

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
Анализ эффективности применяемых методов повышения нефтеотдачи и интенсификации притока жидкости на X нефтяном месторождении (Республика А)

УДК 622.276.344-048.78(470.57)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5В	Леби Д. Д.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, Звание	Подпись	Дата
доцент	Арбузов В. Н.	к.ф.-м.н		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

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
ГРNM	Чернова О.С.	к.г.-м.н		

Томск – 2017 г.

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

Институт природных ресурсов
 Направление: нефтегазовое дело
 Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой
 _____ Чернова О.С.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5В	Леби Давид Джуниор

Тема работы:

Анализ эффективности применяемых методов повышения нефтеотдачи и интенсификации притока жидкости на X нефтяном месторождении (Республика А)
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.05.2017г
--	-------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, регламент установки предварительного сброса воды, нормативные документы, фондовая и периодическая литература, монографии, учебники, руководство пользователя моделирующей программы
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Введение 2. Геологическая характеристика месторождения 3. Разбор методов интенсификации притока 4. Постановка задачи исследования 5. Объект и методы исследования 6. Расчёт гидроразрыва пласта, анализ эффективности проведения гидроразрыва на X нефтяном месторождение 7. Результаты и их обсуждение 8. Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение 9. Социальная ответственность 10. Заключение

Перечень графического материала	1. Обзорная карта района, начальные и остаточные запасы, прочие иллюстрации, помогающие визуализировать информацию
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Анализ эффективности гидроразрыва пласта	Доцент кафедры ГРHM, к.ф.-м.н. Арбузов Валерий Николаевич
Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент кафедры ЭПР, к.э.н. Шарф Ирина Валерьевна
Социальная ответственность	Немцова О.А
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Жидкости для гидроразрыва пласта	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	01.09.2016
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ГРHM	Арбузов Валерий Николаевич	к.ф.-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5В	Леби Давид Джуниор		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 127 с., 25 рисунков, 36 таблицы, 17 источников, 16 листов презентации.

Ключевые слова: нефть, объекта, месторождения, добыча, запасы, дебит, интенсификация притока, гидравлический разрыв пласта.

Объектом исследования является X месторождение.

Цель работы – Анализ особенностей методов интенсификации притока жидкости на X нефтяном месторождении и оценка эффективности его проведения.

В результате исследования проведен анализ текущего состояния разработки месторождения, технологической эффективности выполненных геолого-технических мероприятий, выполнен расчет экономической эффективности проекта.

В экономической части дипломного проекта приведен анализ основных технико-экономических показателей ОАО АНК «В», предложен оптимальный вариант разработки объекта месторождения.

Результаты рекомендуется использовать в научно-исследовательских институтах и организациях, занимающихся изучением анализа эффективности методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти.

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	8
1. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА X НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	9
1.1 Общие сведения о месторождении.....	9
1.2 Состояние геолого-геофизической изученности месторождения.....	11
1.3 Тектоника	19
1.4 Нефтегазоносность.....	22
1.5 Пластовые давления и режимы залежей	26
1.6 Физико-литологическая характеристика коллекторов	27
1.7 Свойства и состав пластовых флюидов.....	29
1.8 Запасы углеводородов.....	35
2 ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	38
2.1 Основные этапы проектирования разработки месторождения.....	38
2.2 Характеристика текущего состояния разработки месторождения.....	39
2.2.1 Сопоставление проектных и фактических показателей разработки.....	39
2.3 Анализ текущего состояния разработки.....	48
2.3.1 Характеристика фонда.....	48
2.3.2 Анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации.....	50
2.3.3 Анализ показателей разработки по месторождению и объектам разработки.....	56
3. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ЖИДКОСТИ НА X МЕСТОРОЖДЕНИИ	76
3.1 Обоснование применения методов повышения нефтеотдачи и интенсификации притока жидкости углеводородов.....	76
3.2 Анализ эффективности проведения ГТМ на месторождении.....	78
3.2.1 Проведение ГРП на объекте D3f.....	79
3.2.2 Программа применения методов на проектный период	82
3.3 Расчет гидроразрыва пласта.....	82
3.3.1 Расчет давления гидроразрыва пласта.....	82
3.3.2 Расчет рабочего устьевого давления гидроразрыва.....	83
3.3.3 Определение необходимого количества рабочей жидкости.....	85
3.3.4 Время проведения гидроразрыва.....	86
3.3.5 Радиус горизонтальной трещины.....	86
3.3.6 Проницаемость горизонтальной трещины.....	86
3.3.7 Проницаемость призабойной зоны.....	87
3.3.8 Проницаемость всей дренажной системы.....	87
3.3.9 Эффективность проведения ГРП.....	88
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	90
4.1 Основные технико-экономические показатели X нефтяного месторождения.....	90
4.2 Оценка капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат.....	91
4.3 Налоговая система.....	95
4.4 Расчет дополнительной добычи нефти.....	97
4.5 Расчет показателей оценки экономической эффективности ГРП.....	98
4.6 Анализ чувствительности.....	101

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	107
5.1 Производственная безопасность.....	107
5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды и обоснование мероприятий по защите от действия таких факторов.....	107
5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	111
5.2 Экологическая безопасность.....	116
5.2.1 Загрязнения атмосферы в результате разработки месторождений.....	121
5.2.2 Загрязнения гидросферы в результате разработки месторождений.....	118
5.2.3 Загрязнения литосферы в результате разработки месторождений.....	119
5.2.4 Решения по обеспечению экологической безопасности и по охране ОС.....	120
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	120
5.3.1 Основные возможные ЧС на объекте.....	120
5.3.2 Мероприятия по предупреждению разливов нефтепродуктов и ликвидации скважин.....	122
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	123
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	124
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАНЫХ ИСТОЧНИКОВ	126

ВВЕДЕНИЕ

Среди полезных ископаемых которые составляют базу экономического развития стран, наибольшее значение имеют нефть и газ.

Разработка X месторождений это, во первых, выработки запасов углеводородов и его постоянной контроль, контроль за технологически процессом, динаикой пластового давления и т.д.

Нефтеносность месторождения связана с песчаниками бобриковского горизонта визейского яруса (пласт Д) и карбонатными отложениями кизеловского горизонта турнейского яруса (пласт В, две залежи) нижнего карбона, а также с терригенными отложениями кыновского (пласт А) и пашийского (пласт К) горизонтов верхнего девона.

В работе проведен анализ методов интенсификации притока жидкости осуществляют путем применения метода гидравлического разрыва пласта.

На объектах X месторождения применялись различные методы такие как оптимизация параметров СК, ПГДБК, ТХГВ, перестрел и ГРП, в первые проведенный на месторождении в УУУУ году.

Цель работы – анализ особенностей методов интенсификации притока жидкости на X месторождении и оценка эффективности его проведения.

Для выполнения цели были поставлены такие задачи :

- изучение геолого-физических свойств продуктивных пластов;
- анализ состояния разработки месторождения и выработки запасов;
- анализ результатов и оценка технологической эффективности проведения ГТМ по интенсификации притока на X месторождения.

Защищаемые положения :

- Результаты сравнения показателей работы скважин после ГРП с целью интенсификации притока жидкости на X месторождении;
- оценка эффективности проведение ГТМ на X месторождении.

1. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА X НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Общие сведения о месторождении

X нефтяное месторождение расположено в северо-западной части Республики Б, в 18 км к юго-востоку от районного центра с. Y, который связан шоссейными дорогами с другими райцентрами с. К и г. А, находящихся на расстоянии, соответственно, 70 и 90 км. Ближайшая от месторождения железнодорожная станция L находится на расстоянии 70 км.

В непосредственной близости находятся разрабатываемые месторождения: на севере – Y, M, C, T, на северо-востоке – K-E, P, Y, на востоке – A, на юге - A (рис. 1.1).

Разработку X месторождения осуществляет Y УДНГ филиала ОАО «F», расположенное в г. Q. Продукция нефтяных скважин после первичной подготовки из нефтесборного парка поступает в нефтепровод A - Y. Система сбора закрытая, однетрубная.

Электроснабжение осуществляется с опорной подстанции «K» системы C.

Рельеф района равнинный с перепадом отметок 100 - 250 м. Гидрографическая сеть представлена левобережными притоками реки Y – pp. K, H, C, K, T.

Климат района континентальный. Зима холодная и продолжительная. Средняя температура января -18 °С. Лето жаркое, короткое. Средняя температура июля +19 °С. Преобладающее направление ветра – юго-восточное.

В орографическом отношении район представляет собой полого-холмистую равнину, изрезанную речной и овражной сетью. Максимальные абсолютные отметки водораздельных пространств – плюс 250,3 м. Минимальные отметки приурочены к долине р. K – плюс 106 м. Понижение рельефа происходит в восточном направлении.

Поверхностные водопроявления на территории месторождения связаны с четвертичными, третичными и пермскими отложениями. Основная

1.2 Состояние геолого-геофизической изученности месторождения

Поисковые и сейсморазведочные работы

Изучение описываемой площади начато еще в первой половине прошлого столетия. В 1938 г. рассматриваемая площадь была охвачена гравиметрической (Р.Ф. Володарский) и магнитометрической (А.А. Безруков) съемками. Эти работы носили региональный характер, поэтому они ничего существенного не дали. В пределах площади установлено относительно спокойное развитие магнитного и гравитационного полей.

Детальная структурно-геологическая съемка масштаба 1:50 000, с целью изучения верхнепермской тектоники и выявления благоприятных структур для дальнейшей разведки их на нефть, проводилась геологами П.А. Матрошилиным в 1939 г., А.Г. Лапшиновым в 1944 г., М.С. Файрузовым в 1945 г. Опорным горизонтом при геологической съемке служила кровля песчаников спириферового подъяруса. Поверхность подъяруса в пределах площади испытывает погружение с запада на восток. В 1948 г. Ф.С. Куликовым была составлена структурная карта платформенной Ф.

В 1945-1947 гг. район работ был охвачен электроразведкой геофизика Г.А. Бердина. Опорным электрическим горизонтом при электроразведке служила кровля галогенного кунгура. В результате работ был выявлен ряд поднятий по кровле гидрохимических осадков кунгурского яруса. Составлена структурная карта по опорному электрическому горизонту.

В 1949–1951 гг. Т.М. Огариновой были обобщены все материалы электроразведочных работ по БАССР, в результате чего была составлена сводная структурная карта по опорному электрическому горизонту.

В результате работ было установлено соответствие данных электроразведки и структурно-геологической съемки, а на выявленных поднятиях рекомендовалось провести сейсморазведку и структурное бурение.

Первые сейсморазведочные работы на территории месторождения проводились Бирской сейсмической экспедицией под руководством И.Я. Жук и Е.К. Чаликовой в 1951-1952 гг. Работы носили опытно-методический характер.

В 1970 г. на площади проведены исследования методом отраженных и преломленных волн партиями 10, 12/70 (Л.И. Старцев, М.М. Пашкевич). В результате этих работ были построены структурные карты масштаба 1:50 000 по отражающим горизонтам, приуроченным к кровлям терригенных отложений нижнего карбона и девона. Закартировано Чекмагушевское поднятие.

Региональные сейсморазведочные работы МОГТ были проведены в 1973-1974 гг. сеймопартиями 1/74 и 1/75 под руководством Н.П. Мирошник и Е.Ф. Коваленко. Установлено ступенчатое погружение осадочной толщи палеозоя в юго-восточном направлении. Протрассирован турнейский и промежуточный борта Актаныш-Чишминской некомпенсированной депрессии.

Начиная с 1980 г. на разных участках описываемого месторождения сеймопартиями 1/80, 4/85 и 1/92 проводились сейсморазведочные работы МОГТ в масштабе 1: 50 000.

Основной задачей этих работ была детализация структурных планов палеозоя с целью обнаружения локальных структур в отложениях карбона и девона в Актаныш-Чишминской депрессии и в полосе, прилегающей к Серафимовско-Чекмагушевскому прогибу. Проведенные работы позволили подтвердить наличие Серафимовско-Чекмагушевского грабенообразного прогиба и протрассировать его южное продолжение.

В 1992 – 1995 гг. на описываемой территории проводились сейсморазведочные работы с/п 1/92 под руководством В.Ф.Селянина. В результате работ проведено детальное расчленение нефтеперспективного комплекса палеозойских отложений в пределах северо-восточного карбонатного шельфа нижнекаменноугольного возраста Актаныш-

Чишминской депрессии. Уточнено строение участка по терригенным отложениям девона и дана геологическая модель формирования ловушек нефти в кыновское время.

В целом, описываемая территория изучена сейсморазведкой недостаточно полно, проведен лишь поисковый этап сейсморазведочных работ. На территории месторождения комплексом сейсморазведочных работ подготовлены к разведочному бурению Чулпанское и Центрально-Севадинское поднятия.

Изученность глубоким бурением

Глубокое поисковое и разведочное бурение проводилось на трех площадях: X (YYYY гг.), А (YYYY гг.) и М (YYYY гг.).

На основании данных структурного бурения, а также близости Y месторождения, в YYYY г. в глубокое разведочное бурение вводится X разведочная площадь с целью выявления нефтеносности каменноугольных и девонских отложений, установления тектонического соответствия их с нижнепермскими. В результате бурения и испытания первых трех скважин №№ 1 Н, 2 Н, 3 Н, открывших X месторождение, была установлена промышленная нефтеносность отложений нижнего карбона и терригенного девона. Было также установлено соответствие структурных планов нижней перми и карбона. Полученные данные свидетельствуют о смещении девонских структур на запад, юго-запад относительно каменноугольных и нижнепермских.

Соответствии с действующим проектным документом «Технологическая схема разработки X месторождения» (протокол ЦКР №М от YYYYг.) в период с А по Z гг. по проекту пробурена 21 эксплуатационная скважина.

По состоянию на YYYY г. на X месторождении пробурено 43 скважины, в том числе 22 поисково-разведочные и 21 эксплуатационная скважина (табл. 1.1).

Таблица 1.1 – Фонд скважин на YYYY г.

Наименование скважин	Кол-во скважин	Номера скважин
1. Пробуренные	43	
из них:		
а) поисково-разведочные	22	Х площадь: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 12 = 11 скв. А площадь: 1, 11, 13, 14, 17, 38, 50, 51, 52 = 9 скв. М площадь: 109, 117 = 2 скв.
б) эксплуатационные	21	7101, 7102, 7103, 7104, 7105, 7107, 7108, 7109, 7110, 7112, 7114, 7115, 7116, 7117, 7118, 7120, 7122, 7123, 7124, 7125, 7126
2. Ликвидированные	18	
в том числе:		
а) после опробования	17	Х площадь: 4, 5, 7, 8, 9, 10, 12 = 7 скв. А площадь: 1, 11, 13, 14, 38, 50, 51, 52 = 8 скв. М площадь: 109, 117 = 2 скв.
б) без опробования	1	6Н
3. В эксплуатации	22	
в том числе:		
а) на пласт В	1	2НУР
б) на пласт С	1	17АБЛ
в) на пласт D	19	1Н, 3Н, 7101, 7102, 7103, 7104, 7105, 7109, 7112, 7115, 7116, 7117, 7118, 7120, 7122, 7123, 7124, 7125, 7126
г) на пласт E	1	7107
4. Нагнетательные -после эксплуатации пласта D	2	7110, 7114
5. Водозаборные:	1	7108

17 поисково-разведочных скважин ликвидированы после опробования, скв. 6Н ликвидирована после бурения без опробования. В эксплуатации пребывают 22 скважины, в том числе 4 поисково-разведочные скважины.

Изученность керном

Изучение продуктивного разреза X месторождения проводилось с привлечением керна материала, отобранного в 22 поисково-разведочных и в четырех эксплуатационных скважинах. Всего с отбором керна пройдено 2338,9 м горных пород. Вынос керна из промышленно продуктивных отложений составил: из бобриковского горизонта -46,5 %, из турнейского

яруса – 67,0 %, из кыновского горизонта – 57 %, из пашийского горизонта – 36 % (табл. 1.2). Керн отбирался в процессе бурения с помощью колонковых долот, после бурения – сверлящим керноотборником (СКО). Образцы СКО отобраны из отложений бобриковского горизонта и турнейского яруса.

Таблица 1.2 – Вынос керна из продуктивных отложений

Б горизонт (B)		Т ярус (C)		К горизонт (D)		П горизонт (E)	
вынос, м	% к прох.	вынос, м	% к прох.	вынос, м	% к прох.	вынос, м	% к прох.
в т.ч. из нефтяной части	% из нефтяной части	в т.ч. из нефтяной части	% из нефтяной части	в т.ч. из нефтяной части	% из нефтяной части	в т.ч. из нефтяной части	% из нефтяной части
180,9	46,5	91,40	67,0	244,73	57,0	47,44	36,0
0	0	0	0	8,0	38,8	1,3	65,0

Всего по продуктивным пластам на образцах керна из 14 скважин выполнено 85 определений пористости и 80 определений проницаемости; из них по нефтенасыщенной части продуктивных пластов - по 47 определений (табл. 1.3).

Таблица 1.3 – Изученность пористости и проницаемости продуктивных пластов по керну

Пласт	Количество скважин	Количество определений Пористости				Количество определений проницаемости			
		всего	в нефтенасыщенной части	в водонасыщенной части	в неколлекторах	всего	в нефтенасыщенной части	в водонасыщенной части	в неколлекторах
В	1	2	-	2	-	2	-	2	-
С	1	6	-	5	1	6	-	5	1
Е	7	52	42	-	10	52	42	-	10
Пласт D	7	25	5*	12	8	20	5*	9	6
Итого:	14	85	47	19	19	80	47	16	17

* Керн исследован из скважин с непромышленным насыщением (за пределами залежи).

Пласт В бобриковского горизонта, практически, керном не охарактеризован. Два определения пористости и проницаемости по пласту С выполнены по керну из одной скважины, в которой вскрыт водонасыщенный коллектор.

Коллекторские свойства пласта С в отложениях турнейского яруса по 5 образцам керна изучены только в скв. 7105 пачки нижнекизеловского горизонта.

Коллекторские свойства кыновского (тиманского) горизонта (пласт D) изучены по 42 образцам из 7 скважин

В пласте E пашийского горизонта выполнено 25 определений пористости по 17 образцам из 7 скважин

В YYYY г. в лаборатории ООО «BG» были проведены лабораторные исследования по определению остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения по всем продуктивным пластам.

Изученность ГИС

ГИС проведены во всех 43 пробуренных скважинах.

По всему стволу в масштабе глубин 1:500 проведен стандартный каротаж (КС, ПС) и радиоактивный каротаж (ГК, НГК), в интервалах продуктивных отложений комплекс ГИС проведен в масштабе 1:200.

При детальном промыслово-геофизическом исследовании в продуктивных отложениях применялся следующий комплекс ГИС:

1) Электрометрия.

- Стандартный каротаж (КС, ПС), включает запись потенциал зондом (ПЗ) N11M0,5A и запись методом собственной поляризации (ПС).

- Боковое каротажное зондирование (БКЗ) проведено последовательными градиент-зондами с размерами $A_0=0,45, 1,05, 2,25, 4,25, 8,5$ и обращенным градиент-зондом размером $A_0=2,25$ м.

- Боковой каротаж (БК), проведен аппаратурой Э-1, К-1А, АБК-3.

- Микробоковой каротаж выполнен аппаратурой Э-2, К-1А.

- Индукционный каротаж (ИК) проводился зондом 6Ф1, прибором АИК-5.

- Микрокаротаж (МКЗ) выполнен аппаратурой МДО-3, КЗ-723; зондами $A_0,05M$ и $A_0,025M0,025N$.

2) Радиоактивный каротаж (ГК, НГК). Запись кривых РК производилась аппаратурой ДРСТ-3, СРК.

3) Акустический каротаж (АК), запись производилась аппаратурой МАК, УЗБА.

4) Кавернометрия (ДС), запись производилась аппаратурой ПФ, Э-2.

5) Инклинометрия, запись производилась прибором КИТ, ИММ.

Из всего обязательного комплекса во всех скважинах по всем пластам выполнен только метод инклинометрии. Наименьший охват скважин исследованиями методом МБК (от 12% до 42% скважин) и АК (от 44% до 60% скважин); по остальным методам охвачено от 60% скважин и выше.

Следует отметить, что в скв. №№ 7101, 7102, 7103 комплекс ГИС ограничен методами РК, БК, АК, ИК и, в этих скважинах, а также в скв. №№ 7112, 7117, 7125, 7126 не вскрыт пласт D_{3ps} пашийского горизонта. В скв. 7115, 7122, 7123 в отложениях нижнего карбона не проводились детальные промыслово-геофизические исследования.

Качество исходных кривых, используемых для количественных оценок свойств коллекторов, помимо контрольно-интерпретационной службы в геофизических отделениях, проверялось также на этапе обработки данных ГИС. В большинстве скважин проведен газовый каротаж. Подсчетные параметры по пластам X месторождения определялись в продуктивных скважинах.

Таблица 1.4 - Изученность продуктивных пластов по ГИС

Пласт	Количество скважин с определением по ГИС	
	Пористость	Нефтенасыщенность
В(нижневизейский горизонт)	24	1
С(нижнекизеловский горизонт)	11	7
С (верхнекизеловский горизонт)	12	6
D (тиманский горизонт)	21	13
Е (пашийский горизонт)	14	2
Итого:	42	25

Изученность ГДИ

Опробование в скважинах производилось как в открытом стволе в процессе бурения с помощью испытателя пластов на трубах (ИПТ), так и после окончания бурения в эксплуатационной колонне.

Из всех пробуренных 43 скважин на приток пластового флюида опробовано 42 скважины, что составляет 97,6 %. Скважина № 6Н ликвидирована без проведения работ по опробованию. Всего опробовано 96

объектов, из них в 87 объектах пласты опробованы отдельно; в 9 объектах - совместно.

Из всех отдельно опробованных объектов в 17 объектах притока не получено; 26 объектов дали промышленные притоки нефти, 5 объектов – нефть с водой; в 13 объектах получены непромышленные притоки нефти, нефти с водой - в 3 объектах; из 23 объектов получена пластовая вода.

При освоении и опробовании разведочных и эксплуатационных скважин X месторождения на приток проводились гидродинамические исследования, в процессе которых определялись: продуктивность скважин, гидропроводность, проницаемость пластов. По пласту Е пашийского горизонта определения проницаемости по гидродинамическим исследованиям не проводились.

В процессе разработки с целью контроля энергетического состояния залежей выполняются систематические замеры забойного и пластового давлений. С целью контроля гидродинамических характеристик пласта и призабойной зоны выполнено всего пять исследований в пяти скважинах на неустановившихся режимах фильтрации (КВД): одно в 1989г. по залежи кизеловского горизонта (скв. 17 АБЛ) и четыре исследования по скважинам (скв. 1 Н, 7114, 7116, 7118), эксплуатирующим залежь кыновского горизонта.

