

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки – 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Особенности разработки нефтяной залежи фундамента месторождения «Х» УДК_622.276(597)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5В	Льонг Ван Фо		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор кафедры ГРHM	Савиных Ю.В.	Д.Х.Н., профессор		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И.В.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова О. А.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент каф. ГРHM	Чернова О.С.	к.г.-м.н., доцент		

Томск – 2017г.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ

Глава I. Обзор разработки нефти в трещиноватых залежах фундамента.

- 1.1. Сведение о нефтяных залежах в фундаменте.
- 1.2. Сведение о трещиноватых фундаментах.
- 1.3. Разработка нефти в трещиноватых фундаментах в мире.
- 1.4. Разработки нефтяной залежи в трещиноватом фундаменте на шельфе Вьетнама, особенно на месторождении X.
 - 1.4.1. Обзор о структуре фундамента месторождения X
 - 1.4.2. Технологические показатели разработки центрального блока фундамента
- 1.5. Общие особенности разработки нефтяной залежи в трещиноватом фундаменте.

Глава II. Особенности разработки нефтяной залежи в трещиноватом фундаменте на месторождении X.

- 2.1. Нефтяные залежи трещиноватого фундамента массивны без подошвенной воды.
- 2.2. Нефтяные параметры залежи фундамента месторождения X изменяются по глубине.
- 2.3. Схема разработки нефти фундамента месторождения X
- 2.4. Особенности работающих скважин в центральном блоке фундамента месторождения X.
- 2.5. Формирование местных резервов нефти в центральном блоке фундамента месторождения X.
- 2.6. Распределение участков по веерообразной форме в Центральном блоке фундамента месторождения X.

Глава III. Поддержания пластового давления фундамента месторождения X закачкой морской воды.

- 3.1. История ввода системы заводнения на объекте фундамента месторождения X
- 3.2. Динамика пластового давления фундамента месторождения X

3.2. Система поддержания пластового давления фундамента месторождения Х.

Глава IV. Мероприятия по повышению нефтеотдачи фундамента месторождения Х

4.1. Кислотные обработки на фундаменте месторождения Х.

4.2. Перевод скважин на вышележащие горизонты на фундаменте месторождения Х.

4.3. Проведение периодической закачки воды в фундамент месторождения Х

4.4. Предложение применения схемы разработки по глубинному горизонту для разработки нефтяной залежи трещиноватого фундамента.

4.5. Предложение решения для снижения падения пластового давления путём раннего ввода системы закачки воды в эксплуатацию.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ

Промышленные притоки нефти из трещиноватого фундамента являются активно обсуждаемой проблемой в современной геологии нефти. Впервые эта проблема возникла в 1918 г, когда была открыта нефтяная залежь в трещиноватых гранитах месторождения Пэнхендл-Хьюгтон (США). В 1925 г. в трещиноватых гранитах фундамента гигантского нефтяного месторождения Ла-Пас (Венесуэла) была выявлена еще одна залежь нефти. 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.

Современная концепция тектоники литосферных плит, геодинамики деформаций позволяет рассматривать магматические породы как нетрадиционный тип пород-коллекторов, с которыми может быть связано возникновение огромного углеводородного потенциала. В данной работе рассмотрены особенности разработки нефти Центрального блока фундамента месторождения Белый Тигр примерно за 25 лет эксплуатации, что позволяет глубже понять формирование залежи и технологию разработки такого типа месторождения и применить эти закономерности для аналогичных месторождений, в которых нефть приурочена к трещиноватым магматическим породам.

Целью данной работы являются нахождение особенностей и проблем разработки нефтяной залежи в фундаменте месторождения «Белый Тигр», а также проведение необходимых мероприятий для повышения нефтеотдачи.

Объектом исследования дипломного проекта является нефтяное месторождение Белый Тигр.

Предмет исследования – особенности разработки нефтяной залежи фундамента на месторождении Белый Тигр (Вьетнам).

Задачи: синтез информации по работе добывающих и нагнетательных скважин, динамика разработки нефтяной залежи в фундаменте, нахождение закономерностей и особенностей разработки такого типа залежи. Предложить ряд мероприятий для повышения нефтеотдачи фундамента месторождения Белый Тигр.

Аннотация: Приведены общие сведения о структуре, литолого-петрографической характеристике фундамента месторождения Белый Тигр. Проанализированы основные особенности разработки Центрального блока фундамента этого месторождения, приведены новые схемы и технологии разработки залежи нефти фундамента, которые являются предпосылкой для проектирования и разработки других подобных нефтяных месторождений с залежами в магматическом фундаменте.

В первой главе представлены сведения о структуре, литолого-петрографической характеристике фундамента, процессе разработки месторождения Белый Тигр.

Во второй главе рассмотрены и проанализированы особенности разработки нефтяной залежи в трещиноватом фундаменте на месторождении Белый Тигр.

В третьей главе представлена система поддержания пластового давления фундамента месторождения Белый Тигр закачкой морской воды, приведены история ввода системы заводнения, динамика пластового давления и система поддержания этого давления на объекте фундамента месторождения Белый Тигр.

В четвертой главе приведены мероприятия по повышению нефтеотдачи фундамента месторождения Белый Тигр, в которой приведены схемы разработки по глубинному горизонту нефтяной залежи трещиноватого фундамента и решения для снижения падения пластового давления путём более раннего ввода системы закачки воды в процессе эксплуатации.

Глава I. Обзор разработки нефти в трещиноватых залежах фундамента.

1.1. Сведение о нефтяных залежах в фундаменте.

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

Несмотря на открытие в фундаменте промышленных месторождений, в том числе крупных, целенаправленные поиски залежей углеводородов в фундаменте ведутся в ограниченных объёмах. Это обусловлено тем, что не ясна природа ёмкости пород фундамента, не разработаны методы выделения коллекторов в кристаллических породах, их вскрытия и освоения.

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

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

1.2. Сведение о трещиноватых фундаментах.

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

Трещиноватые горные породы, в которых приурочена нефть, являются потенциальными эксплуатационными объектами с различными характеристиками, поэтому необходимо проводить глубокое исследование

геологии, чтобы установить научную основу для поиска, разведки и добычи нефти и газа. Имеет два основных типа нефтяных трещиноватых горных пород: трещинно-кавернозные горные породы и трещинно-кавернозные вперемежку с матричными блоками.

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

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 популярно распространены в тонких слоях известняка и доломита.

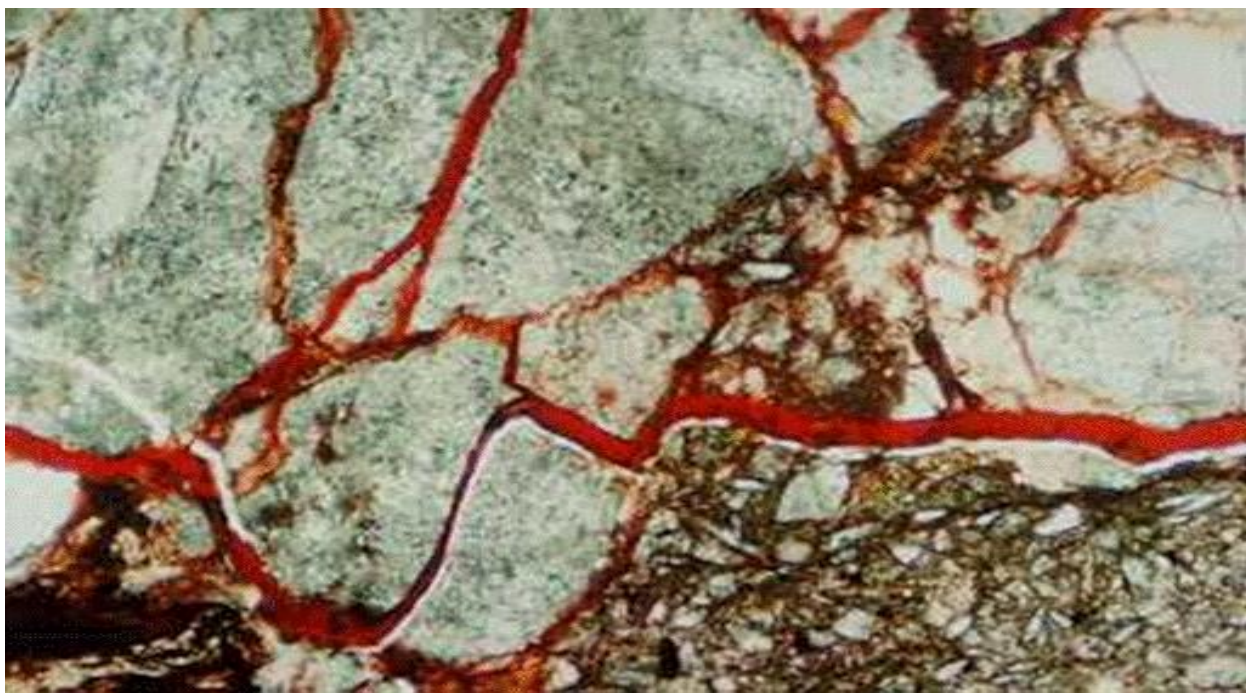


Рисунок 1.1- Трещиноватые кавернозные горные породы.



Рисунок 1.2- Широкая микротрещина на образце.

1.3. Разработка нефти в трещиноватых фундаментах в мире.

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

На северо-восточном продолжении антиклинали 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 м^3 . Породы фундамента сильнотрещиноваты. Углы наклона трещин близки к субвертикальным [3].

В США на территории Мид-Континента (Внутренний бассейн) открыто несколько месторождений нефти и газа, связанных с породами кристаллического фундамента, среди которых выделяется гигантское

нефтегазовое месторождение Хьюстон-Панхендл, начальные извлекаемые запасы которого составляют 223 млн. т нефти, 2000 билл. м³ газа [3]. Нефть залегает в гранитном докембрийском фундаменте. Пористость кристаллических пород достигает 22%, коллектор - трещинно-каверновый.

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

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

На месторождении Ауджила продуктивными являются гранитоидные породы фундамента и известняки. Суммарные извлекаемые запасы нефти в гранитоидных породах составляют 512 млн. т. Дебиты скважин от 100 до 1000 м³/сут и более. Однако только в скважине D6 фундамент был опробован отдельно и дал нефть с начальным дебитом 191 м³/сут [3].

Небольшие месторождения нефти и газа открыты в магматических породах фундамента Днепровско-Донецкой впадины (Украина), которые представлены гранитами, гранодиоритами, амфиболитами и мигматитами, сильно изменёнными вторичными процессами. Залежи нефти выявлены в коре выветривания, зонах разуплотнения и трещиноватости, которые прослеживаются на глубину до 350 м от поверхности фундамента, дебиты небольшие (порядка 109 м³/сут. на Хухряковском месторождении) [3].

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

К северо-западу от Хургады открыто месторождение Гемза, которое приурочено к погребенному гранитному кряжу. Нефтеносными являются трещиноватые граниты. Дебит скважин составляет $111 \div 458 \text{ м}^3/\text{сут}$ [3].

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

Для месторождений Индии, связанных с магматическими породами, характерно развитие нескольких генераций трещин с различными углами наклона и направлениями простираия. Проведёнными исследованиями установлено наличие трещин с большими и малыми углами падения [3].

1.4. Разработки нефтяной залежи в трещиноватом фундаменте на шельфе Вьетнама, особенно на месторождении X.

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

Промышленные притоки и признаки нефти и газа в настоящее время получены также в Южно-Коншонском прогибе Меконгского нефтегазоносного бассейна (рисунок 1.3). Нефтяные месторождения в трещиноватом фундаменте в Вьетнаме представляются в следующей таблице:

Таблица 1.1- Нефтяные месторождения в трещиноватом фундаменте во Вьетнаме

№	Месторождение	Год нахождения
1	Белый Тигр	1986
2	Дракон	1993
3	Заря	1994
4	Руби	1995
5	Черный Лев	2000
6	Жёлтый Лев	2001
7	Белый Лев	2003
8	Тханг Лонг	2008
9	Дай Хунг	2008

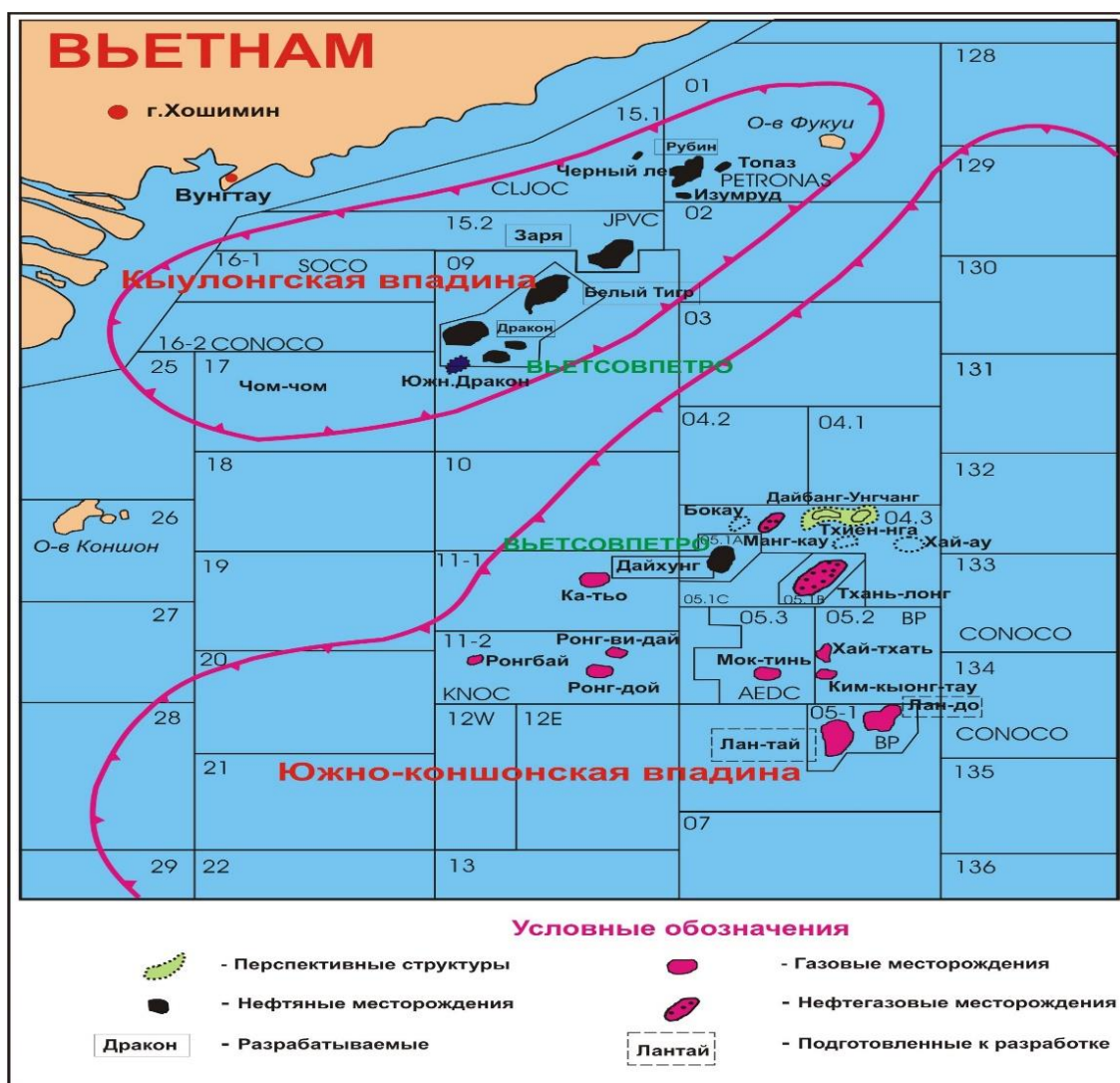


Рисунок 1.3 - Схема расположения месторождений на шельфе юга Вьетнама

1.4.1. Обзор о структуре фундамента месторождения X

Месторождение X расположено на южном шельфе Вьетнама, в 120 км от города-порта Вунгтау. Из месторождения уже добыто около 200 млн. т нефти [1].

