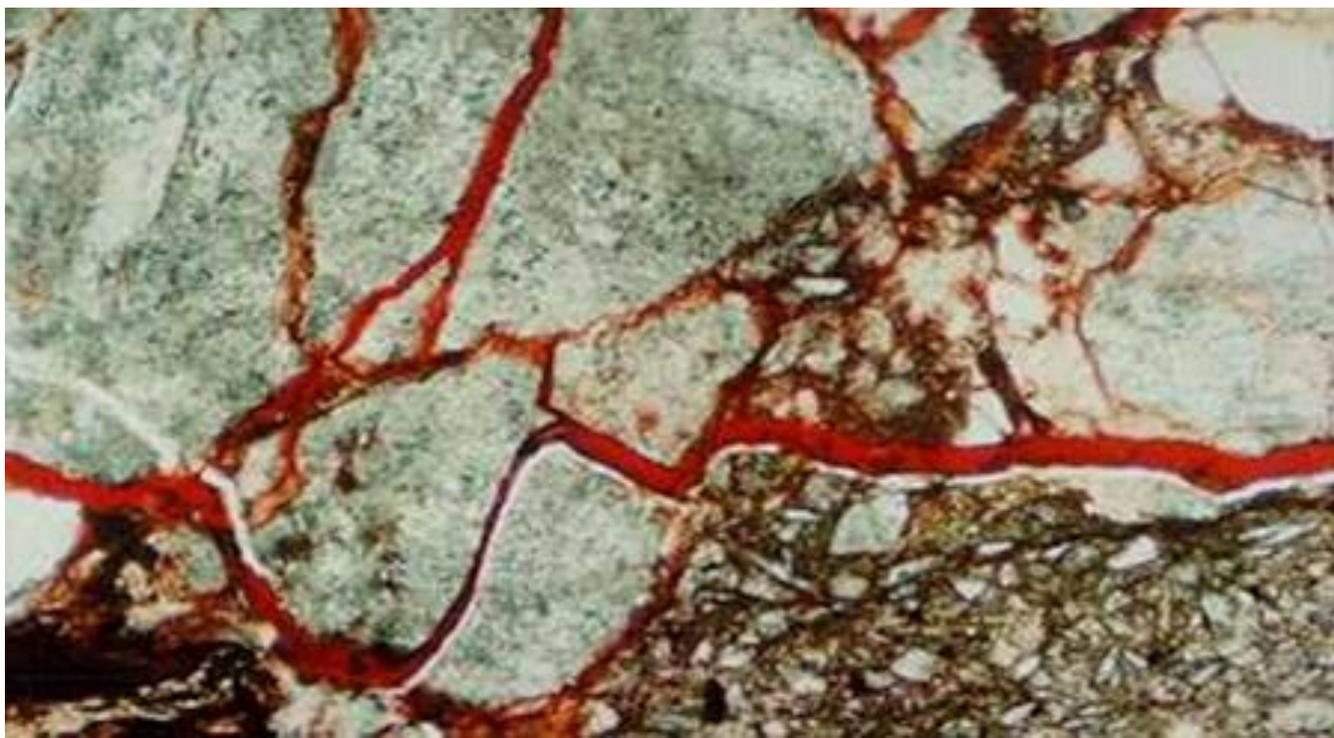


Рисунок 1.1 – Трещиноватые кавернозные горные породы

## 1.2. Разработка нефти в трещиноватых фундаментах мира

Было впервые проведено целенаправленное бурение с целью оценки нефтеносности фундамента в Венесуэле на месторождении Ла Пас в бассейне Маракайбо. Скважина Р-86, пробуренная в 1953 г., вскрыла 332 м пород фундамента. Получили приток нефти ( $0,855 \text{ г/см}^3$ ) дебитом  $630 \text{ м}^3/\text{сут.}$  Далее, в 1987 г. было пробурено 17 продуктивных скважин. Нефть содержится в трещиноватых гранитах, гранодиоритах, местами в метаморфических породах.

На северо-восточном в продолжении антиклинали Ла Пас расположено месторождение Мага. Фундамент, вскрытый в среднем на глубину 363 м 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 [3].

В США на территории Мид-Континента (Внутренний бассейн) открыли несколько месторождений нефти и газа, связанных с породами кристаллического фундамента, среди которых выделено гигантское нефтегазовое месторождение Хьюстон-Панхендл, начальные извлекаемые запасы которого составляют 225 млн. т нефти и 2100 билл.  $\text{м}^3$  газа. Пористость кристаллических пород достигает 22%, коллектор – трещиновато-каверновый.

В городе Невада выявлено семь месторождений нефти, связанных с интрузивными породами, являющиеся гранитами и гранодиоритами.

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

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.

Месторождение нефти Бохолла-Чангпанг в трещиноватых гранитоидных коллекторах, открыто 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 м<sup>3</sup>/сут. Однако периферийные скважины и скважины, пробуренные в погруженных блоках, быстро обводняются.

Крупное месторождение нефти и газа Бомбей Хай было открыто в 1974 г. в 150 км от западного побережья Индии. 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, дебит которых больше 160 м<sup>3</sup>/сут [3].

### **1.3. Общие сведения и геолого-геофизические характеристики фундамента месторождения «Белый Тигр»**

Месторождение «Белый Тигр» является уникальным по запасам нефти. Открытие уникальной нефтяной залежи в трещиноватых гранитоидах мезозойского фундамента активизировало поисково-разведочные работы на образованиях магматогенного фундамента на шельфе Вьетнама и региона в целом (рис.1.2).

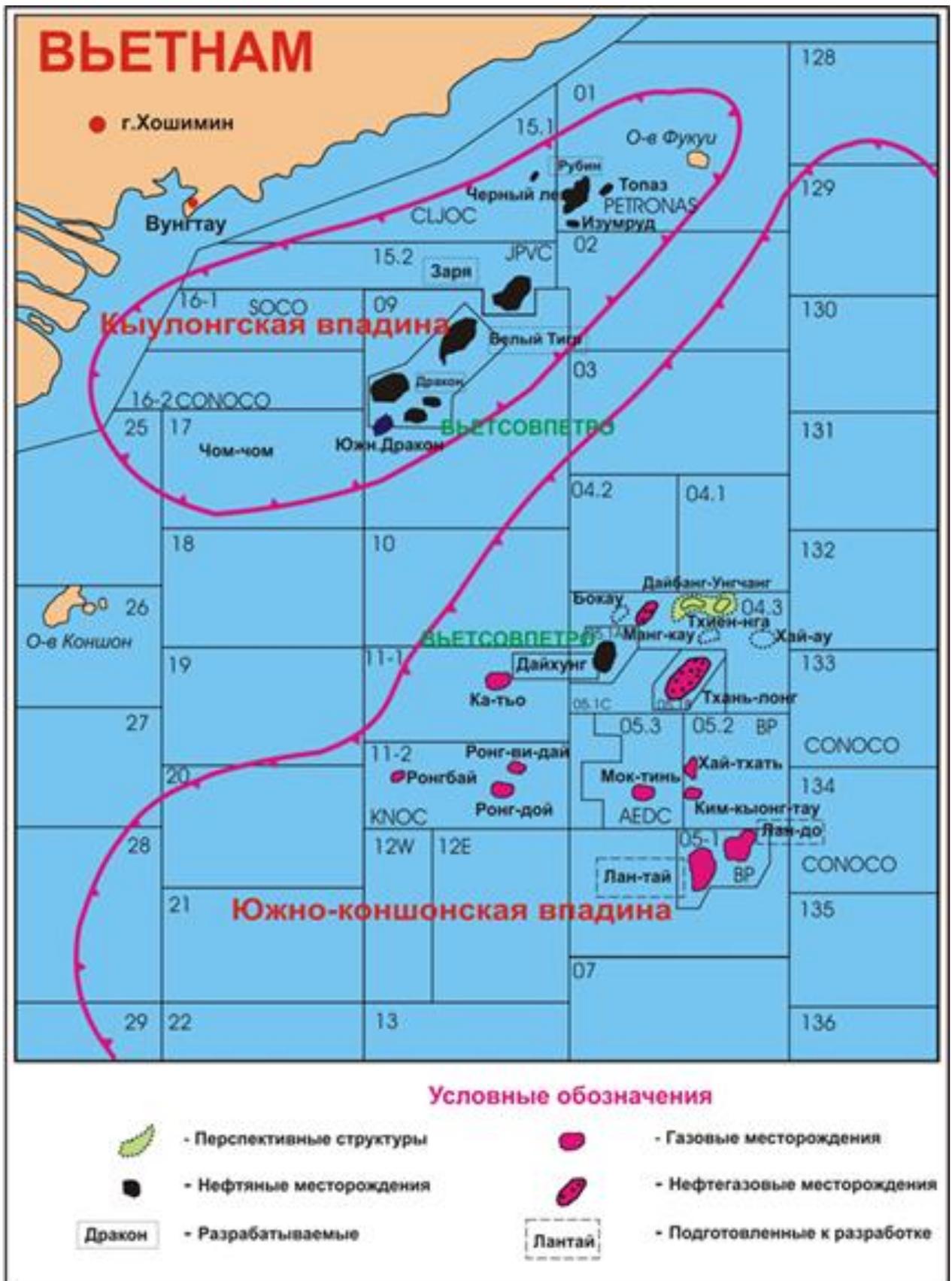


Рисунок 1.2 – Схема расположения месторождений на шельфе юга Вьетнама

Глубина моря в пределах месторождения около 60 м. Площадь месторождения составляет примерно 136 км<sup>2</sup>. Добыча нефти ведется из залежей [2]:

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

Вскрытый бурением геологический разрез района подразделяется на 3 структурных этажа: докайнозойский фундамент, олигоценый и миоцен-плейстоценовый структурно-тектонический этажи.

Тектоническая деятельность в данном районе привела к формированию сложной и типичной морфологии поверхности фундамента. Серией разломов поверхность фундамента разделена на ряд прогибов и поднятий (рис.1.3).

На основании структурно-тектонических особенностей, разрывных нарушений, литолого-петрографических характеристик и нефтегазоносности месторождение «Белый Тигр» разделяется на отдельные блоки и участки: Северный, Центральный, Южный, Западный и Северо-Восточный участки (рис.1.3) [4].

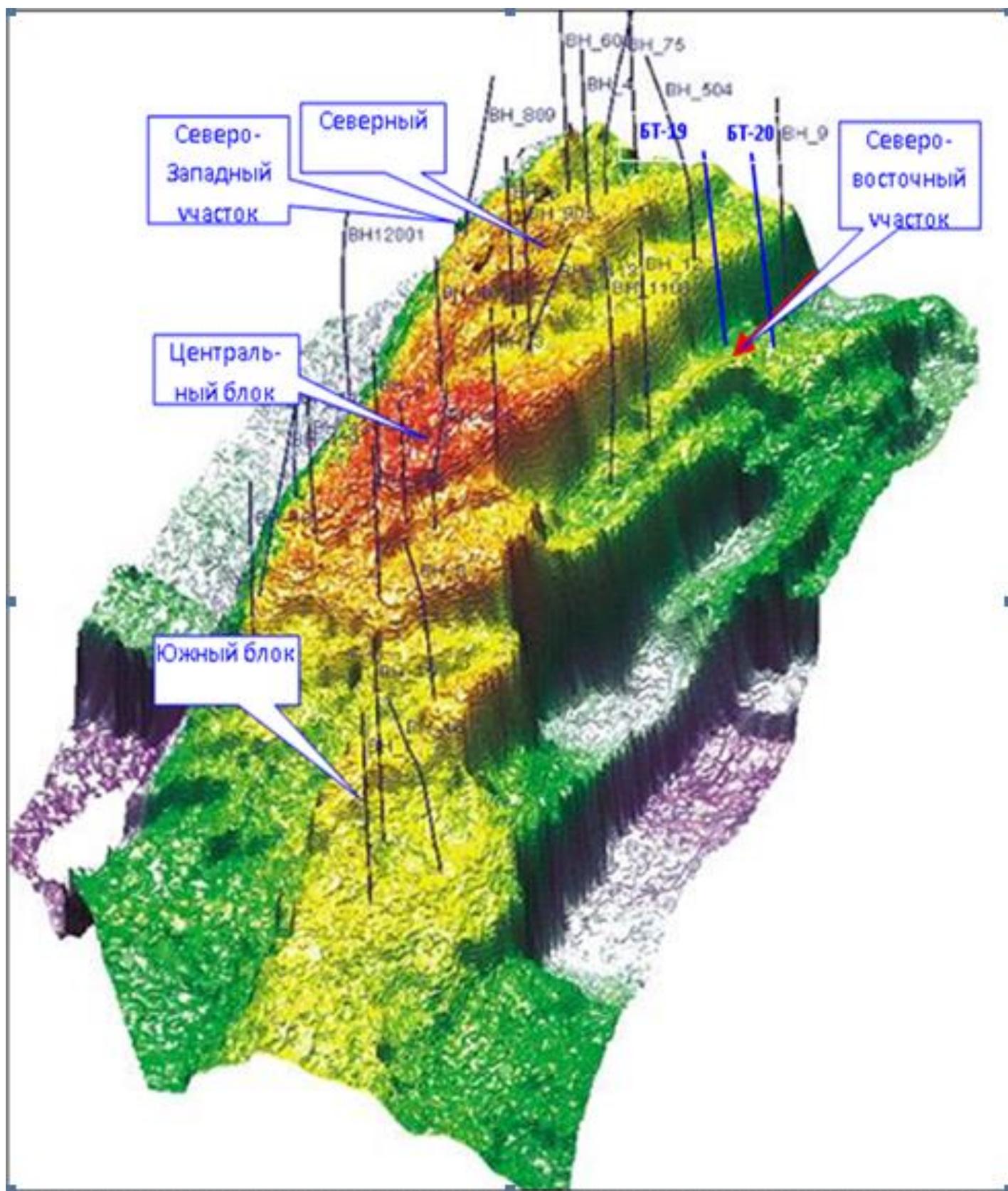


Рисунок 1.3 – Структурное районирование месторождения «Белый Тигр» 3D модель фундамента

Геологический разрез месторождения «Белый Тигр», вскрытый скважинами, представлен докайнозойскими кристаллическими породами фундамента и преимущественно терригенными породами осадочного чехла (рис.1.4).

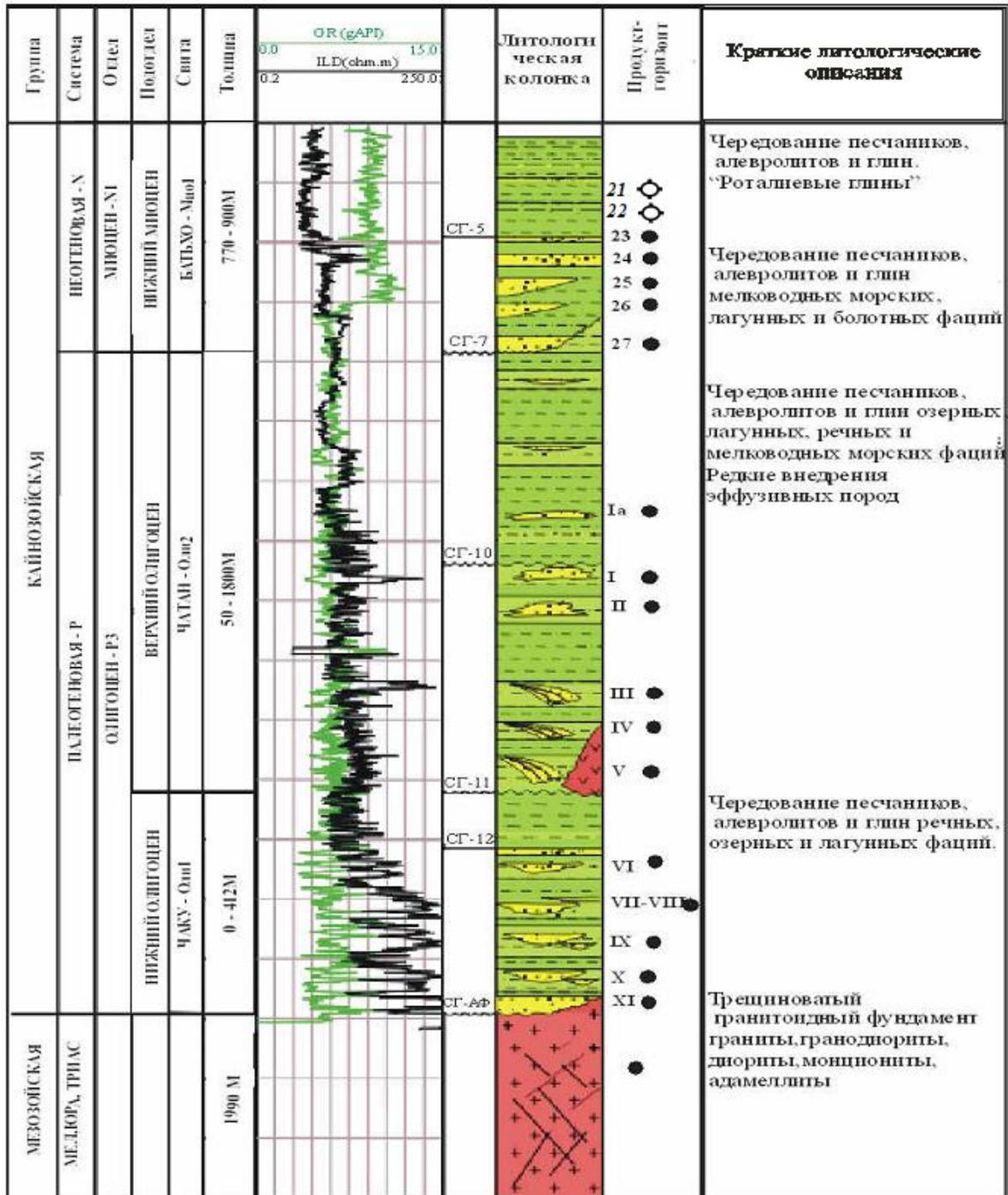


Рисунок 1.4 – Сводный литолого-стратиграфический разрез месторождения «Белый Тигр»

**Фундамент** сложен магматическими полнокристаллическими породами с дайками диабазовых и андезитобазальтовых порфиритов и характеризуется в значительной мере петрофизической неоднородностью. В пределах центрального свода распространены преимущественно биотитовые двуслюдистые граниты. В пределах Северного свода – биотитовые гранодиориты и адамеллиты при значительном содержании кварцевых монзонитов и субщелочных диоритов. И в пределах Южного свода – граниты (скв.БТ-8) и гранодиориты (скв.БТ-17).

Гранитоиды на месторождении «Белый Тигр» обладают повышенной кавернозностью и трещиноватостью. Полученные новые данные, в основном, подтвердили ранее представленную схему развития пород фундамента (рис.1.5). В южной части западного блока по данным изучения керна из разведочной скважины БТ-11 и шлама из скважины БТ-12001, доказано развитие пород основного состава – диоритов, с ухудшенными ФЕС.

В итоге, на месторождении «Белый Тигр» выделяются следующие стратиграфические горизонты (снизу-вверх): Чаку (нижний олигоцен), Чатан (верхний олигоцен), Батьхо (нижний миоцен), Кошнон (средний миоцен), Донгнай (верхний миоцен) и Бьендонг (нерасчлененные плиоцен – четвертичные отложения).

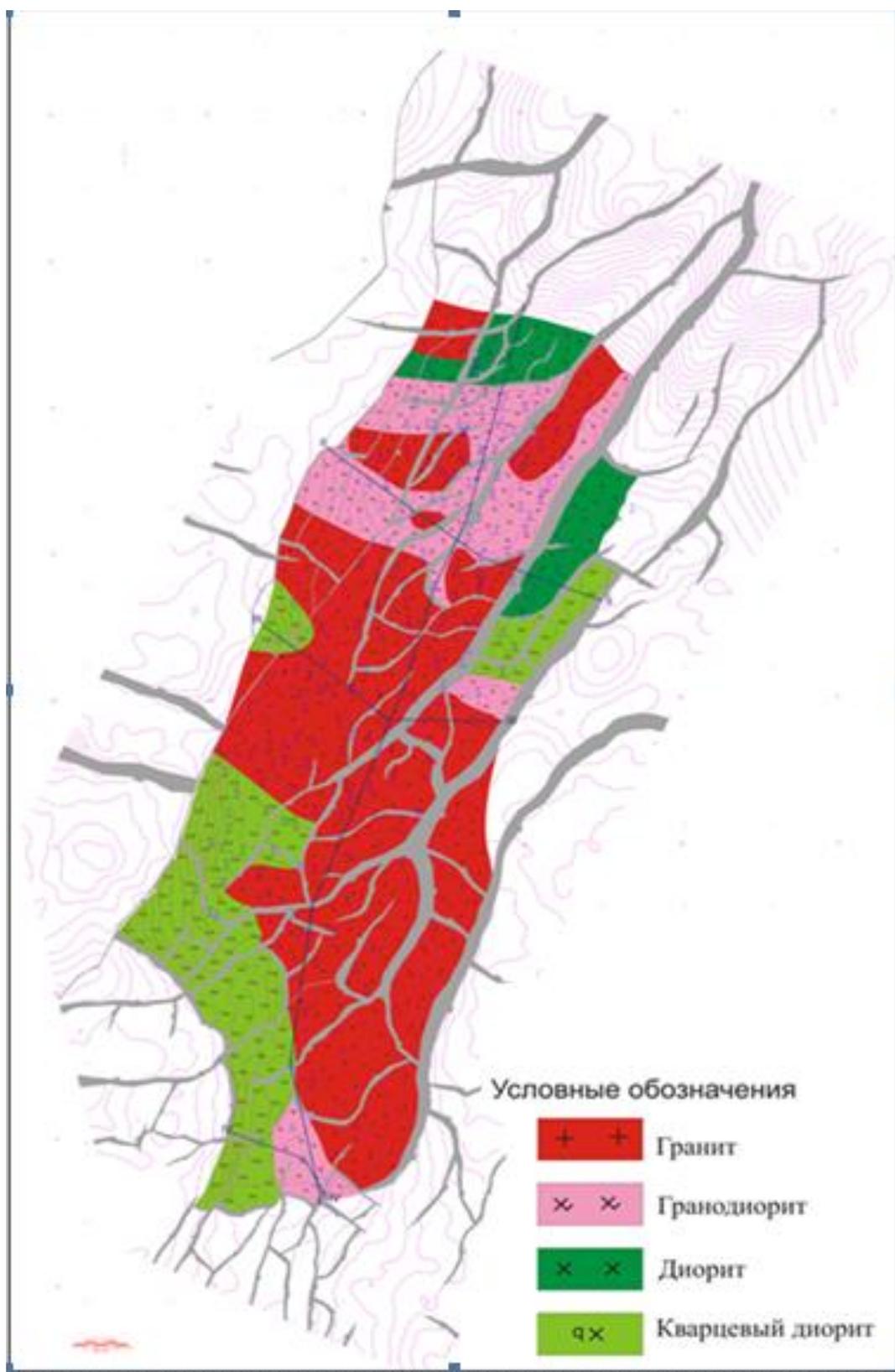


Рисунок 1.5 – Карта-схема распространения петротипов кристаллических пород на поверхности фундамента м/р «Белый Тигр»

Структура месторождения «Белый Тигр» по данным сейсморазведки 3Д и бурения скважин представляет собой по фундаменту погребенный горстообразный выступ северо-восточного простирания с размерами 28х6 км. За счет наличия многочисленных разрывных нарушений она обладает очень сложным строением с разделением на различно-приподнятые блоки (рис.1.6). Вверх по разрезу структура месторождения выполаживается и уменьшается в размерах. Амплитуды разрывов затухают до полного исчезновения.