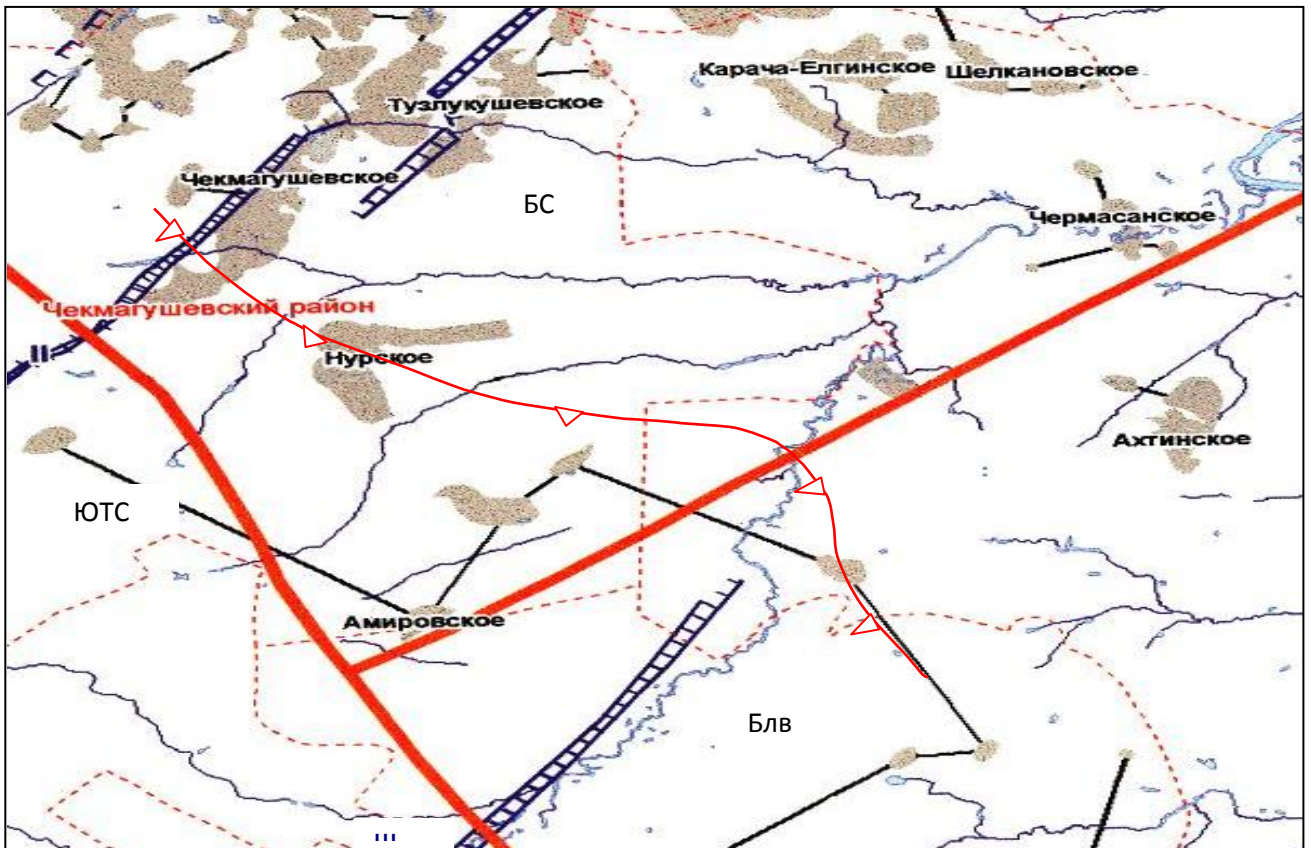
1.3 Тектоника

В региональном тектоническом плане X месторождение расположено в пределах Бирской седловины, разделяющей Южно-Т и В своды. Месторождение находится в У нефтедобывающем районе между Амировским, Ахтинским и У месторождениями (рис. 1.2).

Основным тектоническим элементом второго порядка, в пределах которого расположено X месторождение, является Чекмагушевский вал, протянувшийся с юго-запада на северо-восток вдоль восточного борта Серафимовско-Чекмагушевского грабенообразного прогиба, проходящего вдоль западной границы рассматриваемой территории за ее пределами. Вал прослеживается в виде узких контрастных поднятий-структур третьего

порядка, которые вытягиваясь в цепочку, образуют валы. Чекмагушевский вал представляет собой узкие (5...10 км), протяженные (до 100...175 км), малоамплитудные (5...16 м) гряды брахиантиклиналей и куполов, отделяющиеся друг от друга неглубокими прогибами и понижениями. Тектоническое строение месторождения очень сложное, что доказывает близость Серафимовско-Чекмагушевского грабенообразного прогиба и наличие Актаныш-Чишминской депрессии, турнейский борт которой проходит в центральной части описываемой территории в направлении с северо-запада на юго-восток (рис. 1.3).

Представление о строении месторождения дается на основе структурных карт, построенных по основным маркирующим горизонтам. Примером тектоники отложений терригенного девона может служить структурная карта по кровле кыновского горизонта, по которому наблюдается погружение на восток от минус 1647,9 м (скв. 50АБЛ) до минус 1674,6 м (скв. 38АБЛ). На фоне общего северо-восточного простирания структурного плана терригенного девона с моноклиальным погружением горизонта на юго-восток (средний градиент падения составляет 3,5 м/км) четко фиксируются валообразные структурные выступы субширотного простирания. Выступы трассируются параллельно С-У прогибу, контролирующему все структурные элементы терригенного девона. Это Севадинский структурный выступ, который является юго-восточным продолжением одной из ветвей Чекмагушевского вала.



Условные обозначения






- | | | | |
|---|--|---|--|
|  | Границы административных районов |  | Девонские конседиментационные грабенообразные прогибы: |
|  | Границы тектонических регионов | | |
| | ЮТС - Южно-Татарский свод | | |
| | БС - Бирская седловина | | II Серафимовско-Чекмагушевский |
| | Блв - Благовещенская впадина | | III Петропавловско-Каргалинский |
|  | Турнейский борт Актаныш-Чишминской депрессии |  | Месторождения |

Рисунок 1.2 - Обзорная тектоническая схема района работ

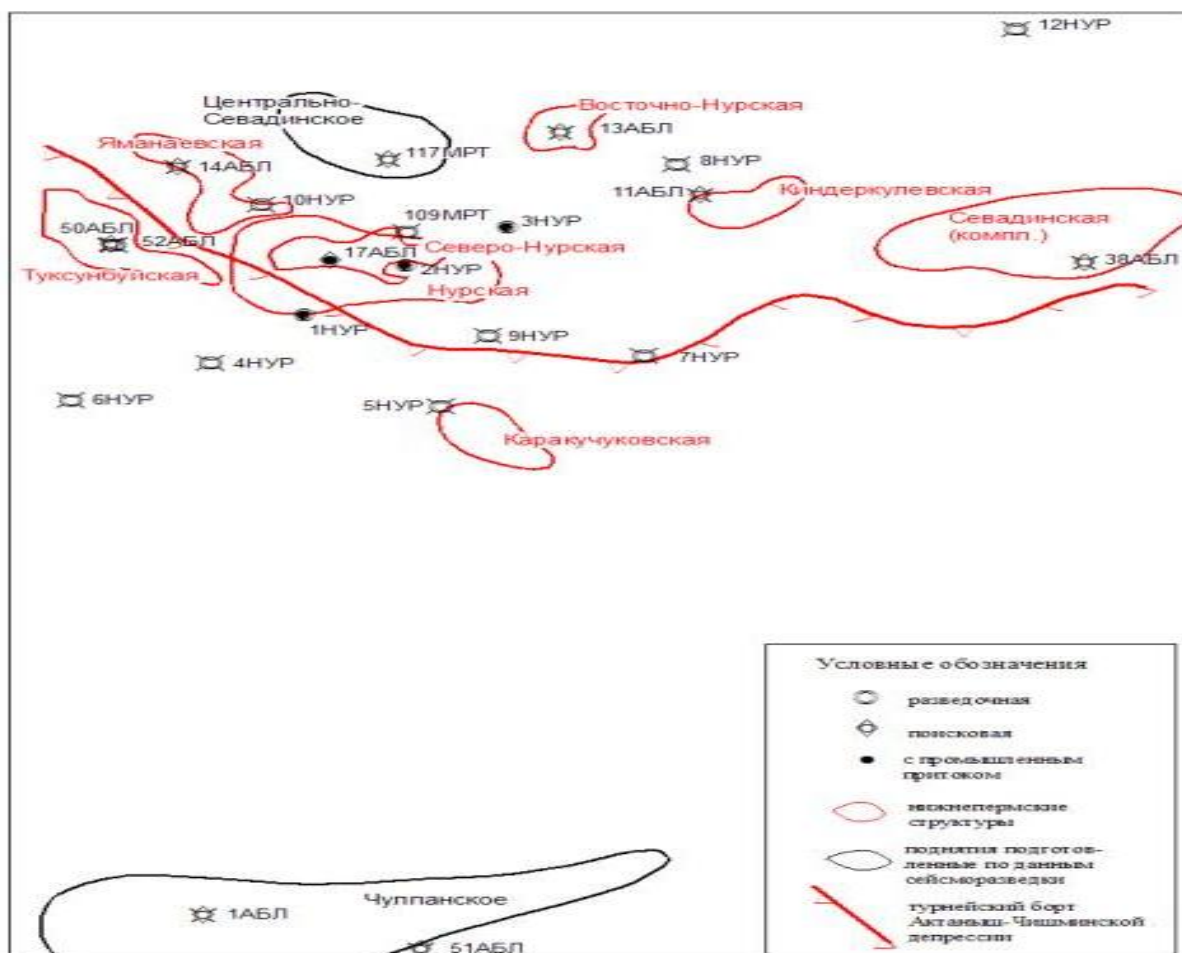


Рисунок 1.3 – Схема расположения тектонических элементов на территории X месторождения

Анализируя тектоническое строение палеозойских отложений и соотношение структурных планов основных маркирующих горизонтов, можно заключить следующее:

1. Район X месторождения характеризуется весьма сложным геологическим строением, обусловленным наличием осевой зоны Актаныш-Чишминской депрессии, турнейский борт которой, прослеживается в центральной части с северо - запада на юго – восток; близостью Серафимовско-Чекмагушевского грабенообразного прогиба; горстовидных зон; невыдержанностью коллекторов.

2. Горстовидные структуры прослеживаются по всем маркирующим горизонтам, несколько выполаживаясь вверх по разрезу.

3. На X месторождении от турнейского яруса и выше до нижнепермских отложений наблюдается общая унаследованность

структурных планов, причем происходит сглаживание структурных форм от нижних горизонтов к верхним. Но структурный план осадков терригенного девона не везде соответствует строению слоев турнейского яруса.

Одной из особенностей геологического строения X месторождения является наличие во многих скважинах в пределах осевой зоны Актаныш-Чишминского прогиба терригенно – карбонатных отложений косьвинского горизонта.

1.4 Нефтегазоносность

В разрезах скважин X нефтяного месторождения промышленно нефтеносными являются песчаники бобриковского горизонта визейского яруса (пласт В) и карбонатные отложения кизеловского горизонта турнейского яруса (пласт С, две залежи) нижнего карбона, а также терригенные отложения кыновского (пласт D) и пашийского (пласт Е) горизонтов верхнего девона.

Всего на X нефтяном месторождении выделено четыре продуктивных горизонта, в которых установлены пять залежей нефти.

Основным продуктивным объектом является пласт D кыновского (тиманского) горизонта терригенной толщи девона.

Пласт В.

Пласт В приурочен к отложениям бобриковского горизонта визейского яруса нижнего карбона. Продуктивная часть пласта сложена песчаниками кварцевыми, мелкозернистыми, желтовато-серыми. Коллектор CVI.6 вскрыт в 23 скважинах, из них в 1 скважине (скв. 2Н) - нефтеводонасыщенный, в 22 скважинах – водонасыщенный

В пласте выявлена одна залежь нефти, вскрытая скв. 2Н на а.о. - 1232,8м, продуктивная часть в которой представлена одним пропластком с эффективной толщиной 7,8 м и нефтенасыщенной 3,6м. ВНК на залежи, вскрыт на отметке -1236,4 м.

Залежь пластовая, литологически экранированная. Размеры залежи 0,75x1,13 км, высота 3,6 м.

Запасы нефти и растворенного газа по залежи оценены по категории С₁.

Пласт С.

Породы-коллекторы пласт С прослеживаются в кровельной части турнейского ярусанижного карбона и относятся к отложениям кизеловского горизонта. В продуктивной части разреза наблюдается переслаивание пористо-проницаемых известняков и уплотненных прослоев карбонатных пород, среди которых установлены две залежи нефти, приуроченные к продуктивным пачкам СТкз1 и СТкз2, соответственно.

Залежь пачки СТкз1 вскрыта 10 скважинами; продуктивный пласт представлен в них 2 – 4 пропластками эффективной толщиной от 1,2 м (скв. 7110) до 2,4 м (скв. 7107), нефтенасыщенной – от 0,8 м (скв. 7105) до 2,4 м (скв. 7107). Контур нефтеносности принят условно по подошве нефтенасыщенного пропластка в скв. 7105 и 109МРТ на отметке -1255,6 м.

Залежь пластовая, литологически экранированная. Размеры залежи 0,83х2,6 км, высота 7,8 м.

Запасы нефти и растворенного газа по залежи оценены по категориям С₁ и С₂.

Залежь пачки СТкз2 вскрыта 6 скважинами; продуктивный пласт в них представлен 2 – 4 пропластками эффективной толщиной от 1,6 м (скв. 7107) до 3,2 м (скв. 7110) и нефтенасыщенной толщиной от 1,6 м (скв. 7109) до 3,6 м (скв. 17АБЛ). ВНК на залежи принят условно по подошве нефтенасыщенного пропластка в скв. 7110 и 7102 на отметке -1275,3 м.

Залежь пластовая, литологически экранированная. Размеры залежи 1,25х1,75 км, высота 17,1 м.

Запасы нефти и растворенного газа по залежи оценены по категории С₁.

Пласт D.

Пласт представлен частым переслаиванием аргиллитов и алевролитов с линзамипесчаников. Пласт вскрыт в 43 скважинах, из которых пласт –

коллектор выделен в 30 скважинах. Суммарная эффективная толщина изменяется по скважинам от 0,6 м (скв.7107) до 4,2 м (скв.1Н), пласт представлен 1 – 3 пропластками.

Выявлена одна пластовая, рукавообразная залежь нефти. Границы залежи определяются линиями выклинивания коллекторов и условной линией (границей лицензионного участка). Водонасыщенный коллектор по данным ГИС не отмечается, что подтверждается данными опробования и эксплуатации скважин.

Залежь пластовая, литологически экранированная. Размеры залежи 1,0x12,0 км по оси рукава.

Запасы нефти и растворенного газа по залежи оценены по категориям С₁ и С₂.

Пласт D.

Пласт относится к отложениям пашийского горизонта франского яруса верхнего девона и сложен песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов.

Пласт вскрыт 36 скважинами, из которых пласт-коллектор выделен в 26 скважинах: нефтенасыщенный – в 4 скважинах, водонасыщенный – в 21 скважине и в 1 скважине - нефтеводонасыщенный. Эффективная толщина изменяется по скважинам от 0,6 (скв. 50АБЛ) до 6,8 м (скв. 8НУР), нефтенасыщенная толщина – от 0,6 (скв. 50АБЛ) до 1,4 м (скв. 7107), пласт представлен одним пропластком.

В пласте выявлена одна залежь нефти, вскрытая тремя скважинами. ВНК по залежи принят условно по подошве нефтенасыщенного пропластка в скв.7109 на абсолютной отметке –1689,2 м.

Залежь пластовая, литологически экранированная. Размеры залежи 0,97x2,55 км, высота 7,8 м.

Запасы нефти и растворенного газа по залежи оценены по категории С₁.

Краткая характеристика залежей представлена в таблице 1.5.

Таблица 1.5 - Краткая характеристика залежей продуктивных пластов X месторождения

Пласт	Залежь	Тип залежи	Размеры залежи, км x км	Площадь залежи, 10 ³ м ²	Абсолютная отметка кровли (интервал изменения), м	Абсолютная отметка ВНК (интервал изменения), м	Высота залежи, м
C _{1rd} +C _{1bb}	Залежь 1	Пластовая, литологически экранированная	0,75 x 1,13	613	1232,8	1236,4	3,6
C _{1t}	Залежь пачки СТкз1	Пластовая, литологически экранированная	0,83 x 2,6	2701	(1247,8-1254,8)	1255,6	7,8
	Залежь пачки СТкз2	Пластовая, литологически экранированная	1,25 x 1,75	1695	(1258,2-1266,0)	1275,3	14,4
D _{3f}	Залежь 1	Пластовая, литологически экранированная	1,0 x 12,0	12242	(1653,6-1680,4)	-	-
D _{3ps}	Залежь 1	Пластовая, литологически экранированная	0,97 x 2,55	1157	(1686,0-1688,4)	1689,2	2,9

1.5 Пластовые давления и режимы залежей

Анализ материалов по исследованию скважин в комплексе с данными о строении залежей, распространении коллекторов и их свойствах, а также учет воздействия движущих сил жидкости и породы позволяют определить начальный режим работы залежей следующим образом: для пласта C_{1rd}+C_{1bb} терригенной толщи нижнего карбона, для пачек СТкз1 и СТкз2 кизеловского горизонта пласта C_{1t}, для пласта D_{3p}спашийского горизонта как упруго-водонапорный, а для пласта D_{3f} кыновского горизонта – как упругий.

Залежь пласта C_{1rd}+C_{1bb} бобриковского горизонта пластовая, частично литологически-экранированная. Разрабатывается единственной скв. 2НУР с 1974 г. Отобрано 25 тыс.т нефти. Давление насыщения нефти газом, растворенным в нефти, составляет 2,6 МПа. Начальное пластовое давление 14,9 МПа, текущее - 12,5 МПа. Превышение пластового давления над давлением насыщения сохраняется. Естественный режим залежи можно определить как упруго-водонапорный.

По пласту C_{1t} залежи пачек СТкз1 и СТкз2 кизеловского горизонта пластовые, частично литологически-экранированные. Разрабатываются совместно скв. 17АБЛ с 1988 г. За это время добыто 24 тыс.т нефти. Начальное пластовое давление 15,5 МПа больше давление насыщения 2,0 МПа. Текущее пластовое давление 14,5 МПа. Естественный режим работы залежей определяется как упруго-водонапорный.

В пласте D_{3f} кыновского горизонта выявлена одна залежь нефти пластовая, рукавообразная, структурно-литологического типа. Залежь разрабатывается с 1974 г. Отобрано 254 тыс.т нефти. Начальное пластовое давление 18,6 МПа. Давление насыщения нефти газом 1,7 МПа. Текущее пластовое давление изменяется в пределах 4,5-17,8 МПа. С апреля 2007 г. разработка залежи ведется с поддержанием пластового давления закачкой воды в нагнетательные скв. 7110 и 7114.

В пласте D_{3ps} пашийского горизонта выявлена одна залежь нефти пластовая, частично литологически экранированная. Разрабатывается единственной скв. 7107 с 2006 г. Отобрано 20 тыс.т нефти. Начальное пластовое давление 18,2 МПа, текущее пластовое давление 13,5 МПа, давление насыщения 3,6 МПа. Превышение пластового давления над давлением насыщения сохраняется. Режим залежи упруго-водонапорный.

1.6 Физико-литологическая характеристика коллекторов

Физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных отложений X месторождения изучались по результатам лабораторных исследований керна с привлечением первичного описания керна, выполненного в полевых условиях.

Пласт C1rd+C1bb.

Литологически пласт представлен песчаником желтовато-серым, кварцевым, мелкозернистым, слабоуплотненным, с прослойками темно-серого аргиллита залегающего в подошве бобриковского горизонта.

Пласт, практически, керном не охарактеризован. Два определения пористости и проницаемости выполнены по керну из одной скважины 50АБЛ, в которой вскрыт водонасыщенный коллектор. Все остальные определения пористости и проницаемости были выполнены на образцах керна отобранного из вышележащих непродуктивных прослоев бобриковского горизонта.

Пласт C1t.

В отложениях турнейского яруса выделяются две пористо-кавернозные пачки известняков СТкз1 и СТкз2, залегающих в кровельной части яруса – в кизеловском горизонте.

По литологическому составу пачки СТкз1 и СТкз2 идентичны.

Группой литологии и стратиграфии ООО «ВГ» выпо Коллекторские свойства по керну изучены только пачки СТкз1 в скв. 7105. Пористость водонасыщенной части по 5 образцам составляет 10,5 %, проницаемость 0,002 мкм².

Нефтенасыщенная часть пластов по керну изучена слабо. Видимо, в процессе бурения сложно было уловить маломощные прослои и отобрать из них керн или же керн из продуктивной части при подъеме на поверхность разрушался и представлял обломки породы.

Пласт D3f.

Кыновский горизонт представлен аргиллитами, алевролитами с прослоями песчаников, песчаников глинистых, частично карбонатизированных, особенно в кровельной части пласта D3tm.

Коллекторами пласта являются песчаники коричневато-серые, коричневые, кварцевые, мелкопористые, мелкозернистые. Зерна кварца полуокатанные и окатанные, размером 0,07 – 0,12 мм.

Коллекторские свойства пласта изучены по 42 образцам из 7 скважин. Средняя пористость по нефтенасыщенным образцам составила 18,3 %, проницаемость 0,672 мкм².

Пласт D3ps.

Коллекторами пласта D3ps пашийского горизонта являются песчаники и крупнозернистые алевролиты. Песчаники коричневато-серые, серые, кварцевые, мелкозернистые с окатанными и полуокатанными обломками.

По пласту D3ps выполнено 25 определений пористости из 7 скважин. Среднее значение пористости пласта составляет 15,9 % по 17 образцам. Коллекторские свойства нефтенасыщенного песчаника на залежи не изучены.

Среднее значение пористости по 5 слабонефтенасыщенным образцам из двух скважин составила 16,6 %.

Результаты лабораторных исследований фильтрационно-емкостных свойств пород приведены в таблице 1.6.

Таблица 1.6 - Результаты лабораторных исследований фильтрационно-емкостных свойств пород на керне продуктивных пластов Нурского месторождения

Параметр	Пласты			
	C _{1rd} +C _{1bb}	C _{1t}	D _{3f}	D _{3ps}
1. Коэффициент пористости				
1.1 Количество скважин	1	1	7	7
1.2 Количество определений	2	5	42	17
1.3 Минимальное значение	0,314	0,076	0,119	0,112
1.4 Максимальное значение	0,322	0,136	0,241	0,193
1.5 Среднее значение	0,318	0,105	0,183	0,159
2. Проницаемость, 10⁻³ мкм²				
2.1 Количество скважин	1	1	7	7
2.2 Количество определений	2	5	42	14
2.3 Минимальное значение	1007,0	0,2	15,8	12,4
2.4 Максимальное значение	1484,0	4,7	3049,0	161,0
2.5 Среднее значение	1246,0	1,9	672,0	66,0

1.7 Свойства и состав пластовых флюидов

Физико-химические свойства, состав нефти и газа X месторождения изучались по данным анализов проб пластовой нефти, и нефти, отобранной в поверхностных условиях.

Наиболее изучены нефть и растворенный газ пласта D_{3f} кыновского горизонта.

Нефть пласта C_{1rd}+C_{1bb} бобриковского горизонта по глубинным пробам не изучена. Параметры нефти для залежи бобриковского горизонта принимались по аналогии с соседним А месторождением.