Первый промышленный приток нефти на месторождении X получен из нижнемиоценовых отложений компанией «Mobil» в 1975 г. из скважины X1. В 1988 г. впервые получен фонтан нефти с дебитом около 2830 т/сут. при повторном испытании скважин на МСП-1 месторождения X в Кылулонгской впадине с глубины 3150 м (рисунок 1.3).

Открытие уникальной нефтяной залежи в трещиноватых гранитоидах мезозойского фундамента активизировало поисково-разведочные работы на

образования магматогенного фундамента на шельфе Вьетнама и региона в целом.

Глубина моря в пределах месторождения около 50 м. Площадь месторождения составляет примерно 136 км² (28*6 км). Добыча нефти ведётся из залежей [2]:

- нижнего миоцена – с 26.06.1986 г.;
- нижнего олигоцена – с 13.05.1987 г.;
- верхнего олигоцена – с 25.11.1987 г.;
- фундамента – с 06.09.1988 г.

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.

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 – биотитовые гранодиориты и адамеллиты при значительном содержании кварцевых монцонитов и субщелочных диоритов. В пределах Южного свода – граниты (скв. Х6) и гранодиориты (скв. Х12).

Структура месторождения Х по данным сейсморазведки 3Д и бурения скважин представляет собой по фундаменту погребённый горстообразный выступ северо-восточного простирания с размерами 28х6 км. За счёт наличия многочисленных разрывных нарушений, она имеет очень сложное строение с разделением на различно-приподнятые блоки. Вверх по разрезу структура месторождения выполаживается и уменьшается в размерах. Амплитуды разрывов затухают до полного исчезновения.

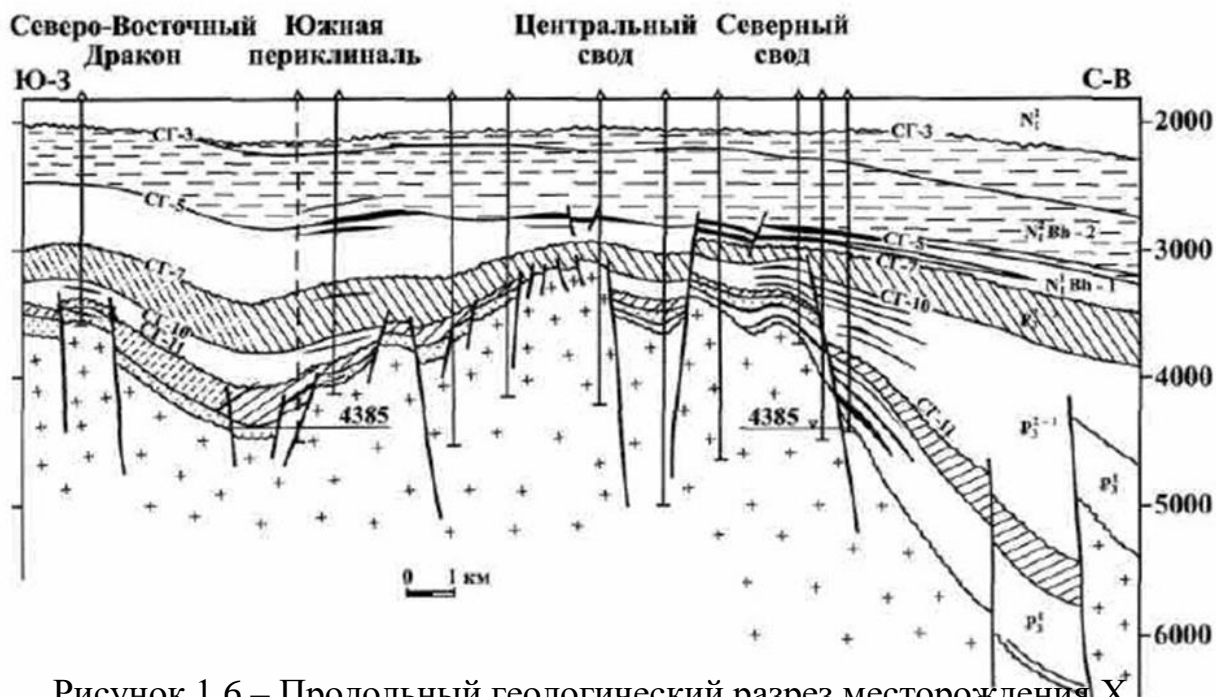


Рисунок 1.6 – Продольный геологический разрез месторождения X

Нижняя граница залежи определена на основе обобщения всей информации в процессе бурения скважин, материалов ГИС, результатов испытания и принимается на отметке -4950 м [5].

1.4.2. Технологические показатели разработки центрального блока фундамента

1.4.2.1. Характеристика фонда скважин центрального блока фундамента

Разработка залежи фундамента начата в 1988 году. По состоянию 2014г. по залежи центрального блока фундамента общий фонд составил 80 скважин. Добывающий фонд включает 55 скважин, в том числе – 45 действующих и 10 бездействующих; нагнетательный фонд – 21 скважин. В консервации числятся 3 скважины, наблюдательных скважин нет, ликвидирована одна скважина [5]. Динамика изменения количества скважин показана на рисунке 1.9.

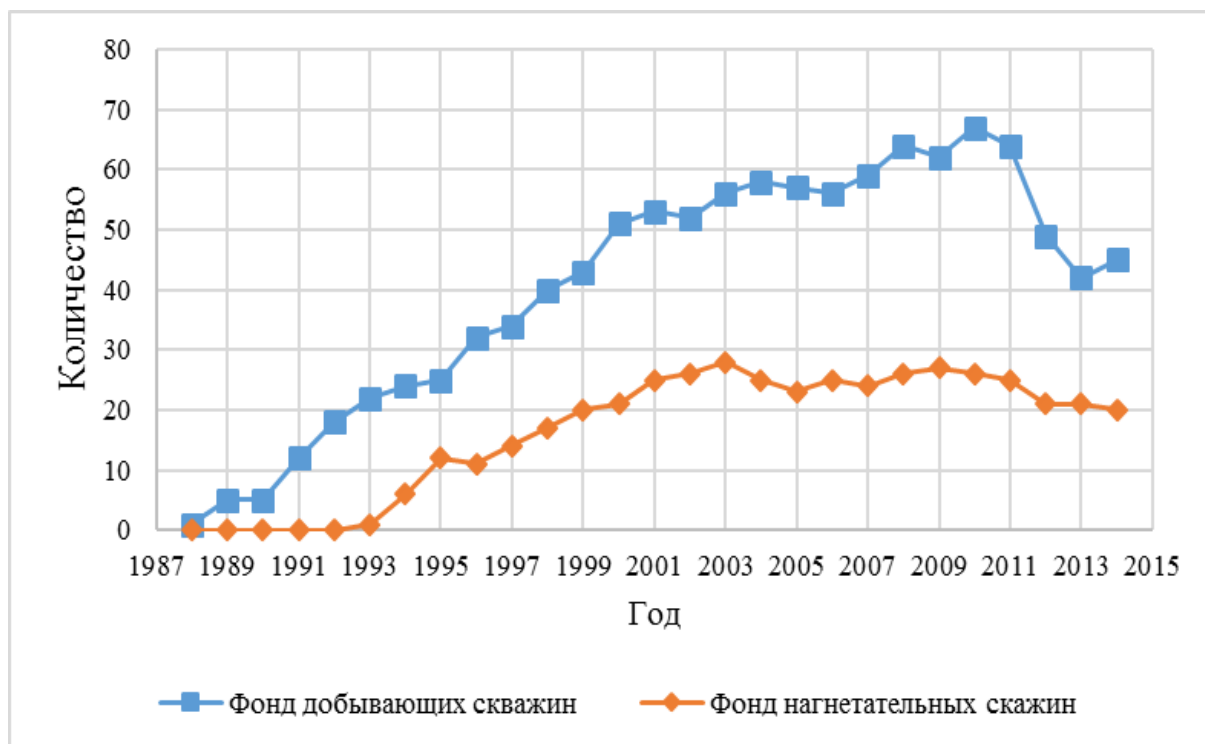


Рисунок 1.9 - Динамика фонда добывающих и нагнетательных скважин

С момента ввода в эксплуатацию количество нагнетательных и эксплуатационных скважин постепенно увеличивает и достигает максимум в периоде 2008-2010. В периоде 2010-2013г, количество нагнетательных и эксплуатационных скважин и годовая добыча нефти уменьшаются показывает, что процесс разработки нефти центрального блока фундамента месторождения X идёт на последнюю стадию.

1.4.2.2. Динамика технологических показателей разработки фундамента.

Залежь нефти центрального блока фундамента вступила в разработку в 1988г. Годовая добыча нефти по мере ввода новых скважин и развития системы ППД выросла до 11480 тыс. т в 2001 – 2002 г.

За 2014 г. по центральному блоку фундамента добыто 1907,6 тыс. т нефти. Накопленная добыча нефти на 2014 г. составляет 160 млн.т. Средний дебит нефти действующей скважины за 2014 г. составил 123 т/сут. Средняя обводненность продукции составила 52%. Текущая компенсация отборов жидкости закачкой составила 101,5%. Накопленная закачка составляет 251113 тыс. м³ воды.

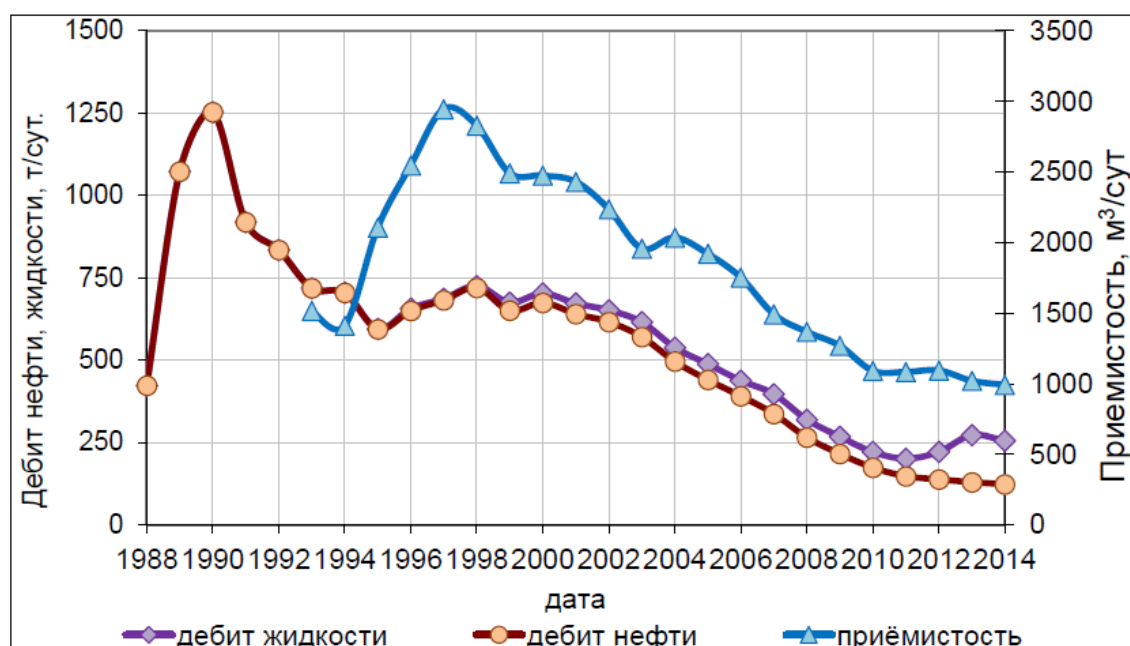


Рисунок 1.10- Основные технологические показатели разработки центрального блока фундамента