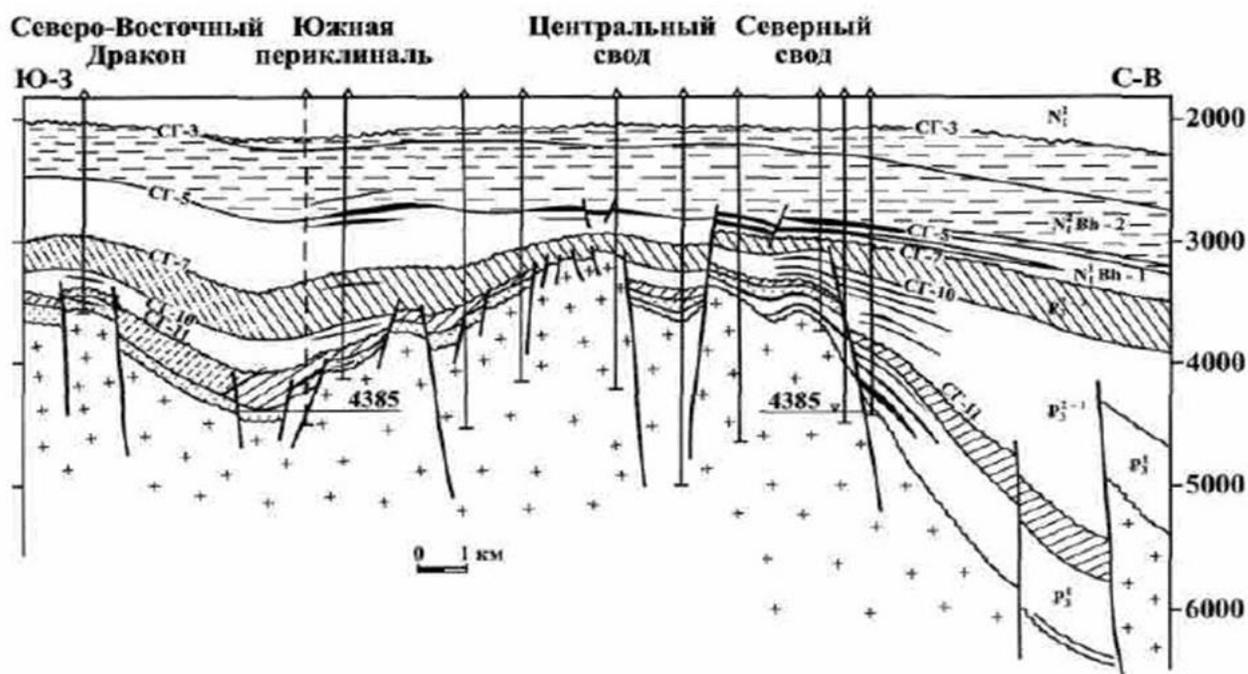


Рисунок 1.6 – Продольный геологический разрез месторождения «Белый Тигр»

По основным разрывным нарушениям фундамент разделен на структурно-тектонические блоки: северо-западный, северный, центральный, северо-восточный, восточный, южный (рис. 1.7). На месторождении «Белый Тигр», залежи нефти приурочены в трещиновато-кавернозным породам Центрального блока фундамента.

Нижняя граница залежи определена на основе обобщения всей информации в процессе бурения скважин, материалов ГИС, результатов испытания и принимается на отметке -4950 м [4].

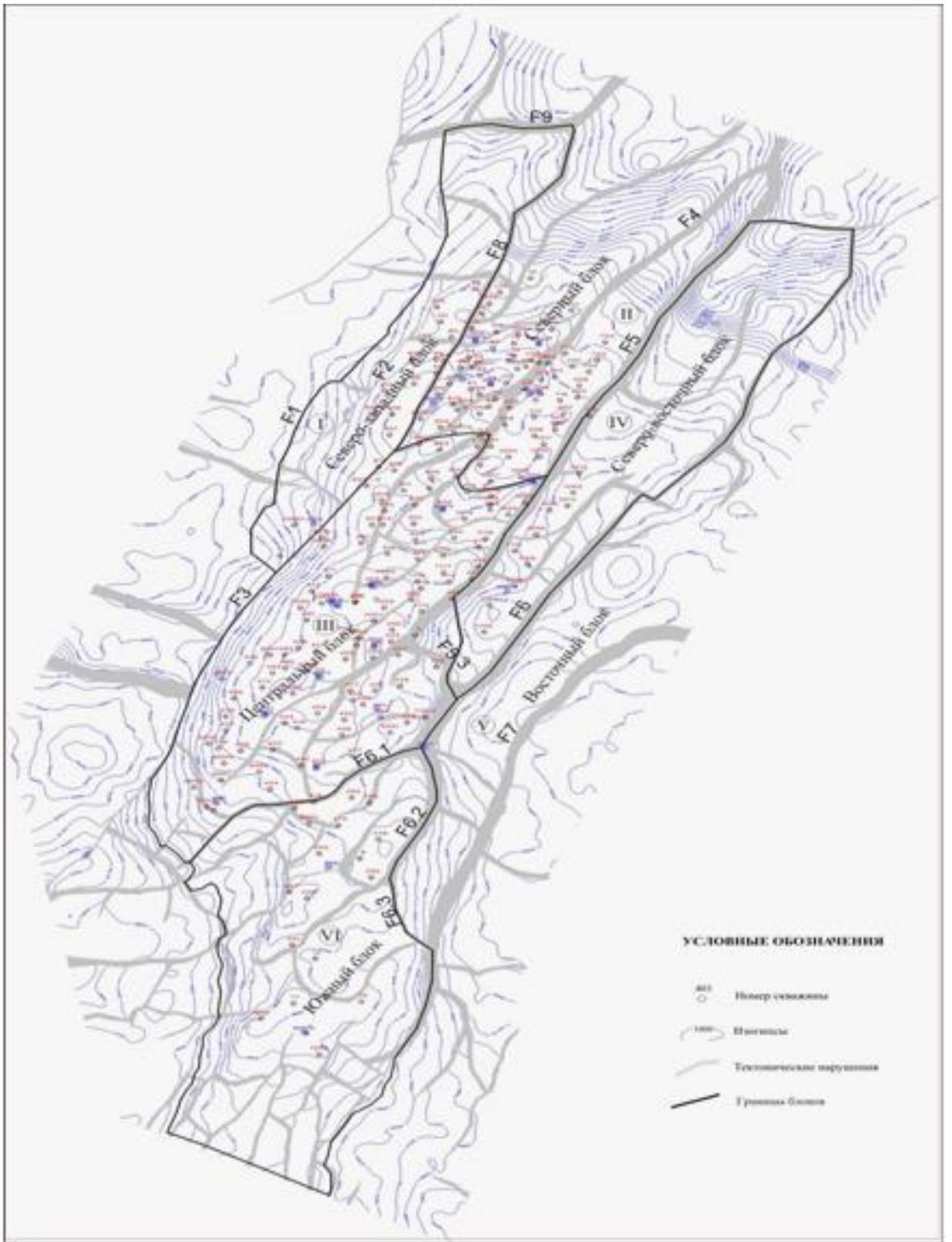


Рисунок 1.7 – Схема распределения структуры «Белый Тигр» по фундаменту на тектонические блоки

## Литолого-петрографическая характеристика пород-коллекторов и покровов фундамента месторождения «Белый Тигр»

За период 01.01.2006 – 01.01.2012 г. пустотное пространство исследовано в 32 образцах. Среднее значение открытой пористости составляет 2,37% с преобладанием трещинной пористости над поровой. Сверху вниз по разрезу до глубины 500 метров от кровли фундамента средние значения пористости постепенно уменьшаются от 4,57 до 2,83% и далее, в интервале глубин 500-1000 м снижаются до 1,13-1,22%. Петрофизические свойства пород фундамента представлены в таблице 1.1:

Таблица 1.1 - Петрофизические свойства пород фундамента

Параметр породы	На 01.01.2006 г.			На 01.01.2012 г.		
	Вариация / среднее значение			Вариация / среднее значение		
	Центр. блок	Северный блок	Южный блок	Центр. блок	Северный блок	Южный блок
Открытая пористость	<u>(0,5-16)</u> 1,87	<u>(0,5-20)</u> 2,27	<u>(0,1-9)</u> 1,95	<u>(0,5-16)</u> 1,87	<u>(0,33-20)</u> 2,34	<u>(0,1-9)</u> 1,95
Плотность твердой фазы,	<u>(2,56-2,88)</u> 2,68	<u>(2,5-2,81)</u> 2,687	<u>(2,61-2,88)</u> 2,7	<u>(2,56-2,88)</u> 2,68	<u>(2,4-2,81)</u> 2,682	<u>(2,61-2,88)</u> 2,7
Газопроницаемость (мД)	<u>(0-5000)</u> 16,5	<u>(0,1-5000)</u> 14,49	<u>(0,01-1069)</u> 2,96	<u>(0-5000)</u> 16,5	<u>(0,1-5000)</u> 13,37	<u>(0,01-1069)</u> 2,96
Остаточная водонасыщенность, %	<u>(14,3-91,8)</u> 52,6	<u>(20-80)</u> 44,9	<u>(30 -70)</u> 54,9	<u>(14,3-91,8)</u> 52,6	<u>(20-94)</u> 47,05	<u>(30 -70)</u> 54,9
Суммарная радиоактивность, ppm	<u>(0,7-5)</u> 2,2	<u>(0,17-8,2)</u> 2,24	<u>(1,4 -5,83)</u> 2,5	<u>(0,7-5)</u> 2,2	<u>(0,17-8,2)</u> 2,23	<u>(1,4 -5,83)</u> 2,5
Параметры пористости	<u>14,7 - 2537</u> 489,6	<u>18-1136</u> 272	<u>135 - 213</u> 174	<u>14,7 - 2537</u> 489,6	<u>18-1136</u> 230	<u>135 - 213</u> 174
Параметры насыщения	<u>1,86 – 88,7</u> 10,98	<u>2-49</u> 11,78	<u>4,14 -4,27</u> 4,2	<u>1,86 – 88,7</u> 10,98	<u>1,1-49,2</u> 10,85	<u>4,14 -4,27</u> 4,2

#### **1.4. Особенности геологии и разработки нефтяных залежей в трещиноватых фундаментах на шельфе Вьетнама**

**Нефтяные залежи в трещиноватых фундаментах очень глубоко расположены**

Нефтяные залежи в трещиноватых фундаментах имеет глубинную нижнюю границу по широкому диапазону колебания от 2000 (месторождение Карачок в Сирии) до 5500м (месторождение Тенгиз в Казахстане). Группа месторождения в Грозном- России имеют нижнюю границу от -4000м ÷ -5000м.

**Продуктивная толщина нефтяной залежи в фундаменте имеет большое значение**

Скопления нефти и газа в фундаменте характеризуется значительным по мощности этажом нефтеносности от 250м до более 1700м, высоким давлением и температурой. Нефтяное месторождение в трещиноватых фундаментах имеет эффективную мощность 260м как Кокдумалакское месторождение в Узбекистане. На месторождении Хьюгтон-Пенхендл (США) нефть обнаружена в неветрелых гранитах из интервала 458-1068 м, на месторождении Ла-Пас (Венесуэла) – в трещиноватых породах фундамента из интервала 1615-3350 м. На м/с Ауджила-Нафура толщина нефтенасыщенной части фундамента составляет 450 м, а на Оймаше 3612-3850 м. Наибольшее значение толщины нефтенасыщенной части обнаружено на месторождении «Белый Тигр» –1900 м (3050-4950 м), там много добывающих скважин работают с дебитом больше 1400 т/сут (10.000 бар/сут).

**Общая пористость нефтяных залежей не превышает 1%**

Нефтяные залежи в трещиноватых фундаментах имеет очень маленькую пористость, которая неравномерно уменьшается по глубине. На кровле фундамента пористость может быть достигнута до 5-6%, но на большой глубине

под высоким давлением, пористость имеет маленькое значение и составляет в интервале 0,1- 0,6%. Результаты исследования многих месторождений показали, что средняя пористость всей нефтяной залежи не превышает 1%; как принято, от 0,06 до 1% [5].

### **Трещины характеризуются системными характеристиками**

В нефтяных залежах сильно развиваются трещины в горных породах, большие трещины соединяются между собой и образуется система трещин. В каждой системе трещин, имеется две главные группы разломов, которые пересекаются с направлением примерно  $90^{\circ}$ . Представлена в рис.1.8 система трещиноватости, имеющая отчётливые направленные свойства и образующая к горизонтали определенный угол.



Рисунок 1.8 – Система трещиноватости на поверхности горной породы.

**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  $0x$ ,  $0y$ ,  $0z$  обозначаются  $K_x$ ,  $K_y$ ,  $K_z$  и имеют разные значения. Значение проницаемости по одному направлению может быть больше в несколько раз (даже сотни раз), чем значение проницаемости в другом направлении. Зоны, которые имеет хорошую проницаемость, лежат вблизи кровли фундамента. Чем больше глубина, тем неравномернее 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 поверхностных условиях не сохраняет состояние как в пластовых условиях. Сильная зависимость проницаемости от давления отражает характер сжатия или расширения горных пород при изменении давления. На рисунке 1.9 представлена работа скважины с режимами для различных депрессий, различными интервалами потока нефти и различными дебитами [5].

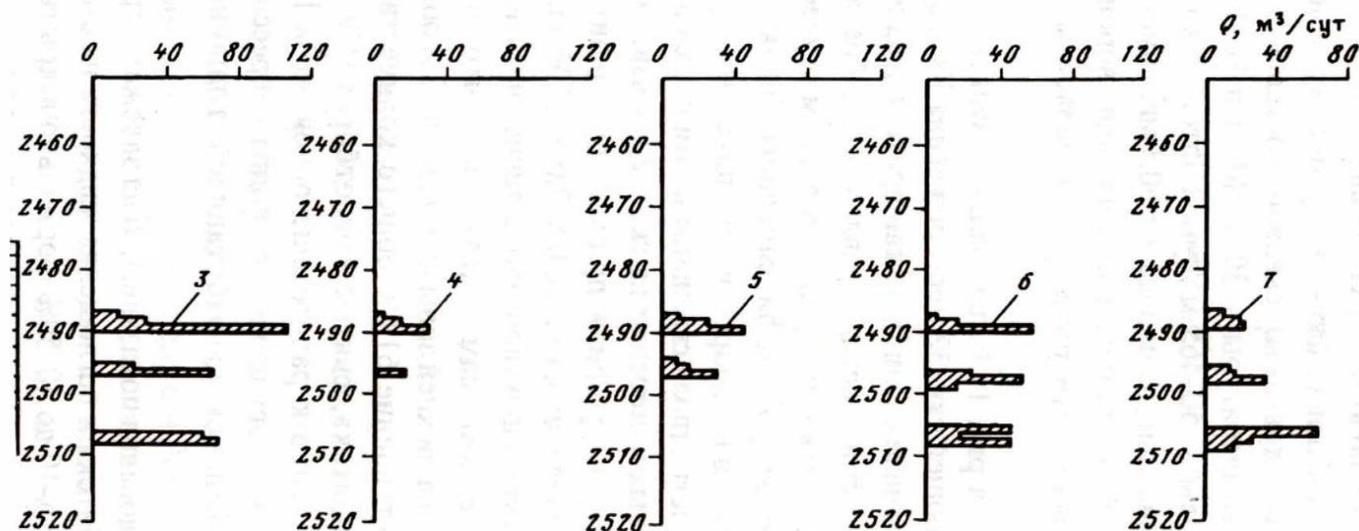


Рисунок 1.9 – Работающие интервалы скважины с различными режимами.

## Свойства пластовой нефти изменяются по глубине

Большая эффективная толщина в залежи трещиноватого фундамента сильно влияет на свойства нефти, такие как газосодержание, давление насыщения, объемный коэффициент, вязкость, плотность, коэффициент сжимаемости, содержание метана и т.д. Эти свойства изменяются в зависимости от глубины нефтяной залежи. Закономерность изменения этих свойств по глубине зависит от строения залежи, литологического состава, давления и температуры каждого конкретного месторождения. Эта особенность проявляется в залежи с большой эффективной толщиной как в залежи месторождения «Белый Тигр».

Основные свойства пластовой нефти в начальном периоде разработки месторождения «Белый Тигр» приближенно рассчитаны по линейной функции в зависимости от абсолютной глубине  $H < 0, \text{м}$ :

$$\text{Газосодержание:} \quad G_c = 0,03864H + 329,2 \quad \text{м}^3/\text{т}$$

$$\text{Давление насыщения:} \quad P_{\text{нас}} = 0,003378H + 34,73 \quad \text{МПа}$$

$$\text{Объемный коэффициент:} \quad B_{\text{nl}} = 0,00007146H + 1,788$$

$$\text{Вязкость нефти:} \quad \mu_{\text{nl}} = -0,0000178H + 0,371 \quad \text{сП}$$

$$\text{Плотность нефти в пластовых условиях:} \quad \rho_{\text{nl}} = -0,008811H + 614,8 \quad \text{кг/м}^3$$

**Приток нефти в трещиноватых фундаментах подчиняется нелинейному закону Дарси.**

Приток нефти в трещиноватых кавернозных фундаментах имеет высокую скорость и представлен формулой:

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

Здесь  $\Delta P$ - депрессия;  $L$  – длина интервала исследования;  $k$  – проницаемость;  $\mu$  – динамическая вязкость;  $\rho$  – плотность жидкости;  $v$  – скорость притока;  $\beta$ - коэффициент, определяемый в лаборатории.

В этой формуле, если скорость фильтрации незначительна, то можно пренебречь вторым членом, тогда эта формула превращается в формулу линейного закона фильтрации.

**Трещиноватый фундамент обладает необратимым свойством.**

В процессе разработки нефти в залежи трещиноватых фундаментов, при извлечении жидкости с объемом  $V$ , пластовое давление снижается от значения  $P_0$  до  $P$ . Но, если совершить закачку в пласт именно такого же объема жидкости  $V$ , пластовое давление  $P$  не восстановится до начального значения  $P_0$ . Это объясняется необратимым свойством трещиноватого фундамента.

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

## ГЛАВА 2. ПРОЦЕСС РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В ТРЕЩИНОВАТЫХ ФУНДАМЕНТАХ ЦЕНТРАЛЬНОГО БЛОКА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «БЕЛЫЙ ТИГР»

### 2.1. Оценка запасов нефти в фундаменте месторождения «Белый Тигр»

Запасы нефти в фундаменте м/р «Белый Тигр» разделяются по категориям В, С1 и С2. Результаты подсчета запасов нефти с 1990 до 2012 гг. представлены в таблице 2.1:

Таблица 2.1 - Результаты подсчета запасов нефти с 1990 до 2012гг.

Продуктивный комплекс	Год	Запасы нефти по категориям, тыс. т		Сумма запасов по В+ С1+ С2
		В+С1	С <sub>2</sub>	
Фундамент	1990	118252	142515	260767
	1991	228233	162173	390406
	1993	341693	161471	503164
	1998	350758	162529	513287
	2002	395252	117525	512777
	2006	429490	71779	501269
	2012	467897	42716	510613

На рисунке 2.1 заметно, что запасы по категориям В+С1 постепенно увеличиваются во времени. А запасы по категориям С2 наоборот, уменьшаются по времени. Если суммировать запасы всех категорий, то в целом общий объем запасов по В+С1+С2 имеет тенденцию увеличения, что подтверждает эффективность разведочных работ.

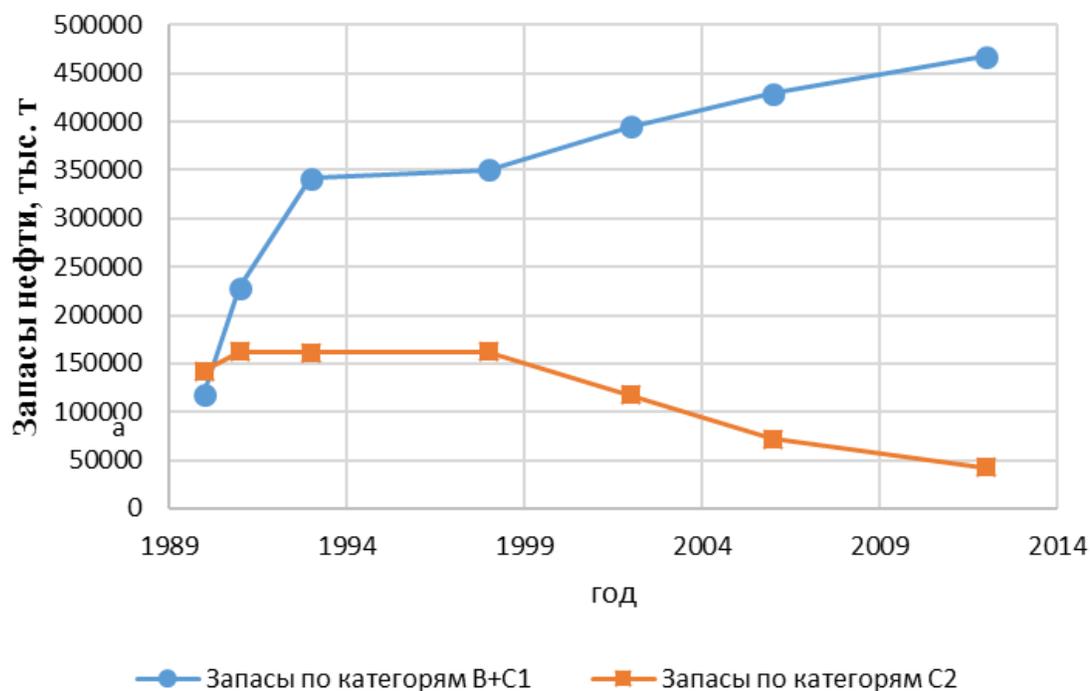


Рисунок 2.1 - Результаты подсчета запасов нефти с 1990 до 2012гг.