Пластовая нефть пачек СТкз1+СТкз2 турнейского яруса исследована по одной пробе из скв. №17АБЛ. Плотность нефти 0,891 г/см³, вязкость при Р_{пл} = 15,5 МПа составляет 24,8 мПа·с, газосодержание 13,1 м³/т, Р_{нас} = 2,01 МПа. В составе растворенного газа из углеводородов преобладает метан –

23,47 %моль, этана и пропана – 22,98 и 28,80 %моль соответственно. Содержание азота 7,01 %моль, углекислого газа 0,65 %моль. Содержание гелия составляет 0,008 %моль, что значительно ниже кондиционного значения (0,035 %моль). Сероводород в составе газа отсутствует.

Свойства пластовой нефти пласта D3f кыновского горизонта изучены по 1 пробе из скв. №7116. Плотность нефти 0,880 г/см³, вязкость при $R_{пл} = 18,2$ МПа составляет 18,37 мПа·с, газосодержание 15,7 м³/т, $R_{нас} = 1,57$ МПа. В растворенном газе пласта D3tm содержание метана - 21,91 %моль, этана - 24,57 %моль и пропана - 31,63 %моль. Содержание азота 5,72 %моль, углекислого газа незначительное - 0,04 %моль. Сероводород в составе газа отсутствует.

Нефть пласта D3rs пашийского горизонта изучена по 1 пробе из скв. №7107. Плотность разгазированной нефти 0,893 г/см³, вязкость 13,59 мПа·с при $R_{пл} = 18,37$ МПа, газосодержание 21,2 м³/т, $R_{нас} = 3,63$ МПа. В составе газа, растворенного в нефти, содержится метана 36,31 %моль, этана – 14,50 %моль, пропана – 22,74 %моль. Сероводород в составе газа отсутствует.

Физико-химические свойства пластовой и разгазированной нефти приведены в таблице 1.7.

Таблица 1.7 – Свойства пластовой и дегазированной нефти продуктивных пластов

Параметр	Среднее значение
Бобриковский горизонт (пласт C _{1rd} +C _{1bb})	
Свойства пластовой нефти	
Давление пластовое, МПа	
Температура пластовая, °С	
Давление насыщения нефти газом, МПа	
Газосодержание нефти (стандартная сепарация), м ³ /т	
Газовый фактор нефти при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т	
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³	
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа.с	
Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 10 ⁻⁴ /МПа	
Плотность растворенного газа в стандартных условиях, кг/м ³	
- при однократном (стандартном) разгазировании	
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	
Плотность дегазированной нефти в стандартных условиях, кг/м ³	
- при однократном (стандартном) разгазировании	
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	
Объемный коэффициент, единиц	
Количество исследованных глубинных проб (скважин)	
Свойства дегазированной нефти	
Плотность дегазированной нефти по поверхностным пробам, кг/м ³	893
Вязкость дегазированной нефти по поверхностным пробам, мПа.с	
- при 20°С	45,22
- при 50°С	
Температура застывания дегазированной нефти, °С	
Массовое содержание, %:	
- серы	2,6
- смол силикагелевых	18,97
- асфальтенов	9,62
- парафинов	3,74
Содержание микрокомпонентов, г/т:	
- ванадий	
- никель	
Температура начала кипения, °С	
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %:	
- до 100 °С	
- до 150 °С	
- до 200 °С	
- до 250 °С	
- до 300 °С	
Количество исследованных поверхностных проб (скважин)	2(1)

Продолжение таблицы 1.7

Параметр	Среднее значение
Кизеловский горизонт (пласт С ₁ t)	
Свойства пластовой нефти	
Давление пластовое, МПа	15,5
Температура пластовая, °С	26
Давление насыщения нефти газом, МПа	2,01
Газосодержание нефти (стандартная сепарация), м ³ /т	13,1
Газовый фактор нефти при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т	
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³	891
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа.с	24,8
Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 10 ⁻⁴ /МПа	52
Плотность растворенного газа в стандартных условиях, кг/м ³	
- при однократном (стандартном) разгазировании	
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	
Плотность дегазированной нефти в стандартных условиях, кг/м ³	899
- при однократном (стандартном) разгазировании	
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	
Объемный коэффициент, единиц	1,028
Количество исследованных глубинных проб (скважин)	1(1)
Свойства дегазированной нефти	
Плотность дегазированной нефти по поверхностным пробам, кг/м ³	901
Вязкость дегазированной нефти по поверхностным пробам, мПа.с	
- при 20°С	53,11
- при 50°С	
Температура застывания дегазированной нефти, °С	
Массовое содержание, %:	
- серы	2,5
- смол силикагелевых	20,92
- асфальтенов	4,52
- парафинов	3,21
Содержание микрокомпонентов, г/т:	
- ванадий	169
- никель	
Температура начала кипения, °С	73
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %:	
- до 100 °С	4,9
- до 150 °С	9,3
- до 200 °С	14,3
- до 250 °С	21,6
- до 300 °С	27,4
Количество исследованных поверхностных проб (скважин)	2(1)

Продолжение таблицы 1.7

Параметр	Среднее значение
Кыновский горизонт (пласт D ₂ f)	
Свойства пластовой нефти	
Давление пластовое, МПа	18,2
Температура пластовая, °С	34
Давление насыщения нефти газом, МПа	1,57
Газосодержание нефти (стандартная сепарация), м ³ /т	15,7
Газовый фактор нефти при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т	
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³	880
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа.с	18,37
Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 10 ⁻⁴ /МПа	62,4
Плотность растворенного газа в стандартных условиях, кг/м ³	
- при однократном (стандартном) разгазировании	
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	
Плотность дегазированной нефти в стандартных условиях, кг/м ³	895
- при однократном (стандартном) разгазировании	
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	
Объемный коэффициент, единиц	1,041
Количество исследованных глубинных проб (скважин)	1(1)
Свойства дегазированной нефти	
Плотность дегазированной нефти по поверхностным пробам, кг/м ³	909
Вязкость дегазированной нефти по поверхностным пробам, мПа.с	
- при 20°С	103,24
- при 50°С	
Температура застывания дегазированной нефти, °С	
Массовое содержание, %:	
- серы	2,85
- смол скинжагелевых	22,72
- асфальтенов	
- парафинов	2,22
Содержание микрокомпонентов, г/т:	
- ванадий	238
- никель	65
Температура начала кипения, °С	73
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %:	
- до 100 °С	4,9
- до 150 °С	9,3
- до 200 °С	14,3
- до 250 °С	21,6
- до 300 °С	27,4
Количество исследованных поверхностных проб (скважин)	32(21)

Продолжение таблицы 1.7

Параметр	Среднее значение
Пашийский горизонт (пласт D _{3ps})	
Свойства пластовой нефти	
Давление пластовое, МПа	
Температура пластовая, °С	33
Давление насыщения нефти газом, МПа	3,63
Газосодержание нефти (стандартная сепарация), м ³ /т	21,2
Газовый фактор нефти при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т	
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³	867
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа.с	13,59
Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 10 ⁻⁴ /МПа	72
Плотность растворенного газа в стандартных условиях, кг/м ³	
- при однократном (стандартном) разгазировании	
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	
Плотность дегазированной нефти в стандартных условиях, кг/м ³	893
- при однократном (стандартном) разгазировании	
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	
Объемный коэффициент, единиц	1,061
Количество исследованных глубинных проб (скважин)	1(1)
Свойства дегазированной нефти	
Плотность дегазированной нефти по поверхностным пробам, кг/м ³	901
Вязкость дегазированной нефти по поверхностным пробам, мПа.с	
- при 20°С	53,79
- при 50°С	
Температура застывания дегазированной нефти, °С	
Массовое содержание, %:	
- серы	3,1
- смол силикагелевых	18,39
- асфальтенов	4,33
- парафинов	2,21
Содержание микрокомпонентов, г/т:	
- ванадий	
- никель	
Температура начала кипения, °С	62
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %:	
- до 100 °С	8,6
- до 150 °С	14,7
- до 200 °С	21,8
- до 250 °С	29,6
- до 300 °С	38,3
Количество исследованных поверхностных проб (скважин)	4(3)

1.7 Запасы углеводородов

Х нефтяное месторождение открыто в YYYY году. В 1960 году был выполнен первый оперативный подсчет запасов нефти и газа (протокол ГКЗ № М от YYYYг.) по результатам бурения поисково-разведочных скважин. По мере получения новых данных поисково-разведочного и эксплуатационного бурения запасы нефти и газа неоднократно пересматривались, подсчитывались в оперативном порядке и ставились на баланс РФ.

В 2009 г. с целью уточнения начальных геологических запасов нефти, геологического строения залежей месторождения на основе материалов бурения 22 поисковых и разведочных и 21 эксплуатационных скважин, сейсморазведочных работ МОГТ 2D (1992-1995гг.), и результатов эксплуатации скважин был выполнен «Подсчет запасов нефти, растворенного газа, ТЭО КИН продуктивных пластов Х месторождения на основе геологического и гидродинамического моделирования» (протокол ГКЗ РФ № 2168-дсп от YYYYг.).

Начальные геологические запасы нефти по категории С1 составили 1911 тыс.т, по категории С2 592 тыс.т; запасы растворенного газа 29 и 8 млн.м3 соответственно. Запасы нефти категории С2 составляют 23,7 %, от всех запасов месторождения.

Сводная таблица подсчетных параметров и начальных запасов нефти и растворенного газа по Х месторождению приведена в таблице 1.8.

Состояние запасов нефти и растворенного газа по Х месторождению приведено, соответственно, в таблице 1.9.

Таблица 1.8 - Сводная таблица подсчетных параметров и начальных запасов нефти и растворенного газа по X месторождению

Пласт	Залежь	Зона насыщения	Категория запасов	Площадь нефтеносности	Средняя нефтенасыщенная толщина	Объем нефтесодержащих пород	Коэффициенты			Плотность нефти	Начальные геол. запасы нефти	Газо-содержание	Начальные геол. запасы раств. газа
				тыс.м ²	м		тыс.м ³	пористости	нефте-насыщенности				
C_{1rd}+C_{1bb}	Залежь 1	ВНЗ	C₁	613	1,3	817	0,18	0,80	0,985	0,878	102	9,80	1
C_{1t}	Залежь пачки СТкз1	НЗ	C ₁	910	1,3	1210	0,1	0,77	0,973	0,899	81	13,1	1
		ВНЗ	C ₁	190	0,8	150	0,1	0,77	0,973	0,899	10	13,1	-
		Всего:	C₁	1100	1,2	1360	0,1	0,77	0,973	0,899	91	13,1	1
		НЗ	C ₂	1130	1,2	1370	0,1	0,77	0,973	0,899	92	13,1	1
		ВНЗ	C ₂	471	1	453	0,1	0,77	0,973	0,899	31	13,1	-
		Всего:	C₂	1601	1,1	1823	0,1	0,77	0,973	0,899	123	13,1	1
	Залежь пачки СТкз2	НЗ	C ₁	1308	1,3	1647	0,1	0,72	0,973	0,899	104	13,1	1
		ВНЗ	C ₁	387	1,5	563	0,1	0,72	0,973	0,899	35	13,1	-
		Всего:	C₁	1695	1,3	2210	0,1	0,72	0,973	0,899	139	13,1	1
	Итого по пласту	НЗ	C ₁	2218	1,3	2857	0,1	0,74	0,973	0,899	185	13,1	2
		ВНЗ	C ₁	577	1,2	713	0,1	0,73	0,973	0,899	45	13,1	-
		Всего:	C₁	2795	1,3	3570	0,1	0,74	0,973	0,899	230	13,1	2
НЗ		C ₂	1130	1,2	1370	0,1	0,77	0,973	0,899	92	13,1	1	
ВНЗ		C ₂	471	1	453	0,1	0,77	0,973	0,899	31	13,1	-	
Всего:		C₂	1601	1,1	1823	0,1	0,77	0,973	0,899	123	13,1	1	
D_{3f}	Залежь 1	НЗ	C ₁	9245	1,2	10913	0,18	0,86	0,961	0,895	1453	15,7	23
		НЗ	C ₂	2997	1,2	3521	0,18	0,86	0,961	0,895	469	15,7	7

Продолжение таблицы 1.8

Пласт	Залежь	Зона насыщения	Категория запасов	Площадь нефтеносности	Средняя нефтенасыщенная толщина	Объем нефтесодержащих пород	Коэффициенты			Плотность нефти	Начальные геол. запасы нефти	Газо-содержание	Начальные геол. запасы раств. газа
				тыс.м ²	м		тыс.м ³	пористости	нефте-насыщенности				
D_{3ps}	Залежь 1	НЗ	C ₁	706	1,1	795	0,16	0,81	0,943	0,893	87	21,2	2
		ВНЗ	C ₁	451	0,8	358	0,16	0,81	0,943	0,893	39	21,2	1
		Всего:	C₁	1157	1	1153	0,16	0,81	0,943	0,893	126	21,2	3
Итого по месторождению:													
		НЗ	C ₁	-	-	14565	-	-	-	-	1725	-	27
		ВНЗ	C ₁	-	-	1888	-	-	-	-	186	-	2
		Всего:	C₁	-	-	16453	-	-	-	-	1911	-	29
		НЗ	C ₂	-	-	4891	-	-	-	-	561	-	8
		ВНЗ	C ₂	-	-	453	-	-	-	-	31	-	-
		Всего:	C₂	-	-	5344	-	-	-	-	592	-	8

Таблица 1.9 - Состояние запасов нефти X месторождения

Пласт	Утвержденные ГКЗ Роснедра, протокол №2168-дсп от 31.03.2010 г.						На государственном балансе на 01.01.2013 г.						Остаточные запасы нефти					
	геологические запасы, тыс.т		извлекаемые запасы, тыс.т		КИН		геологические запасы, тыс.т		извлекаемые запасы, тыс.т		КИН		геологические запасы, тыс.т		извлекаемые запасы, тыс.т		КИН	
	В+С ₁	С ₂	В+С ₁	С ₂	В+С ₁	С ₂	В+С ₁	С ₂	В+С ₁	С ₂	В+С ₁	С ₂	В+С ₁	С ₂	В+С ₁	С ₂	В+С ₁	
C _{1rd} +C _{1bb}	102	-	38	-	0,373	-	102	-	38	-	0,373	-	77	-	13	-	0,245	
C _{1t}	230	123	65	35	0,278	0,278	230	123	65	35	0,278	0,278	206	123	41	35	0,104	
D _{3f}	1453	469	580	187	0,399	0,399	1453	469	580	187	0,399	0,399	1199	469	326	187	0,175	
D _{3ps}	126	-	49	-	0,388	0,388	126	-	49	-	0,388	0,388	106	-	29	-	0,159	
Итого по место- рождению	1911	592	732	222	0,372	0,367	1911	592	732	222	0,372	0,367	1588	592	409	222	0,169	

2. ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Основные этапы проектирования разработки месторождения

Месторождение открыто в УУУУ г., введено в разработку в УУУУ г.

Всего на разработку месторождения составлено три проектных документов.

1. В 1971 г. составлена «Технологическая схема разработки X нефтяного месторождения».

2. В 1978 году была составлена «Уточненная технологическая схема разработки X нефтяного месторождения».

3. Действующим проектным документом является «Технологическая схема разработки X нефтяного месторождения», выполненная ООО «ИК Б» в УУУУ г. (протокол ЦКР Роснедра № М от УУУУ г.) [1], со следующими принципиальными положениями и технологическими показателями:

- выделение трех объектов разработки:

1 объект – бобриковский горизонт пласт $C_{1rd}+C_{1bb}$ визейского яруса;

2 объект – турнейский ярус пласты $C_{1tkz1} + C_{1kz2}$ ниже-верзне кизеловского горизонта;

3 объект – кыновский горизонт пласт D_{3f} франского яруса.

- бурение 22 добывающих скважины, в т. ч. 4 горизонтальные, перевод 5 скважин под нагнетание, 4 скважины - в водозаборные;

- проведение в 4-х нагнетательных скважинах ГРП;

- применение методов увеличения нефтеизвлечения (МУН) - ;

- проектный уровень добычи нефти – 42,9 тыс.т (2010 г.);

- проектный уровень отбора жидкости - 126 тыс.т (2023 г.);

- проектный уровень закачки воды – 108,4 тыс. м³;

- проектный срок разработки – 2051 год;

- конечный КИН – 0,354 доли ед.

В 2009 г. с целью уточнения начальных геологических запасов нефти, геологического строения залежей месторождения на основе материалов бурения 22 поисковых и разведочных и 21 эксплуатационных скважин,

сейсморазведочных работ МОГТ 2D (1992-1995гг.), и результатов эксплуатации скважин был выполнен «Подсчет запасов нефти, растворенного газа, ТЭО КИН продуктивных пластов X месторождения на основе геологического и гидродинамического моделирования» (протокол ГКЗ РФ № 2168-дсп от 31.03.2010г.). [2].

Начальные геологические запасы нефти по категории C_1 составили 1911 тыс.т, по категории C_2 592 тыс.т; запасы растворенного газа 29 и 8 млн.м³ соответственно. Запасы нефти категории C_2 составляют 23,7 %, от всех запасов месторождения.

2.2 Характеристика текущего состояния разработки месторождения

2.2.1 Сопоставление проектных и фактических показателей разработки

Объектами разработки X нефтяного месторождения на сегодняшний день являются песчаники бобриковского горизонта – пласт $C_{1rd}+C_{1bb}$, карбонаты кизеловского горизонта - пачки C_{1tkz1} и C_{1tkz2} , терригенные отложения кыновского горизонта – пласт D_{3f} , песчаники пашийского горизонта – пласт D_{3ps} .

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки за период 2008–2012 гг. представлено только в целом по месторождению, согласно работы «Технологическая схема разработки X нефтяного месторождения»[1], поскольку в протоколе ЦКР ЦКР Роснедра №3303 от 08.12.2004 г. показатели по объектам разработки не приведены.

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению за период 2008–2012 гг. представлено в таблице 2.1 и на рисунке 2.1.

Отклонения фактических и проектных основных показателей разработки по месторождению и факторный анализ влияния на добычу УВ представлено на рисунках 2.2-2.3.

За анализируемый период фактическая годовая добыча нефти отличается от проектной на 0,7 – 33,4 %, как в сторону увеличения, так и отставания

Следует отметить, что на месторождении фактически осуществлялось опережающее бурение проектного фонда скважин, в 2008 году фактически введены 2 новые скважины, в результате, согласно проектного документа, пробурено 21наклонно-направленная эксплуатационная скважина, по проекту эксплуатационное разбуривание планировалось закончить в 2010 году, включая 4 горизонтальные скважины.

В тоже время, в связи с опозданием формирования системы ППД, которое началось только в 2007 году, когда были переведены под нагнетание скв. №№7110 и 7114 кыновского горизонта, фактические дебиты скважин по нефти и жидкости оказались ниже проектных в 1,5 – 2,7 раза (2008-2010гг.) в последующие два года разрыв сократился за счет эффективной закачки и проведения ГТМ на объектах разработки.

В рассматриваемый период 2008-2012гг. наблюдается расхождение фактических показателей выше и ниже проектных значений, которые изменяются в пределах: по добыче нефти от -14 тыс.т до прироста 6,1 тыс.т (-33,4 -15%), по добыче жидкости фактические уровни ниже проектных и расхождение составляло от – 31,7 до 3,2 тыс.т (45,5-7,4%).

Данное расхождение при большем фактическом действующем фонде скважин обусловлено более высокими проектными дебитами скважин по жидкости.

Обводненность продукции по проекту, кроме 2008 г., на протяжении 2009–2012 гг. заметно превышает фактические величины, расхождение составило 9,5-25% (абс.%).

Добыча нефти в 2008г, несмотря на больший фактический действующий фонд добывающих скважин (факт-22, проект -13), ниже проектной величины на 3,7 тыс. т или на 9,8%. Причиной является, как указывалось выше, более низкие фактические дебиты по нефти - меньше в

2,5 раза. При этом фактическая добыча жидкости, благодаря большому фонду добывающих скважин, близка к проектной величине и составила 40,3 тыс.т, что меньше проекта на 3,2 тыс.т. Фактический средний дебит скважин по нефти за 2008г. держится на уровне 4,3 т/сут., это меньше проектного значения на 6,3 т/сут, по жидкости – 5,1 т/сут. – меньше проектного на 7,1 т/сут. Обводненность продукции добывающих скважин в 2008 году выше проектной величины на 2,1% (абс.). Фонд нагнетательных скважин по проекту должен составлять 4 скважины, что больше фактического количества на две скважины, поэтому годовой фактический объем закачки отстает от проектного на 12 тыс. м³ и составила 30,2 тыс.м³. И, как следствие, накопленная фактическая компенсация отборов закачкой ниже проектной и составляет 15% (по проекту – 24,3%). За счет превышения фонда добывающих скважин фактическая накопленная добыча нефти по состоянию на 01.01.2009г. составила 171,4 тыс.т., что меньше проектного значения всего на 1,9 тыс. т. Фактическая накопленная добыча жидкости составила 266,3 тыс.т., что больше проектного значения на 2,5 тыс. т., это результат обводнения продукции скважины №3НУР в начальный период эксплуатации кыновского горизонта вплоть до 2004г., когда была устранена негерметичность э/к на глубине 413 м. источника поступления воды сверху.

В 2009 году, несмотря на проведение в 4 скважинах ГТМ на пашийском и кыновском объектах, таких как ТГХВ, ПГДБК и оптимизация подвесок НКТ и штанг на УШГН, продолжается тенденция отставания фактических уровней добычи нефти и жидкости, добыча нефти в 2009г, ниже проектной величины на 14,1 тыс. т (факт – 28 тыс.т, проект 42 тыс.т) или на 33,4%, жидкости – на 23 тыс.т или на 40,9% (факт – 33,1тыс.т, проект 53,4 тыс.т). Причиной снижения фактических уровней добычи является выбытие 3 скважин под закачку, несоответствие фактических и проектных дебитов как по нефти, так и по жидкости, по причине закономерного снижения пластового давления по кыновскому объекту (основному по объему добычи УВ). Фактический средний дебит скважин по нефти за 2009г. снизился и

составил 3,7 т/сут., меньше проектного значения на 5 т/сут, по жидкости – 4,4 т/сут. – меньше проектного на 7,3 т/сут. Фактическая обводненность продукции добывающих скважин в 2009 году ниже проектной величины на 9,5% (абс.) и составила 16% (по проекту – 25%). Фонд нагнетательных скважин по факту соответствует проекту и составил 5 скважин, что соответствует проектным решения по количеству перевода скважин в ППД и формированию, хотя и с опозданием, системы ППД. В 2009г. были переведены под нагнетание скв. №№7115, 7118, 7122. Фонд добывающих скважин превышает проектный на одну скважину и составил 19 скважин. По проекту введены 7 новых скважин, включая горизонтальные. Годовой фактический объем закачки отстает от проектного на 14,7тыс. м3 и составила 43,8 тыс.м3. Фактическая накопленная добыча нефти по состоянию на 01.01.2010г. составила 199,4тыс.т., что меньше проектного значения всего на 16 тыс. т или на 7,4%.