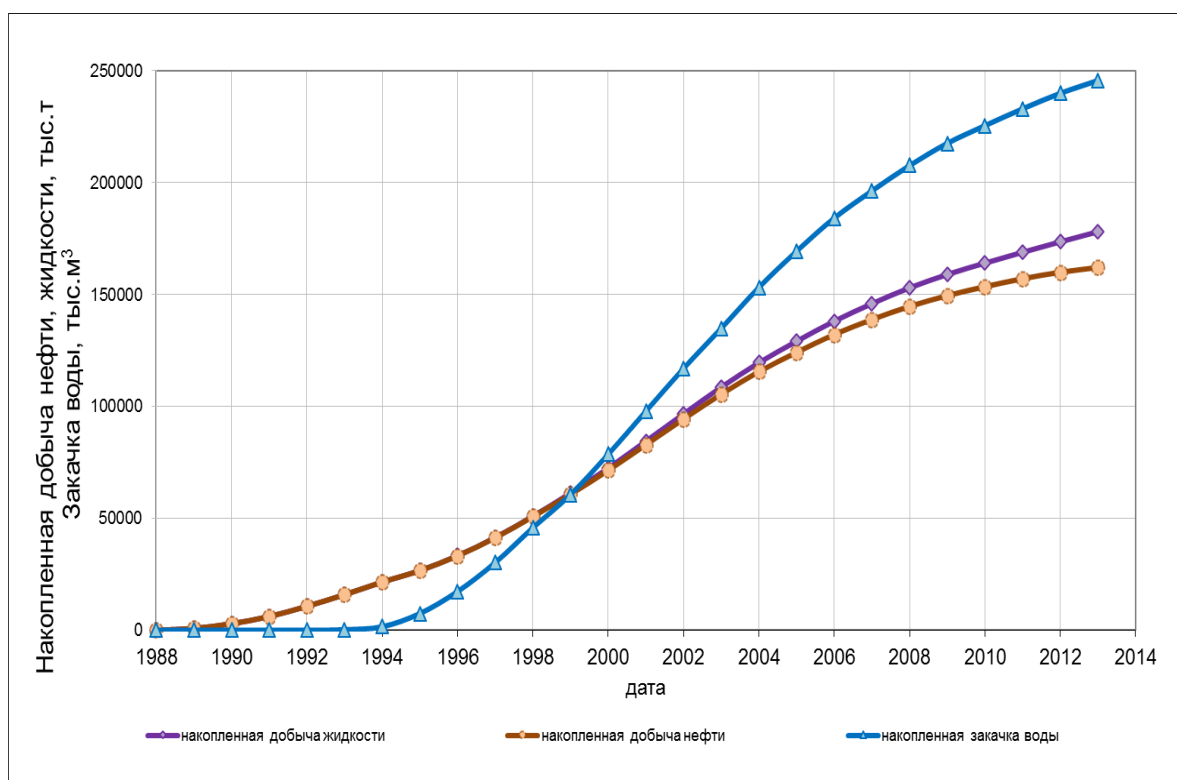


Рисунок 1.11- Основные технологические показатели разработки центрального блока фундамента.

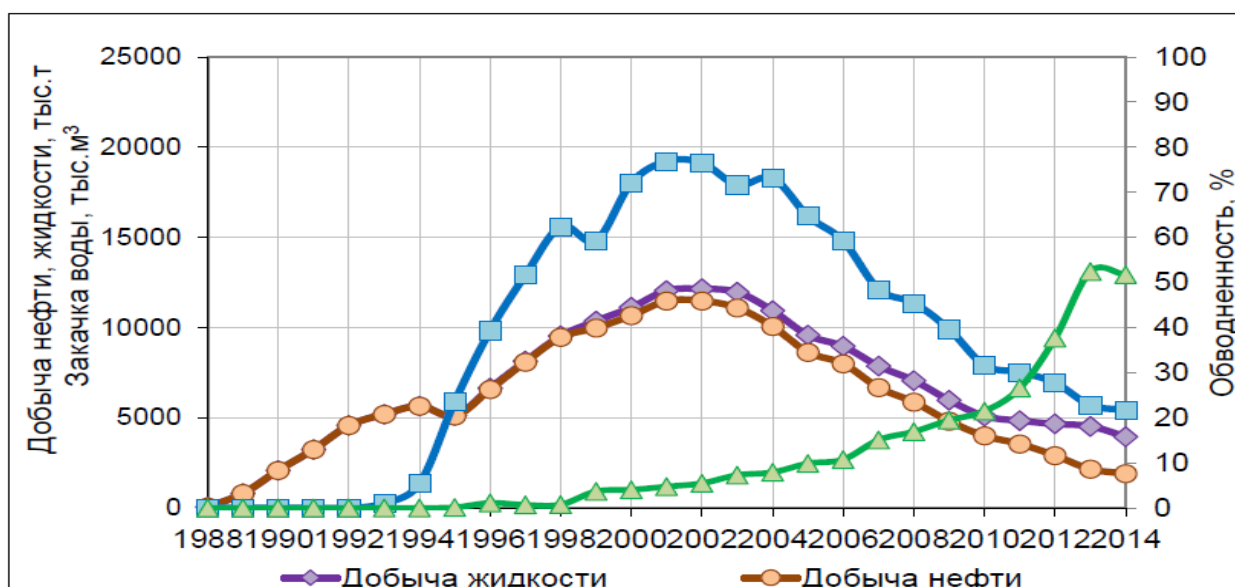


Рисунок 1.12- Основные технологические показатели разработки центрального блока фундамента

В целом, с момента ввода в эксплуатацию до 2014 года, СП «Вьетсовпетро» разработал 162 млн. тонн нефти из фундамента месторождения Х. В 2014г степень выработки НИЗ составляет 89,7%. Средняя обводненность добываемой продукции увеличивается со временем и достиг 52,4% в 2014 г. С момента ввода системы закачки воды в эксплуатацию и никогда не прекращали совершенствоваться, коэффициент компенсации в последние годы колеблется на уровне 100%. В периоде 2010-2014г, количество нагнетательных и эксплуатационных скважин и годовая добыча нефти уменьшаются показывает, что процесс разработки нефти центрального блока фундамента месторождения Х идёт на последнюю стадию.

1.5. Общие особенности разработки нефтяной залежи в трещиноватом фундаменте.

1.5.1. Нефтяные залежи в трещиноватом фундаменте расположены с высокой глубиной.

Нефтяные залежи в трещиноватом фундаменте имеет глубинную нижнюю границу по широкому диапазону колебания от 2000 (месторождение Карачок в Сирии) до 5500м (месторождение Тенгиз Казахстана). Месторождение Оймаша имеет нижнюю границу приблизительно 3800м.

Группа месторождения в Грозном- России имеют нижнюю границу от -4000м ÷ -5000м.

1.5.2. Продуктивная толщина нефтяной залежи в трещиноватом фундаменте имеет большое значение.

Скопления нефти и газа в фундаменте открыты в залежах со значительным по мощности этажом нефтеносности от 250 м до более 1700м. Нефтяное месторождение в трещиноватом фундаменте имеет эффективную мощность 260м как Кокдумалакское месторождение в Узбекистане. На месторождении Хьюгтон-Пенхендл (США) нефть обнаружена в невыветрелых гранитах из интервала 458-1068 м, на месторождении Ла-Пас (Венесуэла) – в трещиноватых породах фундамента из интервала 1615-3350 м. На месторождении Ауджила-Нафура толщина нефтенасыщенной части фундамента – 450 м, на Зейт-Бейте – 330 м, на Оймаше – интервал нефтенасыщенного фундамента 3612-3850 м, на месторождении Х этаж нефтеносности гранитоидов фундамента около 1900 м (3050-4950 м) и много добывающих скважин работают с дебитом больше 1500 т/сут [5].

1.5.3. Общая пористость нефтяной залежи не превышает 1%.

Нефтяные залежи в трещиноватом фундаменте с очень маленькой пористости, которая уменьшается неравномерным по глубине. На кровли фундамента местная пористость может составлять до 5-6%, но на высокой глубине под высоким давлением, пористость имеет маленькое значение и составляет в пределе 0,1- 0,6%. Результаты исследования многих месторождений показали, что средняя пористость всего нефтяной залежи не превышает 1%; как правило, от 0,06 до 1% [5].

1.5.4. Трещиноватость характерна систематичным свойством.

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



Рисунок 1.12 - Система трещиноватости на поверхности горной породы.

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

Проницаемость трещиноватых горных пород в пространственной системе координат с тремя направлениями $0x$, $0y$, $0z$ обозначена K_x , K_y , K_z относительно и имеют разные значения. Значение проницаемости по одному направлению может быть больше несколько раз (даже сотни раз), чем значение проницаемости в другом направлении. Зоны, которые имеет хорошую проницаемость, лежат вблизи кровли фундамента. Чем глубина высокая, чем неравномерно уменьшается значение проницаемости. В среде нефтяного трещиноватого фундамента, проницаемость сильно зависит от давления. Когда давление изменяется, проницаемость изменяется как правило по нелинейному закону $k = k_0 \cdot e^{-\alpha \Delta P}$. Проницаемость k_0 трудно определяется в лаборатории из-за того, что образец керна в поверхностном условии не сохранит состояние как в пластовых условиях. Сильная зависимость проницаемости от давления отражает характер сжижения или расширения горных пород при изменении давления. На рисунке 1.5 представляет работа скважины со режимами многих различных депрессий, различными интервалами поток нефти и различными дебитами.

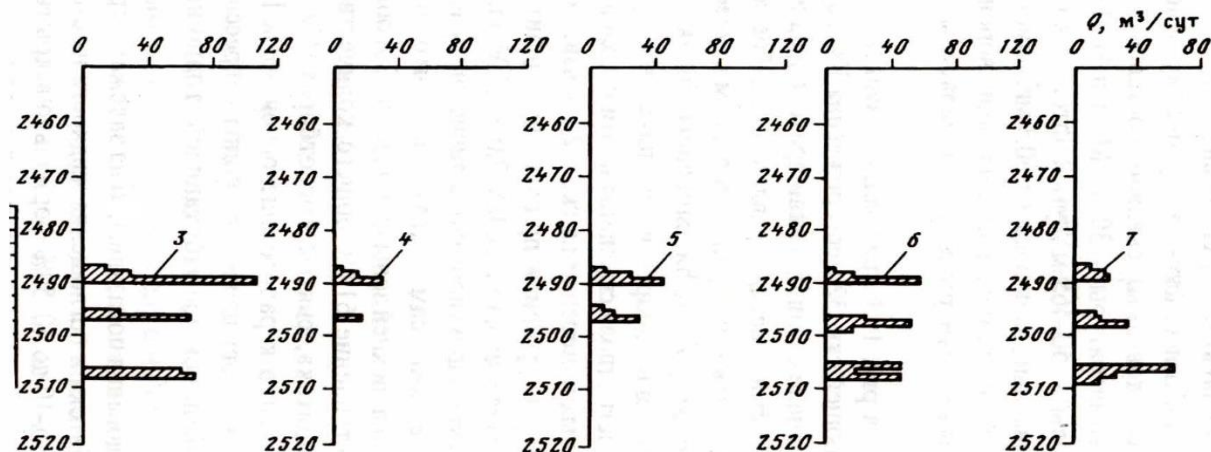


Рисунок 1.13. - Интервалы работы скважины с многими различными режимами.

1.5.6. Нефтяные параметры залежи изменяются по глубине.

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

1.5.7. Приток нефти в трещиноватом фундаменте подчиняется по нелинейному закону Дарси.

Приток нефти в трещиноватом кавернозном фундаменте имеет высокую скорость и представляется по формуле:

$$\frac{\Delta P}{L} = \frac{\mu}{k} v + \beta \frac{\rho}{\sqrt{k}} v^2 \quad (4)$$

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

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

1.5.8. Трещиноватый фундамент обладает необратимым свойством.

В процессе разработки нефти в залежи трещиноватого фундамента, когда происходит извлечение жидкости с объёмом V , пластовое давление снизит от значения P_0 до P . Но, если совершить закачку в пласт именно таким объёмом жидкости V , пластовое давление P не восстановится до начального значения P_0 . Это объясняется необратимым свойством трещиноватого фундамента.

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

Глава II. Особенности разработки нефтяной залежи в трещиноватом фундаменте на месторождении X.

Нефтяные залежи фундамента месторождении X оценивались высоким уровнем учёными и экспертами за очень особенные характеристики:

1. Нефтяные залежи массивные и трещинно - кавернозные в гранитных и гранодиоритных горных породах, в которых очень редко встречается в мире.
2. Эффективная толщина нефтяной залежи составляет более 1700м с большими запасами.
3. Нефтяные залежи фундамента без подошвенной воды.
4. Начальное пластовое давление большое (417 атм на глубине 3650м) и пластовая температура высока (1420С на глубине 3650м). [5]
5. Существуют много добывающих работающих скважин с большим дебитом нефти (больше 1000 т/сут.).

2.1. Нефтяные залежи трещиноватого фундамента массивны без подошвенной воды.

В скважинах Х492 и Х520 отмечено поглощение раствора при бурении на отметках – 4857 и 4664 м [5]; по данным ГИС, в скважинах Х709 и Х702 зоны разуплотненных пород выделяются до отметки -4967 м[5]. Скважина Х705, пробуренная до абсолютной глубины 5014 м [5], водонефтяной контакт не вскрыла, а пластовая вода не была получена ни в одной скважине, хотя того что нижняя граница залежи только составит примерно 4950м. Исходя из этого можно утверждать то, что залежи фундамента нефтяные массивные без подошвенной воды.

2.2. Нефтяные параметры залежи фундамента месторождения Х изменяются по глубине.

С глубиной ФЕС и продуктивность пород-коллекторов ухудшаются. Основные свойства нефти на начальных стадиях разработки на месторождении Х аппроксимируется линейной функцией по абсолютной глубине $H < 0$ в метрах [5].

Газосодержание:

$$G_c = 0,03864 \cdot H + 329,2 \text{ м}^3/\text{т}. \quad (5)$$

Давление насыщения:

$$P_{\text{нас}} = 0,003378 \cdot H + 34,73 \text{ МПа}. \quad (6)$$

Объёмный коэффициент нефти:

$$B_n = 0,00007146 \cdot H + 1,788 \text{ доля}. \quad (7)$$

Вязкость нефти в пластовом условии:

$$\mu_n = -0,0000178 \cdot H + 0,371 \text{ сП}. \quad (8)$$

Плотность нефти в пластовом условии:

$$\rho_{\text{пл}} = -0,008811 \cdot H + 614,8 \text{ кг/м}^3. \quad (9)$$

2.3. Схема разработки нефти фундамента месторождения X

Залежи фундамента месторождения X впервые были разработаны в соответствии по схеме эксплуатации с вторичной газовой шапкой (рисунок 2.1). Согласно этой схеме, залежи фундамента разделяются на 3 зоны: первая эксплуатационная зона находится на интервале от 3050 ÷ 3450м 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 вертикальных скважин в фундамент, вторичная газовая шапка создаётся путём закачки газа в кровли фундамента, вода будет закачиваться внизу нефтяной залежи, чтобы создать давление внизу вверх, нефть извлечена из основной добывающей зоны. Основным недостатком этой схемы является быстрое снижение добычи нефти, коэффициент извлечения нефти низкий, поэтому он заменяется новой схемой разработки.