### Оценка запасов нефти в породах фундамента по объемному методу

Подсчет запасов нефти выполнен по формуле объемного метода:

$$Q_{\text{геол}} = S \times \Phi \times H \times S_o \times \rho_o \times FVF, \text{ где}$$

$Q_{\text{геол}}$  - геологические запасы нефти, тыс.т.;

$S$  - площадь залежи, тыс. м<sup>2</sup>;

$\Phi$  - открытая пористость, доли ед.;

$H$  - эффективная нефтенасыщенная толщина, м;

$S_o$  - нефтенасыщенность, доли ед.;

$\rho_o$  - плотность нефти, т/м<sup>3</sup>;

$FVF$  - пересчетный коэффициент, доли ед.

По результатам подсчета начальные геологические запасы нефти месторождения «Белый Тигр» по состоянию на 01.07.2011 г. составляли:

- Суммарно В1+С1+С2: 650760 тыс.т., при котором:

+ По категории В1+С1: 581509 тыс.т.;

+ По категории С2: 69251 тыс.т.;

## **2.2. Гидродинамическая связь Северного и Центральных блоков фундамента месторождения «Белый Тигр»**

Для Северных блоков:

- + Извлекаемые запасы нефти:  $Q_{\text{извл}} = 14873$  тыс.т.;
- + Конечная нефтеотдача: 0,24;
- + Суммарный водонефтяной фактор ВНФ: 0,123 [5].

Для Центрального блока:

- + Извлекаемые запасы нефти:  $Q_{\text{извл}} = 247627$  тыс.т.;
- + Конечная нефтеотдача: 0,60;
- + Суммарный (ВНФ): 0,070.

### **Границы между гидродинамическими зонами**

Залежь нефти фундамента имеет сложную гидродинамическую систему, разделение залежи нефти фундамента на Центральный блок и Северные блоки основано на гидродинамической характеристике, пластовом давлении, пространственном расположении и фильтрационно-емкостном свойстве отдельного блока.

Центральный блок расположен от скважин БТ-8, 449 блока кондуктора БК-8 до скважин 802, 803 МСП-8 по юго-восточному направлению и от скважины 478 БК-5 до скважины 479 по северо-западному направлению.

Северные блоки расположены на меньшей площади, площади МСП-3, МСП-4, МСП-5 до МСП-6, МСП-7 и частично МСП-11. Северные блоки фундамента занимают одну пятую суммарной площади залежи нефти фундамента. Северные блоки можно подразделяются на 5 гидродинамических зон по их расположению и гидродинамической характеристике. На 1-ой зоне расположены

следующие скважины: 80, 81, 88, 90, 100, 101, 801, 803, 818, 821; на 2–ой зоне только расположена одна скважина 110; на 3-ей зоне тоже расположена одна скважина 1102; на 4-ой расположены скважины 61 и 102; на 5-ой зоне расположены скважины: 60, 66, 67, 73, 91, 910 и 811. Конкретные границы между этими 5 зонами очень трудно определяются.

### **Гидродинамические характеристики блоков**

Процесс разработки залежи нефти фундамента затруднен, так как образуется много зон со значительной разницей местного давления. Причина заключается в том, что: фильтрационно-ёмкостные свойства залежи нефти имеют значительную неоднородность, происходит смещение непроницаемых зон, влияет время ввода скважин в разработку и имеется различный дебит нефти добывающих скважин. Под влиянием разницы давления в местных зонах или в одной зоне, пластовое давление перераспределяется. Поэтому, картина изменения пластового давления очень сложная.

Для зон с хорошей проницаемостью, пластовое давление быстро перераспределяется и значения среднего пластового давления не много отличаются (в Центральном блоке). Для зон с меньшей проницаемостью, изолированных зон или сплошных непроницаемых массивов; процесс перераспределения очень медленно (в Северных блоках). В результате этого, после определенного времени разработки образуются зоны со значительной разницей значений местного пластового давления (от десятков атм до 100 атм). Следовательно, неоднородность фильтрационно-ёмкостных свойств пород является главной причиной образования гидравлических зон с разными пластовыми давлениями при разработке месторождения.

Добывающие скважины в Центральном блоке характеризуются большим дебитом: от 100 до 1000 т/сут. Особенно скважина 401 разработалась с дебитом 2293 т/сут длительное время. Скважины в Центральном блоке работают с малым

значением депрессии. Например, скважина 2 работает с депрессией 0,5 атм; дебит больше 1000т/сут. При остановке скважин время восстановления пластового давления достаточно короткое. Значения пластового давления всех скважин в Центральном блоке, проведенные на -3650м относительно равны.

До 06.1993 (время ввода системы закачки воды), среднее пластовое давление Центрального блока составляло 333 атм ( на -3650м), накопленный отбор нефти составлял 11738 тыс.тонн. В этом периоде среднее пластовое давление падало со скоростью 7,2 атм/1 млн. тонн нефти. После 06.1993, при вводе системы закачки воды, скорость падения пластовое давления уменьшается. С 1997 по 2001 гг. эта скорость составила 1,5 атм/9,9 млн. тонн нефти. В начале 2002 г., среднее пластовое давление составляло 280 атм на отметке -3650м. Следовательно, закачка воды для поддержания пластового давления даёт перспективный результат, задерживает скорость падения пластового давления.

В Северных блоках предварительное пластовое давление в скважине 73 составляло 370,2 атм. Из-за высокой неоднородности пород в этих блоках, определение среднего пластового давления затруднялось. В Северных блоках имеются 2 группы скважин с аномальном пластовом давлением ( по сравнению с Центральным блоком) при вводе в разработку. Первую группу составляли скважины 80, 81, 110 и 1102; среднее пластовое давления которых значительно больше среднего пластового давления в Центральном блоке на 40-110 атм. Вторую группу составляли скважины 61, 73 и 102; среднее пластовое давления которых меньше среднего пластового давления в Центральном блоке на 50-100 атм. После определенного времени разработки, пластовое давление этих скважин резко падает, потому что недостаточно поддерживали пластовую энергию.

### **Гидродинамическая связь Центрального блока и Северных блоков**

На основании результатов исследования динамики пластового давления в Центральном блоке за период 1993-1996 гг. показано, что по расчету баланса

между добытым флюидом и объемом закачки воды следует значительное падение пластового давления. Но практически измеряемые значения пластового давления в скважинах Центрального блока дают результаты с умеренным падением. Такая разница можно объясняется тем, что действующий запас нефти больше чем предварительный подсчет запасов нефти в Центральном блоке. В последние годы, измеряемые значения пластового давления падают быстрее, чем по расчёту. Причина здесь может заключается в том, что возможно часть объема воды закачки перемещается из Центрального блока в Северные блоки. Результаты исследования направления и скорости перемещения воды закачки по трассированию радиоактивного изотопа показывают перемещение воды закачки из скважин 911 и 914 Центрального блока в скважину 60 Северных блоков. Радиоактивные исследования проведены с помощью сотрудников Института ядерных исследований (город Далат). На основании вычисленной гидродинамической модели также получилась такая динамика перемещения объема закачки воды.

В Северных блоках, динамика среднего пластового давления сложная и определяется с трудом. Тем не менее, общей тенденцией является падение пластового давления. Особенно существуют пара скважин, у которых динамика пластового давления похожа на динамику пластового давления в Центральном блоке. Такая динамика пластового давления объясняется существованием гидродинамической связи Центрального блока и Северных блоков.

Вышеописанные результаты анализа приводят к выводу, что: между Центральным блоком и другими блоками фундамента м/с «Белый Тигр» нет абсолютной изоляции, а существует гидродинамическая связь, хотя бы слабая. Флюид перемещает из одного блока к другим блокам и оказывает некоторое влияние на динамику пластового давления каждого блока фундамента.

### 2.3. Схема разработки нефти Центрального блока фундамента месторождения «Белый Тигр»

Залежи фундамента месторождения «Белый Тигр» впервые были разработаны в соответствии со схемой эксплуатации с вторичной газовой шапкой (рис.2.2). Согласно этой схеме, залежи фундамента разделяются на 3 зоны: первая эксплуатационная зона находится на интервале от 3050 ÷ 3450м и является зоной вторичной газовой шапки, вторая зона от 3450 ÷ 3850м является основной добывающей зоной и третья зона от 3850 ÷ 4500м является зоной заводнения.

Схема построена на основе работы пробуренных в фундамент вертикальных скважин, вторичная газовая шапка создается путем закачки газа в кровлю фундамента, вода закачивается внизу нефтяной залежи, чтобы создать давление снизу вверх, тогда нефть будет извлечена из основной добывающей зоны. Основным недостатком этой схемы является быстрое снижение добычи нефти и низкий коэффициент извлечения нефти, поэтому он заменяется новой схемой разработки [6].

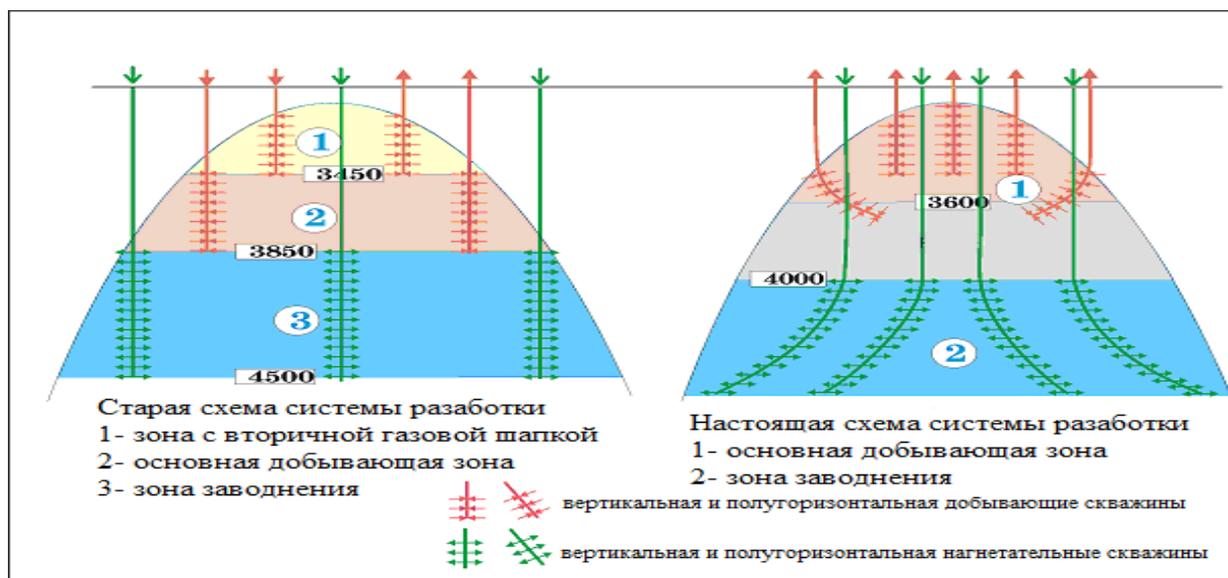


Рисунок 2.2 – Старая и новая схема разработки нефти в фундаменте месторождения «Белый Тигр».

Согласно новой схеме добычи нефти, залежь фундамента месторождения «Белый Тигр» разделяется на две зоны. Основная добывающая зона располагается от 3050 ÷ 3600м, закачиваемая зона от 4000 ÷ 4500м, переходная зона от 3600 ÷ 4000м. Принцип работы новой схемы заключается в том, что нефть будет извлечена в верхней части залежи, вода будет закачиваться в нижней части залежи для поддержания пластового давления. Между двумя зонами появляется промежуточная зона, в которой пробурены скважины с полугоризонтальным стволом.

Достоинствами новой схемы разработки являются обеспечение высокого дебита нефти и коэффициента извлечения в длительное время. Потому что вся залежь фундамента является единой, нефтенасыщенной и безводной. Когда закачать воды в нижнюю часть залежи от 4000 ÷ 4500м будет формировать искусственная буферная зона воды, постепенно расширяющаяся и вытесняющая нефть вверх. И так, по существу, только существует две основные зоны: эксплуатационная от 3050 ÷ 4000м и искусственная буферная зона воды с 4000 ÷ 4500м. Процесс разработки с заводнением для поддержания пластового давления будет постепенно снижать объем основной эксплуатационной зоны и увеличивать объем искусственной буферной воды [6].

#### **2.4. Технологические показатели разработки центрального блока фундамента м/р «Белый Тигр»**

##### **Характеристика фонда скважин Центрального блока 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 сейсмики, геологии и разработки месторождения.

В пределах Центрального блока выделены подсчетные участки I, Ia, IV-1, IV-2 и V. Северному блоку соответствуют II и III подсчетные участки, Северо-Восточному участку – IV-3, Южному участку – VI.

Разработка залежи фундамента начата в 1988 году. По состоянию 01.01.2015г. по залежи Центрального блока фундамента общий фонд составил 80 скважин. Добывающий фонд включает 55 скважин, в частности – 45 действующих и 10 бездействующих; 21 скважина входят в нагнетательный фонд. В консервации числятся 3 скважины, наблюдательных скважин нет, ликвидирована одна скважина [5]. Динамика изменения количества скважин показана на рисунке 2.3.



Рисунок 2.3 - Динамика фонда добывающих и нагнетательных скважин

С момента ввода в эксплуатацию количество нагнетательных и эксплуатационных скважин постепенно увеличивается и достигает максимума в периоде 2008-2010 гг. В периоде 2010-2013 гг, количество нагнетательных и эксплуатационных скважин и годовая добыча нефти уменьшаются. Это

показывает, что процесс разработки Центрального блока фундамента м/р «Белый Тигр» идет на последнюю стадию.

### **Динамика технологических показателей разработки Центрального блока фундамента**

Залежь нефти Центрального блока фундамента введена в разработку в 1988г. Годовая добыча нефти достигнута максимума 11480 тыс. т в 2001 – 2002 г. за счёт ввода новых скважин и развития системы ППД. После этого годовые показатели добычи нефти постепенно падали.

На 01.01.2015 г. по Центральному блоку фундамента добыто 1908,7 тыс. т нефти; 376,8 млн.м<sup>3</sup> газа и 3951,1 тыс.т жидкости. Текущий КИН составляет 0,384 д.ед.. Накопленная добыча нефти на 01.01.2015 г. – 164072 тыс.т. Средний дебит нефти действующей скважины за 2014г. составил 123,5 т/сут. Средняя обводненность продукции составила 51,7%. В залежь Центрального блока фундамента было закачано 5433 тыс.м<sup>3</sup> воды, текущая компенсация отборов жидкости закачкой составила 101,5%, накопленная – 88,6%. Накопленная закачка составляет 251113 тыс.м<sup>3</sup> воды. Динамика основных технологических показателей разработки центрального блока фундамента м/р «Белый Тигр» показана в таблице 2.2 и рисунке 2.4.

## **2.5. Энергетическое состояние залежей нефти Центрального блока фундамента м/р «Белый Тигр»**

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.

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 ввода системы закачки воды, пластовое давление медленно уменьшалось, режим работы залежи менялся с упругого на упруго-водонапорный и наблюдалось практически линейное падение пластового давления с отдельными периодами его стабилизации (рис.2.5 и 2.6). В среднем падение пластового давления составляет 2 атм. 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 атм. Дальнейшее падение пластового давления наблюдается с 2010 г. (230 атм.) по 2012 г. (225 атм.), что обусловлено его снижением по скважинам ниже 225 атм. во II зоне, а также уменьшением объемов закачиваемой воды с целью замедления темпов роста обводненности в продукции скважин.

По результатам замеров пластового давления в 2011 г. По динамике изменения пластового давления выделены 2 группы скважин:

- в 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 2.7.  $P_{пл}$  в зонах закачки воды по большинству нагнетательных скважин находится в пределах 250 – 300 атм. Максимальные значения  $P_{пл}$  (свыше 380 атм.) были замерены в нагнетательных скважинах 425, 459, 10004, 10009.

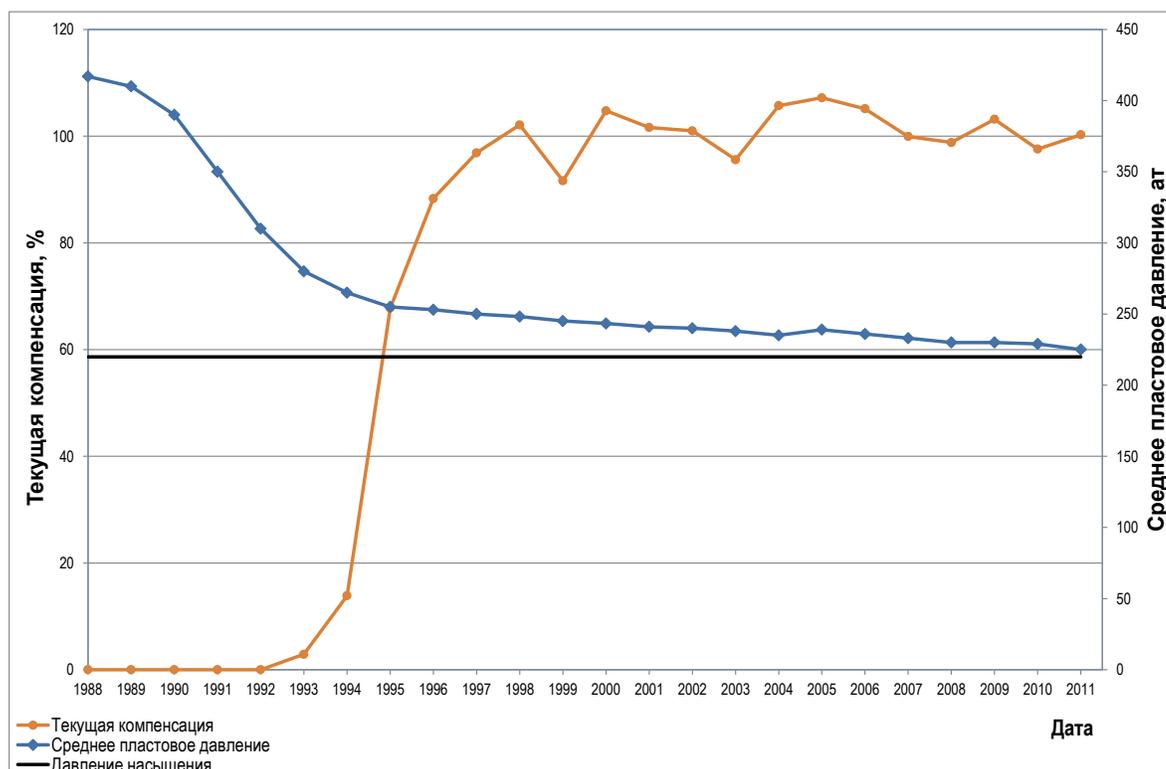


Рисунок 2.5 – Динамика среднего пластового давления и текущей компенсации по Центральному блоку фундамента

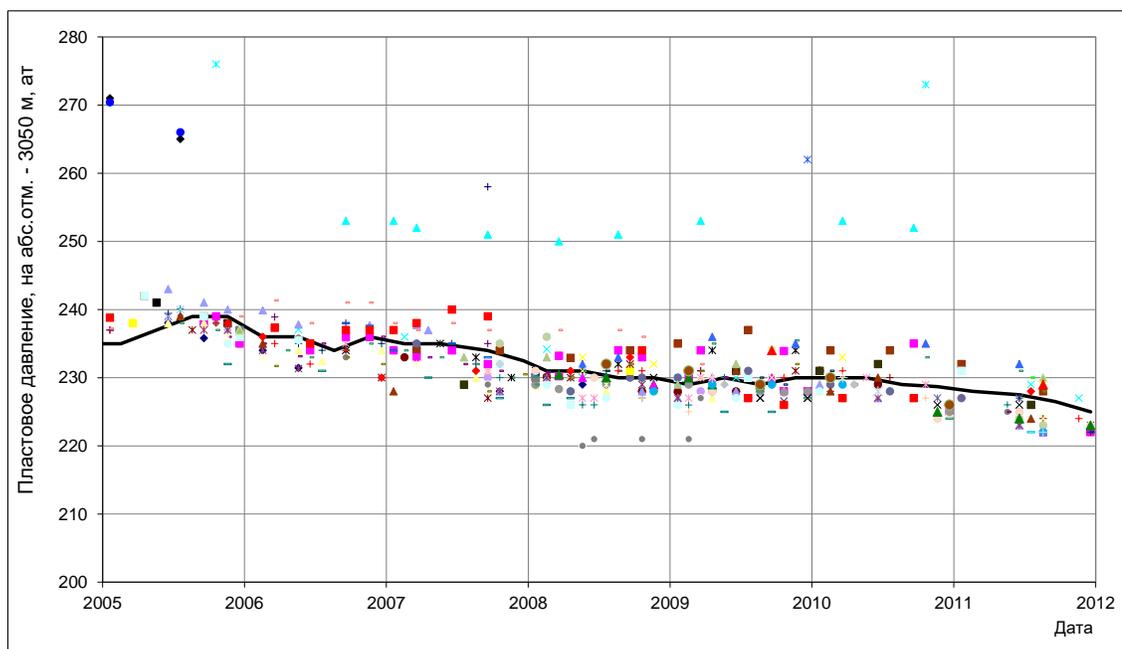


Рисунок 2.6 – Динамика среднего пластового давления по скважинам в Центральном блоке фундамента с 2005 – 2011 гг.

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 количествах закачиваемой воды, обеспечивающих текущую компенсацию на уровне 100%.