В 2010 году тенденция отставания фактических уровней добычи нефти и жидкости сохраняется, хотя по сравнению с 2009 г. разрыв по уровню добычи нефти сократился на 5%. Благодаря проведенным ГТМ в 2010г. в 5 скважинах (1ГРП, и 4 операции по оптимизации параметров СК), а также продолжающемуся эффекту от ГТМ предыдущего года, добыча нефти в 2010 г. составила 32,2 тыс.т , ниже проектной величины на 12,8 тыс.т (проект 45 тыс.т) или на 28,5%, жидкости – на 31,7 тыс.т или на 45,5% (факт – 38тыс.т, проект 69,7 тыс.т).Фактический средний дебит скважин по нефти за 2010г. по сравнению с 2009 г. возрос, но все же ниже проектного значения и составил 4,8 т/сут., меньше проектного значения на 2,4 т/сут, по жидкости – 5,7 т/сут. – меньше проектного на 5,5 т/сут. Фактическая обводненность продукции добывающих скважин в 2010 году также ниже проектной величины на 20% (абс.) и составила 15% (по проекту – 35%). Фонд добывающих скважин составил 19 скважин, по проекту - 18. По проекту введена последняя новая скважина. Годовой фактический объем закачки отстает от проектного на 9,7 тыс. м3 и составила 58,3 тыс.м3, по сравнению с

предыдущим годом разрыв сократился. Фактическая накопленная добыча нефти по состоянию на 01.01.2011г. составила 231,5тыс.т., что меньше проектного значения на 28,8 тыс. т или на 11%.

Добыча нефти в 2011г., после проведенных 3 ГТМ по оптимизации параметров СК, 1 ГРП, и перестрела интервала пласта продуктивного на основном объекте разработки на кыновском горизонте и эффекта от ГТМ (ГРП) 2010г., практически соответствует проектной величины и составляет 44,1 тыс.т, по проекту 44,4тыс.т.

В результате проведенного ГТМ, наблюдается сокращения разрыва фактических дебитов по нефти относительно проектных, разница составила 0,6 т/сут (проект- 7,1, факт -6,5т/сут.), фактический дебит жидкости меньше проектного значения на 4,9 т/сут и составил 8,7 т/сут. по проекту 13,6 т/сут. Фактическая обводненность продукции по факту – 26%, по проекту 48%.

По уровню добычи жидкости наблюдается по прежнему отставание от проекта, ниже проектного значения на 25,4 тыс.т или на 30 % (факт – 59,3 тыс.т, проект – 84,7 тыс.т).

Несвоевременное формирование системы ППД, обусловило отставание по закачке воды, которая составила в 2011 году 53,7 тыс.м3 вместо проектной – 78,2 тыс.м3, при этом накопленная компенсация ниже проектной на 7,3 % (абс.) или на 14%.

Наращивание объемов проведения ГТМ на объектах разработки, дополнительно в 2012 году проведено 4 ГРП и 2 операции по оптимизации режимов работы СК, привело к тому, что объем добычи нефти в 2012г. вырос по сравнению с 2011г. и превысил проектные уровни на 6,1 тыс.т и составила 46,8 тыс.т, по проекту 40,8 тыс.т

В результате проведенного ГТМ, наблюдается увеличение фактических дебитов по нефти относительно проектных на 1т/сут, который составил 7,5 т/сут, по проекту 6,5 т/сут, фактический дебит жидкости меньше проектного значения на 4,3 т/сут и составил 11т/сут. по проекту 15,3

т/сут. Фактическая обводненность продукции по факту – 32%, по проекту 57%.

По уровню добычи жидкости наблюдается по прежнему отставание от проекта, ниже проектного значения на 26 тыс.т или на 27,5% (факт – 69,1 тыс.т, проект – 95,3тыс.т).

Отставание по закачке воды сократилось и составляет в 2012 году 66,8 тыс.м3 вместо проектной – 86 тыс.м3, при этом накопленная компенсация ниже проектной на 6,4% (абс.) или на 11%, при этом наметилась тенденция от эффективной закачки роста пластового давления по кынскому объекту разработки.

Таблица 2.1 - Сопоставление проектных и фактических показателей разработки в целом

Показатели	2 008		2 009		2 010		2 011		2 012	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти, всего, тыс.т	37,7	34,0	42,0	28,0	45,0	32,2	44,4	44,1	40,8	46,8
В том числе из: переходящих скважин	35,9	31,0	39,4	28,0	44,3	32,2	44,4	44,1	40,8	46,8
новых скважин	1,8	3,0	2,6		0,7					
механизованных скважин	37,7	34,0	42,0	28,0	45,0	32,2	44,4	44,1	40,8	46,8
Ввод новых добывающих скважин, всего	5	2	7		1					
В т.ч.: из эксплуатационного бурения	5	2	7		1					
Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут.	2,3	4,2	2,6		2,0					
Среднее число дней работы новой скважины	159	351	139		333					
Средняя глубина новой скважины, м	1940	1940	1940		1450					
Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	9,7	3,8	13,6		1,5					
В т.ч.: добывающие скважины	9,7	3,8	13,6		1,5					
Расч. вр. работы нов.скв. пред. года в данном году, скв.дни	1640	3280	1640	656	2296		328			
Расч. доб. нефти из нов.скв.предыд. года в данном году, тыс.т	7,2	17,1	3,7	2,8	6,1		0,7			
Добыча нефти из переходящ. скважин предыд. г., тыс.т	24,5	16,9	35,9	31,0	39,4	28,0	44,3	32,2	44,4	44,1
Расч. добыча нефти из переход. скв. данного г., тыс.т	31,6	34,0	39,6	33,8	45,5	28,0	45,0	32,2	44,4	44,1
Ожид.добыча нефти из переход. скв. данного года, тыс.т	35,9	31,0	39,4	28,0	44,3	32,2	44,4	44,1	40,8	46,8
Изменение добычи нефти из переход.скв., тыс.т	4,2	-2,9	-0,2	-5,8	-1,2	4,2	-0,6	11,9	-3,7	2,7
Процент изменения добычи нефти из переход. скв., %	13,4	-8,7	-0,4	-17,2	-2,6	15,1	-1,3	37,1	-8,3	6,2
Мощность новых скважин, тыс.т	4,1	3,1	6,7		0,7					
Выбытие добывающих скважин	2		2	3	1		0		0	
В т.ч. под закачку	1		1	3	0		0		0	
Фонд добывающих скважин на конец года	13	22	18	19	18	19	18	19	18	19
В том числе : нагнетательных в обработке										
Действ.фонд добыв.х скв. на конец года	13	22	18	19	18	19	18	19	18	19
Фонд механизированных скважин	13	22	18	19	18	19	18	19	18	19
Ввод нагнетательных скважин	1		1	3						
Выбытие нагнетательных скважин										
Фонд нагнетательных скважин на конец года	4	2	5	5	5	5	5	5	5	5
Действ. фонд нагнетат. скважин на конец года	4	2	5	5	5	5	5	5	5	5
Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут.	12,2	5,1	11,7	4,4	11,2	5,7	13,6	8,7	15,3	11
Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут.	15,0	4,8	14,0	4,4	11,3	5,7	13,6	8,7	15,3	11
Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут.	2,3	5,3	2,7		8,6					
Ср. обводненность продукции действ. фонда скв., %	13	15	25	16	35	15	48	26	57	32
Ср. обводненность продукции переход. скважин, %	13,8	15,3	26,2	15,6	33,7	15,2	47,5	25,6	57,2	32,2
Средняя обводненность продукции новых скважин, %	2,0	6,3	2,0		76,6		0,0		0,0	
Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут.	10,6	4,3	8,8	3,7	7,2	4,8	7,1	6,5	6,5	7,5
Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	12,9	4,7	10,3		7,5		7,1		6,5	
Средняя приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут.	40,3	46,3	42,2	44,7	39,2	32,1	45,1	30,2	49,5	53,4
Добыча жидкости, всего, тыс.т	43,5	40,3	56,0	33,1	69,7	38,0	84,7	59,3	95,3	69,1
В т.ч.: из переходящих скважин, тыс.т	41,6	36,6	53,4	33,1	66,9	38,0	84,7	59,3	95,3	69,1
из новых скважин, тыс.т	1,8	3,7	2,6		2,8					
механизованным способом, тыс.т	43,5	40,3	56,0	33,1	69,7	38,0	84,7	59,3	95,3	69,1
Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	263,8	266,3	319,8	299,3	389,5	337,3	474,2	396,6	569,5	465,7
Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	173,3	171,4	215,3	199,4	260,3	231,5	304,7	275,6	345,5	322,5
Коэффициент нефтеизвлечения	0,066	0,090	0,082	0,104	0,099	0,121	0,116	0,144	0,131	0,169
Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	23,9	23,4	29,7	27,2	35,9	31,6	42,1	37,7	47,7	44,1
Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов	5,2	4,6	5,8	3,8	6,2	4,4	6,1	6,0	5,6	6,4
Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов	6,4	6,1	7,6	5,2	8,8	6,4	9,6	9,7	9,7	11,4
Закачка рабочего агента, тыс.м ³ /год	41,95	30,20	58,52	43,80	67,97	58,30	78,22	53,7	86	66,8
Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. м ³	71	44	129	88	197	146	276	199,8	361	266,5
Компенсация отбора : текущая, %	84,5	65,9	93,0	116,2	88,2	134,9	85,1	80,7	84,2	87,0
с нач.разработки,%	24,3	14,9	36,5	26,4	45,7	38,9	52,6	45,2	57,8	51,4

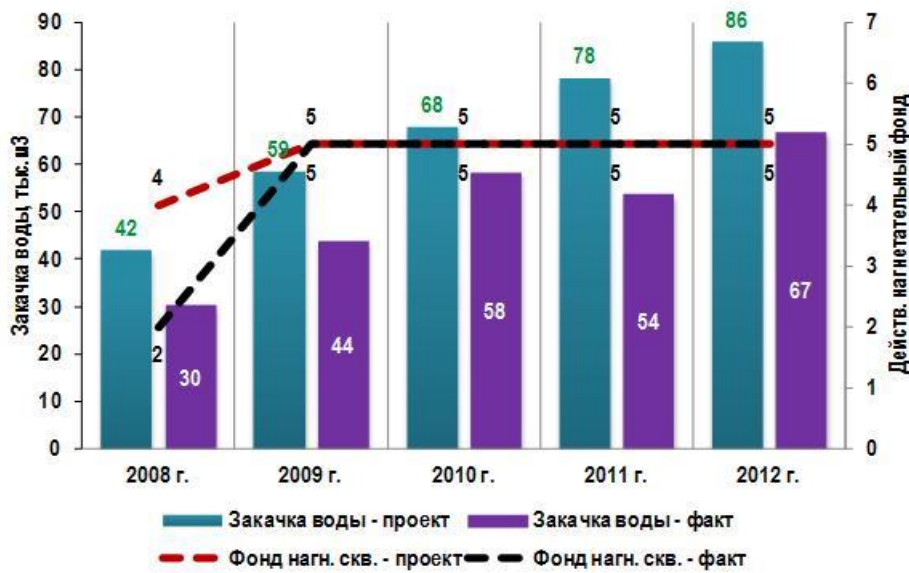
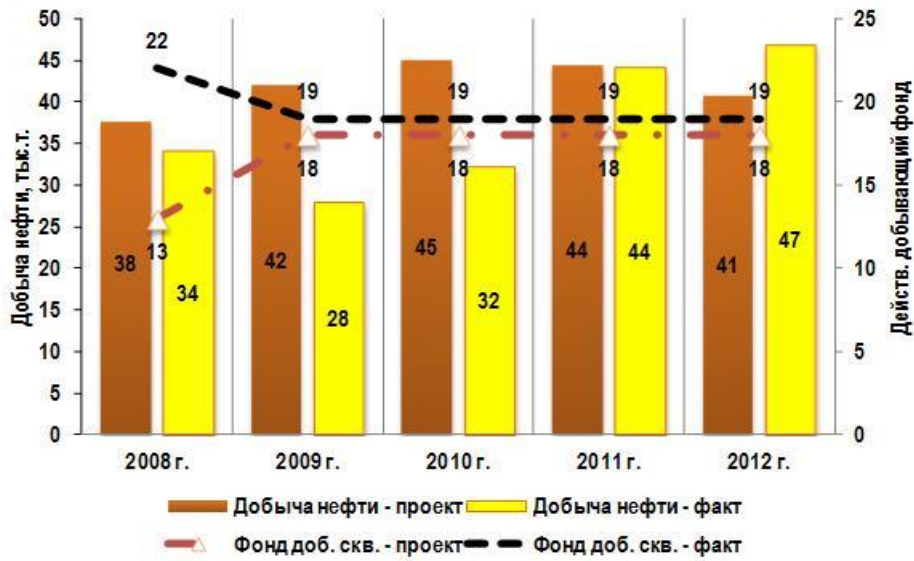


Рисунок 2.1 - Сопоставление основных проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению

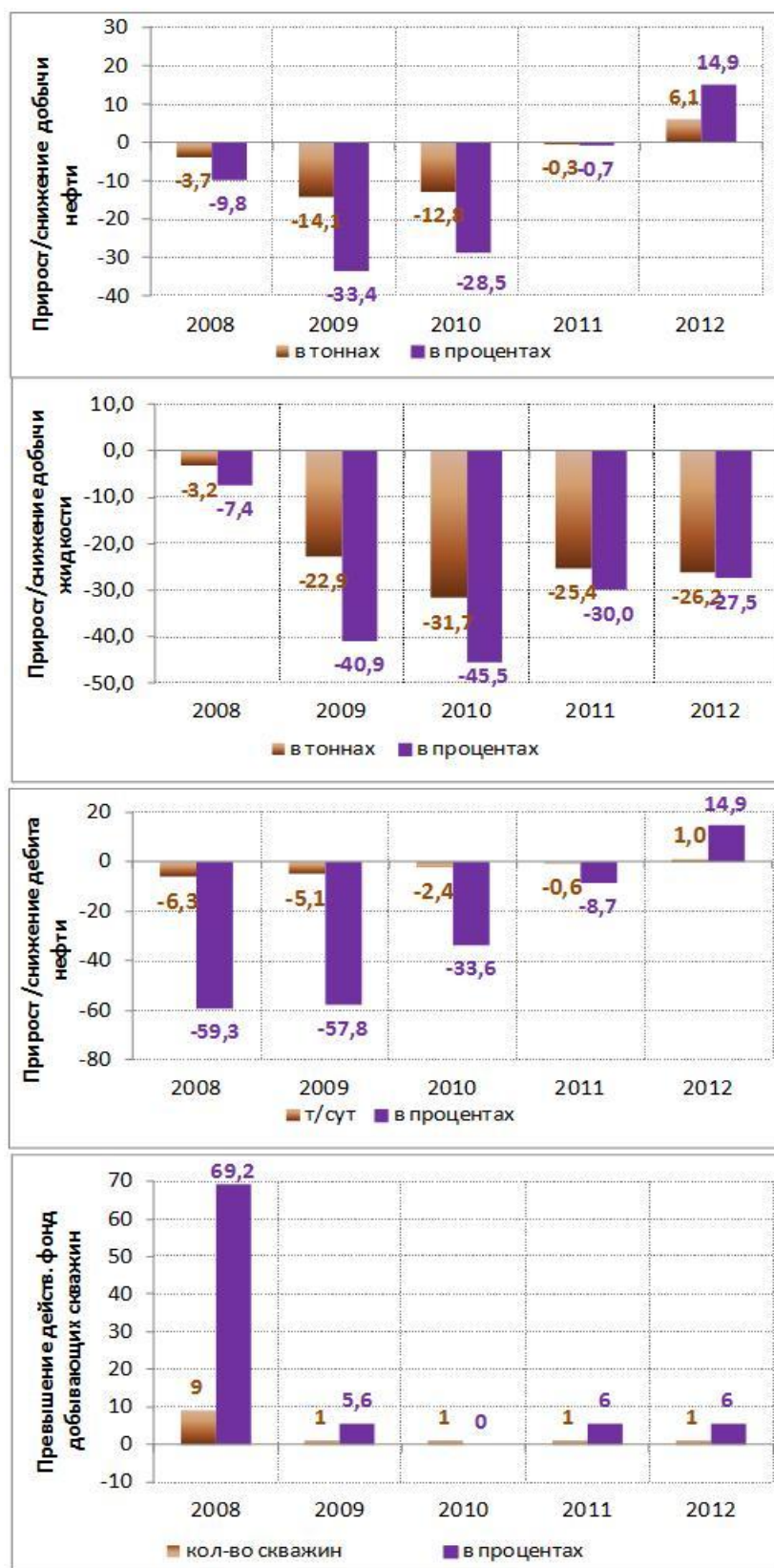


Рисунок 2.2 - Отклонения фактических основных показателей разработки по месторождению от проектных

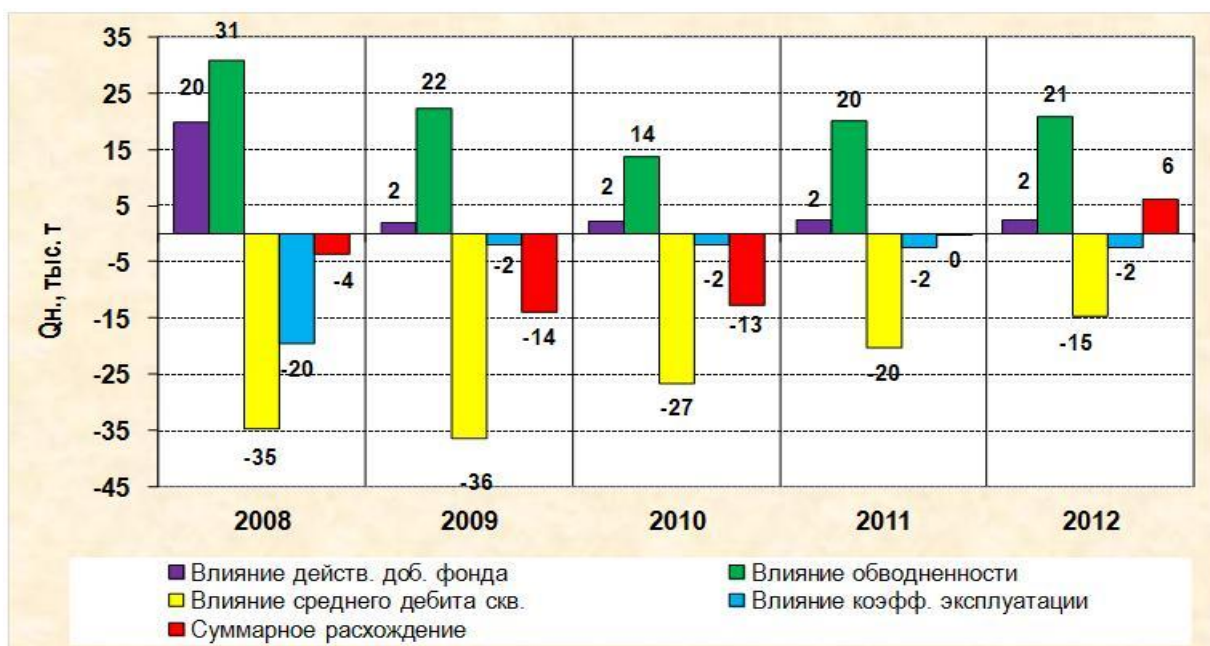


Рисунок 2.3 – Факторный анализ разработки месторождения

Из приведенного на рисунке 4.3 факторного анализа по объекту следует, что основными факторами превышения уровней добычи нефти в 2012 гг. являются влияние фонда скважин, малая обводненность добываемой продукции скважин.

2.3 Анализ текущего состояния разработки

2.3.1 Характеристика фонда

В действующем проектном документе предусматривается разработка месторождения путем разбуривания залежи кыновского горизонта по треугольной сетке 400×400 м, бурение 4 ГС, всего должно быть пробурено 21ННС скважина, что и было осуществлено, кроме реализации конструкции по четырем скважинам (ГС).

Разработка турнейского яруса по проекту предполагалась с применением ППД по скв. №17АБЛ и перевод 2 добывающих скважин с кыновского объекта, фактически добыча ведется одной скважиной №17АБЛ.

Разработка бобриковского горизонта предусматривается на естественном режиме, бурение и ввод одной добывающей скважины, фактически добыча ведется одной скважиной №2НУР.

Проектный фонд по бурению по состоянию на YYYYг. практически реализован, кроме бурения на бобриковском горизонте.

Характеристика фонда скважин по объектам разработки и месторождению в целом представлена в таблице 2.2.

По состоянию на YYYY г на X нефтяном месторождении пробурено 43 скважины, в т.ч. 19 добывающих, 18 ликвидированных, 1 водозаборную и 5 нагнетательные

Бобриковский горизонт разрабатывается 1 добывающей скважиной.

Кизеловский горизонт турнейского яруса разрабатывается 1 добывающей скважиной, пробурено – 2, ликвидировано после бурения – 1.

Кыновский горизонт разрабатывается 16 добывающими скважинами, пробурено – 26, ликвидировано после бурения – 5, переведено под закачку - 5.

Пашийский горизонт разрабатывается 1 добывающей скважиной, пробурено – 8, ликвидировано после бурения – 7.

Таблица 2.2 - Характеристика фонда скважин по состоянию на YYYY г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	C _{1rd+} C _{1bb}	C _{1t}	D _{3f}	D _{3ps}	D _{2ml}	всего
Фонд добывающих скважин	Пробурено	1	2	26	8	1	38
	Всего	1	2	26	8	1	38
	В том числе:	-	-	-	-	-	-
	Действующие	1	1	16	1	-	19
	из них: фонтанные	-	-	-	-	-	-
	ЭЦН	-	-	-	-	-	-
	ПГН	1	1	16	1	-	19
	Бездействующие	-	-	-	-	-	-
	Переведены под закачку	-	-	5	-	-	5
	Ликвидированные	-	1	5	7	-	13
	Водозаборные	-	-	-	-	1	1
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	-	-	-	-	-	-
	Переведены из добывающих	-	-	5	-	-	5
	Всего	-	-	5	-	-	5
	В том числе:	-	-	-	-	-	-
	Под закачкой	-	-	5	-	-	5
	Ликвидированные	-	-	-	-	-	-
	Всего пробуренных скважин	1	2	26	8	1	38

2.3.2 Анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации

Показатели эксплуатации скважин, их текущее состояние на УУУУ г. приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Показатели эксплуатации фонда скважин X нефтяного месторождения на УУУУ г.