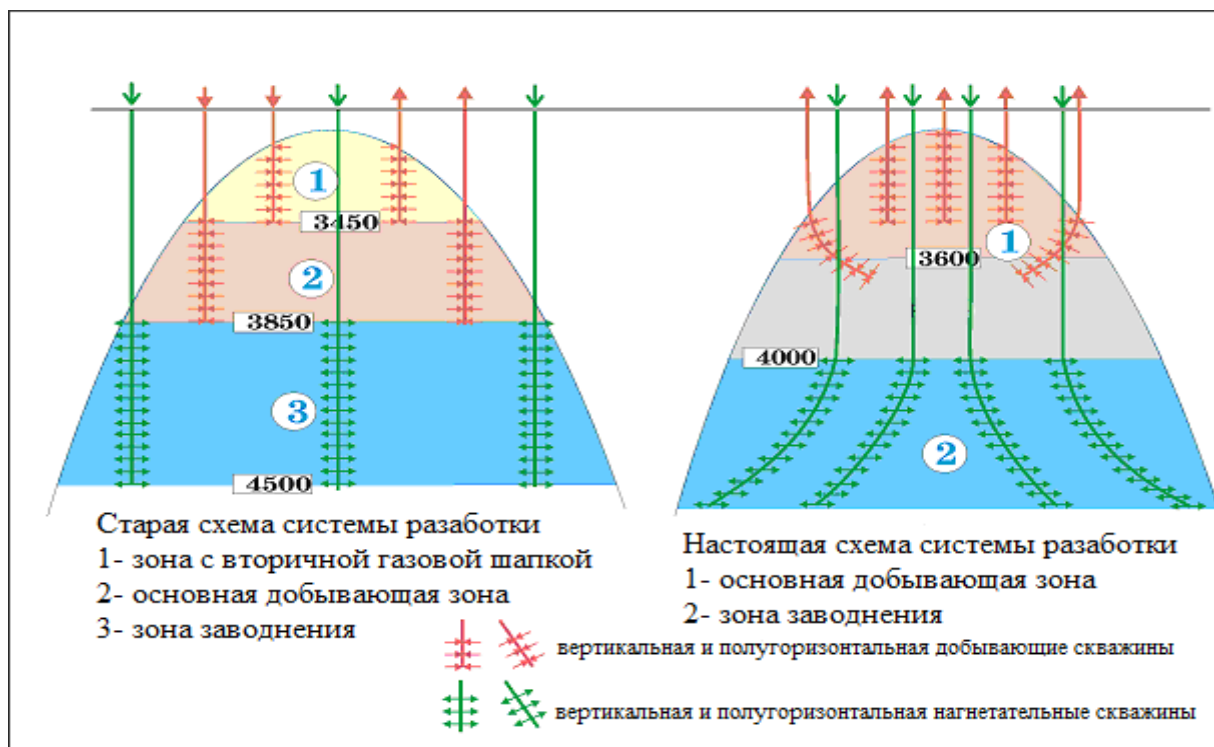


Рисунок 2.1 – Старая и новая схема разработки нефти в фундаменте месторождения X.

В рамках новой схемы добычи, залежи фундамента месторождения X разделяется на три зоны. Основная добывающая зона располагает от 3050 ÷ 3600м, закачиваемая зона от 4000 ÷ 4500м, переходная зона от 3600 ÷ 4000м

[5]. Принцип работы новой схемы заключается в том, что нефть извлекается в верхней части залежи, вода будет закачиваться в нижней части залежи для поддержания пластового давления. Между такими зонами является промежуточной зоной, в которой скважины пробурены с полугоризонтальным стволом.

Когда закачать воды в нижнюю часть залежь от 4000 ÷ 4500м будет формировать искусственную буферную зону воды, постепенно расширять и заставит подтолкнуть нефти вверх. Так, по существу, только существует две основные зоны: эксплуатационная от 3050 ÷ 4000м и искусственная буферная зона воды с 4000 ÷ 4500м [5]. Процесс разработки с заводнением для поддержания пластового давления будет постепенно снижать объем основной эксплуатационной зоны и увеличивать объем искусственной буферной воды.

2.4. Особенности работающих скважин в центральном блоке фундамента месторождения X.

По состоянию 01.01.2015г. по залежи центрального блока фундамента действуют 45 действующих добывающих скважин и 21 нагнетательных скважин [5].

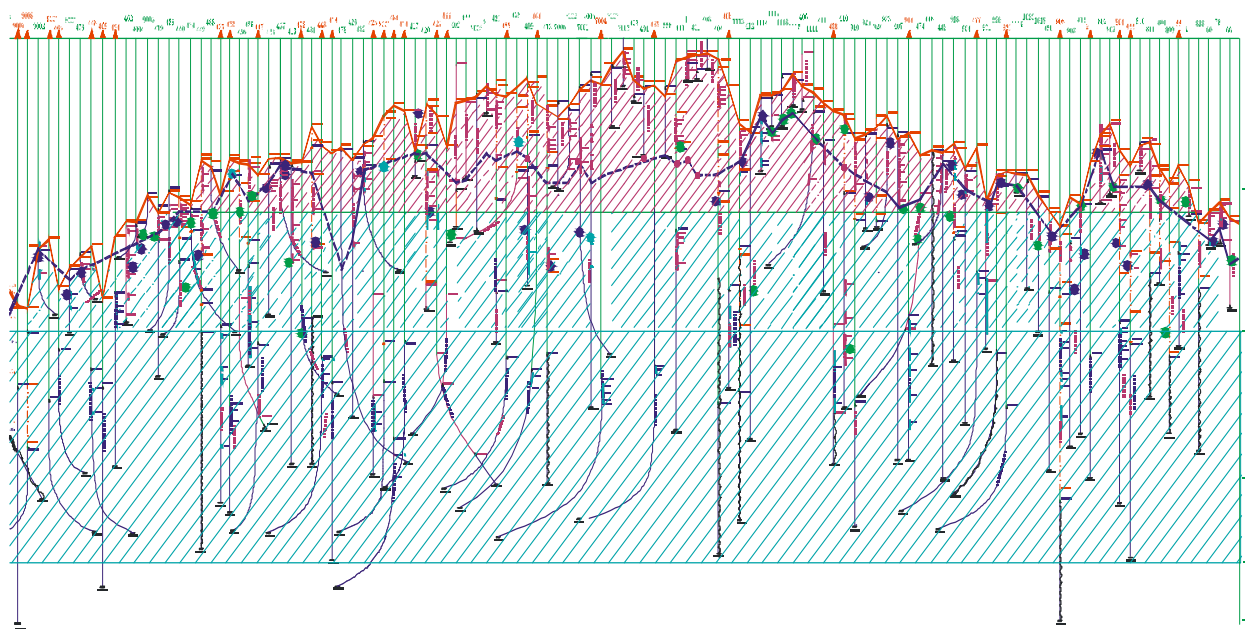


Рисунок 2.2 – Схема действующих скважин в фундаменте месторождения X

В фундаменте месторождения X существуют скважины с большими расходами, например, скважина X3 со средним дебитом в 1990 г. составляло 1488 т /сут. и устьевое давление 107 атм, скважина X206 имеют средний дебит 1676 т / сут. и устьевое давление 155 атм в 1989 г. [5]

Перепад давления в нескольких добывающих скважинах с большим дебитом маленький, только от одного до нескольких атмосфер; проницаемость в ПЗП таких скважин очень большая, например, скважина X2, работающая в фундаменте месторождения X более 10 лет с дебитом 1250 тонн / сут в 2000г. [5], имеет перепад давления в забое скважины примерно 1 атм.

Кроме этого, на фундаменте месторождения X существует группа скважин, работающих с небольшим дебитом, гидравлическая связь между скважинами очень низкая, перепад давления в забое скважин может быть достигать 170 атм., например, в 7.1989г в северном блоке фундамента месторождения X, на скважине X61, перепад давления составил 171,5 атм [15].

Когда появится вода в отборной жидкости, обводненность продукта быстро растёт и достигает высокое значение за короткое время (таблица 3.1).

Таблица 2.1 – Динамика обводнения скважин X217, X230, X60, X209 фундамента месторождения X [15]

№ скважина	Добываемая вода, м ³ .	Обводненность, %	Время, месяц
X217	11,1 ÷ 450	1 ÷ 85	20
X230	85 ÷ 313,9	9,5 ÷ 48	3
X60	24,5 ÷ 192,3	5,4 ÷ 24,9	4
X209		5,5 ÷ 66,7	12

Таким образом, добывающие скважины в центральном блоке фундамента характерны быстрым резким разбросом обводненности с большим объёмом воды и остановкой работы после 2 года после начала обводнения.

Применение УЭЦН в добывающих скважинах ограничено из-за того, что нефтяные залежи трещиноватого фундамента находятся на больших глубинах, на котором температура и давление высокие, влияющие на способность работы насоса, поэтому производительность низкая. Период 1991

– 1998гг., УЭЦН был тестирован в фундамент месторождения X. Тем не менее, результаты испытаний не положительные, так как температура залежи фундамента в момент тестирования очень высокая ($> 100^{\circ}\text{C}$), приводящие повредить кабель питания насоса. Авария применения УЭЦН часто происходят приводить к остановке эксплуатации скважины. Таким образом, результаты испытаний добычи нефти путём УЭЦН в фундаменте месторождения X показывает не эффективность по высокотемпературной залежи.

В 1994 году СП «X» начала экспериментально добывать нефти с помощью газлифта по использованию попутного газа.

По сравнению с другими механизированными способами газлифт обладает некоторыми преимуществами:

- газлифтный способ эксплуатации наиболее полно удовлетворяет условиям морской нефтедобычи во Вьетнаме;
- эксплуатационные затраты ниже, чем при других (насосные способы);
- большой межремонтный период и низкая стоимость одного ремонта;
- автоматизация и эффективность при групповой эксплуатации скважин на месторождениях, оборудованных морскими стационарными платформами и блок-кондукторами;
- простота оборудования скважин;
- сокращение численности обслуживающего персонала;
- восстановление добычи нефти из остановленных скважин;
- более благоприятные условия для проведения исследований.

Фактические результаты исследования показали эффективность газлифтного метода при эксплуатации скважин с высокой глубиной, высоким и низким дебитом, с высокой температурой на забое, с высоким содержанием воды (до 98%) [16] и не зависит от угла наклона скважины. Таковы преимущества метода по сравнению с другими методами газлифтных эксплуатации других механики, идеально подходит для условий эксплуатации нефти в фундаменте месторождения X СП «X».

Существует группа скважин плохо работает по внедрению газлифта из-за того, то рабочий интервал находится на очень высокой глубине.

На основе успешных результатов испытаний эксплуатации нефти по газлифту, СП «Х» решил применить такой метод добычи нефти для почти всех добывающих скважин фундамента месторождения Х с 1997 года. В настоящее время система добычи нефти работает стабильно и эффективно с 91% фонда добывающих скважин путём добычи по газлифту.

По состоянию на 01.2015 г на таком блоке эксплуатируются 22 скважин по газлифту [5]. Динамика добычи и обводненности нескольких добывающих скважин по газлифту в центральном блоке фундамента месторождения Х представлена на рисунке 3.3.

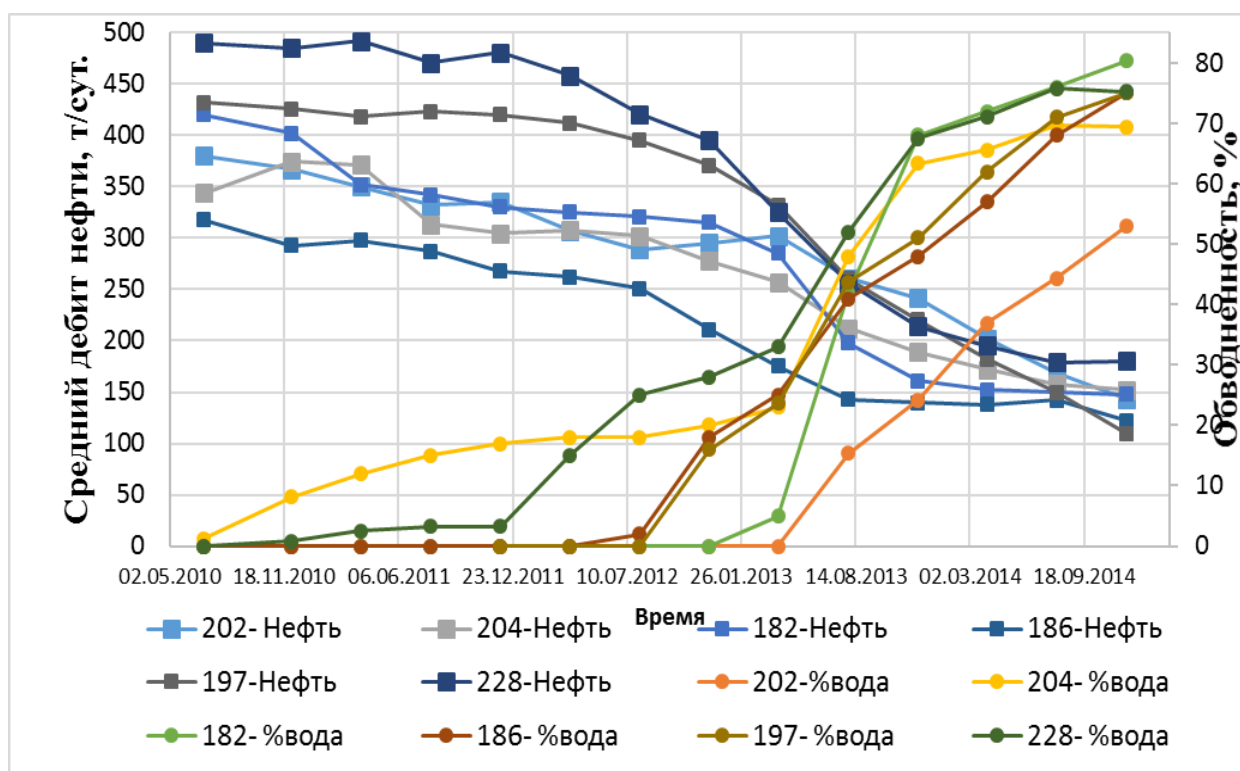


Рисунок 2.3 – Динамика добычи и обводненности нескольких добывающих скважин в Центральном блоке фундамента месторождения Х [5]

По этом рисунке заметили, что, когда появится вода в отборной жидкости, обводненность продукта скважин быстро растёт и достигает высокое значение за короткое время, приводящий быстрому уменьшению добычи нефти.