Одним из основных проектных положений реализуемой системы разработки является обеспечение разработки Центрального блока фундамента с пластовым давлением выше давления насыщения, что 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:

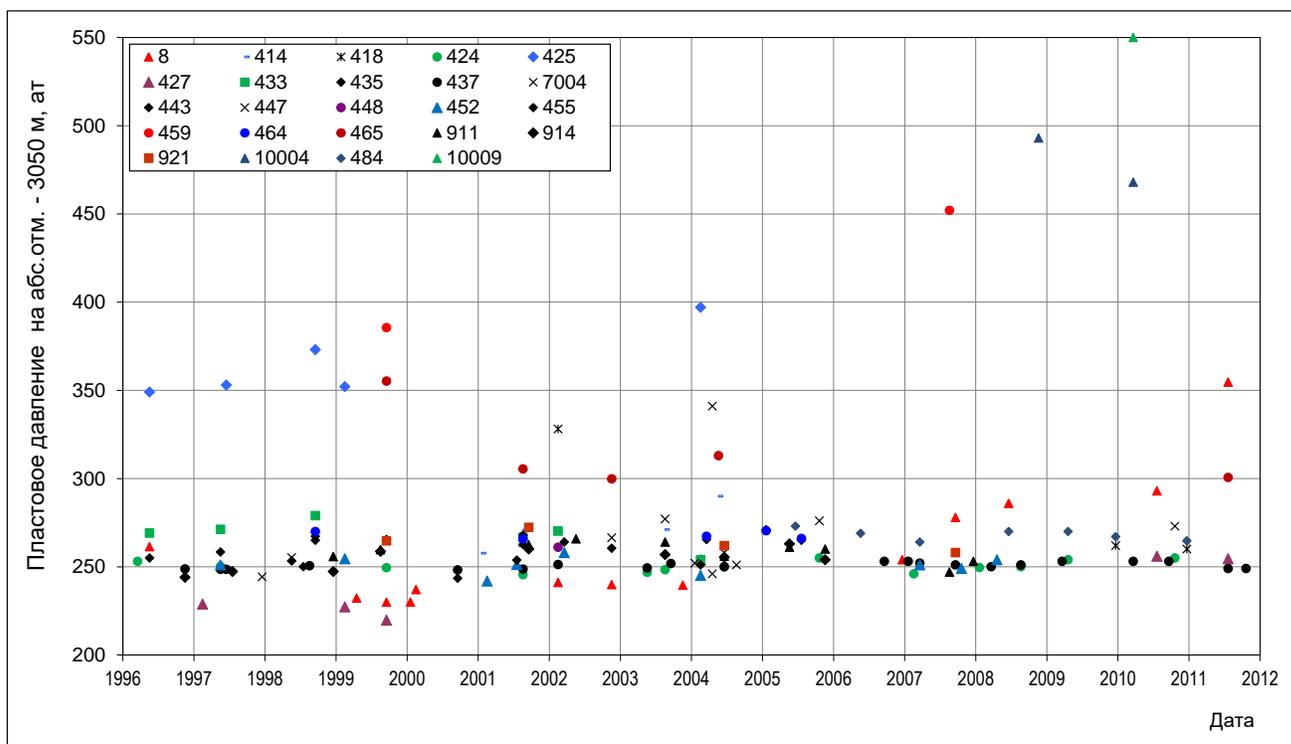


Рисунок 2.7– Динамика пластового давления по нагнетательным скважинам Центрального блока фундамента с 2005 – 2011 гг.

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

## 2.6. Поддержание пластового давления путём закачки воды в Центральном блоке фундамента м/р «Белый Тигр»

Быстрое снижение пластового давления заставило много затруднило разработку, поэтому СП Вьетсовпетро решило поставить систему закачки воды для поддержания уровня пластового давления выше давления насыщения. Начальный период разработки характеризуется быстрыми темпами наращивания объемов добычи и резким снижением пластового давления с 386 – 285 атм.

Начатая в 1993 г. закачка воды позволила замедлить темп снижения пластового давления, а далее и стабилизировать значение пластового давления в основной части залежи на уровне, несколько превышающем давление насыщения нефти газом. Основой запроектированной системы разработки являлось образование искусственного водонефтяного контакта (ИВНК) путем закачки морской воды в подошвенную зону фундамента, ниже абс. отм. – 3850 м.

Проведем анализ заводнения по отдельным четырем зонам фундамента, на которые условно разбит Центральный блок. В связи с тем, что по всей залежи Центрального блока фундамента имеет место равномерное поле давлений и отсутствует глобальная воронка депрессии, система заводнения по зонам должна быть сбалансирована и равномерна, соответствуя объемам добычи жидкости из них. В данном случае такая сбалансированность характеризуется коэффициентом текущей компенсации. Динамика коэффициента текущей компенсации по зонам и блокам фундамента представлена на рисунке 2.8.

В начальный период закачки воды (1993 – 1997 гг.) наблюдается незначительный разброс значений текущей компенсации по зонам, обусловленный, в основном, вводом добывающих и нагнетательных скважин. И хотя закачка начиналась во II зоне, наиболее полно заводнение реализуется в I зоне, где текущая компенсация находится на уровне 150%. III зона на фоне I и II зон характеризуется недокомпенсацией отборов.

С 1998 по 2004 гг. разработка фундамента характеризуется относительной стабилизацией компенсации по I, II и III зонам на уровне 100 – 150 %. В 1999 г. начата закачка в IV зоне с резким увеличением компенсации в 2001 г. свыше 300%. По остальным зонам с 2001 по 2004 гг. компенсация стабилизируется на уровне 100 % и к концу 2004 г. начинается ее рост по III зоне.

С 2005 г. наблюдалось снижение эффективности системы заводнения по зонам и залежи в целом. Компенсация на уровне 100% характерна только I зоне,

остальные имеют существенный разброс значений от минимальных по II зоне со значительной недокомпенсацией, до максимальных в 500% и 1500% по IV и III зонам, соответственно. Высокая компенсация по III зоне наблюдалась еще в 2003 – 2004 гг. с сохранением таких значений до настоящего времени. Данный факт обусловлен, в первую очередь, обводнением и остановкой добывающих скважин в этой зоне, что привело к сокращению объемов добываемой жидкости. С целью поддержания текущей компенсации в целом по Центральному блоку фундамента на уровне 100 %, объемы закачки воды практически остались в III зоне неизменными.

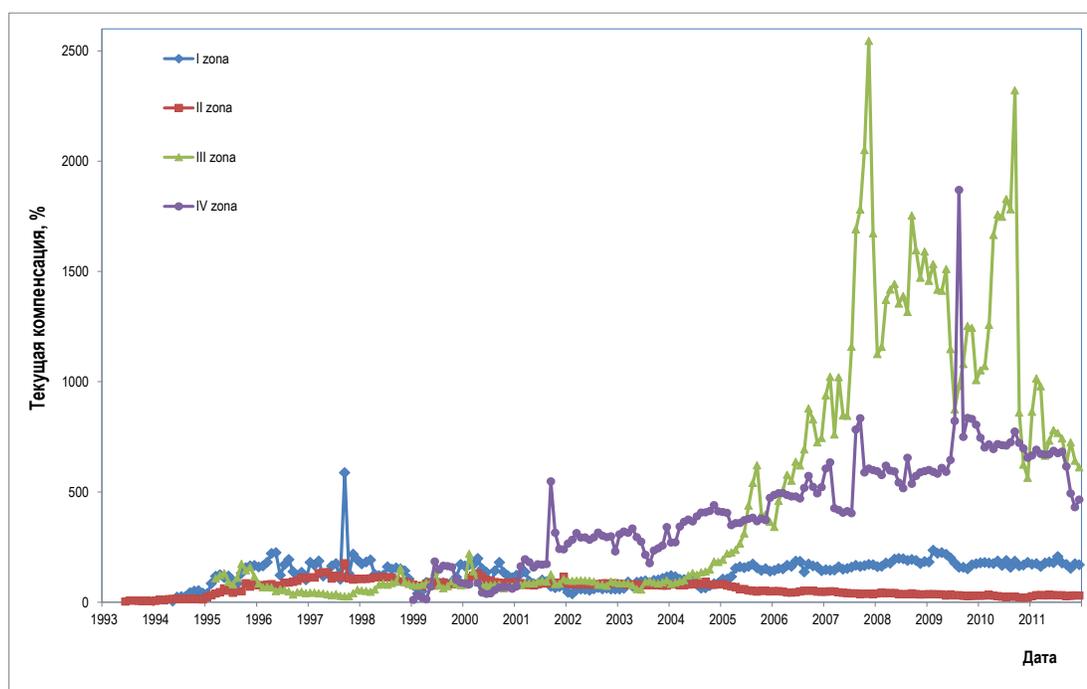


Рисунок 2.8 – Динамика коэффициента текущей компенсации и пластового давления по зонам Центрального блока фундамента с 1993 по 2011 гг.

В настоящий момент ситуация в целом по Центральному блоку не изменилась, наиболее высокие значения текущей компенсации наблюдаются по III и IV зонам, низкие – по II зоне. К концу 2010 г. отмечается снижение компенсации по III зоне на уровень IV зоны (рис.2.9).

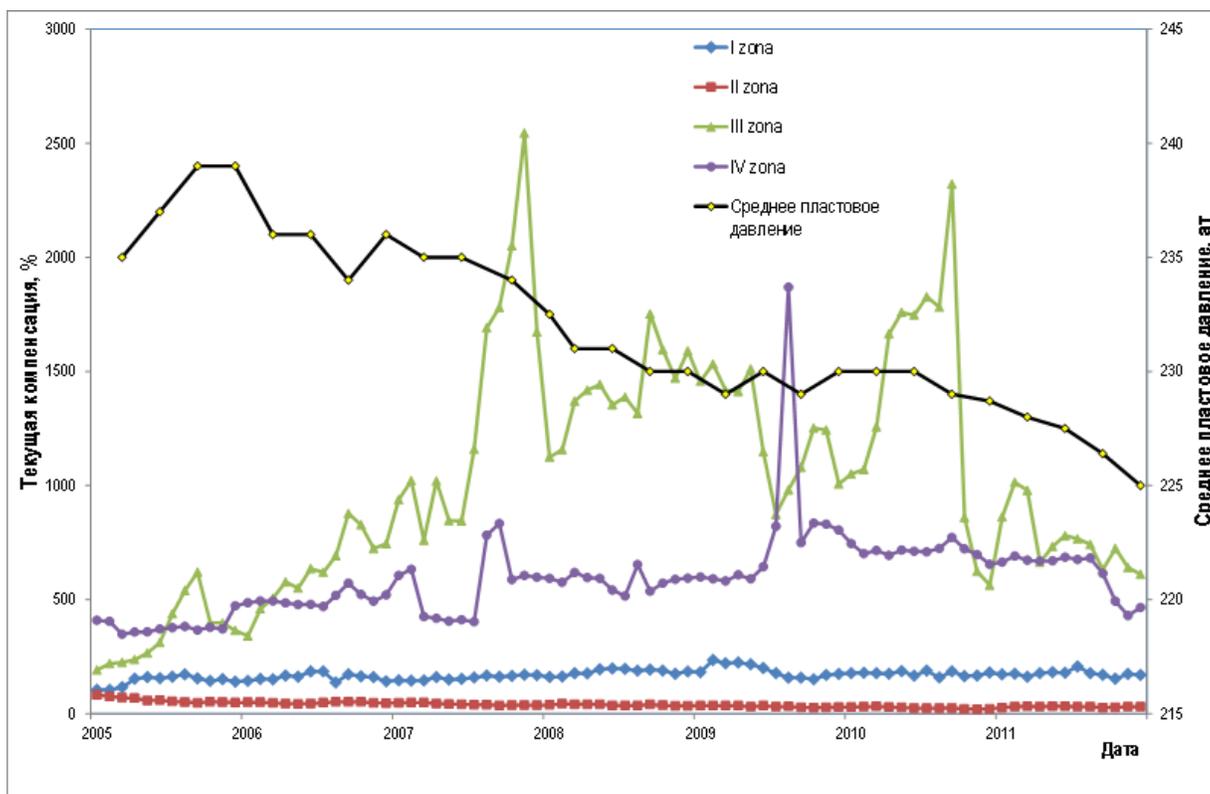


Рисунок 2.9 – Динамика коэффициента текущей компенсации и пластового давления по зонам Центрального блока фундамента с 2005 по 2011 гг.

В 2011 г. снижение компенсации в III и IV зонах продолжилось что связано с падением уровней добычи жидкости в целом по Центральному блоку и проведением мероприятий по сокращению объемов закачиваемой воды (периодическое отключение нагнетательных скважин). Перевод скважин на периодический режим работы также был направлен на снижение темпов роста обводенности добываемой продукции скважин по II зоне.

Основные показатели системы заводнения по всем зонам и участкам залежи фундамента приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Основные показатели системы заводнения залежи фундамента м/р «Белый Тигр»

Блок	Зона	Количество действ. скважин		Р <sub>пл.тек.</sub> ат 2009	Р <sub>пл.тек.</sub> ат 2010	Р <sub>пл.тек.</sub> ат 2011	К <sub>тек.</sub> %	К <sub>нак.</sub> %
		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	100	86
Северный		15	1	46-158	47-168	47-168	63	29

На рисунках 2.10 и 2.11 показаны схемы распределения годовых объемов закачки воды и годовых отборов жидкости за 2011 г. на Центральном блоке фундамента. Как видно из анализа рисунков, подтверждается вывод, сделанный ранее о несоответствии основных зон закачки воды зонам отбора жидкости. Так основной объем закачки воды в 2011 г. находился в районе следующих 10 скважин: 424, 448, 465, 447, 443, 437 (III зона), 921 и 477 (I зона), 452 и 433 (II зона). Всего на эти скважины приходится 73% закачиваемой воды, в том числе 49% - на нагнетательные скважины в III зоне и 7% на скважину 1108. В то время как основные зоны отбора жидкости удалены от зон закачки воды и сосредоточены во II зоне, частично I и III зонах. Вода, закачиваемая в III зоне, не отбирается, ввиду отсутствия достаточного количества добывающих скважин, а распределяется в направлении II зоны. Но сокращение объемов закачиваемой воды в скважинах, расположенных вблизи зон отбора жидкости во II зоне и увеличение закачки воды в нагнетательные скважины III зоны привели к резкому падению пластового давления на 4 атм.

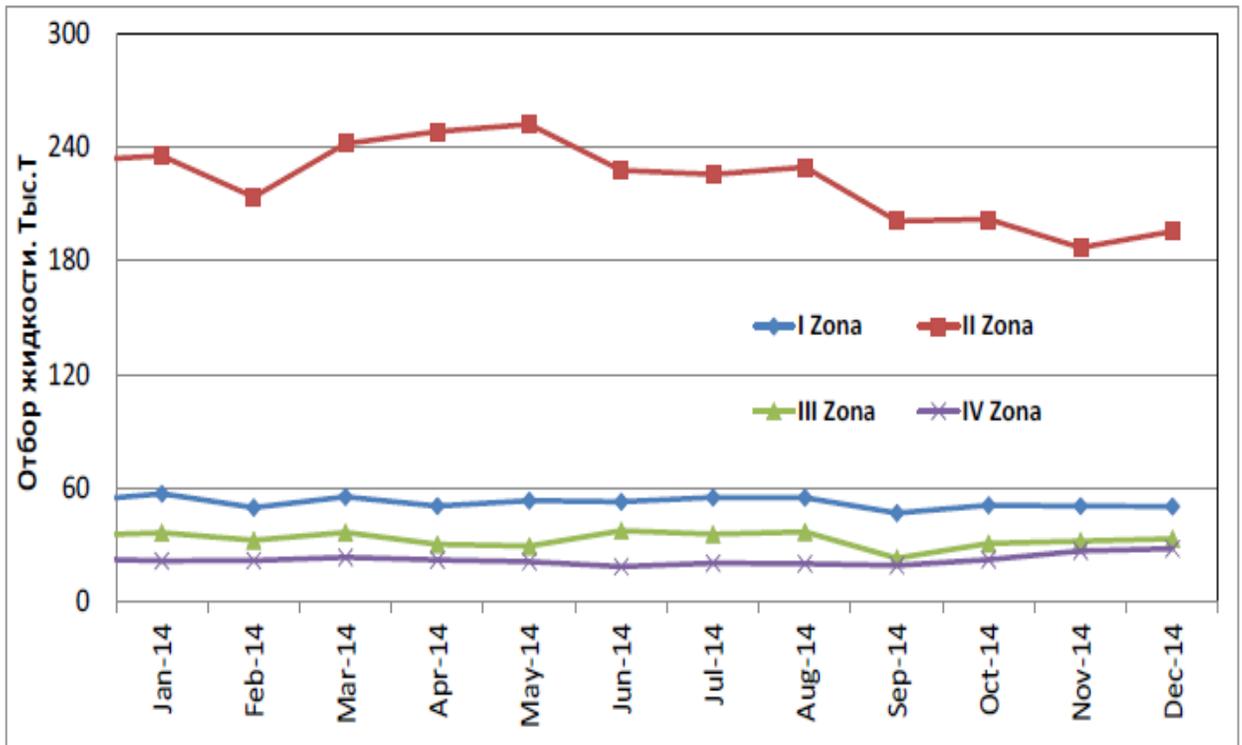


Рисунок 2.10 – Динамика отбора жидкости по зонам Центрального блока фундамента за 2014 г.

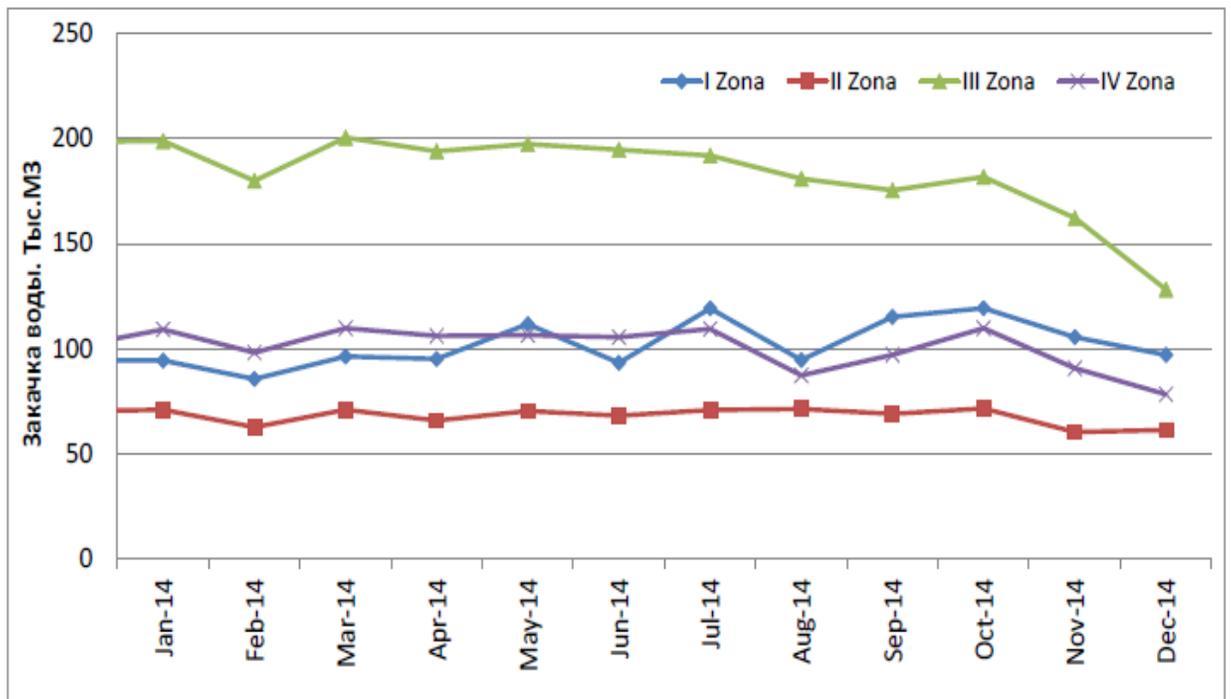


Рисунок 2.11 – Динамика объёма закачки воды по зонам Центрального блока фундамента за 2014 г.

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;
- 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 100%.

На стороне технологии, закачка воды в фундамент месторождения «Белый Тигр» с целью создания ИВНК для поддержания пластового давления и подъема нефти вниз вверх, чтобы повысить коэффициент нефтеотдачи.

Вода в продукции скважин появилась на восьмой год разработки и через два года после начала заводнения. В последующем разработка фундамента сопровождалась ростом обводненности продукции скважин с их последующим выбытием. За 2007 – 2011 гг. по причине обводнения выбыли 16 добывающих скважин. Текущая обводненность продукции скважин на Центральном блоке составляет 26,6 % и увеличилась по сравнению с предыдущим годом на 5,1%. На рисунке 2.12 показана схема распределения обводненности по скважинам Центрального блока по состоянию на 01.01.2012 г.

В 2011 г. появление воды отмечено в продукции скважин 402 и 426, обводняться начали скважины 430, 7003, 10001. По состоянию на 01.07.2012 г. на

объекте осталось 5 безводных, 5 с обводненностью менее 1% и 19 обводненных добывающих скважин, работающих с дебитами более 100 т/сут.

По результатам исследований на залежи фундамента можно выделить зоны с разными отметками притока воды в скважины, что является следствием неоднородности трещиноватого коллектора и геологических особенностей его строения.