Номер скважины	Дата ввода	Пласт	Залежь	Нефтенасыщенная толщина, м	Начальные дебиты, т/сут		Начальная обводненность, %	Текущие дебиты, т/сут		Текущая обводненность, %	Накопленная добыча, тыс.т		Накопленный ВНФ, т/т	Время работы скважины, лет
					нефти	жидкости		нефти	жидкости		нефти	жидкости		
Бобриковский горизонт														
2НУР	06.1974	C ₁ rd+C ₁ bb	1	3,6	2,7	2,7	0	2,57	9,1	71,7	24,765	92,544	2,7	35
Итого по C1vl			1 скв.								24,765	92,544	2,7	-
Квезловский горизонт														
17АБЛ	05.1988	C1tkz1	1	2,2	7,5	9,1	17,4	0,86	2,1	58,7	24,005	38,064	0,59	24
17АБЛ	05.1988	C1tkz2	1	3,6										
Итого C1tkz1-C1tkz2			1 скв./л скв.*								24,005	38,064	0,59	-
Кыновский горизонт														
1НУР	05.1974	D ₃ f	1	4,2	9	9	0	38,81	47,48	18,26	82,627	94,594	0,14	39
3НУР	05.1974	D ₃ f	1	2,2	4	4	0	0,74	0,83	10,93	23,086	35,835	0,55	34
7101	04.2006	D ₃ f	1	2	8	8	0	10,15	11,50	11,72	18,492	19,65	0,06	7
7102	01.2007	D ₃ f	1	1,1	5,52	5,92	6,7	1,47	1,58	7,06	7,068	7,396	0,05	6
7103	07.2006	D ₃ f	1	1	6,9	6,9	0	0,45	0,49	8,64	4,213	4,456	0,06	7
7104	08.2007	D ₃ f	1	1,2	4,39	4,71	6,85	1,40	2,26	37,86	2,19	3,035	0,39	6
7105	07.2007	D ₃ f	1	1,2	4,33	4,63	6,56	2,03	2,19	7,09	4,031	4,233	0,05	6
7109	06.2006	D ₃ f	1	1,4	1,07	1,14	6,25	11,94	12,88	7,30	27,456	29,374	0,07	7
7112	12.2007	D ₃ f	1	1	1,43	5,57	74,36	0,12	1,07	89,01	0,466	3,893	7,35	6
7115-нагн.	11.2007	D ₃ f	1	1,8	2,4	2,72	11,94	0,00	0,00	0,00	0,815	0,902	0,11	6
7116	09.2005	D ₃ f	1	3,6	1,12	1,23	9,09	19,80	105,91	81,30	29,095	49,866	0,71	8
7117	01.2008	D ₃ f	1	1,6	7,48	7,74	3,33	3,15	3,51	10,41	5,222	5,523	0,06	5
7118-нагн.	10.2005	D ₃ f	1	3,6	4,28	4,62	7,46	0,00	0,00	0,00	5,217	5,578	0,07	8
7120	05.2007	D ₃ f	1	2,2	4,48	4,8	6,67	13,79	18,94	27,20	15,052	17,263	0,15	6
7122-нагн.	07.2007	D ₃ f	1	3,6	4,26	4,65	8,33	0,00	0,00	0,00	2,44	2,552	0,05	6
7123	09.2007	D ₃ f	1	2,6	4,61	4,93	6,33	7,04	7,91	11,00	7,931	8,5	0,07	6
7124	11.2007	D ₃ f	1	1,8	3,24	3,76	13,75	9,72	12,85	24,42	7,707	9,648	0,25	6
7125	12.2007	D ₃ f	1	3,2	3,86	4,35	11,3	2,05	2,23	8,46	3,1	3,361	0,08	6
7126	01.2008	D ₃ f	1	1,8	5,38	5,52	2,67	0,25	0,27	7,61	2,378	2,554	0,07	5
7110-нагн.	08.2006	D ₃ f	1	2	4,43	4,74	6,45	0,00	0,00	0,00	3,752	4,023	0,07	7
7114-нагн.	11.2005	D ₃ f	1	1,6	3,66	4,05	9,68	0,00	0,00	0,00	1,037	1,093	0,05	8
Итого по D3tm			21 скв./5 скв.**		5,7	5,7	0	7,84	14,86	47,28	253,373	313,328	0,24	-
Пашинский горизонт														
7107	10.2006	D ₃ ps	1	1,4	5,6	5,9	5,1	12,15	13,05	6,87	20,352	21,781	0,07	7
Итого по D3ps			1 скв.								20,352	21,781	0,07	-
Итого по месторождению			24 скв./л скв.* /5 скв.**					7,47	13,86	46,07	322,495	465,716	0,44	-
* Количество совместных скважин.														
** Количество нагнетательных скважин, переведенных из добывающих.														

Распределение скважин по текущим дебитам жидкости, нефти и обводненности, а также по накопленной добыче нефти и жидкости по объектам и в целом по месторождению приводится в таблицах 4.5- 4.9 и рисунках 4.4-4.8.

По состоянию на YYYY года в действующем фонде скважин находятся 19 скважин.

По бобриковскому горизонту (пласт C_{1rd}+C_{1bb}) по состоянию на YYYY г. пробурена одна скважина (№2НУР), которая находится в действующем фонде. Скважина среднедебитная: дебит по жидкости составляет 8,4 т/сут, текущая обводненность 74,1%, среднегодовая, за 2012 год – 71,7%.

По пачке C_{1t} по состоянию на YYYY г. пробурена одна скважина, №17АБЛ.Скважина находится в действующем фонде. Скважина малодебитная: дебит по жидкости составляет 2,1 т/сут, текущая обводненность 52,4%, среднегодовая за 2012 г. – 58,8%.

По пласту D_{3ps} по состоянию на YYYY г. пробурена 1 скважина, №7107.Скважина находится в действующем добывающем фонде. Скважина среднедебитная: дебит по жидкости составляет 13,5 т/сут, текущая обводненность невысокая и составляет 10,6%, среднегодовая за 2012 г. – 6,8%.

По пласту D_{3f} по состоянию на YYYY г. в действующем фонде числятся 16 скважин. Малодебитный фонд скважин составляет 7 скважин, что составляет 43,7% от действующего фонда скважин.

Среднедебитный фонд составляет 37,5%, скважины эксплуатируются с дебитами по жидкости от 5 до 15 т/сут. Скважины малообводненные, 62,5 % действующего фонда скважин эксплуатируются с обводненностью добываемой продукции до 20%.

С относительно высокими дебитами по жидкости эксплуатируются скважины: №1НУР, дебит по жидкости которой составляет 39,5 м³/сут.,

№7116 - дебит по жидкости составляет 52,9 м³/сут. и №7124 -дебит по жидкости составляет 25 м³/сут.

Как видно из данных таблицы 4.5, в целом по месторождению дебиты по нефти семи скважин (36,8%) составляют от 0,1 до 2 т/сут, дебиты по нефти остальных скважин находятся в интервале от 5 до 35 т/сут. Обводненность добываемой продукции скважин в основном до 20%, что составляет 57,9% от действующего фонда скважин.

Как видно из данных таблицы 4.6, в целом по месторождению дебиты по жидкости девяти скважин (47,4%) составляют от 0,1 до 5м³/сут.

С дебитами по жидкости в интервале 10,1-25 м³/сут. эксплуатируются семь скважин, что составляет 36,8% от действующего фонда скважин.

Две скважины эксплуатируются с дебитом по жидкости более 25 м³/сут.

Распределение скважин по накопленной добыче нефти в целом по месторождению (таблица 2.4 и рисунок 2.4) показывает, что из 24 скважин, перебивавших в эксплуатации, три скважины имеют накопленную добычу нефти менее 2 тыс.т., семь скважин –от 2 до 5 тыс.т., пять скважин от 5 до 10 тыс.т., две скважины - от 10 до 20 тыс.т. и шесть скважин – от 20 до 30 тыс.т., одна скважина более 30 тыс.т.

Таблица 2.4 - Распределение действующего фонда скважин по интервалам дебитов нефти и обводненности по состоянию на УУУУг.

Дебит нефти, т/сут.	Обводненность, %							Всего:
	0-20	20.1-40	40.1-60	60.1-80	80.1-90	90.1-95	>95	
C₁v₁								
2,1-5	0	0	0	1	0	0	0	1
Всего	0	1	0	1	0	0	0	1
C₁tkz₁								
0-2	0	0	1	0	0	0	0	1
Всего	0	0	1	0	0	0	0	1
D₃tm								
0-2	5	0	0	0	1	0	0	6
2,1-5	1	0	0	0	0	0	0	1
5,1-10	1	0	1	0	0	0	0	2
10,1-15	3	1	0	0	0	0	0	4
15,1-20	0	1	0	0	0	0	0	1
20,1-30	0	0	1	0	0	0	0	1
30,1-35	0	1	0	0	0	0	0	1
Всего	10	3	2	0	1	0	0	16
D₃ps								
10-15	1	0	0	0	0	0	0	1
Всего	1	0	0	0	0	0	0	1
по месторождению								
0-2	5	0	1	0	1	0	0	7
2,1-5	1	0	0	1	0	0	0	2
5,1-10	1	0	1	0	0	0	0	2
10,1-15	4	1	0	0	0	0	0	5
15,1-20	0	1	0	0	0	0	0	1
20,1-30	0	0	1	0	0	0	0	1
30,1-35	0	1	0	0	0	0	0	1
Итого:	11	3	3	1	1	0	0	19

Распределение скважин по накопленной добыче жидкости в целом по месторождению приводится в таблице 2.4. Графически распределение скважин по интервалам накопленной добычи жидкости представлено на рисунке 2.4.

Накопленные показатели по добыче жидкости менее 5 тыс.т. получены по десяти скважинам, что составляет 41,7%. По пяти скважинам (20,8%) добыто 5-10 тыс.т. нефти. Всего 4 скважинами, что составляет от всего фонда скважин 16,6%, добыто с начала разработки 20-30 тыс.т. жидкости. Накопленные показатели по добыче жидкости 30-50 тыс.т. получены по трем скважинам, что составляет 12,5%.

Более 50 тыс.т. жидкости добыто 2 -скважинами, что составляет от всего фонда скважин 8,3%.

Таким образом, более половины фонда скважин, что составляет 15 единиц (62,5%) с накопленными показателями по добыче жидкости до 11 тыс.т.

Таблица 2.5 - Распределение действующего фонда скважин по интервалам дебитов жидкости и обводненности по состоянию на YYYYг.

Дебит жидкости, м ³ /сут.	Обводненность, %							Всего:
	0-20	20.1-40	40.1-60	60.1-80	80.1-90	90.1-95	>95	
C₁v₁								
0-5	0	0	0	0	1	0	0	1
Всего	0	0	0	0	1	0	0	1
C₁tkz₁								
0-5	0	0	1	0	0	0	0	1
Всего	0	0	1	0	0	0	0	1
D₃tm								
0-5	6	0	0	0	1	0	0	7
5,1-10	1	0	0	0	0	0	0	1
10,1-15	2	0	0	0	0	0	0	2
15,1-20	1	1	1	0	0	0	0	3
20,1-25	0	1	0	0	0	0	0	1
25,1-40	0	1	0	0	0	0	0	1
40,1-55	0	0	1	0	0	0	0	1
Всего	10	3	2	0	1	0	0	16
D₃ps								
10,1-15	1	0	0	0	0	0	0	1
Всего	1	0	0	0	0	0	0	1
по месторождению								
0-5	6	0	1	0	2	0	0	9
5,1-10	1	0	0	0	0	0	0	1
10,1-15	3	0	0	0	0	0	0	3
15,1-20	1	1	1	0	0	0	0	3
20,1-25	0	1	0	0	0	0	0	1
25,1-40	0	1	0	0	0	0	0	1
40,1-55	0	0	1	0	0	0	0	1
Всего	11	3	3	0	2	0	0	19

Таблица 2.6 - Распределение скважин по интервалам накопленной добычи нефти

Интервалы накопленной добычи нефти, тыс.т.	Объект				По месторождению в целом
	C ₁ v ₁	C ₁ tkz ₁	D ₃ tm	D ₃ ps	
< 2	0	0	3	0	3
2,1-5	0	0	7	0	7
5,1-10	0	0	5	0	5
10,1-20	0	0	2	0	2
20,1-30	1	1	3	1	6
80-90	0	0	1	0	1
Всего	1	1	21	1	24

Таблица 2.7 - Распределение скважин по интервалам накопленной добычи жидкости

Интервалы накопленной добычи жидкости, тыс.т.	Объект				По месторождению в целом
	C_{1v_1}	C_{1tkz_1}	D_{3tm}	D_{3ps}	
< 5	0	0	10	0	10
5,1-10	0	0	5	0	5
10,1-20	0	0	2	0	2
20,1-30	0	0	1	1	2
30,1-50	0	1	2	0	3
50,1-100	1	0	1	0	2
Всего	1	1	21	1	24



Рисунок 2.4 - Распределение действующего фонда скважин по интервалам дебитов жидкости

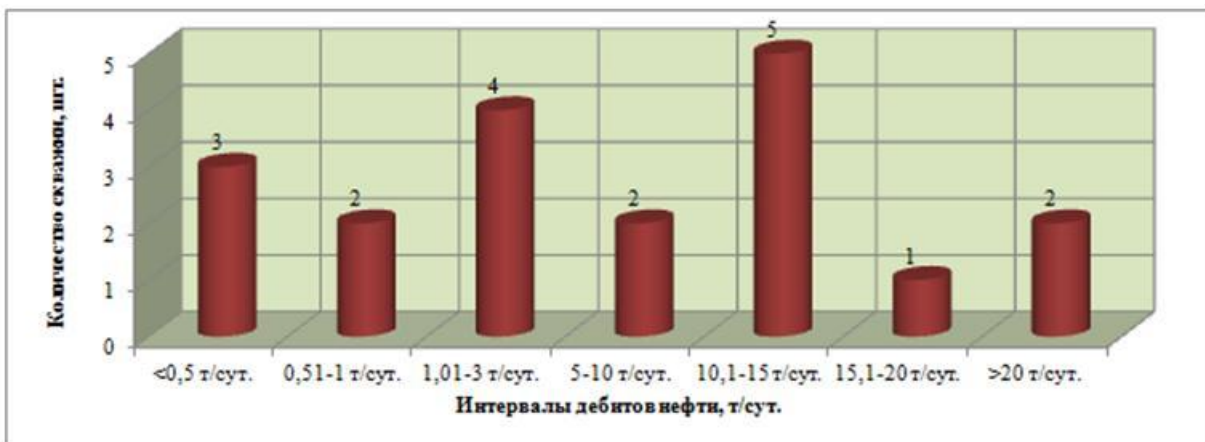


Рисунок 2.5 - Распределение действующего фонда скважин по интервалам дебитов нефти

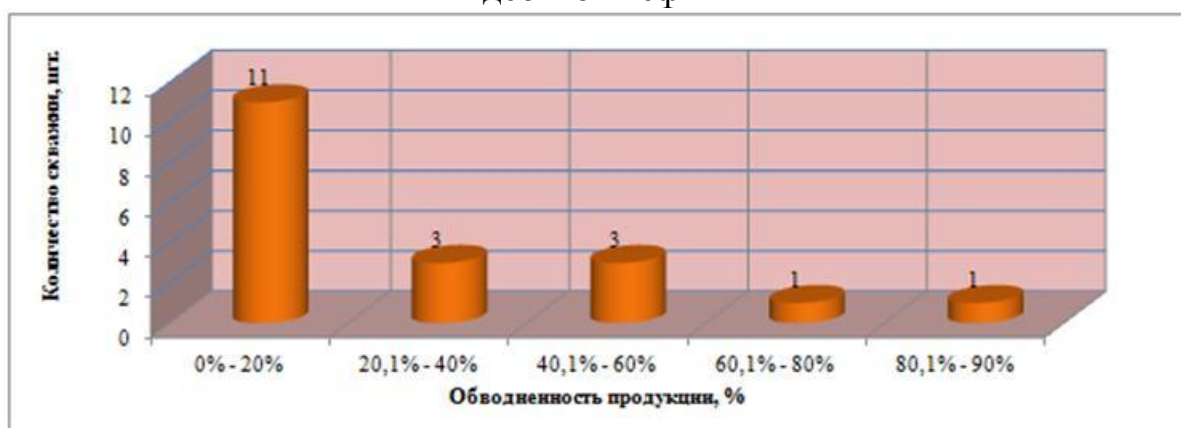


Рисунок 2.6 - Распределение действующего фонда скважин по интервалам обводненности



Рисунок 2.7 - Распределение фонда скважин по интервалам накопленной добычи нефти

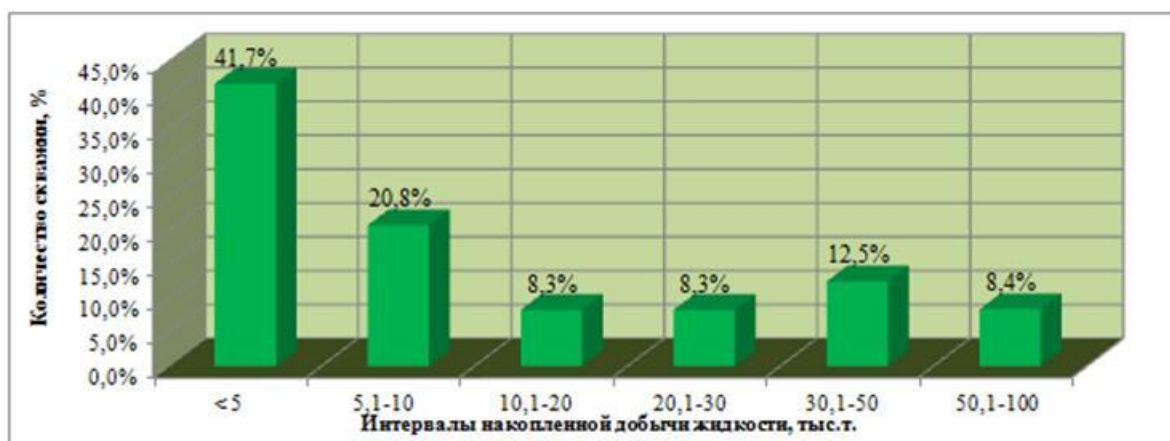


Рисунок 2.8 - Распределение фонда скважин по интервалам накопленной добычи жидкости

2.3.3 Анализ показателей разработки по месторождению и объектам разработки

Разработка месторождения осуществляется с YYYY года. YYYY нефтяное месторождение вступило в разработку с безводной нефтью.

Динамика основных показателей разработки месторождения определяется динамикой пласта D_3f кынского горизонта, являющимся основными по запасам нефти. Динамика основных показателей разработки месторождения показана на рисунке 4.9.

На нефтяном месторождении с начала эксплуатации в добывающем фонде перебивало 21 скважина. По состоянию на YYYY г. в добывающем фонде числится 19 скважин, 16 из которых на объекте D_3f .

Максимальный уровень добычи нефти в целом по месторождению был достигнут в 2012 г., за счет успешных ГТМ (ГРП) и составил 46,8 тыс.т при темпе отбора от начальных извлекаемых запасов 6,4%. По состоянию на YYYY г. в целом по месторождению добыто 322,5 тыс.т нефти и 465,7 тыс.т жидкости, текущий КИН равен 0,169 (BC1), отбор от НИЗ – 44,1%, при накопленном водонефтяном факторе 0,44 т/т.

Действующий фонд добывающих скважин в целом по месторождению составляет 19 скважин и 5 нагнетательных скважин.

В отчетном 2012 г. на месторождении было добыто 46,8 тыс.т нефти и 69,1 тыс.т жидкости. Дебиты скважин действующего фонда составили: по нефти – 7,5 т/сут; по жидкости – 11 т/сут. Обводненность добывающего фонда – 32,2 %. Система ППД внедрена в апреле 2007г. на один объект пласт D3tm вводом двух скважин №№7110 и 7114 и в 2009 г. вводом еще трех №№7115, 7118, 7122. Накопленная закачка на объекте составила 266,5 тыс.м³.

За время разработки месторождения отмечается период роста обводненности в связи с обводнением продукции скважины №3НУР, причиной оказалась негерметичность обсадной колонны, что подтвердилось проводимыми на месторождении промысловыми ГИС, в 2004 г. негерметичность была устранена.

Рост добычи нефти с 2006 по 2012 гг. обусловлен массовым вводом новых 2005-2006 гг. скважин и проведением ГТМ (ГРП, оптимизация работы скважин), а также формирование внутриконтурного заводнения на объекте D_{3f}.

Основные технологические показатели разработки X месторождения представлены в таблице 2.8. Распределение накопленной и годовой добычи нефти по объектам разработки месторождения представлены на рисунке 2.9.