Некоторые из группы нагнетательных скважин имеет очень хорошая приёмистость. Например, скважина Х138 с начала работы закачается 26,1 млн м³ (10,2%) от общего закачиваемого объёма 256,5 млн м³ (12.2014) центрального блока фундамента [5]. Наибольшая приёмистость скважины Х138 достигает 8300 м³ /сут с маленьким устьевым давлением. В 2014г на

центральном блоке фундамента месторождения X существуют примерно 12 нагнетательных скважин с маленьким устьевым давлением, почти равно нулю, в котором много скважин с хорошей приёмистостью, как показаны в следующее таблице:

Таблица 2.2- Средняя приёмистость и устьевое давление нескольких нагнетательных скважин на центральном блоке фундамента месторождения X в 2014г [5]

№ скважина	Средняя приемистость, т/сут.	Устьевое давление, ат
X72	1054	0
X81	1212	0
X85	824	0
X102	725	0
X214	664	0

Применение горизонтальных скважин для закачки воды носит хорошая эффективность, значительно увеличить объем закачиваемой воды по ограниченным количествам скважин; преодолел проблему с поиском места размещения для нагнетательных скважин.

2.5. Формирование местных резервов нефти в центральном блоке фундамента месторождения X.

Нефтяная залежь в центральном блоке фундамента является одним объединённым массивом, в котором существуют много участков со своими местными запасами, связанных между собой. Благодаря высокой неоднородности пористости, проницаемости и многих других геологических параметров центрального блока сформировал редкие нефтяные залежи в трещино – кавернозных фундаментах гранитоидов в мире.

Разработка нефти в фундаменте месторождения X является результатом участия многих участков с местными запасами. Участки, имеющиеся местные запасы, связываются естественным образом, в результате этого образуются два ряда параллельно друг другу и участвуют в процессе добычи нефти в центральном блоке, как представлены на рисунке 2.4.

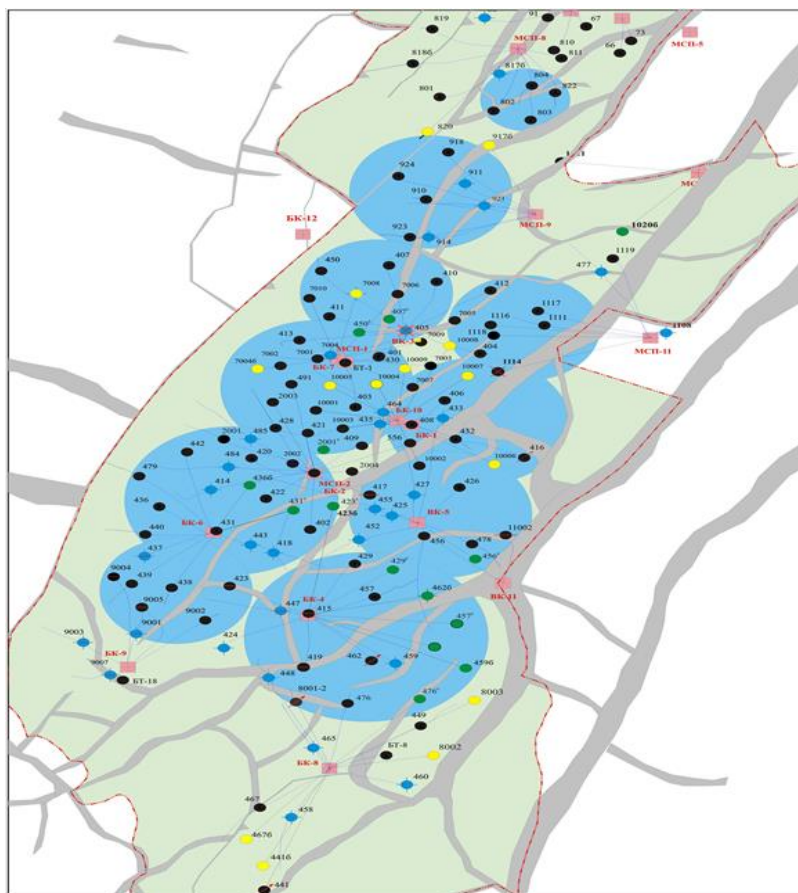


Рисунок 2.4 - Участки с местными запасами в фундаменте месторождения Х.

Бурение во многих различных местах центрального блока, расположенных значительно далеко от двух рядов, дали ограниченные притоки или без него. Из этого подтвердили очень особенную характеристику распределения участков с местными запасами.

2.6. Распределение участков по веерообразной форме в Центральном блоке фундамента месторождения X.

На основе распределения связанных участков с местными запасами по ряду и геологического конического строения фундамента, схема распределения участков условно представится веерообразной формой по вертикальному разрезу (см. рис 3.7). По этой схеме, участки обусловлены клиновидной формой с определёнными размерами. С помощью системы трещины, движение флюиды между локальными участками обеспечивается и пластовое давление всегда перераспределяется весь процесс разработки нефти.

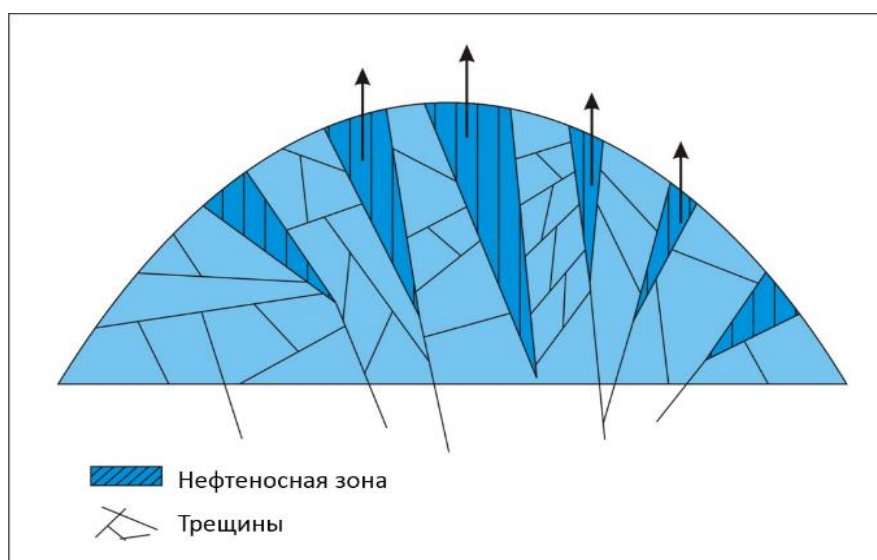


Рисунок 2.5 - Распределение участков по веерообразной форме [8]

Веерообразная схема позволяет наиболее чётко объяснить стабильную способность работы эксплуатационных скважин в течение длительного периода разработки, оценить подъем ВНК через гидродинамические связи между локальными участками. Кроме этого, с помощью веерообразной схемы можно прогнозировать нефтеотдачу нефти из локальных участков запасов.

Глава III. Поддержания пластового давления фундамента месторождения X закачкой морской воды.

3.1. История ввода системы заводнения на объекте фундамента месторождения X

При проектировании этого уникального и то же время сложного с точки зрения геологического строения объекта использовался поэтапный подход, поскольку создать и определить максимально эффективную систему разработки на начальной стадии практически не представлялось возможным из-за отсутствия аналогов в мировой практике. Первым проектным документом по опытно-промышленной разработке залежи нефти фундамента месторождения X (1990г) предполагалось осуществлять разработку на естественном режиме 25 добывающими скважинами по семиточечной системе разрешения при плотности сетки 144 га/скв с постепенным уплотнением ее до 64 га/скв [17]. Для обеспечения полноты охвата дренированием всего объёма массивной залежи нефти в скважинах устанавливались различные интервалы по глубине вскрытия фундамента. Результаты пробной эксплуатации залежи неэффективность ее разработки на режиме истощения. В этом случае начальный период характеризуется быстрыми темпами наращивания объёма добычи и достаточно резким снижением пластового давления (в среднем с 38 до 28 МПа).

Решение о разработке залежи с применением поддержания пластового давления (ППД) методом подошвенного заводнения было принято в технологической схеме 1993г. Основание запроектированной системы разработки являлось создание искусственного водонефтяного контакта (ИВНК) путём закачки морской воды в подошвенную зону фундамента (ниже абсолютной отметки -3850м).

3.2. Динамика пластового давления фундамента месторождения X

Начатая в 1993г закачка воды позволила замедлить темп падения, а затем стабилизировать пластовое давление в основной части залежи на уровне, несколько превышающем давление насыщения нефти газом. Дальнейшая разработка залежи с ППД показала высокую эффективность и целесообразность его применения. Динамика пластового давления залежи нефти центрального блока фундамента месторождения X представлена на рисунке 3.1.

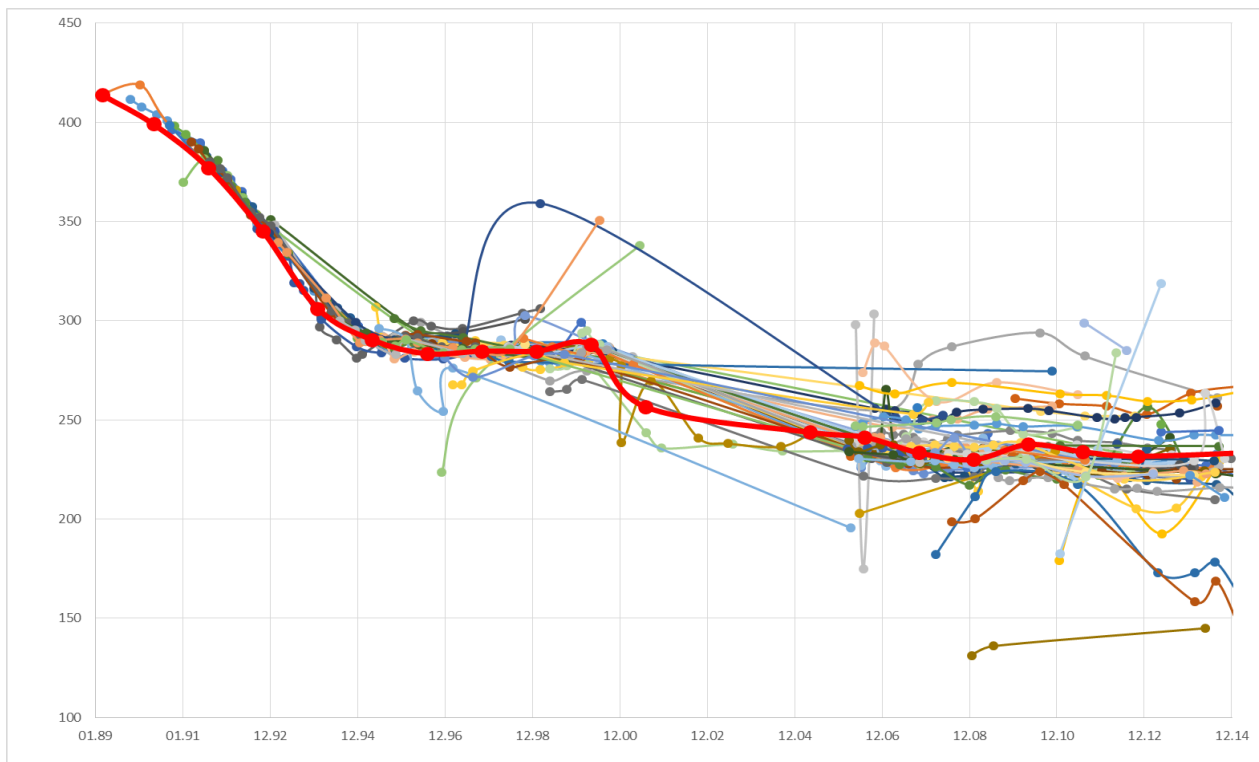


Рисунок 3.1 - Динамика пластового давления по добывающим скважинам в фундаменте месторождения X

В целом, среднее пластовое давление в фундаменте центрального блока месторождения X перед вводом действия системы закачки воды (до 1993 года) уменьшил от 420 ат (01/1989) до примерно 295 ат (01 / 1993), то есть пластовое давление снизил на 125 ат в течение 4 лет. Перед вводом системы закачки воды, скорость падения пластового давления достаточно высока.

С другой стороны, с 1989 по 1992 г, происходило увеличение годовой добычи нефти с 806,2 тыс.т (1989г) до 4569,2 тыс.т (1992г), в то время как обводненность достиг 0%. Однако, быстрое снижение пластового давления заставило много затрудности и на конце, СП «X» решило поставить систему закачки воды, чтобы поддержать уровень пластового давления выше давления насыщения. После 1993 года, когда первая нагнетательная скважина вошел в эксплуатацию, СП «X» удалось предотвратить снижение пластового давления и увеличить нефтяную годовую добычу от 4569,2 тыс.т (1992г) до 5194,4 тыс.т (1993). Тем не менее, обводненность в 1995г увеличилась до 0,13%, показывала то, что поток нагнетательной воды поступил в нефтяные

скважины, хотя незначительного количества воды по сравнению с количеством нефти.

По периоду 1994-1999г СП «Х» разрешило входить в работу ещё 19 нагнетательных и 21 эксплуатационных скважин. Введение в эксплуатацию нагнетательных скважин, чередующихся эксплуатационных скважины было успешными в поддержании пластового давления на допустимом стабильном уровне с 290 ат (1995) до 285 ат (1999) и повысить годовую добычу нефти с 5643 тыс.т (1994г) до 9984 тыс.т (1999г), обводнение незначительно и составил 3,9% в 1999 году, ежегодный объем закачиваемой воды в прирост с 1349 тыс.м3 (1994г) до 14 821 тыс.м3 (1999г). Коэффициент компенсации сильно увеличился и составились 91,6% в 1999 году показывает сильное влияние системы закачки воды на систему эксплуатационных скважин.