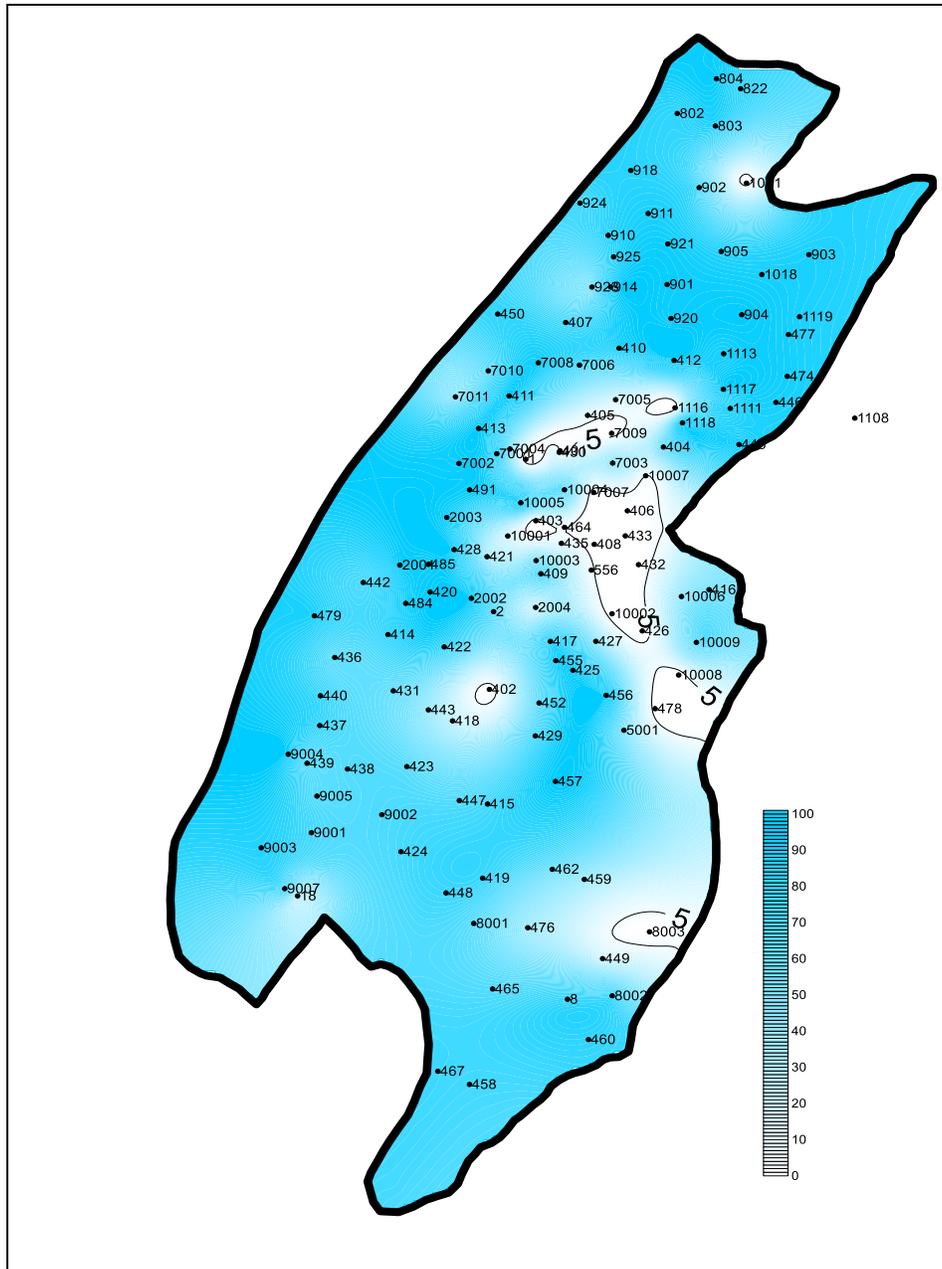


Рисунок 2.12 – Схема распределения обводненности по скважинам Центрального блока по состоянию на 01.01.2012г.

В таблице 2.5 представлено распределение скважин фундамента месторождения «Белый Тигр» по уровню верхней отметки притока воды (по данным PLT за 2007 – 2011 гг. и 6 месяцев 2012 г).

Высокими отметками притока воды (3200 – 3300 м) характеризуются скважины 2, 420, 485, 2002, 430, 10001, 10003, исследованные в 2009 – 2011 гг. Приток воды в интервале от 3300 до 3400 м отмечается по скважинам 413, 431, 802, 803, 7001, 7006, 918, 923, 924, 2001, 2003, 1111, 1117.

Таблица 2.5 – Распределение скважин фундамента месторождения «Белый Тигр» по интервалам притока воды (по данным PLT за 2007 – 2011 гг.)

Интервалы притока воды (абс. отм.), м	Количество скважин	Скважина (верхняя абс.отм. притока воды, м)
- 3200 – 3300	8	2 (3250), 420 (3269), 485 (3234), 2002 (3244), 430 (3200), 10001 (3202), 10003 (3284)
- 3300 – 3400	13	413 (3340), 431 (3351), 802 (3355), 803 (3336), 7001 (3349), 7006 (3300), 918 (3324), 923 (3357), 924 (3354), 2001 (3358), 2003 (3300), 1111 (3380), 1117 (3354)
- 3400 – 3500	3	426 (3495), 436 (3419), 7005 (3478)
- 3500 – 3600	5	426 (3518), 440 (3566), 456 (3567), 5001 (3559), 8002 (3553)
- 3600 – 3700	4	449 (3639), 478 (3626), 1022 (3631), 8003 (3671)
- 3700 – 4500	4	804 (3703), 7010 (4340)

В I зоне фундамента (район расположения МСП-9) было проведено большое количество исследований в обводненных скважинах методом PLT с 2004 по 2009 гг. (скв.910, 918, 923, 924, 925). По результатам обработки результатов исследований PLT верхняя отметка притока воды находилась на абсолютной отметке – 3300 м. По скв. 918 за четыре года верхняя граница притока воды поднялась на 100 м.

Восточная часть Центрального блока фундамента в районе скв.1111, 1113, 1114, 1117, 1119 характеризуется высокими отметками притока воды в ранний период разработки, по сравнению со II зоной залежи. В данных скважинах по данным PLT, проведенных в 2003 – 2005 гг., верхняя отметка притока воды отмечалась в интервале от 3232 (скв. 1114) до 3461 м (скв. 1113).

Во II зоне, более приподнятой по сравнению с другими, верхняя отметка притока воды колеблется в широких пределах от 3200 (скв. 430) и ниже. Так по отдельным скважинам, по которым исследования проводились регулярно, фиксировалась скорость подъема интервала притока воды, достигающая 50 м в год.

Исследования в скважинах III зоны немногочисленны, учитывая динамику обводнения скважин на фундаменте, проводились по двум скважинам (436 и 440) (таблица 2.5).

Южная часть Центрального блока фундамента (IV зона) характеризуется более низкими отметками притока воды, по сравнению с центром залежи. В скв.449, работающей с дебитом более 300 т/сут и обводненностью менее 20%, по данным PLT от 02.10.09 г. интервал притока воды находится на отметке – 3639 м. Схема размещения НСО системы ППД на месторождении «Белый Тигр» по состоянию на 1.07.2014 года представлена на рисунке 2.13.

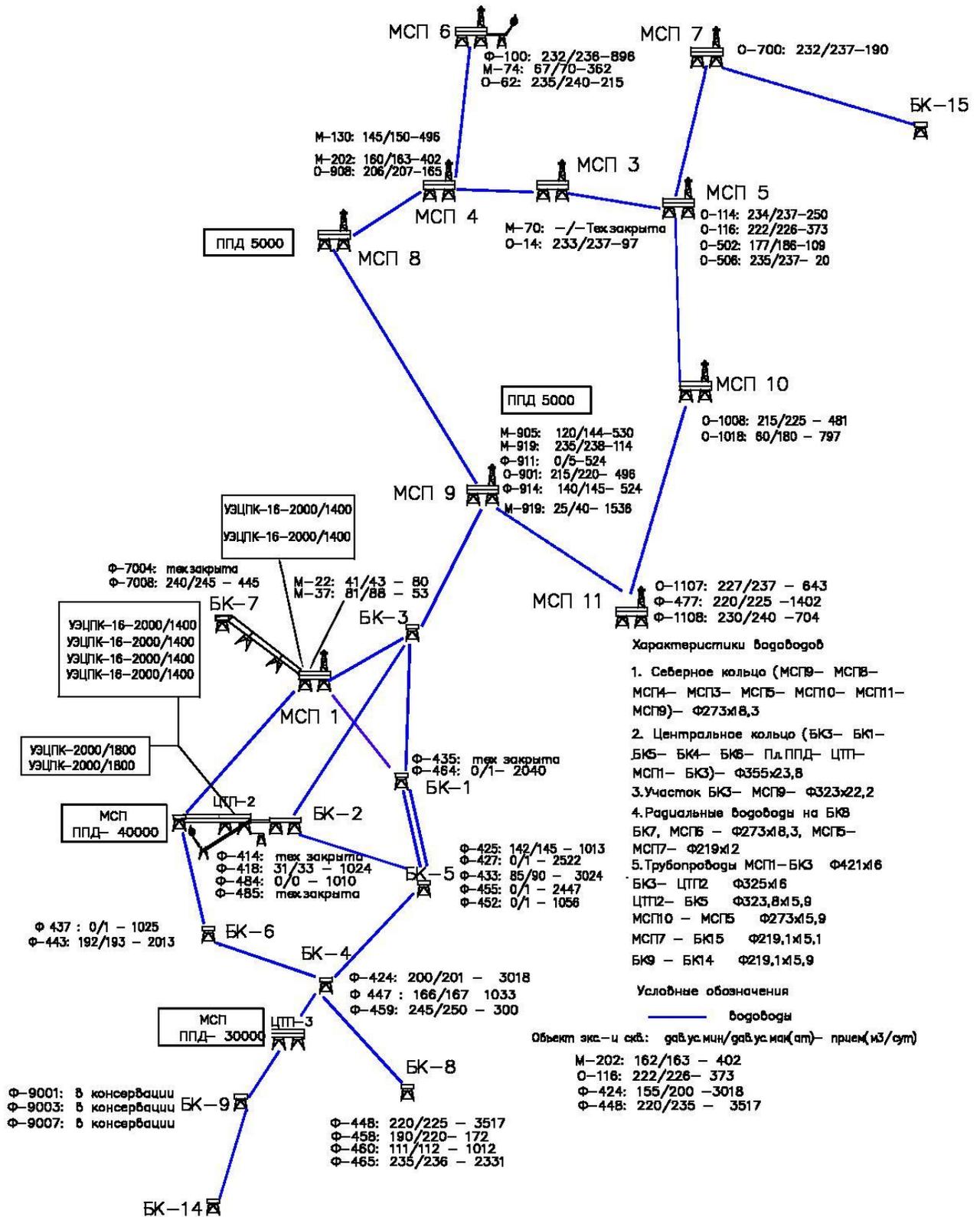


Рисунок 2.13 – Схема размещения НСО системы ППД на м/р «Белый Тигр» на 1 июля 2014 года

В таблице 2.6 приведена динамика изменения показателей по фонду нагнетательных скважин месторождения «Белый Тигр» в период 2008-2014 гг.

Таблица 2.6 - Динамика показателей по фонду нагнетательных скважин в фундаменте месторождения «Белый Тигр»

Показатели	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Эксплуатационный нагнетательный фонд на конец года, в т.ч.	27	28	27	26	24	22	21
действующий	27	28	27	26	23	22	21
бездействующий	0	0	0	0	1	0	0
Кэкс - коэффициент эксплуатации действующего фонда	0,90	0,84	0,76	0,76	0,75	0,73	0,73
Кисп - коэффициент использования эксплуатационного фонда	0,85	0,84	0,76	0,76	0,74	0,73	0,73

В рисунке 2.14 предложена схема закачки воды из краевых зон, вытеснение нефти к кровле Центрального блока при сохранении постоянного пластового давления выполнена с системой нагнетательных скважин [7].

Месторождение Белый Тигр  
ЗАКАЧКА ВОДЫ В Ц.Б. ФУНДАМЕНТА

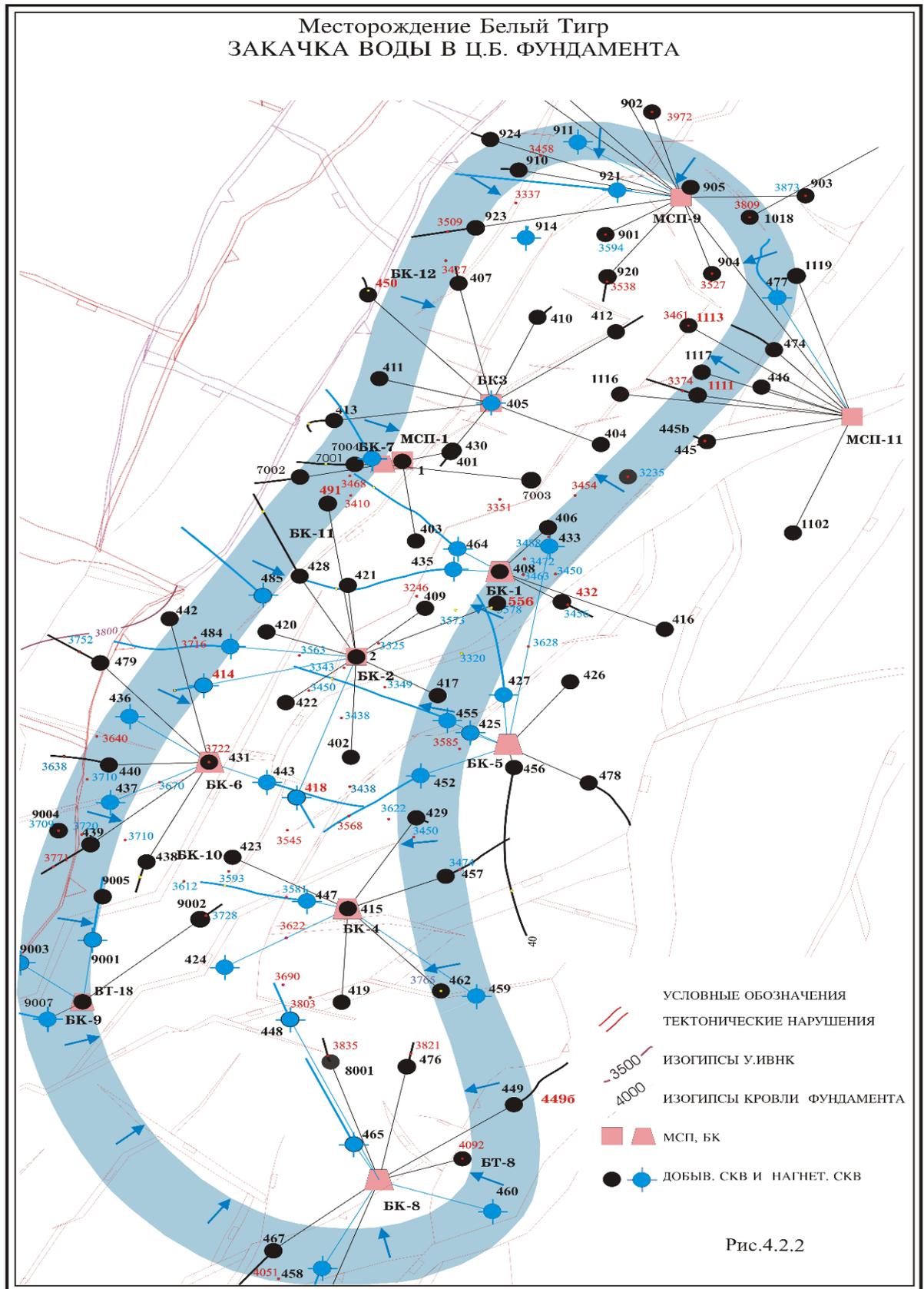


Рисунок 2.14 – Закачка воды в Центральной блок фундамента на месторождении «Белый Тигр» [7]

## **ГЛАВА 3. МЕХАНИЗМ ОБРАЗОВАНИЯ ИСКУССТВЕННОГО КОНТАКТА НЕФТЬ - ВОДА В ФУНДАМЕНТЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР»**

### **3.1. Механизм образования и резкого подъема языков воды в залежи нефти фундамента месторождения «Белый Тигр»**

Появление языков воды около кровли фундамента осложняет процесс регулирования разработки. С целью оптимального регулирования разработки залежи нефти, необходимо определить максимальные высоты, которых языки воды могут достичь в некоторых локальных местах. Для решения такой трудной задачи необходимо детально исследовать явления резкого подъема языков воды с точки зрения геологического строения залежи нефти, гидромеханики и других. Ниже мы покажем первые результаты исследования механизма резкого подъема языков воды в некоторых локальных местах и определить максимальные высоты, которых вода может достичь.

#### **Механизм образования и резкого подъема языков воды**

Общий механизм образования языка воды приведен в [8]. Образование и высокий подъем языков воды были детально описаны с особыми характеристиками из-за замкнутой, безводной залежи нефти фундамента м/р «Белый Тигр».

По Тех.схеме 1993г. м/р «Белый Тигр» вода закачивалась в нижнюю часть фундамента, для образования искусственного контакт вода-нефть (ИВНК) для поддержания пластового давления и постепенного вытеснения нефти наверх. Между зонами добычи и закачки существует вода-нефть контакт.

По результатам исследований, поверхность искусственного контакта вода-нефть в трещиноватой среде является плоской. Между зонами добычи и закачки находится “оторочка вода-нефть”, когда отбор нефти увеличивается то “оторочка

вода-нефть” будет меняться. В начальной стадии закачки, доля нефти больше чем вода в “оторочке вода-нефть”; а после длительного времени действия доля нефти постепенно уменьшается и доля воды занимает большее место в “оторочке”.

Причины образования и резкого подъема языков воды заключаются в том, что при действии добывающей скважины образуется перепад давления в зоне забоя; перепад давления постепенно распространяется до ИВНК; а при действии нагнетательной скважины, имеется обратное явление, образуется повышенная зона давления и также распространяется до ИВНК. В результате чего на ИВНК и под ИВНК образуется скачок давления. Таким образом на поверхности вода-нефть пластовое давление уменьшается, а под этой поверхностью существует повышенное давление и образуется скачок давления  $\Delta P_{\text{нефть-вода}}$ . Если поверхность вода-нефть является устойчивой, силой скачка давления  $\Delta P_{\text{нефть-вода}}$  постепенно вытесняет нефть наверх. Однако вдоль поверхности вода-нефть существуют локальные трещины с высоким коэффициентом проницаемости по сравнению с соседними зонами. Вода по этим локальным зонам высоко поднимается и образует языки воды. Эти языки воды прорываются в добывающие скважины и поднимаются ещё выше (смотреть рис.3.1).

Давление  $P_{\text{н-в}}$  на поверхности вода-нефть определяется по формуле:

$$P_{\text{н-в}} = P_{\text{доб.}} + g\rho_{\text{н}}(H_{\text{н-в}} - H_{\text{доб.}}) + \mu_{\text{н}}V\Delta Z_{\text{н}}/K_{\text{н}}; \quad (1)$$

Давление  $P_{\text{в-н}}$  под поверхностью будет:

$$P_{\text{в-н}} = P_{\text{наг.}} - g\rho_{\text{в}}(H_{\text{наг.}} - H_{\text{н-в.}}) - \mu_{\text{в}}V\Delta Z_{\text{в}}/K_{\text{в}}; \quad (2)$$

где:  $P_{\text{наг.}}$ ,  $P_{\text{доб.}}$ , – соответствующие давления нагнетательной и добывающей скважин;  $P_{\text{н-в}}$ ,  $P_{\text{в-н}}$  - давления на и под поверхностью вода-нефть;  $V$  – скорость перемещения жидкости;  $K_{\text{н}}$ ,  $K_{\text{в}}$  - коэффициенты проницаемости нефти и воды;  $H_{\text{наг.}}$ ,  $H_{\text{доб.}}$ ,  $H_{\text{н-в}}$  - соответствующие глубины замеров у нагнетательной и добывающей скважин и поверхности вода-нефть;  $\mu_{\text{н}}$ ,  $\mu_{\text{в}}$  – вязкости нефти и воды;  $\Delta Z_{\text{н}}$ ,  $\Delta Z_{\text{в}}$  – расстояния от средних работающих интервалов нагнетательной и

добывающей скважин до поверхности вода-нефть;  $\rho_n, \rho_v$  – плотности нефти и воды;  $g$  – ускорение тяжести.

### Условия устойчивости и неустойчивости ВНК

Условия устойчивости ВНК приведены в [9]:

$$V_H \leq \frac{K_H \Delta \rho g \sin \alpha}{\Delta \mu}; \quad (3)$$

где:  $V_H$  – скорость перемещения нефти;  $K_H$  - коэффициент проницаемости нефти;  $\Delta \rho = \rho_v - \rho_n$ ;  $\rho_v, \rho_n$  - соответствующие плотности воды и нефти;  $\Delta \mu = \mu_n - \mu_v$ ;  $\mu_n, \mu_v$  – вязкости нефти и воды;  $g$  – ускорение тяжести;  $\alpha$  – угол отклонения трещин.

Когда ВНК теряет устойчивость, то скорость перемещения нефти будет больше, чем критическое значение:

$$V_H \geq \frac{K_H \Delta \rho g \sin \alpha}{\Delta \mu}; \quad (4)$$

Таким образом, по результатам анализа появление языка воды и резкий его подъем имеют две причины:

- + неустойчивость ВНК возникает из-за отбора нефти больше, чем допустимого ;
- + усиление закачки не равномерно по площади, создаётся скачок давления на и под поверхностью вода-нефть, вытесняющий воду вверх в узких каналах, имеющих большую проницаемость.

Максимальная высота  $H_{MAX}$  языка воды определяется следующей формуле:

$$H_{MAX} = \left( \frac{K_B \Delta P_{H-B} \sin \alpha}{\Delta Z_H \Delta \mu} + \frac{K_B \Delta \rho g \sin \alpha}{\Delta \mu} \right) \Delta t; \quad (5)$$

где:  $\Delta P_{H-B}$  - скачок давление на и под поверхностью вода-нефть;  $K_B$  - коэффициент проницаемости воды;  $\Delta Z_H$  - расстояние от ИВНК до середины

работающего интервала скважины;  $\Delta t$  – интервал времени, когда поверхность вода-нефть теряет устойчивость до момента, когда язык воды достигает  $H_{\text{МАХ}}$ .

С целью изучения резкого подъема языков воды в Центральном блоке фундамента месторождения «Белый Тигр» были исследованы 23 скважины с различными степенями обводненности до 01.06.2006 г.

Результаты исследования приведены в таблице 3.1.

Из полученных результатов можно сделать следующие выводы:

- + неустойчивость ВНК возникает из-за отбора нефти больше допустимого;
- + фактический язык воды поднялся выше, чем замеренный уровень в обводненной скважине;
- + языки воды поднимались не равномерно и зависели от локальных проницаемостей, от интервала времени в которых поверхность вода-нефть теряет устойчивость и от скачка давления  $\Delta P_{\text{Н-В}}$ .