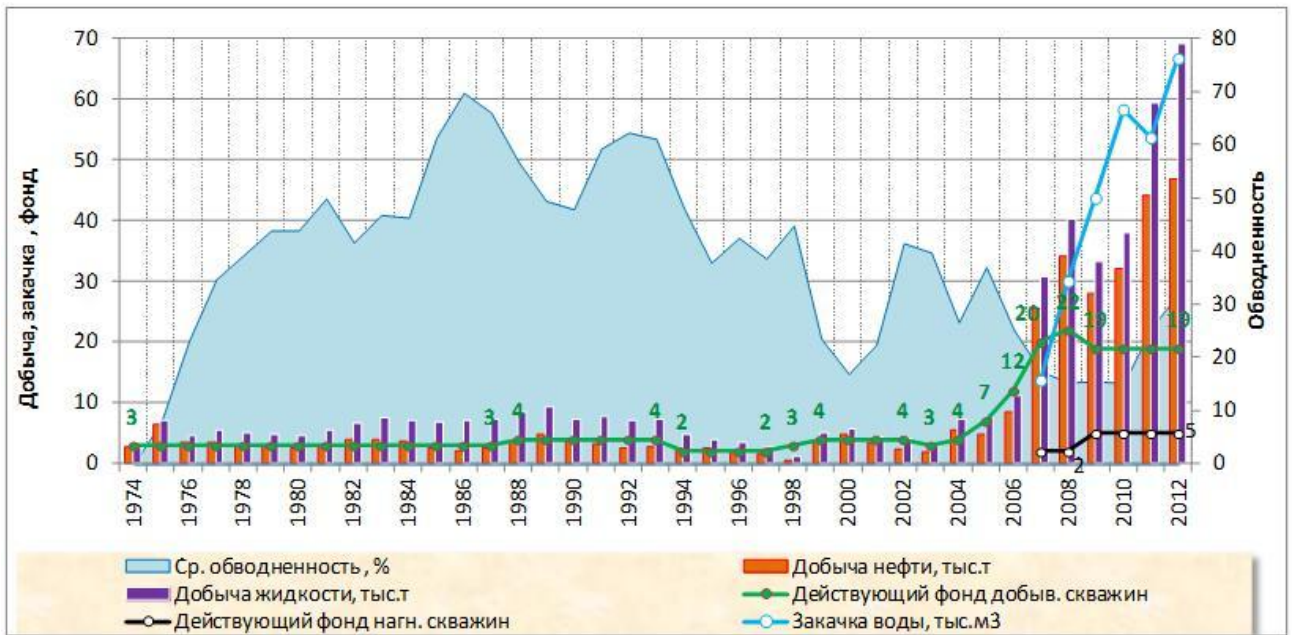


Рисунок 2.9 - Динамика основных показателей разработки месторождения

Таблица 2.8 - Основные технологические показатели разработки X месторождения

Годы	Действующий фонд скважин на конец года		Годовая добыча, тыс.т			Накопленная добыча, тыс.т			Средний дебит, т/сут		Обводненность вес. %	Отбор от НИЗ, %	КИН (BCI)	Темп отбора от НИЗ, %	ВНФ накопл.	Закачка воды, тыс.м ³		Средняя приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	Компенсация, %		
	нефтяные	нагнетательные	нефти	воды	жидкости	нефти	воды	жидкости	нефти	жидкости						за год	с начала разработки		за год	с начала разработки	
1974	3	0	2,9	0,0	2,9	2,9	0	2,9	4,7	4,7	0	0,4	0,002	0,4	0						
1975	3	0	6,5	0,6	7,1	9,4	0,6	10	6,7	7,3	8	1,3	0,005	0,9	0,06						
1976	3	0	3,6	1,1	4,7	13	1,6	14,6	4,4	5,7	23,1	1,8	0,007	0,5	0,12						
1977	3	0	3,6	1,9	5,5	16,5	3,5	20,1	3,9	6	34,8	2,3	0,009	0,5	0,22						
1978	3	0	3,1	2,0	5,1	19,6	5,5	25,2	2,8	4,7	39,4	2,7	0,010	0,4	0,29						
1979	3	0	2,8	2,2	4,9	22,4	7,7	30,1	2,6	4,7	44	3,1	0,012	0,4	0,34						
1980	3	0	2,6	2,1	4,7	25	9,8	34,8	2,4	4,4	44	3,4	0,013	0,4	0,39						
1981	3	0	2,7	2,7	5,4	27,7	12,5	40,2	2,6	5,2	50	3,8	0,014	0,4	0,45						
1982	3	0	3,9	2,8	6,7	31,6	15,3	46,9	4,2	7,2	41,7	4,3	0,017	0,5	0,48						
1983	3	0	4,0	3,6	7,6	35,6	18,8	54,5	3,9	7,3	46,9	4,9	0,019	0,5	0,53						
1984	3	0	3,8	3,3	7,1	39,4	22,1	61,5	3,6	6,7	46,4	5,4	0,021	0,5	0,56						
1985	3	0	2,6	4,2	6,9	42,1	26,3	68,4	2,5	6,4	61,4	5,8	0,022	0,4	0,62						
1986	3	0	2,2	5,0	7,2	44,3	31,3	75,6	2	6,7	69,9	6,1	0,023	0,3	0,71						
1987	3	0	2,5	4,8	7,3	46,7	36,1	82,9	2,3	6,7	66,1	6,4	0,024	0,3	0,78						
1988	4	0	3,6	4,8	8,4	50,3	40,9	91,3	2,8	6,6	56,8	6,9	0,026	0,5	0,82						
1989	4	0	4,8	4,7	9,4	55,1	45,6	100,7	3,3	6,6	49,5	7,5	0,029	0,7	0,83						
1990	4	0	3,8	3,5	7,3	58,9	49,1	108	2,7	5,1	48	8,0	0,031	0,5	0,83						
1991	4	0	3,2	4,7	7,9	62,1	53,7	115,8	2,2	5,4	59,4	8,5	0,032	0,4	0,86						
1992	4	0	2,6	4,4	7,0	64,7	58,1	122,8	1,9	5,1	62,4	8,8	0,034	0,4	0,90						
1993	4	0	2,8	4,5	7,3	67,5	62,6	130,1	2	5,1	61,2	9,2	0,035	0,4	0,93						
1994	2	0	2,5	2,3	4,9	70,1	64,9	135	2,7	5,3	48,2	9,6	0,037	0,3	0,93						
1995	2	0	2,5	1,5	4,0	72,5	66,4	139	3,4	5,5	37,9	9,9	0,038	0,3	0,92						
1996	2	0	2,0	1,5	3,5	74,5	67,9	142,5	3,2	5,5	42,6	10,2	0,039	0,3	0,91						
1997	2	0	1,7	1,1	2,9	76,3	69	145,3	3,2	5,2	38,7	10,4	0,040	0,2	0,90						
1998	3	0	0,6	0,5	1,1	76,9	69,5	146,4	3,3	6,1	44,9	10,5	0,040	0,1	0,90						
1999	4	0	3,8	1,2	5,0	80,7	70,7	151,4	4,5	5,9	23,6	11,0	0,042	0,5	0,88						
2000	4	0	4,7	1,0	5,7	85,5	71,7	157,2	3,9	4,7	17	11,7	0,045	0,6	0,84						
2001	4	0	3,4	1,0	4,4	88,9	72,7	161,6	2,5	3,2	22,5	12,1	0,047	0,5	0,82						
2002	4	0	2,4	1,7	4,0	91,2	74,4	165,6	2	3,4	41,6	12,5	0,048	0,3	0,82						
2003	3	0	1,9	1,2	3,1	93,1	75,6	168,7	1,7	2,8	39,8	12,7	0,049	0,3	0,81						
2004	4	0	5,5	2,0	7,4	98,6	77,6	176,2	4	5,5	26,7	13,5	0,052	0,7	0,79						
2005	7	0	4,9	2,9	7,9	103,5	80,5	184	3	4,8	37,1	14,1	0,054	0,7	0,78						
2006	12	0	8,4	2,9	11,3	111,9	83,3	195,3	2,7	3,7	25,3	15,3	0,059	1,1	0,75						
2007	20	2	25,4	5,3	30,7	137,3	88,7	226	5	6	17,4	18,8	0,072	3,5	0,65	13,8	13,8	53	50,3	17,4	
2008	22	2	34,1	6,2	40,3	171,4	94,9	266,3	4,3	5,1	15,4	23,4	0,090	4,7	0,55	30,2	43,92	46,3	78,2	37,3	
2009	19	5	28,0	5,2	33,1	199,4	100,0	299,3	3,7	4,4	15,6	27,2	0,104	3,8	0,50	43,8	87,7	44,7	151,1	44,75	
2010	19	5	32,2	5,8	38,0	231,5	105,8	337,3	4,8	5,7	15,2	31,6	0,121	4,4	0,46	58,3	146,0	32,1	168,1	63,31	
2011	19	5	44,1	15,2	59,3	275,6	120,9	396,6	6,5	8,7	25,6	37,7	0,144	6,0	0,44	53,7	199,8	30,2	95,22	69,58	
2012	19	5	46,8	22,3	69,1	322,5	143,2	465,7	7,5	11,0	32,2	44,1	0,169	6,4	0,44	66,8	266,5	53,4	98,79	75,15	

За период разработки месторождения в эксплуатации находилось четыре объекта:

- 1 объект – бобриковский горизонт пласт C_{1rd}+C_{1bb} визейского яруса;
- 2 объект – турнейский ярус C_{1t};
- 3 объект – кыновский горизонт пласт D_{3f} франского яруса;
- 4 объект - пашийский горизонт пласт D_{3ps}.

Объекты C₁rd+C₁bb и D₃f введены в разработку в 1974 году, объект C₁tkz1 +C₁tkz2 – в 1988 г., объект D₃ps– в 2006 г. По состоянию на YYYY г. добыча нефти ведется в основном с кыновского горизонта, остальные разрабатываются тремя скважинами в каждом объекте по одной скважине. На долю объекта D₃f приходится 78,6% от накопленной добычи нефти по месторождению (см.рис. 4.3.7), 6,3% накопленной добычи приходится на объект D₃ps, 7,4% – на объект C₁t, 7,7% – на объект C₁rd+C₁bb.

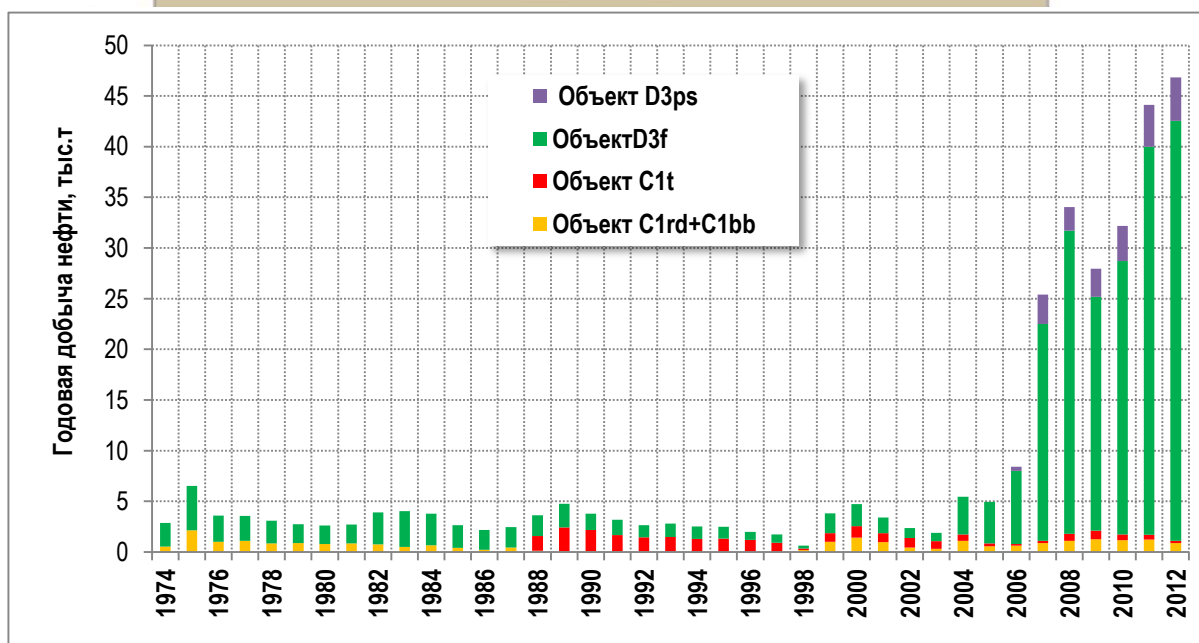


Рисунок 2.10-Распределение накопленной и годовой добычи нефти по объектам разработки X месторождения

Разработка бобриковского горизонта начата в 1974 г. вводом в эксплуатацию скв. №2НУР. Дебит по нефти снижался во времени с 2,7 т/сут в 1974 году до 0,1 т/сут в 1994 г. при дебите жидкости равном 6,9 т/сут.

Обводненность в 1974 – 1977 гг. оставалась в пределах 0 – 20 %, а затем произошло ее резкое возрастание до 31 % и продолжала расти, пока в 1988 г. не достигла 97 %. До мая 1994 г. обводненность колебалась в пределах 95 – 100 %, затем скважина была законсервирована. В сентябре 1998 г. скважину снова ввели в эксплуатацию с обводненностью 53 % и дебитами по нефти и жидкости соответственно 3,3 т/сут и 7,1 т/сут. Далее характерным являлось отсутствие тенденции роста обводненности продукции. Она, наоборот, снижалась до 4 – 20 %, пока в 2005 г. резко не подскочила до 79,3 % .

В 2012 г. обводненность составляет 71,7%, при дебитах: по нефти – 2,6 т/сут и по жидкости – 9,1 т/сут. Рост дебитов по нефти в 2007, 2011 гг объясняется проведением ГТМ по оптимизации параметров СК.

По мере падения пластового давления, объемы добычи нефти также снижались, в 1975 г. было добыто нефти - 2,2 тыс.т., при темпе отбора от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) 5,7 %, что было максимальным уровнем добычи нефти за весь период разработки.

Таблица 2.9 - Основные технологические показатели разработки объекта C1rd+C1bb

Годы	Действующий фонд	Добыто за год, тыс.т		Добыто с начала разработки, тыс.т		Средний дебит 1 скважины		Обводненность вес., %	Отбор от НИЗ,%	КИН (BC1)	Темп отбора от НИЗ,%	ВНФ накопл.
		нефти	жидкости	нефти	жидкости	по нефти, т/сут	по жидкости, т/сут					
1974	1	0,537	0,537	0,537	0,537	2,7	2,7	0	1,4	0,005	1,4	0
1975	1	2,159	2,299	2,696	2,836	6,3	6,7	6,1	7,1	0,026	5,7	0,1
1976	1	1,001	1,102	3,697	3,938	5,6	6,2	9,2	9,7	0,036	2,6	0,1
1977	1	1,114	1,612	4,811	5,55	3,6	5,2	30,9	12,7	0,047	2,9	0,2
1978	1	0,848	2,149	5,659	7,699	2,3	5,9	60,5	14,9	0,055	2,2	0,4
1979	1	0,886	2,582	6,545	10,281	2,6	7,5	65,7	17,2	0,064	2,3	0,6
1980	1	0,787	2,343	7,332	12,624	2,3	6,8	66,4	19,3	0,072	2,1	0,7
1981	1	0,847	2,61	8,179	15,234	2,5	7,7	67,5	21,5	0,080	2,2	0,9
1982	1	0,745	3,269	8,924	18,503	2,8	12,3	77,2	23,5	0,087	2,0	1,1
1983	1	0,514	3,912	9,438	22,415	1,5	11,2	86,9	24,8	0,093	1,4	1,4
1984	1	0,672	3,75	10,11	26,165	2	11,3	82,1	26,6	0,099	1,8	1,6
1985	1	0,399	3,761	10,509	29,926	1,2	11,1	89,4	27,7	0,103	1,1	1,8
1986	1	0,213	4,179	10,722	34,105	0,6	11,7	94,9	28,2	0,105	0,6	2,2
1987	1	0,443	4,283	11,165	38,388	1,2	11,8	89,7	29,4	0,109	1,2	2,4
1988	1	0,127	3,965	11,292	42,353	0,3	10,8	96,8	29,7	0,111	0,3	2,8
1989	1	0,109	3,525	11,401	45,878	0,3	9,7	96,9	30,0	0,112	0,3	3,0
1990	1	0,108	2,855	11,509	48,733	0,3	7,8	96,2	30,3	0,113	0,3	3,2
1991	1	0,059	2,791	11,568	51,524	0,2	7,8	97,9	30,4	0,113	0,2	3,5
1992	1	0,023	2,393	11,591	53,917	0,1	7,4	99	30,5	0,114	0,1	3,7
1993	1	0,024	2,559	11,615	56,476	0,1	7	99,1	30,6	0,114	0,1	3,9
1994	1	0,006	0,685	11,621	57,161	0,1	6,9	99,1	30,6	0,114	0,0	3,9
1995				11,621	57,161			99,1	30,6	0,114		3,9
1996				11,621	57,161			99,1	30,6	0,114		3,9
1997				11,621	57,161			99,1	30,6	0,114		3,9
1998	1	0,196	0,418	11,817	57,579	3,3	7,1	53,1	31,1	0,116	0,5	3,9
1999	1	1,01	1,195	12,827	58,774	4,9	5,8	15,5	33,8	0,126	2,7	3,6
2000	1	1,413	1,565	14,24	60,339	5	5,6	9,7	37,5	0,140	3,7	3,2
2001	1	0,974	1,147	15,214	61,486	2,8	3,3	15,1	40,0	0,149	2,6	3,0
2002	1	0,455	1,245	15,669	62,731	1,4	3,8	63,5	41,2	0,154	1,2	3,0
2003	1	0,303	0,784	15,972	63,515	1,2	3,2	61,4	42,0	0,157	0,8	3,0
2004	1	1,099	2,337	17,071	65,852	3,2	6,8	53	44,9	0,167	2,9	2,9
2005	1	0,554	2,672	17,625	68,524	1,5	7,4	79,3	46,4	0,173	1,5	2,9
2006	1	0,632	2,748	18,257	71,272	1,8	7,7	77	48,0	0,179	1,7	2,9
2007	1	0,875	3,891	19,132	75,163	2,4	10,8	77,5	50,3	0,188	2,3	2,9
2008	1	1,105	3,765	20,237	78,928	3,1	10,6	70,7	53,3	0,198	2,9	2,9
2009	1	1,265	3,753	21,502	82,669	3,5	10,3	66,3	56,6	0,211	3,3	2,8
2010	1	1,167	3,054	22,669	85,723	3,2	8,5	61,8	59,7	0,222	3,1	2,8
2011	1	1,225	3,748	23,894	89,471	3,4	10,5	67,3	62,9	0,234	3,2	2,7
2012	1	0,871	3,073	24,765	92,544	2,6	9,1	71,7	65,2	0,243	2,3	2,7

За 2012 г. добыто 0,871 тыс.т. нефти или 2,3 % от НИЗ и 3,1 тыс.т жидкости.

На УУУУ г. с начала разработки изпласта добыто 24,8 тыс.т нефти, 92,6 тыс.т жидкости, отбор от НИЗ составляет 65,2%, текущий КИН равен 0,243 % при накопленном водонефтяном факторе (ВНФ) 2,7 т/т.

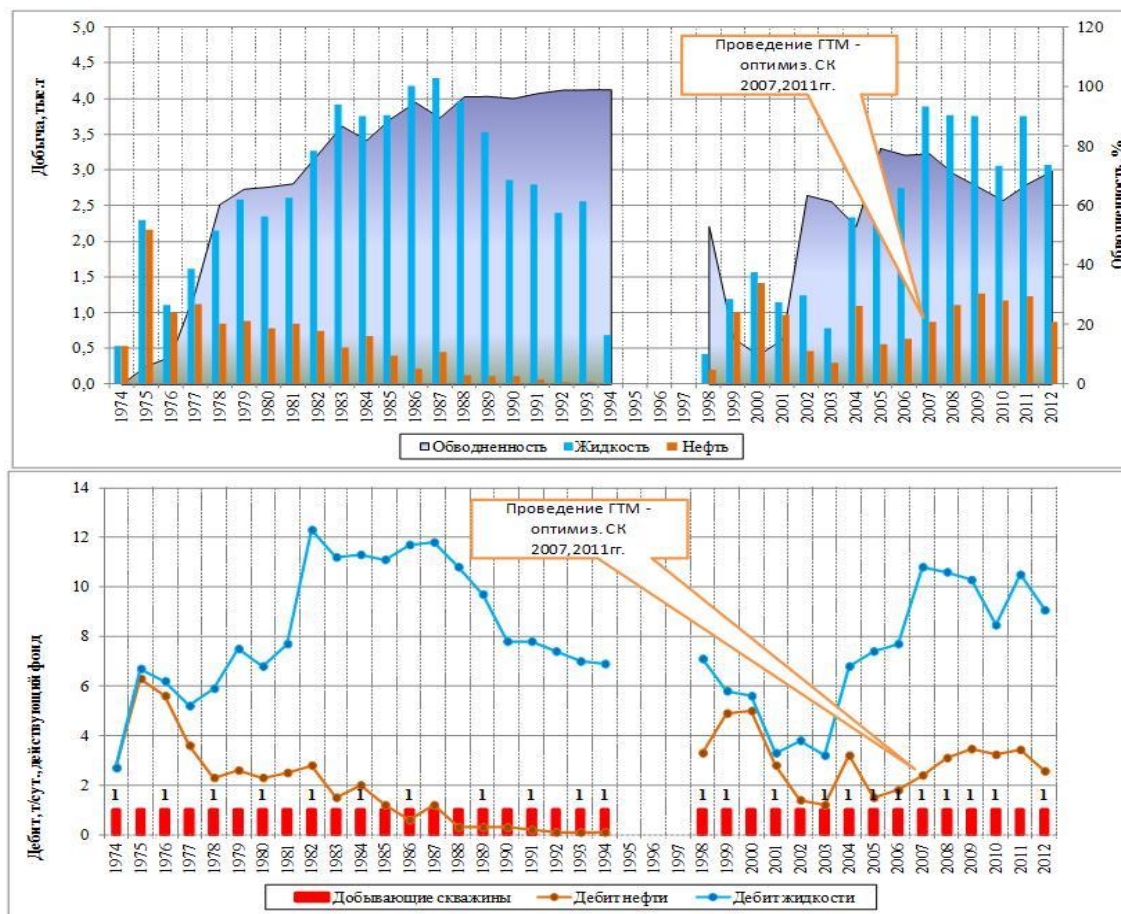


Рисунок 2.11 - Динамика основных показателей разработки объекта C1rd+C1bb

Объект C1t Разработка кизеловского горизонта начата в 1988 г. пуском в эксплуатацию скв. №17АБЛ с обводненностью 17,4 %. Освоена скважина с применением кислотной обработки.

Залежь 1 пачки C1tkz1 и залежь 1 пачки Ctkz2, пластовые, частично литологически - экранированные, разрабатываются совместно скв. №17АБЛ. Нефтенасыщенная толщина пачки C1tkz1 в скважине равна 2,2 м, а Ctkz2 – 3,6 м. Интервал между пачками равен 9,8 м., перфорировано 25 м. Естественный режим работы залежей определяется как упруго - водонапорный.

Основные технологические показатели разработки по объекту на YYYY

г. представлены в таблице 2.10.

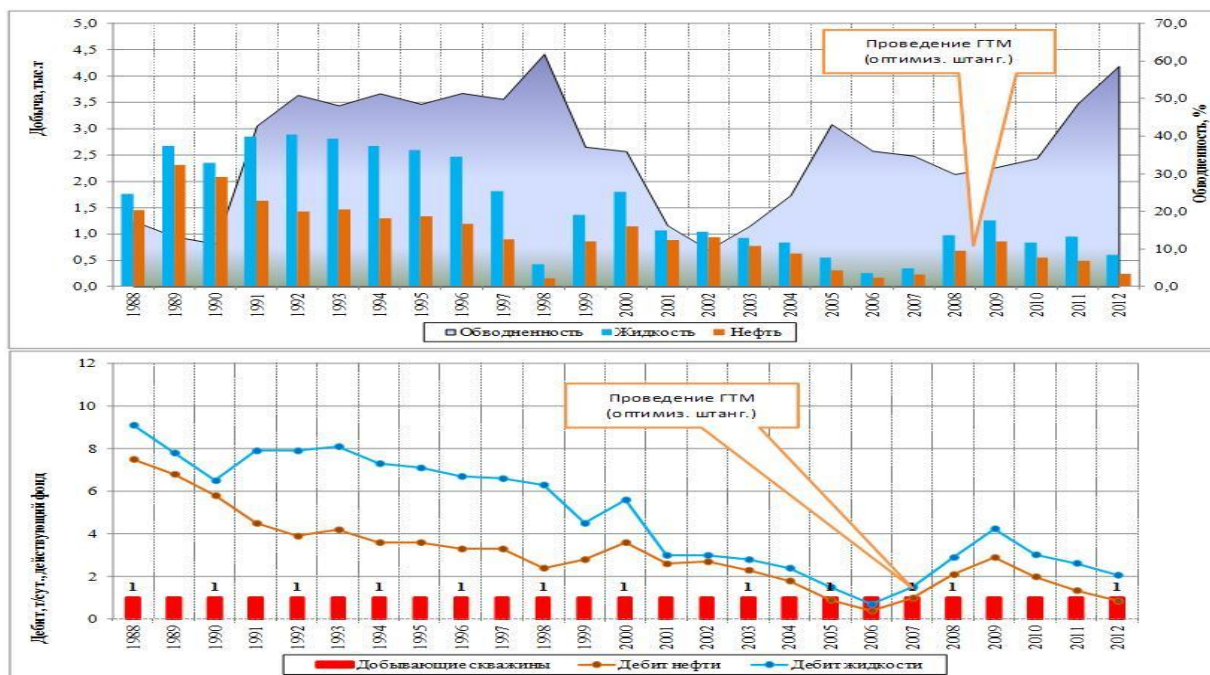


Рисунок 2.12 - Динамика основных показателей разработки объекта С1t

Таблица 2.10 - Основные технологические показатели разработки объекта С1t

Годы	Действующий фонд	Добыто за год, тыс.т		Добыто с начала разработки, тыс.т		Средний дебит 1 скважины		Обводненность, %	Отбор от НИЗ, %	КИН (ВС1)	Темп отбора от НИЗ, %	ВНФ накопл.
		нефти	жидкости	нефти	жидкости	по нефти, т/сут	по жидкости, т/сут					
1988	1	1,455	1,761	1,5	1,8	7,5	9,1	17,4	2,3	0,007	2,2	0,2
1989	1	2,312	2,668	3,8	4,4	6,8	7,8	13,3	5,8	0,017	3,6	0,16
1990	1	2,076	2,344	5,8	6,8	5,8	6,5	11,4	8,9	0,025	3,2	0,17
1991	1	1,628	2,846	7,5	9,6	4,5	7,9	42,8	11,5	0,033	2,5	0,28
1992	1	1,419	2,895	8,9	12,5	3,9	7,9	51	13,7	0,039	2,2	0,40
1993	1	1,458	2,817	10,3	15,3	4,2	8,1	48,2	15,8	0,045	2,2	0,49
1994	1	1,299	2,674	11,6	18	3,6	7,3	51,4	17,8	0,050	2,0	0,55
1995	1	1,332	2,589	13,0	20,6	3,6	7,1	48,6	20,0	0,057	2,0	0,58
1996	1	1,196	2,465	14,2	23,1	3,3	6,7	51,5	21,8	0,062	1,8	0,63
1997	1	0,904	1,806	15,1	24,9	3,3	6,6	49,9	23,2	0,066	1,4	0,65
1998	1	0,16	0,42	15,2	25,3	2,4	6,3	61,9	23,4	0,066	0,2	0,66
1999	1	0,857	1,364	16,1	26,6	2,8	4,5	37,2	24,8	0,070	1,3	0,65
2000	1	1,147	1,793	17,2	28,4	3,6	5,6	36	26,5	0,075	1,8	0,65
2001	1	0,891	1,064	18,1	29,5	2,6	3	16,3	27,8	0,079	1,4	0,63
2002	1	0,936	1,038	19,1	30,5	2,7	3	9,8	29,4	0,083	1,4	0,60
2003	1	0,775	0,924	19,8	31,5	2,3	2,8	16,1	30,5	0,086	1,2	0,59
2004	1	0,633	0,836	20,5	32,3	1,8	2,4	24,3	31,5	0,089	1,0	0,58
2005	1	0,31	0,546	20,8	32,9	0,9	1,5	43,2	32,0	0,090	0,5	0,58
2006	1	0,161	0,252	20,9	33,1	0,4	0,7	36,1	32,2	0,091	0,2	0,58
2007	1	0,229	0,351	21,2	33,5	1	1,5	34,8	32,6	0,092	0,4	0,58
2008	1	0,681	0,971	21,9	34,4	2,1	2,9	29,9	33,7	0,095	1,0	0,57
2009	1	0,861	1,261	22,7	35,7	2,9	4,2	31,7	35,0	0,099	1,3	0,57
2010	1	0,552	0,838	23,3	36,5	2,0	3,0	34,1	35,8	0,101	0,8	0,57
2011	1	0,486	0,948	23,8	37,5	1,3	2,6	48,7	36,6	0,103	0,7	0,58
2012	1	0,247	0,598	24,0	38,1	0,9	2,1	58,7	36,9	0,104	0,4	0,59

По состоянию на YYYY г. с начала разработки изпластаотобрано 24,0 тыс.т нефти, 38,1 тыс.т жидкости, отбор от НИЗ составляет 36,9%, текущий КИН равен 0,104 % при накопленном водонефтяном факторе (ВНФ) 0,59 т/т.