По периоду 1999-2001г произошло быстро снижение пластового давления в центральном блоке фундамента с 285ат до 256ат. Впервые коэффициент компенсации больше 100% и составил 104%, достигнутый в 2001 году. В этом периоде обводненность лишь незначительно увеличился с 3,7% до 4,7%, нефтяная годовая добыча выросла на 1 млн тонн, объем перекачиваемой воды увеличился на 4,4 млн м3 за 3 года. Ввод в эксплуатацию 10 новых эксплуатационных скважин в этом периоде приводил уменьшение пластового давления на 29ат. Однако СП «Х» удалось увеличить годовую добычу нефти и удерживать пластовое давление выше давление насыщения, которое считается 219 ат.

В периоде 2001- 2010г был свидетелем многих изменений основных технических показателей разработки центрального блока фундамента месторождения Х. В течение 10 лет, годовая добыча нефти с рекордных отметок 11 478 тыс.т (2001г) снизилась до 5088,8 тыс.т (2010г), хотя число эксплуатационных скважин увеличилось с 53 скважин (2010г) до самого высокого уровня 67 скважин (2010г). Объем годовой закачиваемой воды, заканчивающихся в нагнетательные скважины, уменьшился с 19 млн.м3 (2001г) до 8 млн.м3 (2010г), однако, обводенность никогда не перестали расти и достиг 21,5% в 2010 году, средний коэффициент компенсации остался на уровне около 100%. Пластовое давление центрального блока фундамента снизилось с 256ат (2001г) до 237ат (2010г). Уменьшение пластового давления на 20ат в течении 10 лет и ещё выше, чем давление насыщения показал большое усилие СП «Х». Тем не менее, признаки снижения годовой добычи

нефти показал тенденцию к конечной стадии добычи центрального блока фундамента месторождения X.

Период 2011-2013г показывает наиболее чётко эксплуатацию нефти в последнем периоде центрального блока фундамента месторождения X. Годовая добыча нефти упала с 4 млн тонн (2011г) до 2,1 млн тонн (2013г). Хотя того, что СП «X» активно проводить капитальный ремонт скважин, обработка призабойной зоны скважины с целью восстановления и повышения работоспособности нефтяных скважин, однако, количество эксплуатационных скважин снизилось с 64 скважины (2011г) до 42 скважин (2013г), средний годовой нефтяной дебит снизился с 148 т/сут. до 130 т/сут. Снижение расхода воды в нагнетательные скважины, когда обводненность увеличился с 26,6% (2011г) до 52,4% (2013 г).

Хотя того, что существуют скважины, имеющихся пластовое давление ниже давления насыщения, но среднее пластовое давление ещё осталось на уровень выше чем давление насыщения. На 01.01.2014 г. среднее пластовое давление по скважинам центрального блока равно 224ат.

В I квартале 2013 г. текущая компенсация отборов нефти закачиваемой водой находилась на уровне 90 - 98 %. На 01.04.2013 г. среднее пластовое давление по скважинам Центрального блока оставалось равным 224ат.

В апреле 2013 г. текущая компенсация отборов нефти закачиваемой водой уменьшилась до 84%. В мае компенсация выросла до уровня 90%. На 01.06.2013 г. среднее пластовое давление по скважинам центрального блока равно 224 ат.

В III и IV кварталах 2013 г. текущая компенсация отборов нефти закачиваемой водой находилась на уровне 91 - 99 %. На 01.01.2014 г. среднее пластовое давление по скважинам Центрального блока оставалось равным 224 ат.

Пластовое давление в зонах закачки воды по большинству нагнетательных скважин находится в пределах 250 -300 ат. Максимальные значения пластового давления были замерены в нагнетательных скважинах 225, 229, 11004, 11009 выше 380 ат [5].

3.2. Система поддержания пластового давления фундамента месторождения Х.

По состоянию на 01.07.2014г. на месторождении Х централизованная система ППД имеет следующие комплексы [5]:

- МСП-ППД - 40000 в районе ЦТП-2, состоящая из четырёх модульных блоков БМ-10 000 с общей производительностью 40 000 м³/сут, при давлении на выкиде насосов 250 атм.;
- МСП-ППД - 30000 в районе ЦТП-3, состоящая из трёх модульных блоков БМ-10 000 производительностью 10 тыс.м³/сут каждый, с давлением на выкиде насосов 250 атм.;
- Две модульные установки БМ-5000, расположенные на МСП-8 и МСП-9, имеют паспортную производительность 5 000 м³/сут каждая, при давлении на выкиде насосов 250 атм. Коэффициент эксплуатации БМ-5000 на МСП-9 за 6мес. 2014 г. составил 0,05, данный блок также используется в качестве резервного.

Основные характеристики насосно-силового оборудования системы ППД месторождения Х на 01.07.2014г представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Характеристики насосно-силового оборудования системы ППД месторождения Х на 01.07.2014 г.

№	Место установки	Тип	Количество	По паспорту		Коэффициент эксплуатации
				давление на выкиде насоса, МПа	Производительность Q, м ³ /сут	
Блок-модули централизованной системы						
1	МСП-ППД	БМ-1	1	25,0	10000	0,49
2	МСП-ППД	БМ-2	1	25,0	10000	0,64
3	МСП-ППД	БМ-3	1	25,0	10000	0,39
4	МСП-ППД	БМ-4	1	25,0	10000	0,47
БМ 40000			4	25.0	40.000	0,50
5	МСП-ППД	БМ-1	1	25,0	10000	0,82
6	МСП-ППД	БМ-2	1	25,0	10000	0,62
7	МСП-ППД	БМ-3	1	25,0	10000	0,50
БМ 30000			3	25,0	30.000	0,65
8	МСП-8	БМ 5000	1	25,0	5000	0
9	МСП-9	БМ 5000	1	25,0	5000	0,05

В таблице 3.5 приведена динамика изменения показателей по фонду нагнетательных скважин месторождения X в период 2008-2014 гг.

Таблица 3.5 - Динамика показателей по фонду нагнетательных скважин в фундаменте месторождения X

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

Тем не менее в процессе разработки актуальной остаётся проблема, связанная с применением технологии изоляции притока воды в открытом стволе скважин. Одним из основных факторов, затрудняющих эффективную разработку залежи фундамента, является неоправданное применение конструкции скважин с открытым забоем протяжённости до 1,7 км, что снижает эффективность ремонтно- изоляционных работ и переноса интервалов дренирования в верхнюю часть фундамента.

Практика разработки массивных залежей нефти с высоким этажом нефтеносности, рассчитанные характеристики вытеснения и значения водонефтяного фактора подтверждают эффективность реализуемой системы разработки нефтяной залежи в фундаменте месторождения X.

Средняя обводненность добываемой продукции увеличивается со временем и достиг 52,4% в 2014 г. Оптимизация системы разработки осуществляется в направлениях:

- дальнейшего ее развития с поддержанием пластового давления в кровле фундамента на 0,5 – 1 МПа выше давления насыщения;
- бурение новых добывающих скважин и боковых стволов в бездействующих малодебитных скважинах для повышения степени выработки запасов нефти;
- внедрения газлифтного способа эксплуатации скважин на блок-кондукторах, что позволит ввести в работу скважины, прекратившие фонтанирование из-за роста обводненности.

Основными мероприятиями по оптимизации и совершенствованию реализуемой системы разработки на данной стадии являются:

- уплотнение сетки скважин;

- бурение боковых горизонтальных стволов из бездействующих и малодебитных скважин;
- перенос интервалов дренирования по мере подъёма водонефтяного контакта;
- разработка технологии водоизоляции и повышение эффективности ремонтно- изоляционных работ;
- создание дополнительных очагов нагнетания путём перевода добывающих скважин в нагнетательные.

Глава IV. Мероприятия по повышению нефтеотдачи фундамента месторождения X

В 2014г. СП «Х» предложило комплексную программу для мероприятия по повышению нефтеотдачи на фундаменте, включающая в себя:

- бурение новых скважин (БНС) (8 скв/опер.);
- зарезка боковых стволов (ЗБС) (3 скв/опер.);
- перевод скважин на вышележащие горизонты (ПВЛГ) (52 раз);
- перевод скважин под закачку воды (1 скв/опер);
- проведение периодической закачки воды.

Основной объем проведённых мероприятий и полученной дополнительной добычи нефти, относится на БНС и ПВЛГ, на долю которых приходится 72,3 % от проведённых мероприятий.

В таблице 4.1 представлено распределение количества выполненных операций ОПЗ по объектам эксплуатации.

Таблица 4.1 - Распределение выполненных операций ОПЗ по фундаменту с начала разработки месторождения [5].

Объект	Количество действующих скважин на эксплуатационной объекте	Количество обработанных скважин	Количество обработанных скважин в % от фонда
Фундамент	108	100	93
Всего	246	216	87

Из таблицы 4.1 видно, что на четырёх объектах эксплуатации за период с 1988 по 01.07.2014г. ОПЗ проведены в 246 скважинах. При этом в залежи фундамента – 108 скважин, почти 44% всего объёма ОПЗ.

4.1. Кислотные обработки на фундаменте месторождений Х.

На м/р Х проводились следующие виды кислотных обработок призабойной зоны пласта (ПЗП) [5]:

- соляно-кислотные обработки (СКО);
- глино-кислотные обработки (ГКО);
- комплексные соляно-кислотные и глино-кислотные обработки (СКО+ГКО);
- кислотные обработки дизтопливо-кислотной эмульсией на основе ГКР (ДКЭ-ГКР);
- обработки углеводородно-кислотной эмульсией (УКЭ) по технологии компании DMC;
- обработки газонефтекислотной эмульсией (ГНКЭ);
- пенокислотные обработки (ПеКО);
- спиртокислотные (с использованием уксусной кислоты) обработки (СпКО);
- полимерокислотные обработки (ПКО);
- кислотно-микроэмульсионные обработки (КМЭ);

В таблица 4.2 приведена информация по успешности ОПЗ (процентное отношение числа успешных операций к общему числу обработок данным методом) по видам базовых технологий кислотных обработок.

Таблица 4.2- Успешность применения кислотных обработок [5].

Объект	Вид кислотной обработки	В добывающих скважинах		В нагнетательных скважинах	
		Количество операций	Успешность, %	Количество операций	Успешность, %
Фундамент	КО	187	71	15	73
Всего месторождения	КО	483	69	85	84

Успешность применения такой технологии в фундаменте с начало разработки почти высокий – 71% показывает эффективность при внедрении КО для интенсификации притока нефти в фундаменте месторождения X.

4.2. Перевод скважин на вышележащие горизонты на фундаменте месторождения X.

По скважинам выполнивших своё назначение по причине выработки запасов или нецелесообразности дальнейшей разработки на данном объекте был рекомендован перевод на другие продуктивные горизонты.

Работы по переходу на верхние интервалы эксплуатации являются основным видам технологических операций при повышении нефтеотдачи нефти в СП «X» за последние годы.

Основные требования, по которым необходимо проводить ПВЛГ [6]:

- отсутствие притока флюидов через перфорированные интервалы эксплуатационной колонны;
- значительное обводнение продукции скважины;
- асфальто-смолистые, парафиновые отложения;
- солеотложения;
- низкие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта;
- нахождение в скважине посторонних предметов, требующих извлечения.
- возможность получения дополнительной добычи нефти;

4.3. Проведение периодической закачки воды в фундамент месторождения X

В 1997-1998гг. СП «X» проведено испытание периодической закачки воды в фундамент месторождения X по скважине X804 на МСП 8 и скважине X405 на БК 3 [5].

Перед остановкой, нагнетательная скважина X804 с приёмистостью 2050 г. м³/сут. (7.1997). Потом эта скважина закрыта в течение трёх месяцев, а затем продолжает закачать воды в течение 5 месяцев с приёмистостью 2000

÷ 2800 м³/сут. От 4.1998 до 6.1998гг скважина закрывается, а затем продолжить закачать воды с приёмистостью ~ 1000 м³/сут. Скважины были закрыты в июне 1999гг из-за технической проблемы [5]. Связь между нагнетательной скважиной X804 и обводненностью в скважине X803 представлена на рисунке 4.1.

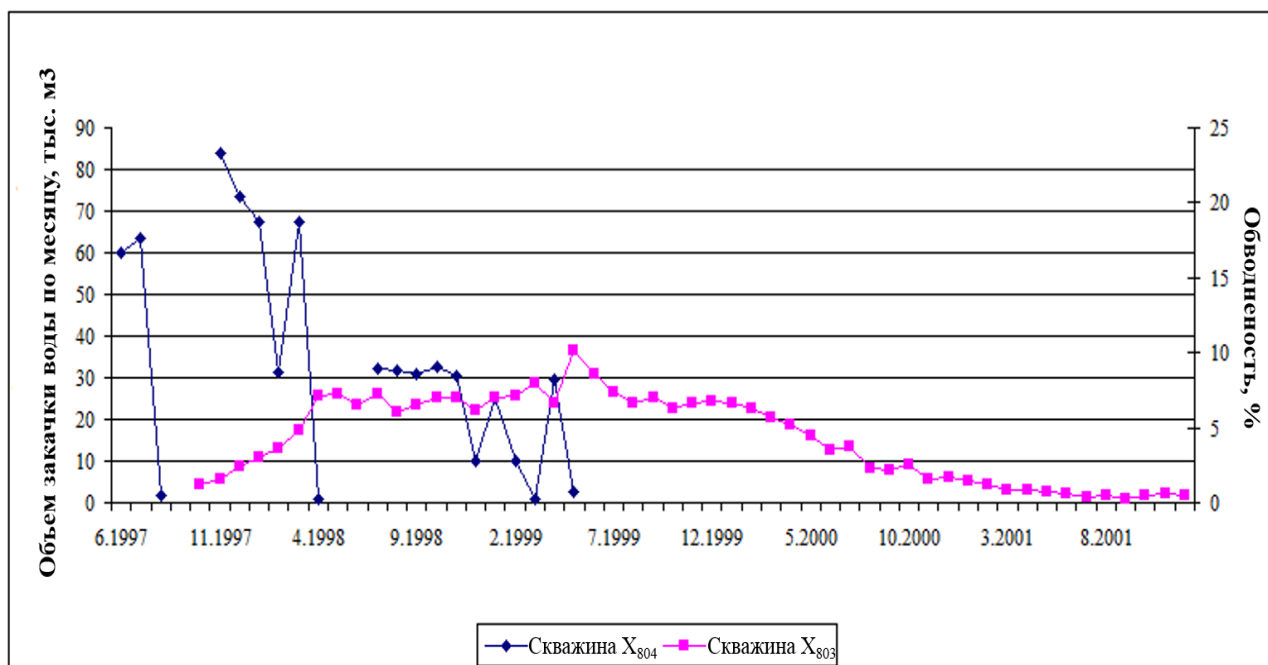


Рисунок 4.1 - Связь между нагнетательной скважиной X804 и обводненностью в скважине X803

Пластовая нефть в фундаменте месторождения X имеет такие функции, как высокие асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) (общее содержание АСПО в пределе 23-33%), насыщенная температура нефти в пределе 55-56°С, насыщенное давление достигает 219 ат.