С целью преодоления резкого подъема языков воды необходимо уменьшить закачку и темп отбора нефти. Однако это приведет к противоречию поддержания разработки на требуемом уровне. Для преодоления этих трудностей было предложено проводить закачку воды на краевых зонах. Вытеснение нефти к кровле Центрального блока при сохранении постоянного пластового давления выполнена системой нагнетательных скважин. В этом предложении исследовался один вариант, накопленная добыча нефти составляет 80,44 млн.т. (с 2003г. до 2020г.) больше, чем по сравнению с вариантом N в Тех.схеме 2003г. - 78,40 млн. на 2040 тыс.т., обводненность соответственно 83,64%, а по Тех.схеме 2003г. – 82,2%; коэффициент нефтеизвлечения – 0,408, а по Тех.схеме 2003г. – 0,403.

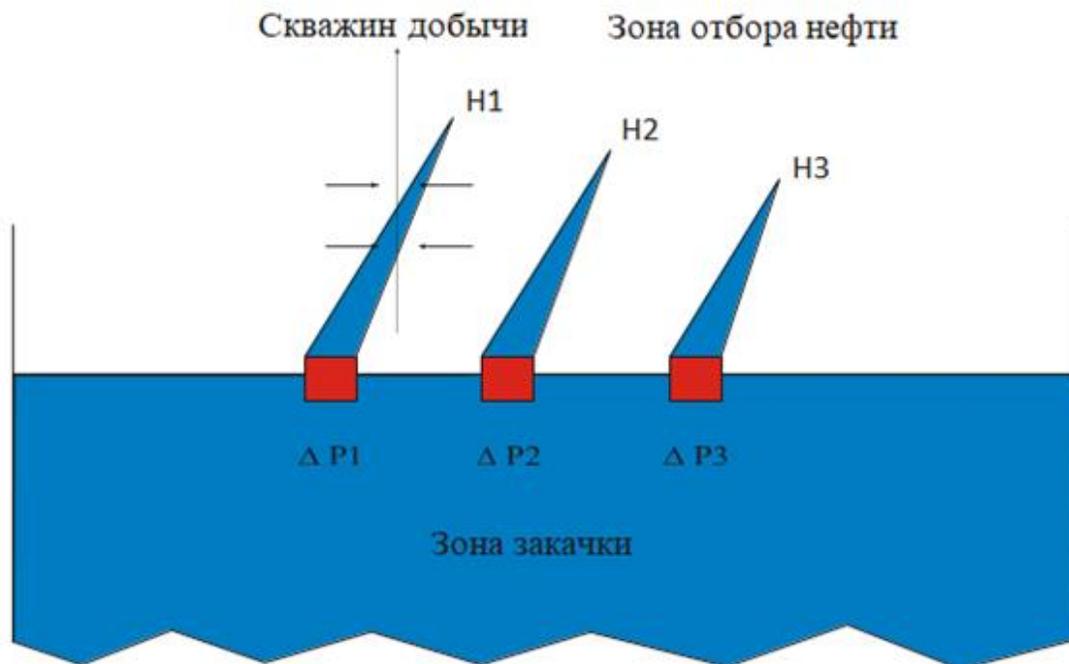


Рисунок 3.1 – Механизм высокого подъёма языка воды

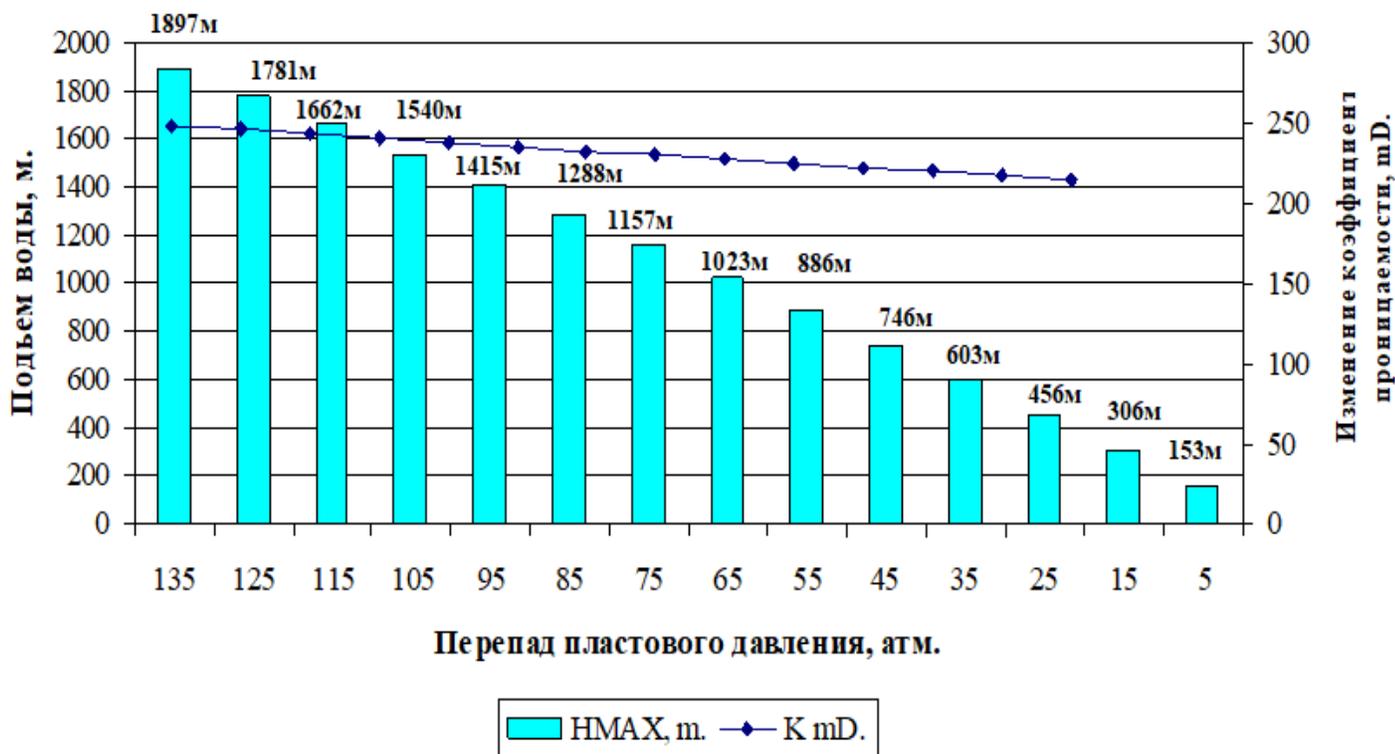


Рисунок 3.2 – Соотношение между перепадом забойного давления скважины и подъёмом языка воды

Таблица 3.1 – Результаты исследования резкого подъема языков воды в Центральном блоке фундамента месторождения «Белый Тигр» в 23 скважинах с различными степенями обводненности [10]

Скв.	Дата исследования	Интервал работы, м.	Кровли, м.	Дебит нефти, т.	Вода %.	Нмах.м.
X <sub>0402</sub>	01.06.2006г.	3090-3649	3226	670	8.4	3268
X <sub>0411</sub>	01.06.2006г.	3356-3874	3205	125	61	3329
X <sub>0412</sub>	01.06.2006г.	3318-4383	3325	200	57.7	3376
X <sub>0413</sub>	01.06.2006г.	3230-3387	3227	340	36.9	3262
X <sub>0422</sub>	01.06.2006г.	3217-3479	3215	662	2.2	3425
X <sub>0426</sub>	01.06.2006г.	3420-4303	3421	753	0.1	3465
X <sub>0428</sub>	01.06.2006г.	3241-3453	3203	317	0.2	3415
X <sub>0456</sub>	01.06.2006г.	3501-4301	3431	188	58.5	3430
X <sub>0478</sub>	01.06.2006г.	3387-4462	3378	157	0.6	3399
X <sub>01116</sub>	01.06.2006г.	3154-3197	3147	560	1.2	3193
X <sub>01117</sub>	01.06.2006г.	3246-3357	3199	307	16.1	3330
X <sub>01118</sub>	01.06.2006г.	3140-3312	3193	567	6.6	3282
X <sub>02001</sub>	01.06.2006г.	3272-3426	3270	455	30.5	3391
X <sub>05001</sub>	01.06.2006г.	3321-3585	3316	422	1.2	3351
X <sub>07001</sub>	01.06.2006г.	3177-4087	3180	1150	0.4	3344
X <sub>07003</sub>	01.06.2006г.	3002-3165	3047	85	4	3157
X <sub>07006</sub>	01.06.2006г.	3219-3519	3273	110	62	3253
X <sub>0429</sub>	01.06.2006г.	3422-3562	3438	160	43.4	3447
X <sub>0431</sub>	01.06.2006г.	3306-3358	3306	415	1.7	3343
X <sub>0457</sub>	01.06.2006г.	3420-3806	3414	130	65	3459
X <sub>09005</sub>	01.06.2006г.	3452-3677	3543	150	61.3	3464
X <sub>0800</sub>	01.06.2006г.	3580-4553	3568	178	55.7	3521
X <sub>0449</sub>	01.06.2006г.	3544-3732	3500	630	2.4	3550

### **3.2. Образование языка воды и искусственного контакта нефть-вода в фундаменте м/с «Белый Тигр»**

#### **Общий механизм “постепенно утонувших” языков воды**

Вторжение воды при закачке в добывающие скважины произошло из-за высокой неоднородности пластов по проницаемости и геологической структуры залежи.

Когда воды закачивали в определенные зоны залежи, объем воды закачки увеличивался с учётом времени, следуя к застою в призабойной зоне скважин, образуя зоны с высоким давлением и движением воды по разным направлениям. Под влиянием высокого давления и высокой подвижности воды при встрече с локальными зонами с высокой проницаемостью, воды закачки быстро перемещаются в сторону этих зон с образованием языков воды. Объем воды закачки продолжает увеличиться, образованные языки воды постепенно утонули в объеме оторочки вода-нефть. Так как нагнетательные скважины непрерывно работают длительное время, объем оторочки вода-нефть увеличился при встрече с локальными зонами с высокой проницаемостью и образуются новые языки воды. Процесс образования “постепенно утонувших” языков воды происходит беспрерывно. Вот это механизм образования “постепенно утонувших” языков воды.

#### **Образование искусственного контакта вода-нефть**

Одной из особенностей нагнетательных скважин в залежи фундамента является глубокий работающий интервал – с -4000 м. На такой глубине проницаемость коллектора попадает в интервале от несколько mD до десятки mD. Кроме этого, существует много плотных непроницаемых зон. Способность распределения воды по горизонтальному направлению ограничена из-за того, что большинство трещин направлены вертикально или наклонно. Поэтому, вода

закачки заклинена в призабойной зоне, что ведёт к образованию «оторочки вода-нефть». Процесс соединения этих «оторочек вода-нефть» происходит очень медленно, потому что:

+ Поле проницаемости залежей фундамента оказывалось неоднородным, чем глубже, тем хуже проницаемость коллектора. Ниже -4000м, проницаемость коллектора только несколько мД или совсем непроницаемая. Воду закачали в перспективно имеющие нефть зоны, поэтому их подвижность очень плохая. Разность плотности между нефтью и водой не достаточна, чтобы быстро вытеснять нефть из массива коллектора и трещиноватых пор.

+ Вода двигается в нефтяной среде, одновременно подвергаясь силе препятствия среды и нефти, поэтому проницаемости воды меньше проницаемости нефти. Результаты исследования закачки воды в кернах фундамента месторождения «Белый Тигр» показывали, что проницаемость воды в 5 раз меньше проницаемости нефти.

+ Трещины фундамента направляются наклонно или вертикально с отклонением  $60-80^{\circ}$  по сравнению с вертикальной плоскостью, поэтому способность перемещения по вертикальному направлению очень низкая. Проницаемость воды по горизонтальному направлению меньше, чем по вертикальному в 1,7-5,7 раз.

+ Средняя проницаемость коллектора фундамента не превышает 1%, ниже -4000 м: 0,6%, поэтому вода закачки быстро насыщает нижнюю часть и постепенно поднимает нефть вверх по трещинам.

Образование «оторочки нефть-вода» по закачке воды и появления воды в ряде добывающих скважин с длинным интервалом работы (-3400-3800м): 409, 417, 420, 428, 802, 61, 73, 91, 102, 801, 803, 810 и т.д. доказывают вышесказанные идеи.

### 3.3. Метод быстрого расчёта уровня поднятия ВНК в фундаменте месторождения «Белый Тигр»

#### Постановка задачи

Нефтяные залежи часто имеют куполообразную форму, в которой вода содержится в нижней, а газовая шапка в верхней части пласта. Поверхность раздела между флюидами по результатам исследования считается плоской [11].

Задача определения газонефтяного контакта (ГНК) и водонефтяного контакта (ВНК) по измерению пластовых давлений в газовой шапке, в зоне, содержащей нефть и в области подошвенной воды уже давно известна [11]. Ниже мы покажем улучшенный метод для определения ВНК и его применение в гидродинамических условиях, когда нефть вытесняется водой.

#### Связь гидростатического и гидродинамического давлений

Перемещение любого фазового флюида в залежи подчиняется линейному закону [12]:

$$V = (k/\mu) \nabla P \quad (6)$$

где  $V$  - скорость фильтрации,  $k$  - проницаемость,  $\mu$  - вязкость флюида,  $\nabla P$  – градиент давления. Во время проведения исследования посуточно закачивали в фундамент 54000 м<sup>3</sup> воды. В пластовых условиях, закачанная вода расширяется, её объем будет равен 57660 м<sup>3</sup>. Площадь Центрального блока фундамента 46,5 км<sup>2</sup>. И так, средняя скорость фильтрации по вертикале равна 1,24 мм/сут. Средняя вязкость нефти равна  $4,2 \cdot 10^{-4}$  Па·с.

Проницаемость пород значительно изменяется по площади и глубине залежи. Нижняя часть пласта и удаленная от Центрального блока зона характеризуются низким значением коэффициента проницаемости, несколько мД; в верхней части пласта проницаемость пород может достигать сотни мД. Расчёт перепада гидродинамического давления на каждые 100м показывает, что когда проницаемость пород  $k$  равны 1, 10 и 100 мД, перепады давления  $\Delta P$  будут равны

6,03; 0,603; 0,060 кг/см<sup>2</sup> соответственно. Перепад гидростатического давления нефти на каждые 100м постоянно равен 6,43кг/см<sup>2</sup>. Следовательно, перепад гидродинамического давления равен перепаду гидростатического давления в случае  $k=1$ мД; в 10 раз меньше, если  $k=10$  и в 100 раз меньше, если  $k=100$ мД.

При  $k>100$ мД, перепад гидродинамического давления незначителен и при проведении расчётов можно им пренебречь.

Если  $k<100$ мД, нельзя пренебречь перепадом гидродинамического давления при проведении расчётов.

Если  $k<10$ мД, перепад гидродинамического давления значителен, нужно его подробно рассматривать в расчёте.

Если  $k<1$ мД, перепад гидродинамического давления больше перепада гидростатического давления, поэтому обобщенная методика для расчёта перепада гидростатического давления для определения водонефтяного контакта в гидродинамических условиях разработки залежи затрудняется.

### Определение положения статического равновесия ВНК в залежи массивного типа по данным забойных давлений

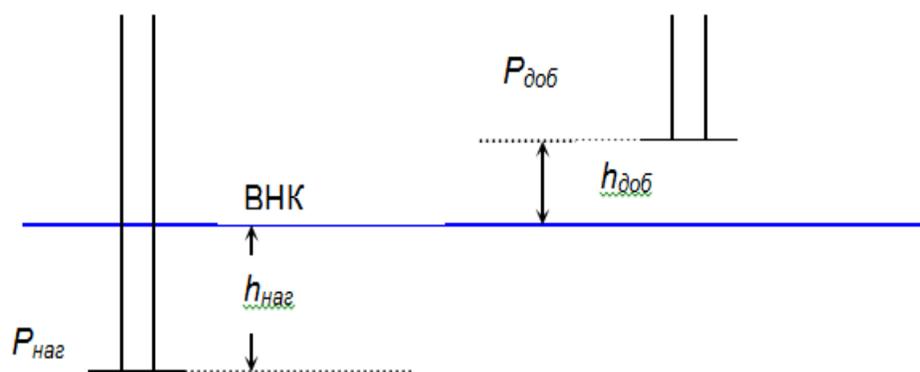


Рисунок 3.3 – Схема расположения скважин и водонефтяного контакта

В положении равновесия поверхность ВНК является плоской. Из рис.3.3 видно, что :

$$P_{ВНК} = P_{доб} + \rho_n g h_{доб}; P_{ВНК} = P_{наг} + \rho_v g h_{наг}; h_{доб} + h_{наг} = h \quad (7)$$

$P_{ВНК}$ ,  $P_{доб}$ ,  $P_{наг}$  – давления в ВНК, добывающих и нагнетательных скважинах соответственно;  $\rho_v$ ,  $\rho_n$ ,  $\rho_v$  – плотности газа, нефти и воды соответственно;  $g$  – ускорение свободного падения;  $h_{доб}$ ,  $h_{наг}$  – расстояние между добывающими, нагнетательными скважинами и ВНК соответственно.

Для упрощения расчёта, ось  $Z$  направлена вниз. Обозначаем  $Z_{ВНК}$ ,  $Z_{доб}$ ,  $Z_{наг}$  – расстояние от оси абсцисс до рассмотренных точек (по абсолютной глубине). Тогда уравнения (7) имеют вид:

$$P_{ВНК} = P_{доб} + \rho_n g (Z_{ВНК} - Z_{доб}); P_{ВНК} = P_{наг} - \rho_v g (Z_{наг} - Z_{ВНК}); Z_{наг} - Z_{доб} = h \quad (8)$$

Из уравнений (8), положение ВНК определяется по формуле:

$$Z_{ВНК} = \frac{(\rho_v Z_{наг} - \rho_n Z_{доб})g - (P_{наг} - P_{доб})}{(\rho_v - \rho_n)g} \quad (9)$$

Упрощаем уравнение (9) в соответствии со значениями пластового давления ( $\text{кг/см}^2 = \text{г.кг/см}^2$ ) и других физических величин, приведенные в системе СИ. Тогда уравнение (9) имеет вид:

$$Z_{ВНК} = \frac{(\rho_v Z_{наг} - \rho_n Z_{доб})g - 10 \cdot (P_{наг} - P_{доб})}{(\rho_v - \rho_n)g} \quad (10)$$

Скорость перемещения ВНК определяется из формулы (10) и имеет вид:

$$V_{ВНК} = \frac{10}{\rho_v - \rho_n} \left( \frac{dP_{наг}}{dt} - \frac{dP_{доб}}{dt} \right) \quad (11)$$

Разность плотности между водой и нефтью рассчитана в  $\text{тонн/м}^3$ , для фундамента месторождения  $Z$   $\rho_v - \rho_n = 0,32$ . Для эффективного применения формулы (11) необходимо измерять пластовое давление более регулярно, где отмечен подток воды.

## Методы быстрого расчёта уровня поднятия ВНК в фундаменте месторождения «Белый Тигр»

Пластовые давления в верхней части добывающих скважинах Центрального блока фундамента месторождения «Белый Тигр» одинаковы и попадают в интервал  $239 \div 245$  кг/см<sup>2</sup>.

Методика быстрого расчёта использует пластовое давление, приведенное к абсолютной глубине -3050 и -4000 м, измеренное в добывающих и нагнетательных скважинах. Свойства используемых для расчёта вод определены для глубины -4000 м, температура 45С<sup>0</sup> и давление 310 кг/см<sup>2</sup>. Свойства извлеченной пластовой нефти определены для глубины -3400 м, при температуре 138 С<sup>0</sup> и давлении 270 кг/см<sup>2</sup>, плотности воды и нефти:  $\rho_v = 0,9591$ ;  $\rho_n = 0,6431$ , то есть  $\Delta\rho=0,316$ . Тогда из (10), получаем:

$$Z_{ВНК} = 5934 - 31.6(P_{наг} - P_{доб}); \quad (12)$$

Значения приведенного давления в добывающих скважинах на 01.01.2014 попадают в интервал  $135 \div 145$  кг/см<sup>2</sup>, а в нагнетательных скважинах в интервал  $200 \div 235$  кг/см<sup>2</sup>. Результаты определения водонефтяного контакта приведены в таблице 3.2.

Так как ВНК расположен в интервале  $3050 \div 4000$  м, то приведенное давление нагнетательных скважин должно удовлетворять таким условиям:

$$P_{доб} + \rho_n g(4000-3050) \leq P_{наг} \leq P_{доб} + \rho_v g(4000-3050) \quad (13)$$

И так, из уравнения (13):  $61 \leq P_{наг} - P_{доб} \leq 91$  (14)

Эти условия не выполняются в случае, если нагнетательные скважины находятся в изоляционных зонах или закачка воды приводит к резкому увеличению давления. В этом случае определение ВНК затрудняется и получаемый результат не достоверен.