Объект D3f кыновского горизонта

Залежь 1, пластовая, рукавообразная, структурно - литологическая, разрабатывается 19 скважинами. Нефтенасыщенная толщина пласта в скважинах колеблется в пределах 1,0 – 4,2м, зоны перфорации 1,3 - 8,8 м.

Фрагмент карты толщин кыновского горизонтапредставлен на рисунке 2.13, динамика показателей разработки на рисунке 2.14.Основные технологические показатели разработки по объекту на YYYY г. представлены в таблице 2.11.

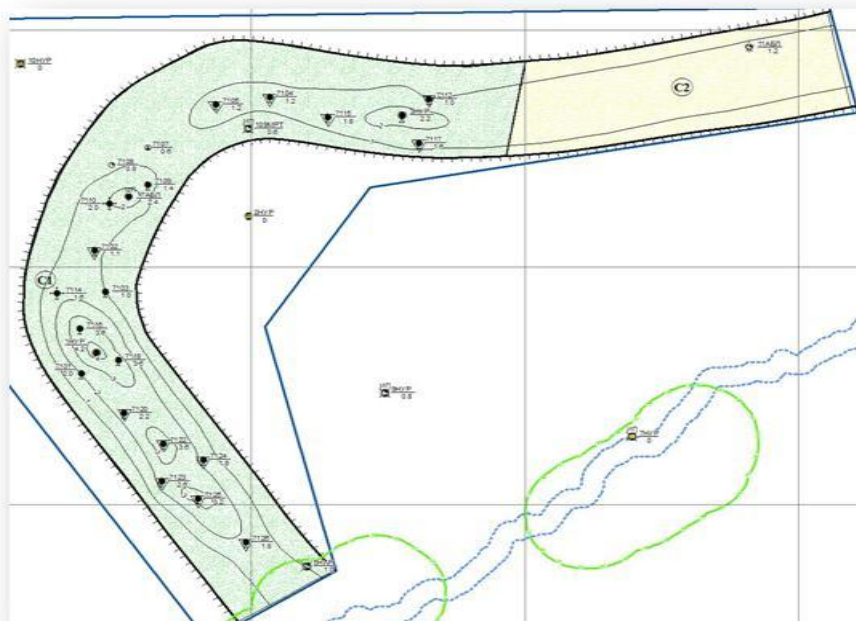


Рисунок 2.13 – Фрагмент карты толщин кыновского горизонта

Эксплуатация пласта объекта началась в 1974 г. вводом в эксплуатацию скважин №1НУР и 3НУР. В начальный период эксплуатации (1974 - 1990 гг.) средний дебит скважины №1НУР по жидкости составлял 4 – 10 т/сут, в дальнейшем он постепенно снижался до 1,5 т/сут в 2001 г., а затем вырос до 5,5

т/сут в 2009 г. после проведения ГТМ (ТГХВ,ПГДБК), а также до 10,7 т/сут в 2010 году в результате проведения оптимизации СК, в следующем году проведен ГРП, после чего дебит по нефти составил за первый месяц 43,2 т/сут, по жидкости – 57,6 т/сут.

Обводненность продукции скважины в первый год эксплуатации была равна нулю, далее шло увеличение попутнодобываемой воды до 31 %, а в 1978 г. такое же резкое падение до 7 % и с периодическими изменениями обводненности в интервале 1 – 40 % она эксплуатировалась до 2008 г., когда стала равной 3,3 %.

Причиной обводнения скважины оказалась негерметичность обсадной колонны, что подтвердилось проводимыми на месторождении промысловыми ГИС, негерметичность была устранена, текущая обводненность в 2012 г. по скважине составляет 21%.

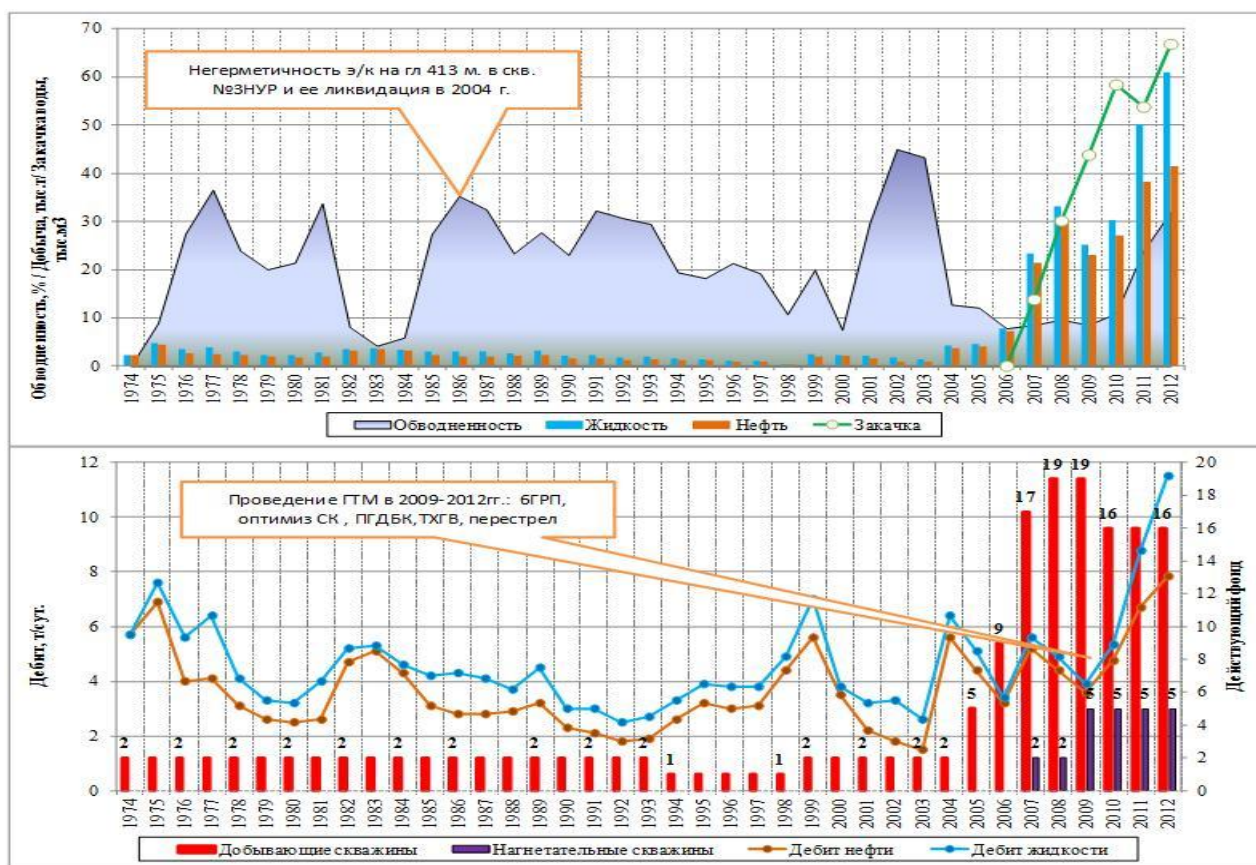


Рисунок 2.14 - Динамика основных показателей разработки объекта

Скважина ЗНУР в первый год эксплуатации работала с безводным дебитом нефти от 4 т/сут до 9 т/сут, далее дебит нефти с падением пластового давления снизился. Скважина начинает работать с обводненности до 91,6 % в 1977 г. В феврале 1982 г. обводненность в скважине снизилась до 1 – 15 %, а дебит нефти увеличился до 4 – 5 т/сут. Затем в апреле 1985 г. скважина резко обводнилась до 100 % в середине 1994 г. ее перевели в бездействующий фонд. В апреле 1999 г. снова ввели в работу с обводненностью продукции равной 9 %. Далее обводненность начала расти до 85 %, при дебитах по жидкости равных 2-4 т/сут. В последующие годы обводненность существенно не менялась, составив в последний год 6,3 % при дебите жидкости 5,61 т/сут. В 2004 г., при проведении исследований, в скважине была обнаружена негерметичность обсадной колонны, что являлось причиной высокой обводненности добываемой продукции. Негерметичность устранена на глубине 413 м.

Таблица 2.11 - Основные технологические показатели разработки объекта D3f

Годы	Действующий фонд		Добыто за год, тыс.т		Добыто с начала разработки, тыс.т		Средний дебит I скважины		Обводненность, вес, %	Отбор от НИЗ, %	КИН (BC1)	Темп отбора от НИЗ, %	ВНФ накопл.	Накопленная закачка, тыс.м ³	Компенсация отбора закачкой, %		Премисность, м ³ /сут
			нефти	жидкости	нефти	жидкости	по нефти, т/сут	по жидкости, т/сут							текущая	накопленная	
	нагнетательные																
1974	2	0	2,329	2,329	2,329	2,329	5,7	5,7	0	0,4	0,002	0,4	0				
1975	2	0	4,37	4,795	6,699	7,124	6,9	7,6	8,9	1,2	0,005	0,8	0,063				
1976	2	0	2,579	3,552	9,278	10,676	4	5,6	27,4	1,6	0,006	0,4	0,151				
1977	2	0	2,45	3,856	11,728	14,532	4,1	6,4	36,5	2,0	0,008	0,4	0,239				
1978	2	0	2,231	2,933	13,959	17,465	3,1	4,1	23,9	2,4	0,010	0,4	0,251				
1979	2	0	1,872	2,341	15,831	19,806	2,6	3,3	20	2,7	0,011	0,3	0,251				
1980	2	0	1,828	2,325	17,659	22,131	2,5	3,2	21,4	3,0	0,012	0,3	0,253				
1981	2	0	1,863	2,809	19,522	24,94	2,6	4	33,7	3,4	0,013	0,3	0,278				
1982	2	0	3,177	3,458	22,699	28,398	4,7	5,2	8,1	3,9	0,016	0,5	0,251				
1983	2	0	3,508	3,66	26,207	32,058	5,1	5,3	4,2	4,5	0,018	0,6	0,223				
1984	2	0	3,118	3,315	29,325	35,373	4,3	4,6	5,9	5,1	0,020	0,5	0,206				
1985	2	0	2,25	3,093	31,575	38,466	3,1	4,2	27,3	5,4	0,022	0,4	0,218				
1986	2	0	1,957	3,019	33,532	41,485	2,8	4,3	35,2	5,8	0,023	0,3	0,237				
1987	2	0	2,023	2,992	35,555	44,477	2,8	4,1	32,4	6,1	0,024	0,3	0,251				
1988	2	0	2,041	2,662	37,596	47,139	2,9	3,7	23,3	6,5	0,026	0,4	0,254				
1989	2	0	2,339	3,236	39,935	50,375	3,2	4,5	27,7	6,9	0,027	0,4	0,261				
1990	2	0	1,6	2,078	41,535	52,453	2,3	3	23	7,2	0,029	0,3	0,263				
1991	2	0	1,503	2,218	43,038	54,671	2,1	3	32,2	7,4	0,030	0,3	0,270				
1992	2	0	1,195	1,722	44,233	56,393	1,8	2,5	30,6	7,6	0,030	0,2	0,275				
1993	2	0	1,338	1,896	45,571	58,289	1,9	2,7	29,4	7,9	0,031	0,2	0,279				
1994	1	0	1,221	1,515	46,792	59,804	2,6	3,3	19,4	8,1	0,032	0,2	0,278				
1995	1	0	1,149	1,405	47,941	61,209	3,2	3,9	18,2	8,3	0,033	0,2	0,277				
1996	1	0	0,804	1,022	48,745	62,231	3	3,8	21,3	8,4	0,034	0,1	0,277				
1997	1	0	0,844	1,044	49,589	63,275	3,1	3,8	19,2	8,5	0,034	0,1	0,276				
1998	1	0	0,275	0,308	49,864	63,583	4,4	4,9	10,7	8,6	0,034	0,0	0,275				
1999	2	0	1,945	2,428	51,809	66,011	5,6	7	19,9	8,9	0,036	0,3	0,274				
2000	2	0	2,183	2,359	53,992	68,37	3,5	3,8	7,5	9,3	0,037	0,4	0,266				
2001	2	0	1,545	2,19	55,537	70,56	2,2	3,2	29,5	9,6	0,038	0,3	0,271				
2002	2	0	0,969	1,76	56,506	72,32	1,8	3,3	44,9	9,7	0,039	0,2	0,280				
2003	2	0	0,807	1,422	57,313	73,742	1,5	2,6	43,2	9,9	0,039	0,1	0,287				
2004	2	0	3,721	4,263	61,034	78,005	5,6	6,4	12,7	10,5	0,042	0,6	0,278				
2005	5	0	4,076	4,638	65,11	82,643	4,4	5,1	12,1	11,2	0,045	0,7	0,269				
2006	9	0	7,212	7,826	72,322	90,469	3,2	3,4	7,8	12,5	0,050	1,2	0,251				
2007	17	2	21,384	23,373	93,706	113,84	5,2	5,6	8,5	16,2	0,064	3,7	0,215	13,8	50,3	17,4	53
2008	19	2	29,909	33,079	123,62	146,92	4,4	4,9	9,6	21,3	0,085	5,2	0,189	43,9	78,2	37,3	46,3
2009	19	5	23,052	25,201	146,67	172,02	3,6	3,9	8,5	25,3	0,101	4,0	0,173	87,7	151,1	44,8	44,7
2010	16	5	27,009	30,306	173,68	202,32	4,8	5,3	10,9	29,9	0,120	4,7	0,165	146,0	168,1	63,3	32,1
2011	16	5	38,28	50,184	211,96	252,51	6,7	8,8	23,7	36,5	0,146	6,6	0,191	199,8	95,2	69,6	30,2
2012	16	5	41,417	60,822	253,37	313,33	7,8	11,5	31,9	43,7	0,174	7,1	0,237	266,5	98,8	75,1	53,4

Последующее разбуривание пласта началось в 2005 - 2006 гг.

В 2005 г. в эксплуатацию были введены скважины №№ 7114 - с дебитом жидкости 4 т/сут и обводненностью 9,7 %, 7116 – 1,2 т/сут и 9 % ,7118 – 4,6 т/сут и 7,5 %. На 01.01.2009 г. дебиты скв. №№7116 и 7118 соответственно равнялись 7,5 т/сут и 3,6 т/сут при одинаковой обводненности 5,5 %.

В 2006 г. в эксплуатацию были введены скважины №№ 7101, 7103, 7109 и 7110. Все они были введены в эксплуатационный фонд с дебитами от 4,5 т/сут

до 8 т/сут, кроме скв. №7109 (1,1 т/сут) и обводненностью до 7 %. Лишь одна скважина (№7109) на 01.01.2009 г. имела дебит 21 т/сут, дебит остальных 2 не превысил 6 т/сут. Обводненность осталась на уровне 2 - 7 %.

В 2007 г. в эксплуатацию были введены скважины №№ 7102, 7104, 7105, 7112, 7115, 7120, 7122 - 7125. Введены они были с начальными дебитами от 2,7 т/сут до 7,7 т/сут и обводненностью 3 - 14 %. Лишь одна скважина (№7112) была введена с обводненностью 74,3 %, которая составила на 01.01.2009 г. порядка 87 %, обводненность остальных не превысила 24 %. Дебиты жидкости изменились незначительно в пределах 1,2 – 6,2 т/сут.

В 2008 г. в эксплуатацию были введены скважины №№ 7117 и 7126. Они были введены в эксплуатационный фонд с дебитами 7,5 т/сут и 5,4 т/сут и обводненностью 3,3 % и 2,7 %.

Объемы добычи нефти двумя добывающими скважинами с 1976 года по мере падения пластового давления до 2004 года снижались и варьировали в диапазоне 0,3 -3,5 тыс.т , в 2003 г. было добыто 0,807 тыс.т при темпе отбора от начальных извлекаемых запасов 0,1%.

Начиная с 2005 г. наблюдается рост добычи нефти и жидкости в результате проведения ГТМ, в последующих 2009-2012гг. на пласте проведено 16 скважино-операций, включая 6ГРП, оптимизацию СК, ПГДБК, ТХГВ, перестрел, на 01.01.2013 . дополнительная добыча нефти составила 47,2 тыс.т , средний прирост дебита за месяц ГРП составил в среднем 14 т/сут.

В результате разработка залежи после разбуривания и применения ГТМ характеризуется ростом добычи нефти с 21,4 тыс. т в 2007г до 41,4 тыс. т в 2012г., что является максимальным уровнем за всю историю разработки, при темпе отбора от НИЗ 7,1%. Все это говорит об эффективности проведенных мероприятий, в частности ГРП.

За 2012 г. добыто 41,4тыс., жидкости отобрано 60,8 тыс.т.Дебит по нефти составляет 7,8 т/сут, по жидкости – 11,5 т/сут с 7,5 т/сут , при обводненности продукции 31,9%.

По состоянию на YYYY г. с начала разработки изпластаотобрано253,4 тыс.т нефти, 313,3 тыс.т жидкости, отбор от НИЗ составляет 43,7%, текущий КИН равен 0,174 % при накопленном водонефтяном факторе (ВНФ) 0,237 т/т.

С 2007 г. на кыновском объекте разработки организована внутриконтурная система заводнения, под закачку переведены 5 скважин. Всего закачано 266,5 тыс.м3 воды муллинского горизонта, в т.ч. в 2012 г. -67 тыс.м3 при средней приемистости 53,4 м/сут.Текущая компенсация составляет 98,8%, накопленная – 75,1%. Согласно проведенному анализу, система ППД на объекте является эффективной.

Динамика изменения пластового и забойного давлений представлена в соответствии с рисунком 2.15.

Пластовое давление в зоне отборов двух скважин №№ 1НУР,3НУРа снизилось с начального 19МПа до 11МПа в 1991-1993гг., после выхода одной скважины в бездействие по причине обводнения с 1994-1998гг.,пластовое давление вновь начало восстанавливаться, затем по мере работы скважин и ввода новых скважин, при отсутствии ППД, наблюдается падение пластового давления досо 160 атм. 1998г до 120 атм. в 2005г.

После формирования системы ППД в 2007 г.и наращивания объемов закачки, влияние закачки отмечается уже на следующий год, текущее пластовое давление на дату анализа составляет 14МПа, что ниже на 5МПа от начального. Забойное давление за время разработки изменилось с 10 МПа до 7 МПа.Давление насыщения равно 1,6 МПа.

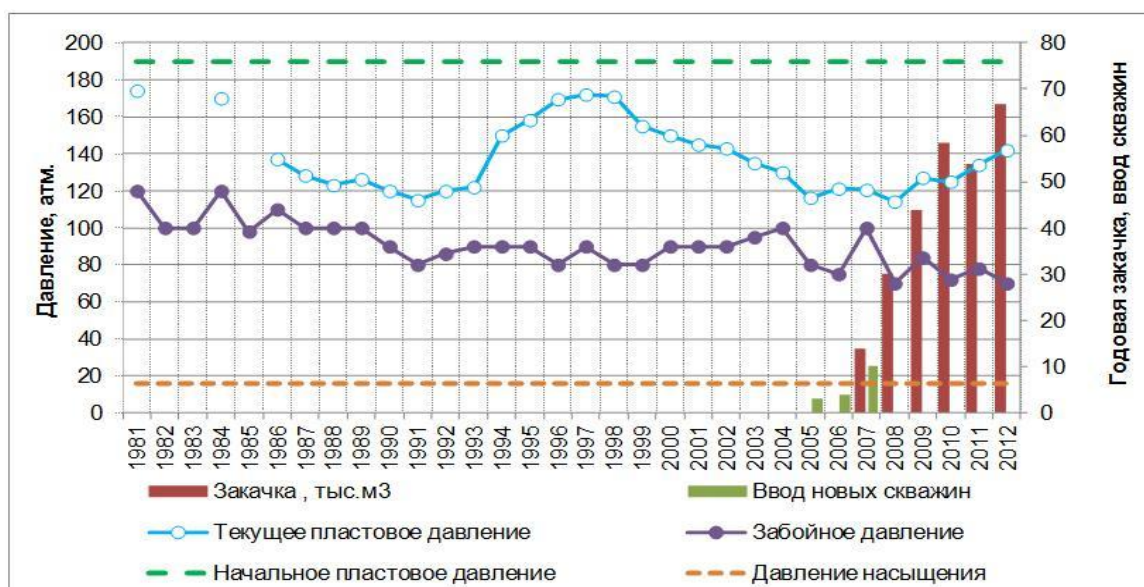


Рисунок 2.15–Динамика изменения пластового и забойного давлений

Далее представлен анализ влияния закачки на добывающие скважины, расположенные вблизи нагнетательных скважин (см. рис. 2.16).

Как видно, из рисунка в первом ряду от нагнетательной скважины №7110 расположены добывающие скв. №№7102,7109; от нагнетательной скважины №7114 – добывающие №№7102, 7103,7116; от нагнетательной скважины №7115 – добывающие №№3НУР,7120,7101; от нагнетательной скважины №7118 – добывающие №№1НУР, 7120,7101; от нагнетательной скважины №7122 – добывающие №№ 7124, 7120,7123.