Опыт закачки морской воды с температурой на поверхности не выше 30 °С в крае месторождения X показал то, что морская вода закачивается в залежи нефтепродуктов, не только снижают температуру в ПЗП, но и в нефтяной залежи. Низкая температура воды уменьшит температуру залежи, которая иногда меньше температуры насыщения нефти парафином. Например, через 10 дней закачки воды с скоростью в 200 м³/сут, температура ПЗП уменьшается на 25°С, а при скорости 500 м³/сут, температура ПЗП упала на 37°. В результате этого происходят парафиновые кристаллы, отделившиеся из нефти и уменьшающиеся проницаемость залежи, коэффициент охвата, коэффициент вытеснения нефти.

Применяя технологию периодической закачки позволяет:

- Увеличить коэффициент охвата, коэффициент вытеснения нефти, приводящий к увеличению КИН.
- Увеличить забойное давление.

4.4. Предложение применения схемы разработки по глубинному горизонту для разработки нефтяной залежи трещиноватого фундамента.

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

На самом деле, с большей продуктивной мощностью ($>1700\text{м}$) скважин, одновременной работой скважин во многих различных глубинах с другими добычей и водонефтяным отношением, эксплуатация нефти в фундаменте месторождения X показывает сложную гидродинамическую картину. Состояние подъёма нагнетаемой воды происходит во многих места приводит к заводнению скважины пораньше (скважины X409, X417). Такие добывающие скважины обусловлены низким КИН и коротким временем деятельности.

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

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

- Построение общей системы разработки для всех объектов в соответствии с отдельными характеристиками каждого горизонта. Система

включает в себя система добывающих скважин и нагнетательных скважин, которые расположены в каждом. Первый горизонт располагает самым глубоким, поэтому почти нагнетательные скважины расположены на этом горизонте.

- Последовательность разработки по глубинному горизонту. Первый горизонт располагает самый внизу введён в эксплуатацию сначала; следующий горизонт введён в эксплуатацию после окончания добычи нефти в первом горизонте. В долгосрочной перспективе, первый горизонт занимает роль заводнения для поддержания пластового давления. После окончания добычи в первом горизонте и перевёл на заводнение, приступим к реализации эксплуатации второго горизонта; добыча закончилась во втором горизонте будет эксплуатировать третье горизонт и т.д. до конца. Перенос разработки на другой горизонт в зависимости скорости подъёма ИВНК.

- Первый горизонт взял на себя роль заводнения быстро заполнится на воде (из-за маленькой пористости) и постепенно влиять на второй горизонт. Процесс непрерывно закачки воды с определённым объёмом постепенно присоединяет первый горизонт с вторым горизонтом и создаёт стабильную нагнетаемую участку по горизонтальному направлению и поднять нефть вверх с высоким КИН. Такой процесс продолжает до конца разработки нефти в фундаменте.

- Построить планы разработки. Планы разработки будут разработаны с разными распределениями скважин и рассчитываются на основе гидродинамической модели. На основании результатов расчётов будем анализировать преимущества и недостатки тщательно, чтобы выбрать окончательный рациональный план реализации на практике. Основой план на основе использования естественного режима (без закачки воды в пласт для ППД). После этого продолжить проектировать 3-5 варианты разработки с внедрением системы ППД путём закачки воды в пласт с различными схемами распределения скважин, что позволяет оценить эффективность применять схемы разработки по глубинному горизонту и определять рациональные толщины каждого горизонта.

- Темп разработки и вопрос поддержании пластового давления. Темп разработки играют решающую роль в эффективности извлечения нефти. В трещиноватом фундаменте, высокий темп разработки приводит к быстрому уменьшению пластового давления. Закачка воды для поддержания пластового давления на требуемом уровне, но не влияет на обводненность является сложной задачей, которая проявляется на эксплуатации нефти в трещиноватом фундаменте месторождений X, Юго-Восточной Дракон, Чёрный Лев и т.д.

Таким образом, нам нужно определить рациональный темп разработки нефти для каждого объекта эксплуатации. Определение темпа разработки требует опыта, тщательного анализа и тестирования работы по гидродинамической модели. Для повышения коэффициента извлечения нефти, следует применять мероприятие для повышения нефтеотдачи по каждому горизонту в соответствии с их отдельными геологическими характеристиками.

- Система закачки воды расположена на первом горизонте, близко к нижней границе фундамента для поддержания пластового давления и поднять нефть вверх. Для предотвращения состояния быстрого падения давления и сильного перемещения воды в трещиноватых породах, что легко приводит к заводнению добывающих скважин, необходимо пораньше применять системы заводнения в ближайшее время с маленьким темпом и небольшим насосным объёмом воды. Это позволит сохранить пластовое давление и влияет незначительно на обводненность добывающих скважин. После образования стабильного заводнения, из-за характера необратимости трещиноватых пород, для поддержания постоянного давления на требуемого уровня необходим проводить закачку воды с объёмом приблизительно $\sim 110\%$ по сравнению с объёмом отборного флюида. Использование горизонтальных скважин для закачки воды будет приносить эффективность с маленьким количеством нагнетаемых скважин, но обеспечивает при этом необходимый объём закачки воды в результате довольно равномерного распределения воды по горизонтальному направлению и создать выравнивание ИВНК.

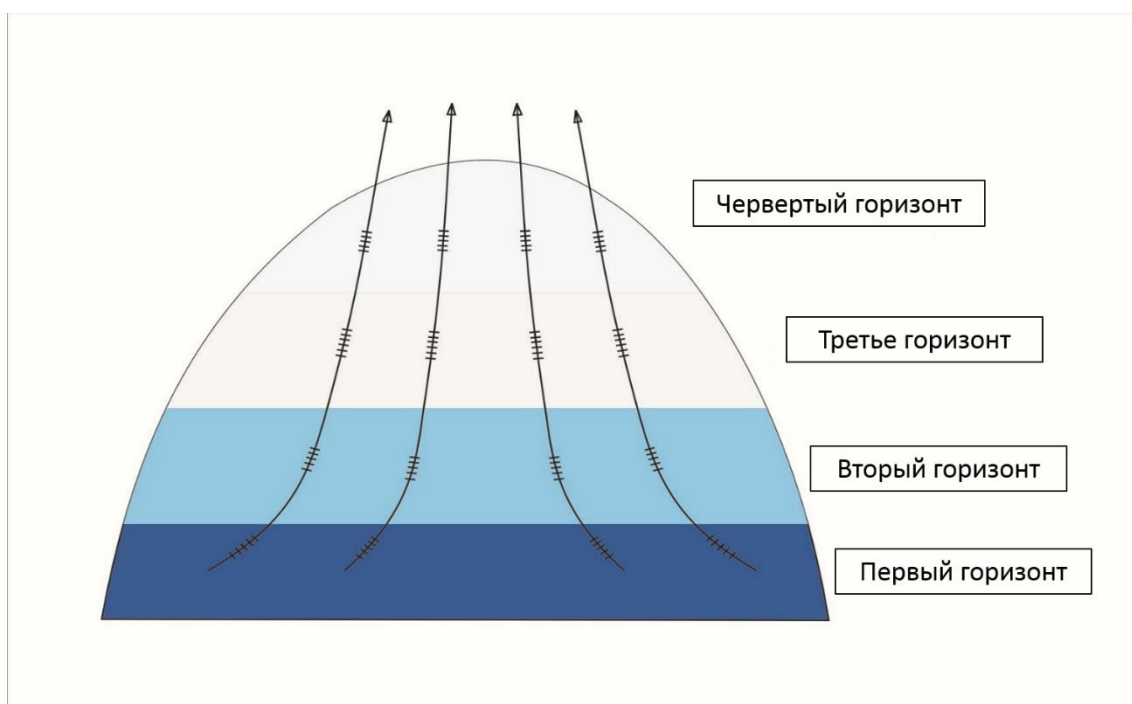


Рисунок 4.3 - Схемы разработки нефти по глубинному горизонту [14]

Преимущества схемы разработки нефти по глубинному горизонту является извлечением основных запасов нефти каждого горизонта, ограничением возможности быстрого обводненности добывающих скважин, управлением подъёма языков воды и поддержанием пластового давления кровлей центрального блока на 0,5-1 МПа выше давления насыщения. Для применения схемы разработки нефти по глубинному горизонту эффективно требует контроля и гибко регулирования эксплуатации. Основной способ эксплуатации - фонтанный; газлифтный способ применяется в обводнённых скважинах до достижения ими предельной обводненности 90 %. Процесс переноса разработки до другого вышележащего горизонта по мере продвижения ИВНК происходит рациональным позволять эффективно извлекать запасы с высоким КИН и поддерживать обводненность добываемой продукции на низком уровне.

4.5. Предложение решения для снижения падения пластового давления путём раннего ввода системы закачки воды в эксплуатацию.

Состояние быстрого падения пластового давления залежи при вводе добывающих скважин в эксплуатацию и быстрого повышения обводненности после закачки воды в залежи поставяет проблему по определении рационального времени для закачки воды с необходимым объемом.

Поддержание пластового давления на требуемом уровне обеспечит стабильную добычу нефти. В данной работе на основании метода материального баланса (МБ) для определения среднего пластового давления залежи при раннем вводе системы закачки воды в эксплуатацию.

Материальный баланс является простейшей формой динамической модели нефтяного месторождения, по которому извлечённый объём равен сумме изменения первоначального и привнесённого объёмов в залежи:

$$V_{\text{извлечённый}} = \Delta V_{\text{первоначальный}} + V_{\text{привнесённый}} \quad (10)$$

Уравнение материального баланса применено для определения объема флюида (нефть, газ, вода) в залежи, а также прогноза эксплуатации. необходимые данные для расчёта МБ включают пластовое давление, объемы флюидов, свойства флюидов, свойства породы.

Как рассчитали в пункте 1.4.3, полученные запасы нефти при упруго-водонапорном режиме являются обоснованными и достоверными. Поэтому в данной работе используется формула метода материального баланса Гришина Ф.А. для залежи с упруго-водонапорным режимом при условии повышения пластового давления над давлением насыщения, которая имеет вид:

$$Q \cdot B - (W - w) \cdot B_w = G \cdot B - G \cdot B_0 + G \cdot B_0 \cdot (c_f + c_w \cdot S_{wc}) \cdot \frac{\Delta P}{(1 - S_{wc})} \quad (11)$$

где G , Q соответствуют начальным геологическим запасам нефти и накопленной добыче нефти, тыс. м³;

S_{wc} - коэффициент насыщенности связанной воды, принятый равным 0.15;

c_f , c_w , - сжимаемости порового пространства и воды, принятые равными 0,0019 и 0,0003 МПа⁻¹ соответственно;

B_0 , B - объёмный коэффициент нефти при начальном и текущем пластовом давлении, который изменяется по пластовому давлению и времени представлен на рисунке 4.4 и 4.5.

W , w - накопленный объем закачиваемой воды и накопленная добыча воды соответственно, тыс. м³, которые представлены в таблице 4.2;

B_w - объёмный коэффициент воды.

ΔP - снижение давления, разница между начальным и настоящим пластовым давлением, МПа;

На практике закачка воды начинается с 1993г, значит 5 лет после ввода в эксплуатации первой скважины X1. В этом времени пластовое давление снизило на 96 ат, от начального 417 ат в 1988г до 321,5 ат. момента падения пластового давления. При позднем вводе системы закачки воды теряет большое количество пластового давления для получения 15 млн. тон нефти. Поэтому на основании уравнения МБ рассчитаем динамику изменения пластового давления при раннем вводе системы закачки воды.

От уравнения (11) получили

$$P_{\text{тек.пл}} = P_{\text{начал.пл}} - \left[\frac{Q \cdot B - (W - w) \cdot B_w}{G} - B + B_0 \right] \cdot \frac{(1 - S_{wc})}{B_0 \cdot (c_f + c_w \cdot S_{wc})} \quad (12)$$

Фактическая накопленная добыча воды, фактический объем закачиваемой воды и фактическое пластовое давление представляются в таблице 4.2. С исходным данным по параметрам как начальный геологический

запас- 430592 тыс. м³ нефти (пункт 1.4.3), объемный коэффициент нефти, воды, накопленный объем закачиваемой воды, накопленная добыча воды, сжимаемость горного пространства и воды, насыщение связанной воды и начальное пластовое давление, рассчитали изменение пластового давления по времени по уравнению (12), результаты расчетного пластового давления представлены в таблице 4.2. и заметили то, что максимальная погрешность подсчета достигает 6,2% при проверке способности применения уравнения МБ для расчета утвердить высокой достоверность применения уравнения материального баланса для вычисления пластового давления при изменении объема закачиваемой воды.

Выполняются расчеты по двум варианту. Первый вариант заключается в том, что вводим системы закачки воды в 1991, раньше на 2 года по сравнению с практикой (см. рис. 4.4). Начальный объем закачки воды составляет 500 тыс. м³ и в 1992г. составляет 1000 тыс. м³ для поддержания пластового давления при условии, что годовая добыча нефти и воды не меняется. По формуле (12), при изменении накопленной закачиваемой воды и объемного коэффициента нефти рассчитали пластовое давление по каждому году. Полученный результат динамики пластового давления представлен в таблице 4.2 и на рисунке 4.4. По результату пластовое давление в 1993г достигает 35,60 МПа, и в 2014г достигает 26,8 МПа, выше фактического на 3,45 МПа.