Таблица 3.2 – Результаты быстрого определения водонефтяного контакта в фундаменте месторождения «Белый Тигр»

$P_{наг}$ $P_{доб}$	200	205	210	215	220	225	330	335
135	3880	3722	3564	3406	3248	3090	2932	2774
136	3912	3754	3596	3438	3280	3122	2964	2806
137	3943	3785	3627	3469	3311	3153	2995	2837
138	3975	3817	3659	3501	3343	3185	3027	2869
139	4006	3848	3690	3532	3374	3216	3058	2900
140	4038	3880	3722	3564	3406	3248	3090	2932
141	4070	3912	3754	3596	3438	3280	3122	2964
142	4101	3943	3785	3627	3469	3311	3153	2995
143	4133	3975	3817	3659	3501	3343	3185	3027
144	4164	4006	3848	3690	3532	3374	3216	3058
145	4196	4038	3880	3722	3564	3406	3248	3090

## ГЛАВА 4. ПЕРЕМЕЩЕНИЕ КОНТАКТА НЕФТЬ - ВОДА И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ КОНТРОЛЯ ПОЛОЖЕНИЕМ ВОДОНЕФТЯНОГО КОНТАКТА В ЦЕНТРАЛЬНОМ БЛОКЕ ФУНДАМЕНТА МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР»

### 4.1. Возможные схемы ВНК при различных режимах отбора и закачки воды

В том случае, когда пластовое давление выше давления насыщения нефти газом при выбранных отборах флюидов и закачках воды, на Центральном блоке фундамента м/с «Белый Тигр» разработана упруго водонапорный режим, газонефтяной контакт отсутствует и водонефтяной контакт движется вверх (рис. 4.1)

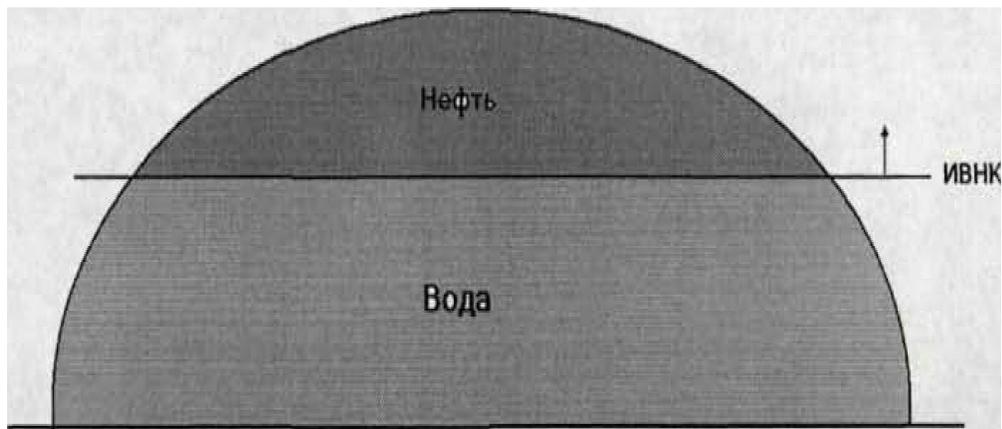


Рисунок 4.1 – Положение ИВНК и ИГНК на Центральном блоке фундамента м/р «Белый Тигр» при упруговодонапорном режиме

А в том случае, когда  $P_{пл} < P_{нас}$ , на Центральном блоке фундамента м/р «Белый Тигр» проявится упруговодонапорный режим совмещенный с потенциальным газонапорным режимом, газонефтяной контакт возникнет и движется вниз, а водонефтяной контакт перемещается вверх (рис. 4.2).

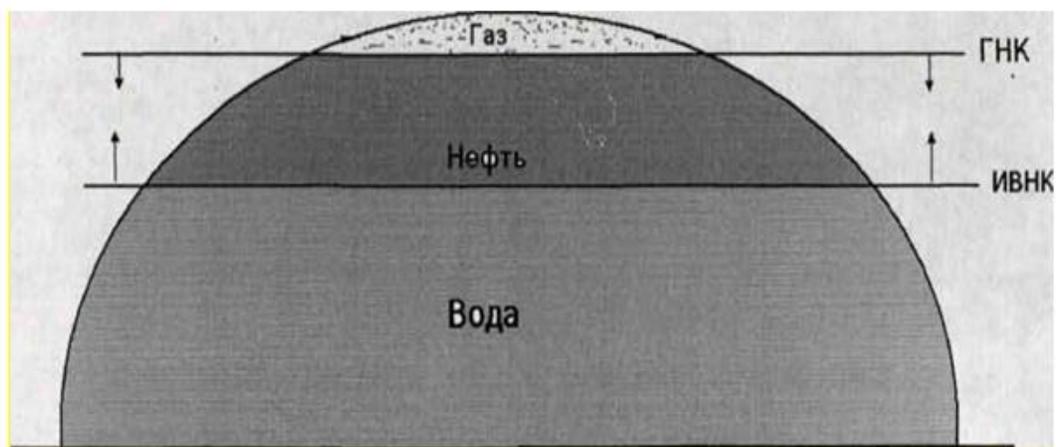


Рисунок 4.2 - Положение ИВНК и ИГНК на Центральном блоке фундамента м/с Белый Тигр при упруговодонапорном режиме, совмещенном с потенциальным газонапорным режимом

#### 4.2. Методы определения положения ИВНК в залежи фундамента месторождения «Белый Тигр»

Методы определения водонефтяного контакта (ВНК) и газонефтяного контакта (ГНК) в терригенных и карбонатных коллекторах достаточно изучены. К ним в первую очередь относятся работы Р.А. Резванова, Б.Ю. Вендельштейна, М.А. Токарева, В.П. Савченко, Д. Роучи и др.

До настоящего времени, в СП Вьетсовпетро положение ИВНК в залежи фундамента м/р «Белый Тигр» определялось следующими методами:

- Традиционные методы или эксплуатационный каротаж (Production Logging Test, PLT), который широко применяется с 1997 г.;
- Метод забойных давлений, который начал применяться с 2004 г.
- Метод термогидродинамической визуализации (ТГДВ), основанный на положении текущего ИВНК соседних скважин.

При определении положения ИВНК в залежи фундамента в СП Вьетсовпетро в основном использованы методы традиционного и забойных давлений, а метод ТГДВ — дополнительным.

#### **4.2.1. Определение ИВНК традиционными методами**

Эксплуатационный каротаж — один из традиционных методов определения контакта нефть-вода в нефтяных коллекторах, является основным для залежей фундамента месторождения «Белый Тигр». Этот метод даёт достоверный результат по определенной группе обводнившихся скважин. И так, результаты обработки эксплуатационного каротажа характеризуют только условное положение ВНК.

В скв. 1404 обводнение началось с апреля 1997 г, самая нижняя точка притока соответствует абсолютной глубине 3574 м. Если предположить, что уровень контакта нефть-вода поднялся до 3574 м, то расчетная скорость его подъема по этому методу равна 12 м/мес. Аналогично, в скв. 1415 и 1407 скорости подъема контакта нефть-вода составляют 8,6 и 6 м/мес соответственно. И так, средняя скорость подъема воды составляет примерно 8 м/мес (96 м/год), что не совпадает с историей разработки залежи [13].

В целом, в нефтеносном трещиноватом гранитоиде отмечаются самые неожиданные гипсометрические отметки появления воды, а темпы обводнения скважин чрезвычайно разнообразны. Это не позволяет даже качественно использовать традиционные подходы к определению положения ИВНК. В связи с этим в 2004 г. принято решение определить положение ИВНК по забойным давлениям в добывающих и нагнетательных скважинах.

#### **Анализ данных MPLT для прогноза настоящего положения ИВНК в фундаменте месторождения «Белый Тигр» в СП «Вьетсовпетро»**

Рассматриваем пример анализа данных MPLT, измеренные для отдельно прогноза положения ИВНК в скважине X31(табл. 4.1) .

Таблица 4.1 – Данные, получаемые с помощью прибора со встроенным запоминающим устройством (MPLT) для исследования эксплуатационного скважины X31, на 01.2015

Кровля фундамента, TVDSS, м	Интервалы перфорации					Режим (Дшт/Vг/Vзак)	Интервалы притока					Дебит жидкости, т/сут	Дебит нефти, т/сут	Доля дебита нефти	Дебит водой, т/сут	Доля дебита воды	
	MD/по стволу, м		TVDSS/по абс. отм., м				MD/по стволу, м		TVDSS/по абс. отм., м								
	от	до	от	до	Нэф вскр		от	до	от	до	Нэф раб						
3305	3336	3360	3306.1	3330	23.9	5000	3336	3339	3306.1	3309	2.9						
							3342	3345	3312	3315	3						
							3351	3353	3321	3323	2						
							3357	3360	3327	3330	3						
	3364	3388	3333.9	3357.9	24		3364	3366	3333.9	3335.9	2						
							3374	3384	3343.9	3353.9	10						
							3384	3388	3353.9	3357.9	4						
											27	264.0	71.3	27%	192.7	73%	

По принципиальной схеме для определения ИВНК в скв. X31 (рис. 4.3):

- + Кровля фундамента: 3305м TVDss ( или абсолютной глубине).
- + Интервал перфорации: 3306 - 3358м TVDss (3336-3388м по стволу скважин).
- + Обводнёность : 73%.

Прогнозируем положение ИВНК в скважине X31:

- Толщина эффективной мощности, не подвергнутая обводненности:  $h_{no} = (3358 - 3306) * (1 - 0,73) = 14м$

- Рассчитаем прогнозное положение ИВНК:

$$h_{ИВНК} = 3306 + 14 = 3320м$$

- Остаточная толщина, возможна насыщенная нефтью:  $h_{ост} = 3320 - 3305 = 15м$

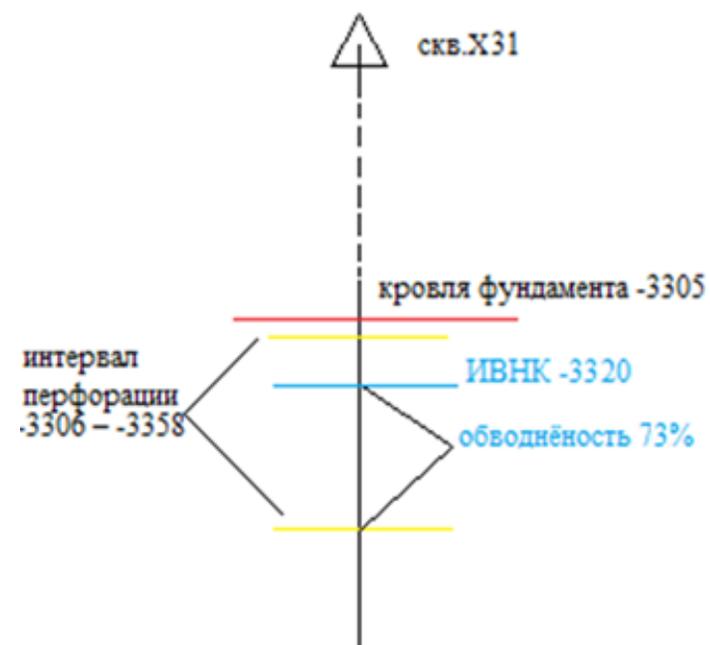


Рис. 4.3 – Схема для определения ИВНК в скв. X31

Из таблицы 4.2 построим 2 разреза ИВНК по юго-северному и западно-восточному направлениям (рис. 4.4 и 4.5).

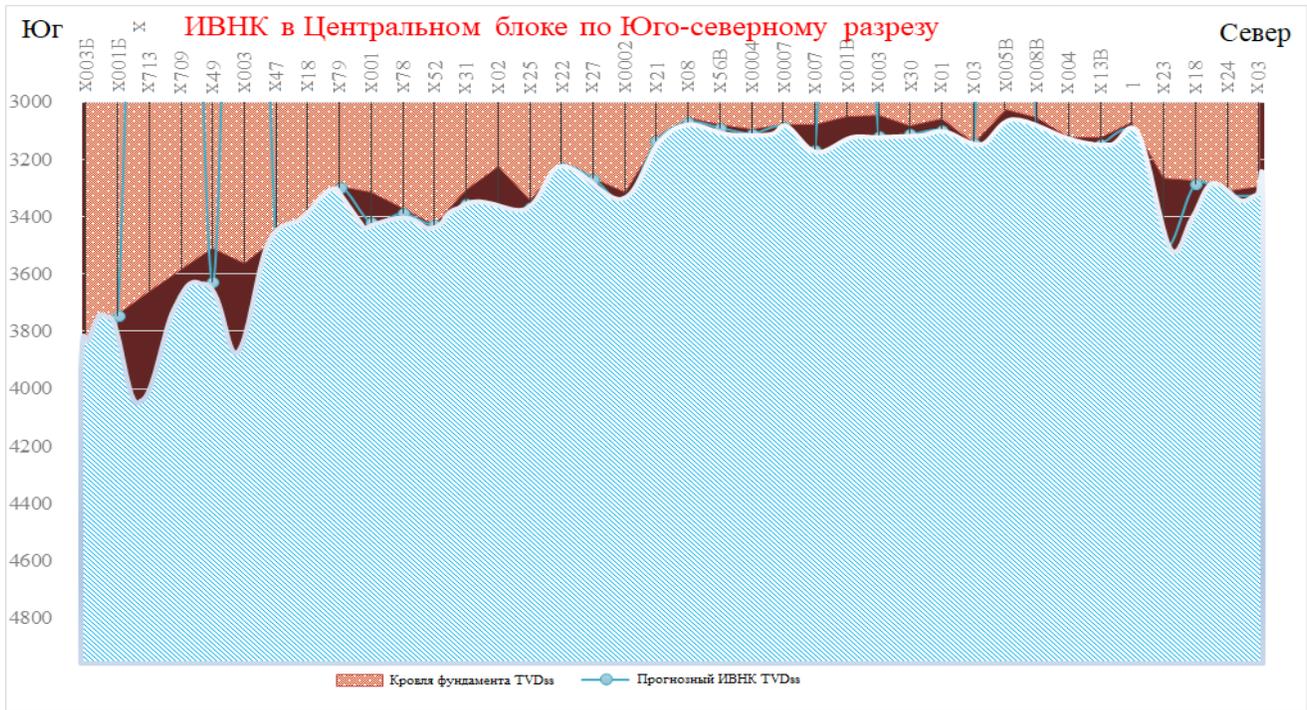


Рисунок 4.4 – Разреза ИВНК по юго-северному направлению

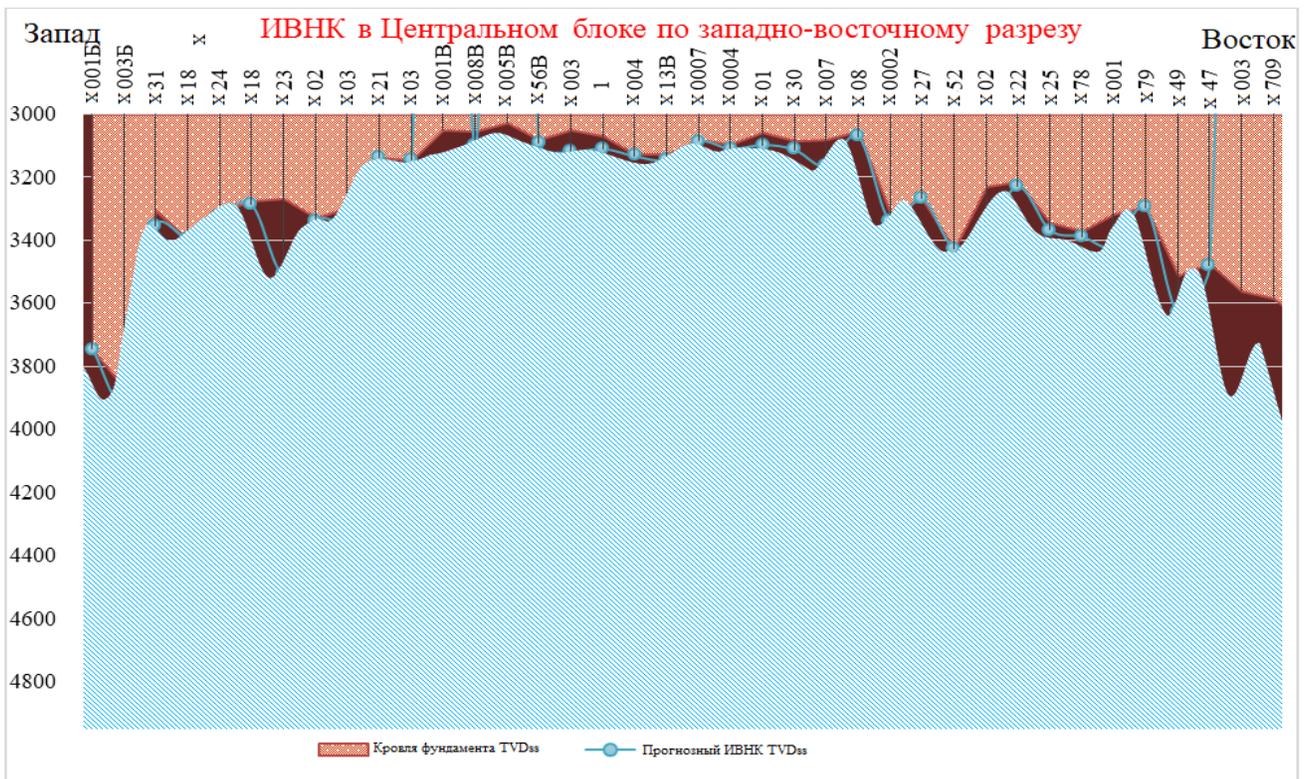


Рисунок 4.5 – Разреза ИВНК по западно-восточному направлению

#### 4.2.2. Определение ИВНК методом забойных давлений

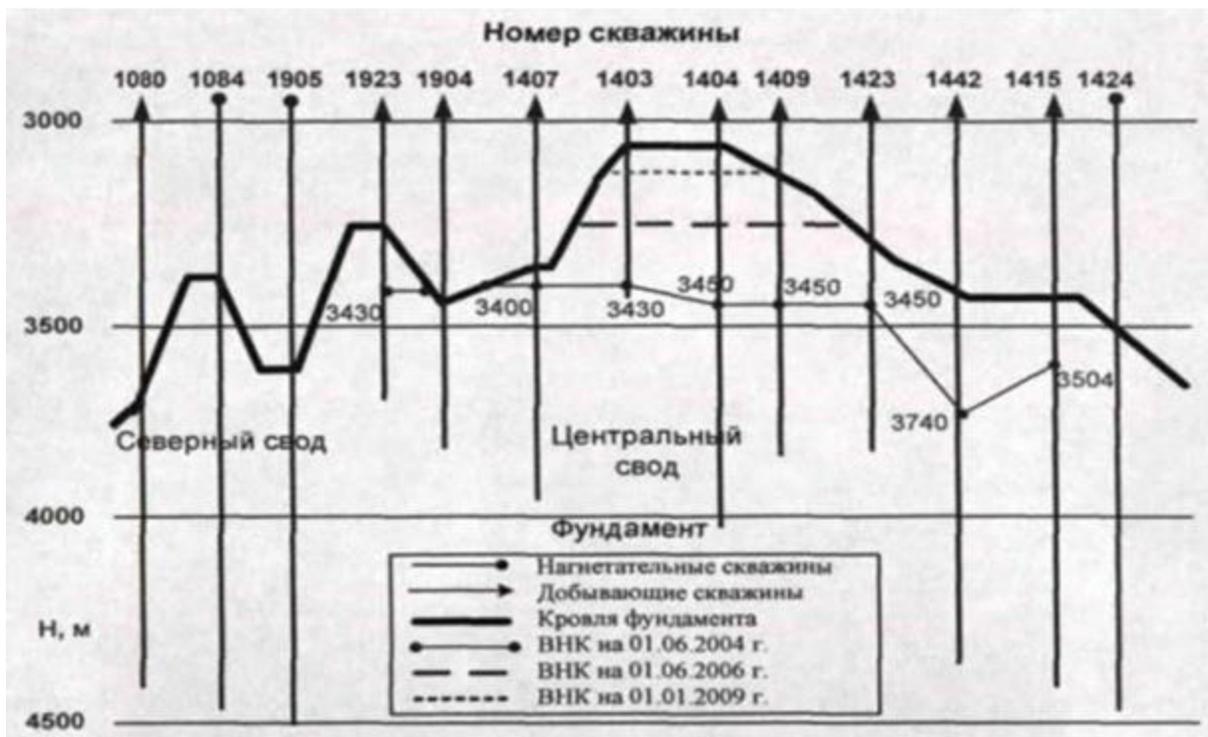


Рисунок 4.6 – Схема положения ИВНК, определенные по методу забойных давлений и ТГДВ

Метод забойных давлений для определения контакта нефть-вода предполагает наличие постоянного градиента давлений между соседней нагнетательной и добывающей скважиной вдоль прямой линии, соединяющей их забои.

На рисунке 4.6 приведена схема расположения ВНК, рассчитанного по забойным давлениям и методом термогидродинамической визуализации трещин на 01.06.2004 и 01.06.2006 г. Из рисунка 4.6 видно, что из восьми определений уровня ВНК методом измерения забойных давлений, семь находятся в диапазоне 3430-3540 м с некоторым понижением уровня контакта нефть-вода с севера на юг, только в скв. 1442 положение контакта нефть-вода оказалось ниже на 200 м ( на глубине 3740 м).

По проведенному исследованию, средняя скорость подъема ИВНК по залежи фундамента по этому методу составила примерно 55 м/год. На рисунке 4.6 показаны предполагаемые уровни ИВНК на 01.06.2006 и 01.01.2009 г. и, которые явно противоречат фактическому состоянию разработки и обводненности продукции залежи.

Можно сказать, что определение положения контакта нефть-вода по методу PLT, так же как и по забойным давлениям в добывающих и нагнетательных скважинах, не смогли ответить на вопрос о действительном положении ИВНК.

#### **4.2.3. Определение ИВНК методом термогидродинамической визуализации (ТГДВ) трещин**

Метод термогидродинамической визуализации трещин можно представить как новый подход к определению положения ИВНК для месторождения «Белый Тигр» [15]. Средняя скорость подъема ИВНК, рассчитанная по этому методу, составляет 3 м/мес. (35 м/год). На 01.01.2009 г. среднее положение ИВНК на Центральном блоке фундамента находится на глубине 3500-3520 м. Результаты расчета положения ИВНК по ТГДВ показаны на рисунке 4.7.

Оценка уровня искусственного водонефтяного контакта по методу термогидродинамической визуализации трещин соответствует фактическому состоянию разработки месторождения «Белый Тигр». Однако такая оценка выполнена на основе результатов обработки исследований всего лишь 10 скважин, поэтому результат считается предварительным. И так, по этому методу уточнение положения ИВНК может осуществиться только после обработки большинства добывающих скважин в залежи.



Рисунок 4.7 – Схематические местооположения ИВНК в залежи фундаменте месторождения «Белый тигр», определенные по методу ТГДВ

Следовательно, эксплуатационный каротаж позволяет уверенно выделять обводненные интервалы, но полученные отметки не соответствуют реальным уровням ИВНК в залежи фундамента месторождения «Белый Тигр». Метод забойных давлений слишком упрощает схему гидродинамических связей скважин, что приводит к несоответствию расчётных и реальных уровней искусственного контакта нефть-вода. Построение ИВНК на основе метода ТГДВ трещин позволяет получить более реальную оценку положения контакта нефть-вода и лучше других методов объясняет невысокую обводненность залежи в целом.

### 4.3. Определение положения ИВНК на основе метода материального баланса

Контроль за перемещением водонефтяного контакта в фундаменте можно выполнить на основе метода материального баланса. Исходными данными для расчёта являются: извлекаемый запас нефти, накопленная закачиваемая вода, накопленная

добыча нефти и воды и схема распределения запасов нефти по слоям в трещиноватых коллекторах. Схема распределения запасов нефти по слоям построена по делению залежи нефти по слоям (50 или 100м). В зависимости от толщины залежи, запас нефти каждого слоя определяется по данным ГИС. В таблице 4.3 , представлено распределение запасов нефти по слоям фундамента м/р «Белый Тигр» и коэффициенты вытеснения нефти водой в соответствии каждого слоя [16].

Таблица 4.3 – Средние коэффициенты вытеснения нефти водой на модели пород различных слоев Центрального свода фундамента месторождения «Белый Тигр»

Слои		Коэффициент вытеснения нефти водой
От, м	До, м	
3050	3100	0,75
3100	3200	0,72
3200	3300	0,87
3300	3400	0,93
3400	3500	0,6
3500	3600	0,53
3600	3700	0,49
3700	3800	0,45
3800	3900	0,22
3900	4000	0,38
4000	4100	0,42
4100	4200	0,29
4200	4300	0,20
4300	4400	0,17
4400	4500	0,14
4500	4600	0,13
4600	4700	0,13
4700	4800	0,12
4800	4850	0,11

До июня 1993 г. закачка воды в фундамент м/р «Белый Тигр» не проводилась. За июнь 1993, накопленный отбор нефти составил 18000 тыс. т [17], (32400 тыс. м<sup>3</sup> в пластовых условиях).

Залежь фундамента м/р «Белый Тигр» сначала не обладает подошвенной водой и до июля 1993 г. разрабатывалась без системы заводнения. За этот период нефть была добыта из залежи в трещиноватых коллекторах, размер трещин в залежи уменьшился из-за падения давления. При определении среднего положения ИВНК на Центральном блоке фундамента нужно учесть накопленный отбор нефти до момента закачки воды.

Проведен расчет по определению условного положения ИВНК на основе метода материального баланса и распределения запасов нефти по слоям в Центральном блоке залежи фундамента м/р «Белый Тигр» на 01.01.2014 г. (табл. 4.4); выводили к выводу, что ИВНК находится на глубине -3315м.

#### 4.4. Сопоставление результата определения положения ИВНК по различным методам в залежи фундамента

Проведено сравнение полученных результатов определения положения ИВНК на Центральном блоке фундамента м/р «Белый Тигр» по различным методам исследования (табл. 4.5).

Из табл. 4.5 следует, что результаты определения ИВНК по трем методам РЛТ, ТГДВ и методу материального баланса отвечают текущему состоянию разработки Центрального блока фундамента, а прогнозное положение ИВНК по методу забойных давлений является неверным, потому что оно противоречит текущему состоянию разработки объекта.

Таб. 4.5 – Оценка эффективности методов контроля положением ИВНК в залежи фундамента

	Метод исследования	Количество исследования	Положение ИВНК, на глубине, м	Скорость поднятия ИВНК, м/год	Оценка результатов по методам исследования
1	РЛТ	>100	3352	37	Отвечает текущему состоянию разработки объекта
2	ТГДВ	1	3324	39	Отвечает текущему состоянию разработки объекта
3	Метод материального баланса	1	3315	40	Отвечает текущему состоянию разработки объекта
4	Метод забойных давлений	<5	3160	51	Противоречит текущему состоянию разработки объекта

Оценка положения ИВНК в залежи фундамента м/р «Белый Тигр» методом ТГДВ является предварительной, так как она выполнена с малым количеством скважин (всего 10 скважин). Метод МБ и РЛТ дает приближенные результаты. Кроме того, метод МБ позволяет определить положение ИВНК в залежи проще, чем метод РЛТ. Поэтому разработанная методика по контролю ИВНК в

гранитоидных коллекторах на основе метода МБ имеет большое практическое значение.

#### **4.5. Контроль динамикой изменения положения ИВНК при поддержании пластового давления путём раннего ввода системы закачки воды в разработку фундамента м/р «Белый Тигр»**

##### **4.5.1. Динамика изменения положения ВНК в Центральном блоке фундамента месторождения «Белый Тигр» во времени**

Согласно [18], до 31.12.1998, не образовался общий искусственный водонефтяной контакт в залежи нефти Центрального блока фундамента м/р «Белый Тигр», а только осуществлялась связь между несколькими локальными объемами закачки воды.

Вода закачки сначала перемещалась вниз; после того, как она насытила нижнюю часть фундамента, воды закачки постепенно горизонтально перемещаются вверх (1998-2000). В главе 3 данной работы представлен механизм образования и перемещения искусственного водонефтяного контакта в Центральном блоке фундамента м/р «Белый Тигр». Процесс закачки воды для поддержания пластового давления создал искусственный контакт вода-нефть в 2000 г. На таблице 4.6 и рисунке 4.8 представлена динамика изменения положения ИВНК в Центральном блоке фундамента м/р «Белый Тигр» во [16].

Таблица 4.6 – Положения ИВНК в Центральном блоке фундамента месторождения «Белый Тигр» с 2000г. по 2016г.

Год	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Абс. отметка, м	-3910	-3790	-3715	-3685	-3605	-3538	-3472	-3420	-3378	-3361	-3337	-3306	-3282	-3270	-3255	-3237	-3222

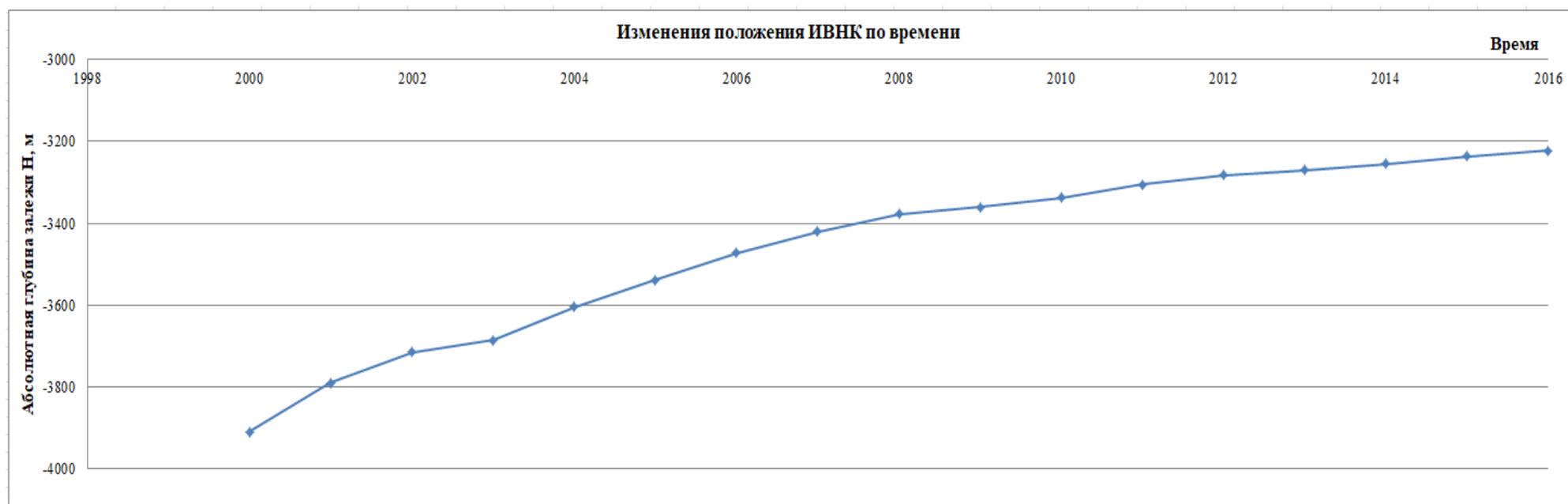


Рисунок 4.8 – Динамика изменения положения ВНК в Центральном блоке фундамента месторождения «Белый Тигр» во времени

#### **4.5.2. Контроль динамикой изменения положения ИВНК при поддержании пластового давления путём раннего ввода системы закачки воды в разработку Центрального блока фундамента м/р «Белый Тигр»**

Согласно работе [19], предложено решение для поддержания пластового давления путём раннего ввода системы закачки воды в Центральный блок фундамента м/р «Белый Тигр». Расчёт этой работы проведён на основе метода материального баланса по двум вариантам.

Фактическая накопленная добыча воды, фактический объём закачиваемой воды и фактическое положение ИВНК представлены в таблице 6. На основе метода материального баланса, представленного в пункте 4.4 отмечено, что максимальная погрешность расчёта достигает 2,6% при проверке способности применения метода материального баланса для расчёта подтверждает высокую достоверность применения уравнения для вычисления положения ИВНК при изменении объёма закачиваемой воды.

Выполняется расчёт по двум вариантам. Первый вариант заключается в том, что вводим систему закачки воды в 1991, раньше на 2 года по сравнению с практикой (см. рис. 9). Начальный объём закачки воды составляет 500 тыс.м<sup>3</sup> и в 1992 г. составляет 1000 тыс. м<sup>3</sup> для поддержания пластового давления при условии, что годовая добыча нефти и воды не меняется. По результату раннего ввода системы закачки воды в эксплуатации по варианту 1, пластовое давление в 1993 г. достигает 35,60 МПа, и в 2014 г. достигает 26,8 МПа, выше фактического на 3,45 МПа.

Второй вариант заключается в том, что вводим систему закачки воды в 1989, раньше на 4 года по сравнению с практикой (см. рис.4.9). Начальный объём закачки воды составляет 500 тыс. м<sup>3</sup> в 1989 г. для поддержания пластового давления. Накопленный объём закачки воды достигает 2000 тыс. м<sup>3</sup> в 1992 г. при условии, что годовая добыча нефти и воды не меняется.

По результату раннего ввода системы закачки воды в эксплуатации по варианту 2, пластовое давление в 1993 г. достигает 36,64 МПа, а в 2014г достигает 27,84 МПа, выше фактического на 4,49 МПа.

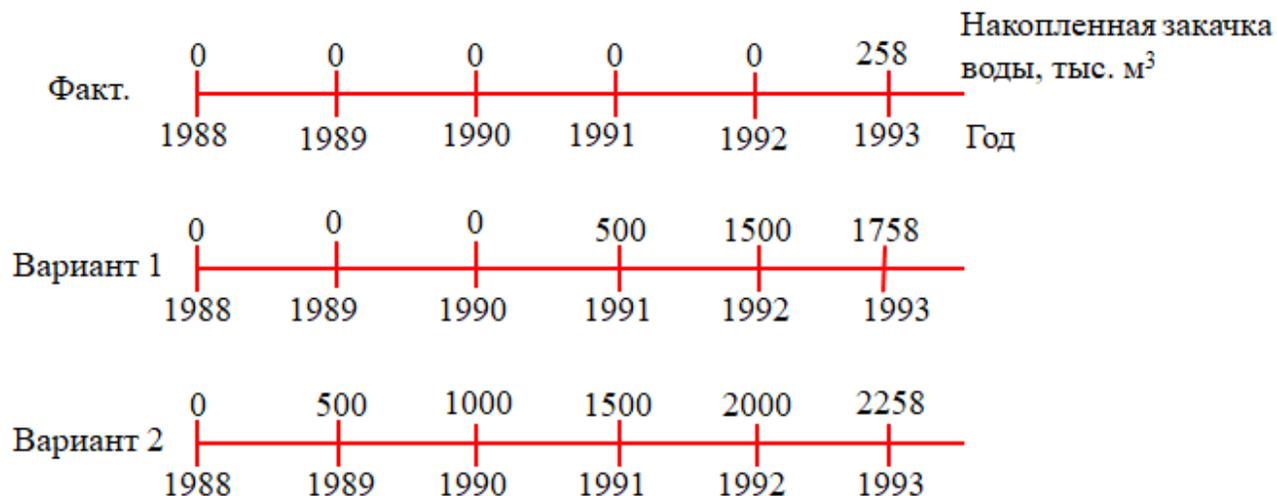


Рисунок 4.9 –Варианты для поддержания пластового давления на высоком уровне при раннем вводе системы закачки воды в эксплуатации

Динамика изменения положения ИВНК при раннем вводе системы закачки воды в эксплуатации по двум вариантам представлена на рисунке 10. Из этого следует, что в двух случаях, водонефтяной контакт при раннем вводе всегда находится выше чем фактический водонефтяной контакт. Мероприятия по повышению нефтеотдачи путем раннего ввода системы закачки воды в эксплуатацию может поддержать пластовое давление на 45 атм. выше настоящего пластового давления. Полученные результаты являются хорошей предпосылкой для эксплуатации нефтяных месторождений на шельфе Вьетнама, а также в других регионах мира, где существуют подобные геологические характеристики.

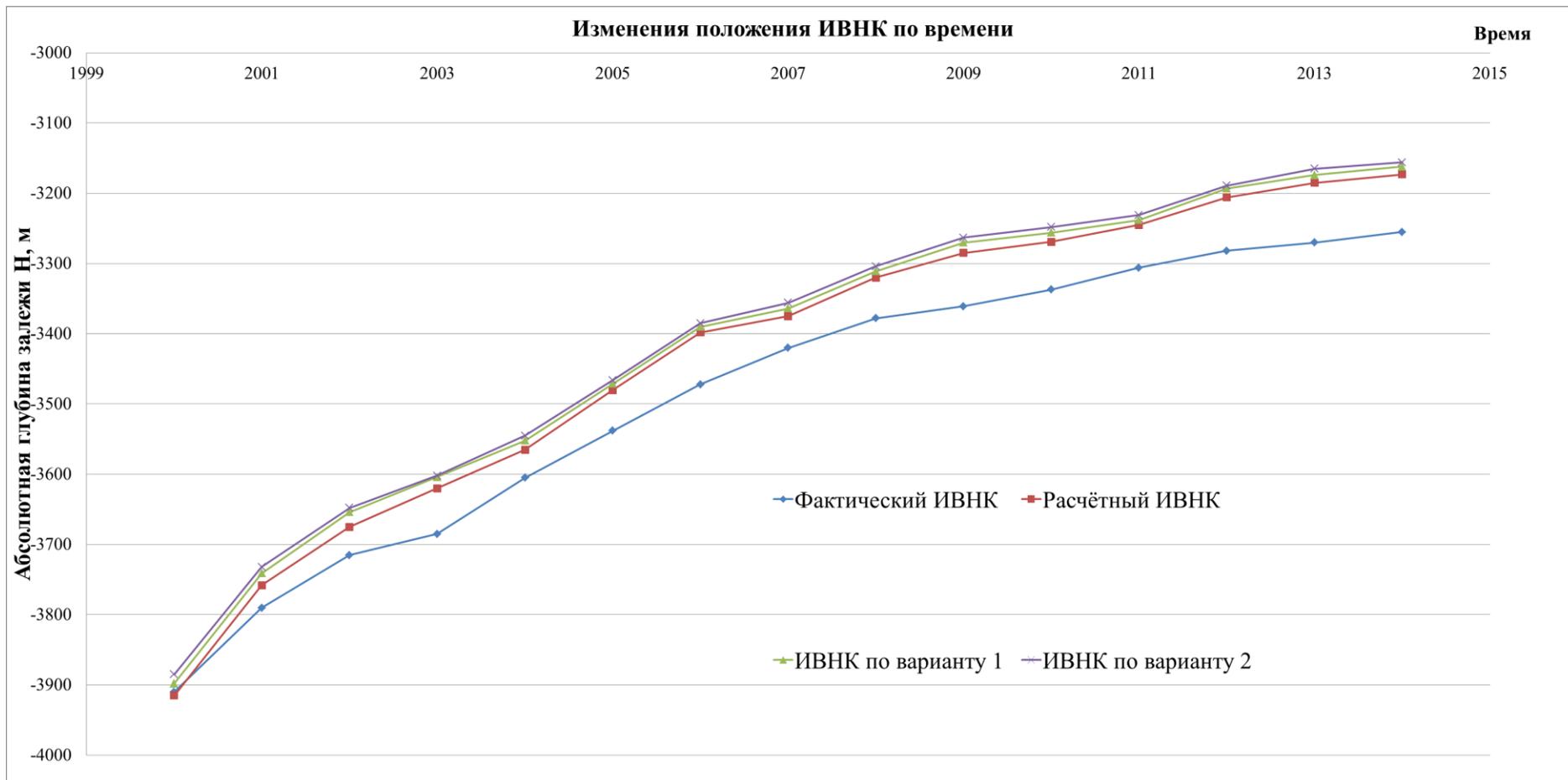


Рисунок 4.10 – Динамика изменения положения ИВНК по двум варианту

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам анализа основных особенностей геологии и разработки Центрального блока фундамента можно утверждать, что нефтяной залежью в кавернозно-трещиноватых гранитоидных фундаментах м/р «Белый Тигр» является редкая особенная залежь в мире. История нахождения и разработки этого месторождения являются хорошей предпосылкой для других нефтяных месторождений в шельфе Вьетнама, а также на других месторождениях мира, где существуют аналогические геологические характеристики.

Результаты исследований, проведенных в данной работе, позволяют сделать следующие выводы:

1. Эффективная толщина нефтяной залежи фундамента на месторождении «Белый Тигр» составляет более 1700 м.

2. Отсутствие подошвенной воды в залежи в начале разработки. Начальное пластовое давление большое (417 атм. на глубине -3650м) и пластовая температура высокая (142 °С на глубине -3650м).

3. Искусственный водонефтяной контакт впервые образовался в 2000 г. в Центральном блоке фундамента м/р «Белый Тигр».

4. Метод PLT является основным методом контроля за изменением положения ИВНК в залежи фундамента м/р «Белый Тигр». Кроме этого, ещё можно применить метод МБ и ТГВД для определения положения ИВНК. Метод МБ является перспективным методом контроля за изменением положения ИВНК в гранитоидных коллекторах благодаря его простоте.

5. Предложение решения для повышения нефтеотдачи путем раннего ввода системы закачки воды в эксплуатацию может поддержать пластовое давление на 45 атм. выше настоящего пластового давления. В данной работе, на основе метода МБ представлена динамика изменения положения ИВНК по двум вариантам раннего ввода системы закачки воды в разработку.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Арешев 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. // – М.: ООО «Издательский дом Недра». – 2010. – 294 с.
3. Кошляк В.А. Гранитоидные коллекторы нефти и газа. // – Уфа: Тау. – 2002. – 256 с.
4. Уточненная технологическая схема разработки и обустройства месторождения «Белый Тигр». Том 1. // СП «Вьетсовпетро». - 2012.
5. Чан Л.Д. Особенности геологии и разработки залежи фундамента месторождения «Белый Тигр» / Л.Д. Чан, В.Х. Чан, Д.Х. Фунг и др. // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 6. – с. 34 - 39.
6. Phạm Quang Ngọc. Đặc trưng địa chất - khai thác các thân dầu trong đá móng nứt nẻ và sơ đồ khai thác theo phân tầng chiều sâu. // Tạp chí Dầu khí Việt Nam. – 2011. – № 11. – с. 45-51.
7. Нгок Ф.К. 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.
8. Тай Ч.К., Нгок Ф.К, Лам Б.В. Механизм движения жидкости в залежи нефти и мероприятия по повышению нефтеотдачи фундамента месторождения «Белый Тигр». // Пятая международная конференция ХИМИЯ НЕФТИ И ГАЗА. – Томск. – 2003.
9. К.С. Басниев, А.М. Власов, И.Н. Кочина, В.М. Максимов. Подземная гидравлика. // НЕДРА. – Москва. – 1986.

10. Алишаев М.Г., Земсков В.Д., Тай Ч.К., Нгок Ф.К. Определение положения и скорости подъёма фронта закачиваемой воды по замерам пластовых давлений в нагнетательных и добывающих скважинах при разработке массивной залежи с большим этажом нефтеносности подошвенно очаговым заводнением приложение № 945/VSP. // «Вьетсовпетро». – 8.2003.
11. М.А. Жданов. Нефтепромысловая геология. // Гостоптехиздат. – Москва. – 1962.
12. Голф-Рахт Т. Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. // -М.: Недра. – 1986. – 608 с.
13. Тю В.Л., Нгуен Х.Н., Токарев М.А. Анализ текущего положения искусственного водонефтяного контакта в гранитоидных коллекторах // Материалы III Всероссийского съезда научных и творческих работ иностранных студентов и аспирантов вузов Российской Федерации ТПУ. – 2009. – с. 132 - 136.
14. Арешев Е.Г., Плынин В.В., Попов и др. О.К. Результаты интерпретации аномальных данных термогидродинамических исследований скважин // Нефтяное хозяйство. – 2000. – №8. – с. 43 - 46.
15. Горшенев В.С., Штырлин В.Ф., Фомкин А.В., Плынин В.В. Новый подход к определению положения искусственного водонефтяного контакта в нефтеносных гранитах // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 6. – с. 44 - 46.
16. Тю В.Л. Анализ и регулирование разработки месторождения «Белый Тигр» со сложными геологическими и термодинамическими условиями залегания // Уфа. – 2010.
17. Хоанг В.К. и др. Уточненная технологическая схема разработки и обустройства месторождения «Белый Тигр» // Материалы СП «Вьетсовпетро». – Вунгтау. – 2008. – Том II. – Книга I. – с.367.
18. Phạm Quang Ngọc. Bơm ép duy trì năng lượng các vỉa dầu hoạt động khai thác trong đá Móng nứt nẻ // Tạp chí Dầu khí Việt Nam. – 2015. – № 8. – с. 32-39.

19. Лыонг В.Ф. Особенности разработки нефтяной залежи фундамента месторождения «Белый Тигр», Вьетнам. [Электронный ресурс] URL: <http://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/38772/1/TPU362160.pdf> . Дата обращения: 30.03.2018 г.

20. «Вьетсовпетро» уходит в море // Нефть и капитал, август 2013, №8. – с. 16-20.

21. Вершовский В.Г. [Реферат] / В.Г. Вершовский, В. К. Хоанг // Пересчет запасов нефти и растворенного газа участка Z по состоянию на 01.01.2014 г. - Том I, Вунгтау, 2014 г.

22. ГОСТ 12.0.003.-74.ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

23. Белов С.В. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (техносферная безопасность) // М.: Издательство Юрайт . – 2-е изд., испр. и доп. – 2011. – 680 с.

24. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003 (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 6.04.03 г.).

25. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003 (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 13.06. 2003 г.).

26. «Рекомендации по устранению и предупреждению неблагоприятного влияния монотонии на работоспособность человека в условиях современного производства (методические рекомендации)» (утв. Минздравом СССР 26.09.1980 N 2257-80).

27. ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.