Второй вариант заключается в том, что вводим системы закачки воды в 1989, раньше на 4 года по сравнению с практикой (см. рис. 4.6). Начальный объем закачки воды составляет 500 тыс. м³ в 1989г., и 1990г. для поддержания пластового давления. Накопленный объем закачки воды достигает 2000 тыс. м³ в 1992г. при условии, что годовая добыча нефти и воды не меняется. Полученный результат динамики пластового давления представлен в таблице 4.3 и на рисунке 4.7. По результату пластовое давление в 1993г достигает 36,64 МПа, и в 2014г достигает 27,84 МПа, выше фактического на 4,49 МПа.

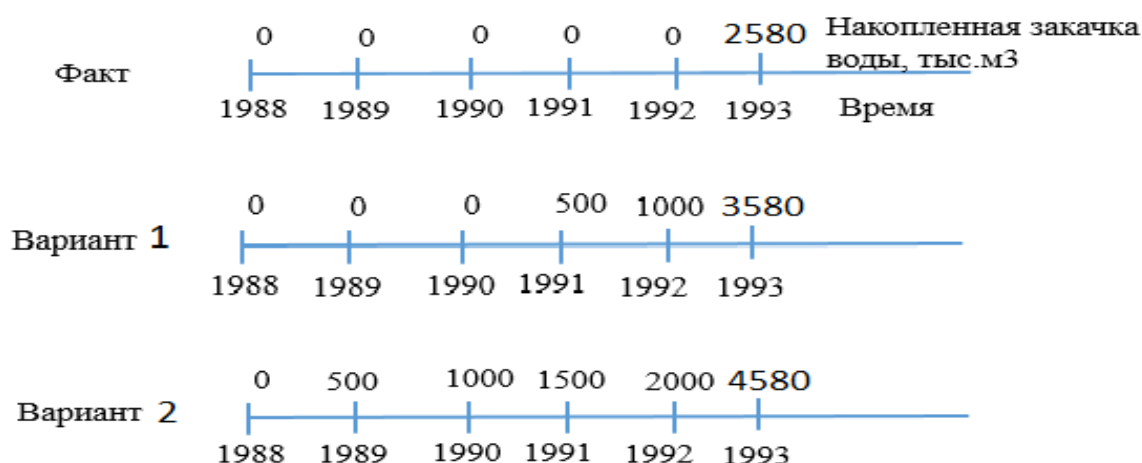


Рисунок 4.6. – Варианты по расчете способности поддержания пластового давления на высоком уровне при раннем вводе системы закачки воды в эксплуатации.

Таблица 4.3 – Результаты изменения пластового давления по формуле материального баланса по двум вариантам при раннем вводе системы закачки воды в эксплуатации.

Год	W _{факт} , тыс.м3	W1	W2	w, тыс.м3	Р _{пл факт} , МПа	Р _{пл Расч} , МПа	Погрешость, %	Р _{пл1}	Р _{пл2}
1988	0	0	0	0	41,78	41,70	0,2	41,70	41,70
1989	0	0	500		41,16	39,32	4,5	41,32	41,66
1990	0	0	1000	0	39,92	38,16	4,4	39,62	40,65
1991	0	500	1500	0	37,73	36,20	4,1	38,53	39,57
1992	0	1500	2000	0	35,02	33,26	5,0	36,63	38,01
1993	558	2058	2558	0	32,15	30,25	5,9	35,60	36,64
1994	1607	3107	3607	0	30,82	28,91	6,2	34,27	35,31
1995	7519	9019	9519	7	29,53	27,92	5,5	32,97	34,01
1996	17349	18849	19349	85	28,61	27,81	2,8	32,07	33,11
1997	30270	31770	32270	165	28,38	28,01	1,3	31,77	32,81
1998	45866	47366	47866	225	28,18	28,51	1,2	31,56	32,60
1999	60686	62186	62686	602	27,98	27,11	3,1	31,37	32,40
2000	78710	80210	80710	1085	27,95	27,55	1,4	31,40	32,44
2001	97933	99433	99933	1458	25,65	25,34	1,2	29,10	30,14
2002	117059	118559	119059	1615	24,37	24,15	0,9	27,80	28,84
2003	134971	136471	136971	1715	24,32	24,10	0,9	27,76	28,80
2004	153253	154753	155253	1892	24,33	24,15	0,7	27,80	28,84
2005	169433	170933	171433	4794	24,13	23,77	1,5	27,62	28,66
2006	184232	185732	186232	8121	23,42	23,23	0,8	26,89	27,93
2007	196356	197856	198356	10652	22,83	22,57	1,2	26,32	27,36
2008	207717	209217	209717	12752	22,95	22,57	1,7	26,42	27,46
2009	217619	219119	219619	14727	23,28	23,12	0,7	26,78	27,82

2010	225525	227025	227525	16121	23,56	23,81	1,1	27,07	28,10
2011	233049	234549	235049	18514	23,39	23,74	1,5	26,89	27,93
2012	239986	241486	241986	20844	23,38	23,68	1,3	26,84	27,87
2013	245680	247180	247680	23215	23,36	23,86	2,1	26,81	27,85
2014	251113	252613	253113	25258	23,35	23,15	0,9	26,80	27,84

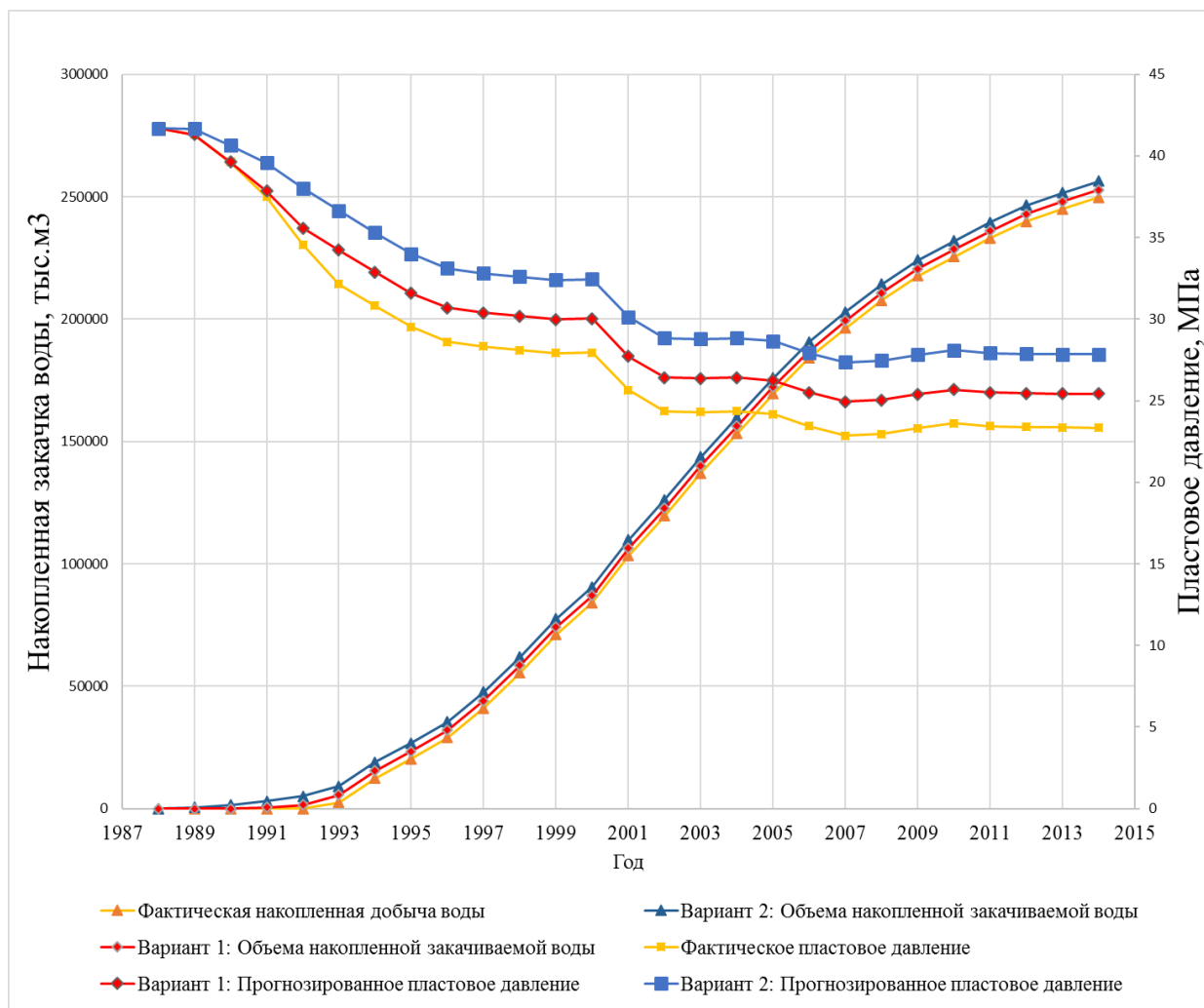


Рисунок 4.7 – График влияние объема накопленной закачиваемой воды на изменение пластового давления при раннем вводе системы закачки воды в эксплуатации на 2 и 4 года по сравнению с практикой.

Данные расчета по формуле материального баланса, показывают, что ввод системы закачки воды в эксплуатацию раньше на 2 и 4 года по сравнению с практикой повышает возможность поддержания пластового давления на высоком уровне, выше фактического на 4,49 МПа, достигает 27,84 МПа в 2014г. хотя того, что давление насыщения составляет 219 атм. Это обеспечивает большую эффективность для продления периода фонтанирования, уменьшения затрат на газлифт и повышения нефтеотдачи.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, с такими особенными характеристиками разработки можно утвердить то, что нефтяная залежь в кавернотрещиноватом гранитоидном фундаменте месторождении X является редкой особенной залежью в мире с большим запасом (более 450 млн. тон нефти). Такая залежь оценивалась высоким уровнем учёными и экспертами за очень особенные характеристики:

1. Нефтяная залежь массивна и трещиноватых гранитоидных горных породах, которые очень редко встречаются в мире.
2. Эффективная толщина нефтяной залежи составляет более 1700м с большими запасами.
3. Отсутствие подошвенной воды в залежи.
4. Начальное пластовое давление большое (417 атм на глубине 3650м) и пластовая температура высока (142⁰С на глубине 3650м).
5. Существуют много добывающих работающих скважин с большим дебитом нефти (больше 1500 т/сут.), которые характеризуются резким разбросом обводненности с большим объёмом воды.

Предлагаемая технология разработки залежи фундамента по глубинному горизонту может позволить извлекать основные запасы нефти каждого горизонта с ограничением возможности быстрого обводненности добывающих скважин, управлением подъёма языков воды и поддержанием пластового давления кровлей центрального блока на 0,5-1 МПа выше давления насыщения.

Мероприятия по повышению нефтеотдачи путем раннего ввода системы закачки воды в эксплуатацию до начала падения пластового давления может поддержать пластовое давление на 45 ат 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.

ЛИТЕРАТУРА

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. Т. II. – М.: ООО «Издательский дом Недра». - 2010. – 294 с.
3. Кошляк В.А. Гранитоидные коллекторы нефти и газа. – Уфа: Тау. - 2002. – 256 с.
4. Пулькина Н.Э., Зимина С.В. Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 203 с.
5. Собранные материалы при производственной в 2016 и научно-исследовательской практике в 2017 г. в СП «Вьетсовпетро» (Вьетнам).
6. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. Часть 1: учебное пособие/ Арбузов В.Н; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. –200с.
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, 2007г. стр.33-41.
8. 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 Ханой, Tạp chí Dầu khí số 11.2011, с.45-51.
9. Арешев Е.Г., Вахитов Г.Г., Листенгартен Л.Б., Луценко В.В. Создание искусственного водонефтяного контакта в массивной залежи нефти кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр Proceedings of the fifth national conference on mechanics Ha Noi 1993, p. 23-30.
10. Phùng Đình Thực, Trần Ngọc Cảnh, Nguyễn Văn Minh, Ngô Thường San, Trần Lê Đông, Nguyễn Huy Quý, Hoàng Văn Quý Phát hiện và khai thác có hiệu quả thân dầu trong đá móng granite trước Đệ Tam mở Bạch Hổ - những thành tựu khoa học công nghệ và kinh tế xã hội, Ha Noi, Tạp chí Dầu khí số 9.2010, с.20 - 27.
11. Phạm Quang Ngọc, Vấn đề bơm ép nước vào thân dầu ở Móng mở Bạch Hổ. Hội nghị khoa học công nghệ 2000 “Ngành dầu khí trước thềm thế kỷ 21” Tập II, Nhà xuất bản Thanh niên, Ha Noi 2000, с.51-60.

12. Alisaev M.G., Phạm Quang Ngọc Các chuẩn bơm ép nước hợp lý vào thân dầu dạng khối Hà Nội, Tạp chí Dầu Khí số 3-1999, tr. 18-23+48.
13. Phạm Quang Ngọc, Bơm ép nước duy trì năng lượng các vỉa dầu hoạt động khai thác trong đá móng nứt nẻ, Hà Nội, Tạp chí Dầu khí số 08.2015, c.32-34.
14. Nguyen Thuc Khang, 35 năm xây dựng và phát triển công nghệ khai thác dầu và khí của liên doanh Việt - Nga Vietsovpetro, Hà Nội, Tạp chí Dầu khí số 05.2016, c.16-21.
15. Горшенев В.С, Соболев М.А., Вершовский В.Г., Иванов А.Н., Особенности разработки залежи нефти в фундаменте месторождении Белый Тигр, Москва, Нефтяное хозяйство, 06.2008.
16. Халимов Ю.Э. Промышленная нефтегазоносность фундамента платформенных областей является одной из активно обсуждаемых проблем в современной геологии нефти и газа, Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2012.
19. Белов С.В. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (техносферная безопасность): учебник / С.В. Белов – 2-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство Юрайт; ИД Юрайт, 2011. – 680 с. – (Основы наук).
20. Амелькович Ю.А. Лабораторный практикум по дисциплине «Безопасность жизнедеятельности» для студентов всех специальностей // учебное пособие. / Ю.А. Амелькович, Ю.В. Анищенко, А.Н. Вторушина, М.В. Гуляев, М.Э. Гусельников, А.Г. Дашковский, Т.А. Задорожная, В.Н. Извеков, А.Г. Кагиров, К.М. Костырев, В.Ф. Панин, А.М. Плахов, С.В. Романенко – Томск: Издательство ТПУ, 2010. – 236 с.