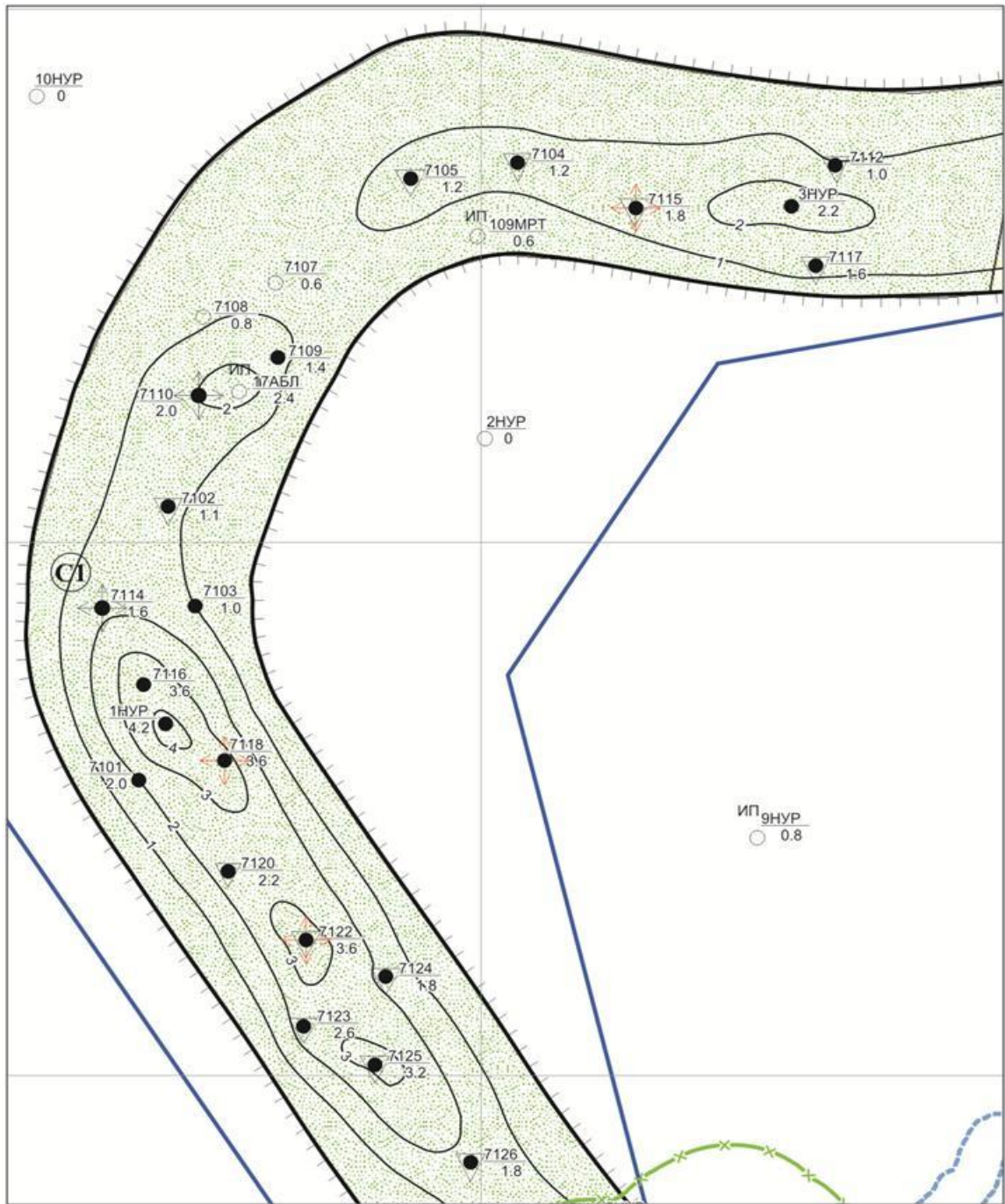


Рисунок 2.16 - Фрагмент карты расположения добывающих и нагнетательных скважин

Объект D3ps Залежь 1, пластовая, частично литологически – экранированная. Разработка кыновского горизонта начата в конце 2006 г. вводом в эксплуатацию скв. №7107. Режим залежи упруго - водонапорный. Нефтенасыщенная толщина пласта в скважине равна 1,4 м. Интервал перфорации составляет 4 м.

Начальный дебит практически безводной нефти скв. №7107 составлял 5,6 т/сут, который за 2 года эксплуатации сначала увеличился до 8 т/сут, а затем постепенно снизился до 6,5 т/сут. в 2008 году, затем после проведения в конце 2009 г. ГТМ по оптимизации подвесок НКТ и штанг на УШГН возрос до 12,2 т/сут в 2012 г. Скв. №7107 эксплуатировалась также при меняющемся во времени дебите жидкости, начальная величина которого составляла 5,9 т/сут, а конечная 13 т/сут. Обводненность продукции в этой скважине изменилась незначительно, снизившись за 7 лет с 6,6 % до 6,9 %.

Таблица 2.12 - Основные технологические показатели разработки объекта D3ps

Годы	Действующий фонд	Добыто за год, тыс.т		Добыто с начала разработки, тыс.т		Средний дебит 1 скважины		Обводненность вес., %	Отбор от НИЗ, %	КИН (BC1)	Темп отбора от НИЗ, %	ВНФ накопл.
		нефти	жидкости	нефти	жидкости	по нефти, т/сут	по жидкости, т/сут					
2006	1	0,411	0,440	0,411	0,440	5,6	5,9	6,6	0,8	0,003	0,8	0,07
2007	1	2,926	3,129	3,327	3,569	8,0	8,6	6,5	6,8	0,026	6,0	0,07
2008	1	2,356	2,457	5,683	6,026	6,5	6,8	4,1	11,6	0,045	4,8	0,06
2009	1	2,778	2,924	8,461	8,950	7,7	8,1	5,0	17,3	0,067	5,7	0,06
2010	1	3,451	3,771	11,913	12,722	9,5	10,4	8,5	24,3	0,095	7,0	0,07
2011	1	4,125	4,427	16,038	17,148	11,4	12,2	6,8	32,7	0,127	8,4	0,07
2012	1	4,314	4,632	20,352	21,781	12,2	13,0	6,9	41,5	0,162	8,8	0,07

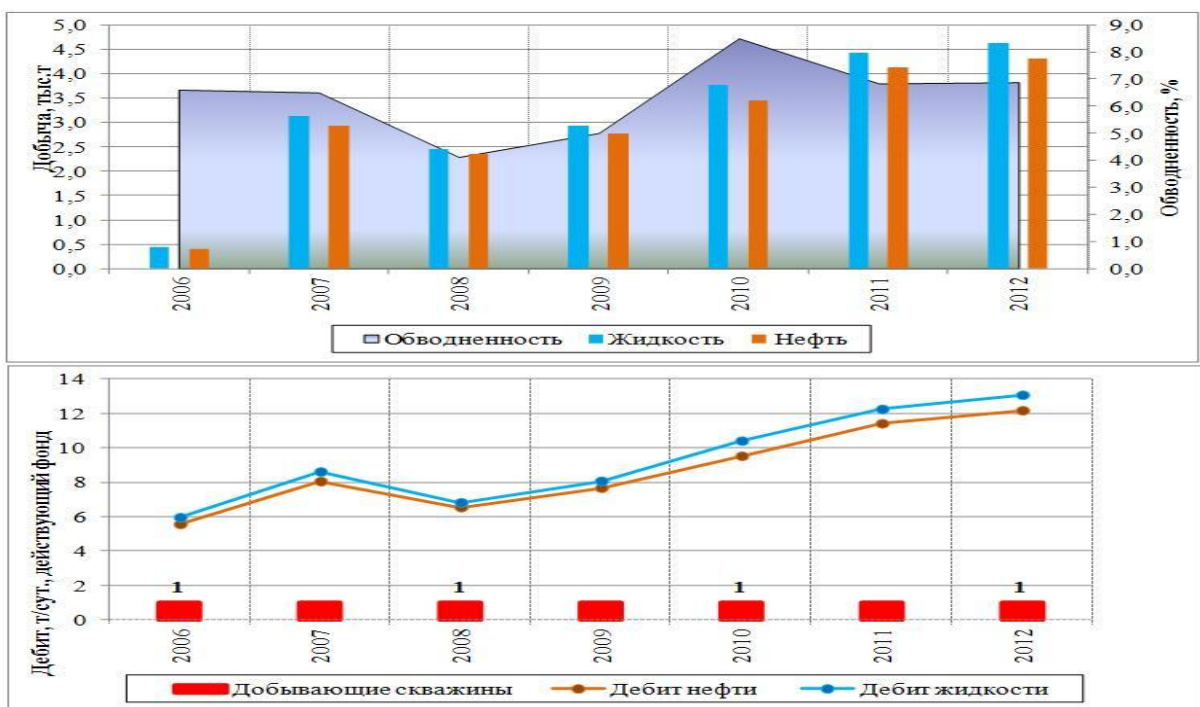


Рисунок 2.17 - Динамика основных показателей разработки объекта

Анализ выработки запасов нефти

Промышленные запасы нефти X нефтяного месторождения выявлены по четырем пластам в пяти залежах: бобриковский горизонт пласт C1rd+C1bb визейского яруса, турнейский ярус пласты C1tkz1 +Ctkz2 нижне-верхне кизеловского горизонта, кыновский горизонт пласт D3f франского яруса, пашийский горизонт пласт D3ps.

Начальные геологические запасы нефти месторождения категории В+С₁ составляют 1911 тыс.т, в т.ч. 102 тыс.т по пласту C1rd+C1bb, 353 тыс.т по пласту C1t, 1922 тыс.т. по пласту D3f, 126 тыс.т по пласту D3ps. Запасы нефти по категории С₂ составляют 592 тыс.т.

Состояние выработки запасов нефти приведено в таблице 2.13.

Анализируя таблицу 2.13, необходимо отметить, что выработка запасов Нурского месторождения очень низкая и осуществлялась крайне неравномерно.

Самый высокий КИН достигнут по бобриковскому горизонту – 0,243 доли ед., в целом по месторождению – 0,085 доли ед. Максимальный текущий

темп отбора от НИЗ отмечается по кыновскому и пашийскому горизонтам и составляют соответственно 7,1 % и 8,8%, в основном за счет применения ГТМ (ГРП, оптимизация СК), а самый низкий по турнейскому ярусу – 0,4 %; по бобриковскому горизонту текущий темп отбора равен 2,7%.

Обеспеченность запасами по категории С1 по объектуС1rd+С1bb – 15лет, пообъектуС1t – 166г., пообъектуD3f – 8 лет, пообъектуD3ps- 7 лет. Объекты Сtkz2 и D3f имеют запасы нефти (НИЗ) категории С2 в количестве 35 и 187 тыс. т соответственно.

В целом можно отметить, что выработка запасов месторождения осуществляется с применением различных видов ГТМ, которые показали свою эффективность, существуют резервы для достижения утвержденныхкоэффициентов извлечения нефти по всем объектам эксплуатации X нефтяного месторождения.

Состояние выработки запасов нефти по залежам характеризуется следующими показателями.

Таблица 2.13 – Состояние выработки запасов нефти по объектам X нефтяного месторождения на YYYY г.

Объект разработки	Залежь	Категория запасов	НИЗ нефти, тыс.т	НИЗ нефти, тыс.т	Количество скважин пребывавших в экспл. / действ.	Накопленная добыча нефти на 01.01 2013 г., тыс.т	Текущая обводненность, %	Текущий КИН, С1+С2	Отбор от НИЗ, %	Текущий К охв.	Квыт.	Утвержденный КИН, С1+С2	Добыча нефти за 2012 г., тыс.т	Текущий темп отбора от НИЗ, %	Остаточные геологические запасы, тыс.т	Остаточные извлекаемые запасы, тыс.т	Обеспеченность запасами (кат. С1), лет	Удельная добыча на 1 скважину, тыс.т
С1rd+С1bb	1	С1	102	38	1/1	24,8	71,7	0,243	65,1	0,479	0,507	0,373	0,871	2,3	77	13	15	24,8
С1t	1	С1	230	65	1/1	24,0	58,7	0,104	36,9	0,256	0,407	0,278	0,247	0,4	206	41	166	24
		С2	123	35	-	-	-	-	-	-	-	0,278	-	-	123	35	-	-
D3f	1	С1	1453	580	21/16	253,4	31,9	0,174	43,7	0,311	0,561	0,399	41,417	7,1	1200	326	8	12
		С2	469	187	-	-	-	-	-	-	-	0,399	-	-	469	187	-	-
D3ps	1	С1	126	49	1/1	20,4	6,9	0,162	41,6	0,309	0,522	0,388	4,314	8,8	106	29	7	20,4
Месторождение		С1	1911	732	24/19	322,5	32,2	0,169	44,1	-	-	0,383	46,8	6,4	1589	409	9	13,4
		С2	592	222	-	-	-	-	-	-	-	0,375	-	-	592	222	-	-
		С1+С2	2503	954	-	322,5	-	0,129	33,8	-	-	0,381	46,8	4,9	2181	632	13	-

3. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ЖИДКОСТИ НА X МЕСТОРОЖДЕНИИ

3.1 Обоснование применения методов повышения нефтеотдачи и интенсификации притока жидкости

На основании обобщения и анализа отечественного опыта применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН), для конкретных геолого-промысловых условий X нефтяного месторождения рекомендуются следующие методы воздействия:

- для условий турнейского яруса и бобриковского горизонта – зарезка боковых стволов;
- для условий кыновского продуктивного горизонта в добывающих скважинах–проведение ГРП.

Бурение боковых стволов

В процессе разработки месторождений происходит выработка наиболее подвижных запасов нефти, однако в пласте остаются зоны, в которых содержатся малоподвижные запасы и целики нефти. Одним из способов извлечения таких запасов является бурение боковых стволов

Строительство боковых стволов давно применяется в отечественной практике как один из методов капитального ремонта по восстановлению работоспособности скважин. Однако его применение ограничено высокой стоимостью и продолжительностью работ. Самыми распространенными случаями применения этого метода являются ликвидации аварий с обсадными колоннами и внутрискважинным оборудованием в скважинах с большой долей активных невыработанных запасов продукции, когда все другие доступные способы ликвидации аварий оказались не эффективными.

Зарезки боковых столов скважин применяется для довыработки остаточных запасов нефти из водонефтяных и тупиковых зон с использованием ранее пробуренного фонда скважин.

На X месторождении планируется проведение зарезок боковых стволов в скважине 2НУР (бобриковский горизонт), 7107 и 7105 (турнейский ярус).

Проведение ГРП

Проведение ГРП, как показывает практика, в настоящее время является одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин.

Для углубления и расширения естественных и искусственных трещин с одновременной закачкой рабочих агентов в низкопроницаемые зоны пласты проводят ГРП создавая высокое давление на забоях скважин закачкой в пласт специальных жидкостей при больших расходах. Для предотвращения смыкания образующихся трещин их заполняют проппантом, вводимый вместе с жидкостью разрыва.

Все процессы ГРП можно разделить на 2 основных этапа:

1. Мини-ГРП выполняется с целью получения данных для проектирования параметров «стандартного» ГРП. Мини-ГРП осуществляется без закрепления, при этом объем проппанта составляет 0.5–2 тонны.

2. Проведение основного ГРП с закачкой проппанта в объеме, рассчитанном в программе симуляторе ГРП в зависимости от мощности продуктивного интервала и коллекторских свойств пласта.

По технологии проведения, ГРП также подразделяются на 3 группы: однократный ГРП, многократный ГРП, поинтервальный ГРП.

На X месторождении всего проведено 6 ГРП, дополнительная добыча нефти составила 39,1 тыс. т. Подробный анализ проведенных ГРП представлен выше.

3.2 Анализ эффективности проведения ГТМ на месторождении

За период 2009 -2012 гг. на объектах C1rd+C1bb, D3f и D3ps- проведено 18 скважино-операций, включая 6 ГРП, 8 операций по оптимизацию СК, 3 ПГДБК, ТХГВ, 1 перестрел. По состоянию на 01.01.2013г. (для ГРП 4 мес. 2013г.) за период 2009-2012- 2013 (4мес.) дополнительная добыча нефти составила 52,4 тыс.т.

Общее количество мероприятий по методам и их эффективность представлена в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Общее количество мероприятий по методам и их эффективность

№ скважины	Объект	Наименование ГТМ	Дата проведения ГРП	Параметры до мероприятия			Параметры после мероприятия			Ср. прирост дебита за месяц, т/сут	Дополнительная добыча нефти, т	Текущий дебит по нефти, т/сут.	Падение добычи жидкости на 01.05.2013г., %	Продолжительность эффекта, мес.	Удельный прирост доб. нефти за месяц, т/мес.	Масса пропанга, т
				Qн, т/сут	Qж, м3/сут	% воды	Qн, т/сут	Qж, м3/сут	% воды							
7120	кыновский	ГРП	29.02.2012	6,3	9,2	15,9	19,6	27,5	28,9	13,3	2971	11,1	-51,0	14	212	15
7124	кыновский	ГРП	08.10.2012	7,5	9,3	19	14	26,2	46,7	6,5	2328	21,5	32,0	7	333	7
7104	кыновский	ГРП	06.12.2012	0,8	1,2	33,3	7,1	15,1	53,4	6,3	633	4,3	-42,7	5	127	10
7117	кыновский	ГРП	09.12.2012	2,2	2,5	10,5	13,1	15,5	15,7	10,9	1226	10,5	-32	5	245	12
1НУР	кыновский	ГРП	08.02.2011	11,4	11,9	3,9	43,2	57,6	24,9	31,8	22102	39,5	33,6	27	819	12
7116	кыновский	ГРП	22.09.2010	9,6	11,7	18,1	25,1	35,8	29,9	15,5	9855	28,5	46,2	32	308	15
Ср. значение				6,3	7,6	16,8	20,4	29,6	33,3	14,1	6519	19,2	-2,3		341	
Итого за период 2010- 2013 (4 мес.)гг.											39115					
2НУР	Сбоб+рад	Оптимизация параметров СК	03.02.2011	3,1	7,8	61	4,6	11,6	61	1,5	154	2,2		6	26	
7116	кыновский	Оптимизация параметров СК	03.02.2010	6,1	9,3	13	8,1	10,6	14	2	597			7	85	
7120	кыновский	Оптимизация параметров СК	02.03.2010	7,2	7,3	4,2	9,6	9,9	4	2,4	428,4			10	43	
1НУР	кыновский	Оптимизация параметров СК	29.09.2010	9	9,4	2,8	10,7	11,5	2,9	1,7	207			4	52	
Ср. значение				6,4	8,5	20,3	8,3	10,9	20,5	1,9	347				51	
Итого за период 2010- 2011 гг.											1386					
7107	пашийский	Оптим. подвеса НКТ и шланг на УШГН	08.10.2009	6,5	6,9	3,1	10,8	11,2	4	4,3	5041	12		39	129	
Итого за период 2009- 2012 гг.											5041					
7125	кыновский	Перестрел	20.11.2011	1,9	3,3	6	3,7	3,9	10,3	1,8	167	1,8		6	28	
Итого за период 2011- 2012 гг.											167					
7103	кыновский	ТХВ, ПГДБК	20.08.2009	0,5	0,6	3	1,7	1,8	3	1,2	564	0,2		32	18	
7102	кыновский	ТХВ, ПГДБК	05.09.2009	2,7	2,8	4,3	4,5	4,7	4,1	1,8	703	1,3		16	44	
1НУР	кыновский	ТХВ, ПГДБК	11.09.2009	3,7	3,8	3	5,5	5,6	3	1,8	1834			13	141	
Ср. значение				2,3	2,4	3,4	3,9	4,0	3,4	1,6	1034				68	
Итого за период 2009- 2012 гг.											3101					
7124	кыновский	Увеличение типоразмера УШГН,УШВН	30.06.2012	6,8	7,6	11,9	8,5	9,8	21,8	1,7	114			7	16	
7101	кыновский	Увеличение типоразмера УШГН,УШВН	13.08.2012	9,1	11,1	11,2	12,1	15,7	24,6	3,0	428			5	86	
7101	кыновский	Увеличение типоразмера УШГН,УШВН	04.03.2010	7	7,4	2,6	15,3	15,5	2,8	8,3	3080			29	106	
Ср. значение				7,6	8,7	8,6	12,0	13,7	16,4	4,3	1207				69	
Итого за период 2010 - 2012 гг.											3622					
Всего за период 2009-2012-2013 (4мес.)											52431					

3.2.1 Проведение ГРП на объекте D3f

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) за анализируемый период выполнялся на эксплуатационном объекте , D3f (6 скважин).

Первые ГРП на месторождении выполнены в 2010 году. За анализируемый период

Максимальное количество ГРП выполнено в 2012 г (4 ГРП). 3

Дополнительная добыча нефти от ГРП по годам за период 2010-2012 гг. составила 39,1 тыс.т., седний прирост дебита за месяц составляет 14,т/сут ,при этом кратность увеличения дебита по нефти изменяется с 2 до 9, продолжительность эффекта изменяется с 5 до 32 месяцев, удельный прирост добычи за месяц в среднем составляет 341 тонну нефти, наибольший прирост наблюдается по скважине 1НУР. По состоянию на 1.05.2013г отмечается падение месячной добычи жидкости. относительно первого месяца после ГРП по скважинам №№ 7120, 7104,7117 на 51, 43, 32% соответственно. В среднем падение составило - 2,3%

На рисунке 3.1 приведены прирост дебитов нефти, а также средние объемы закаченного проппанта по скважинам.

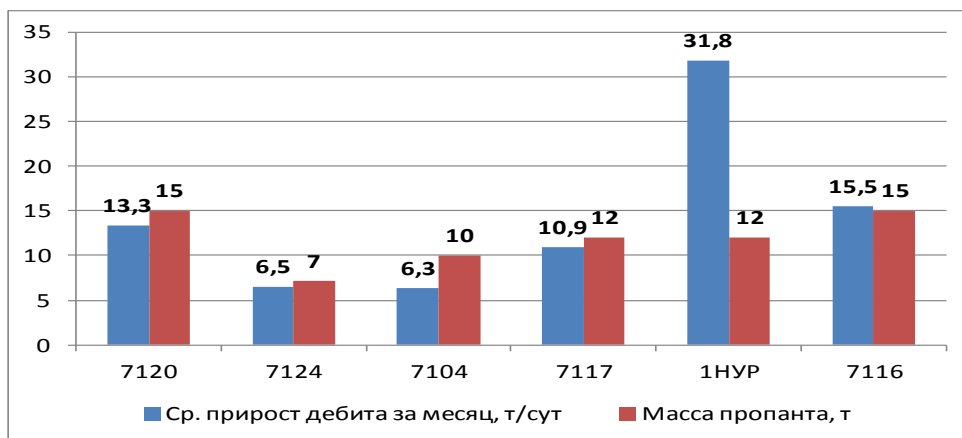


Рисунок 3.1 - Прирост дебитов нефти, а также средние объемы закаченного проппанта по скважинам

Как видно из графика оптимальный объем закачки проппанта составляет 12-15тн

На рисунках 3.2 и 3.3 показаны в динамике изменение дебитов по нефти и жидкости и кратности увеличения дебита до и после ГРП по скважинам по состоянию на YYYY г.

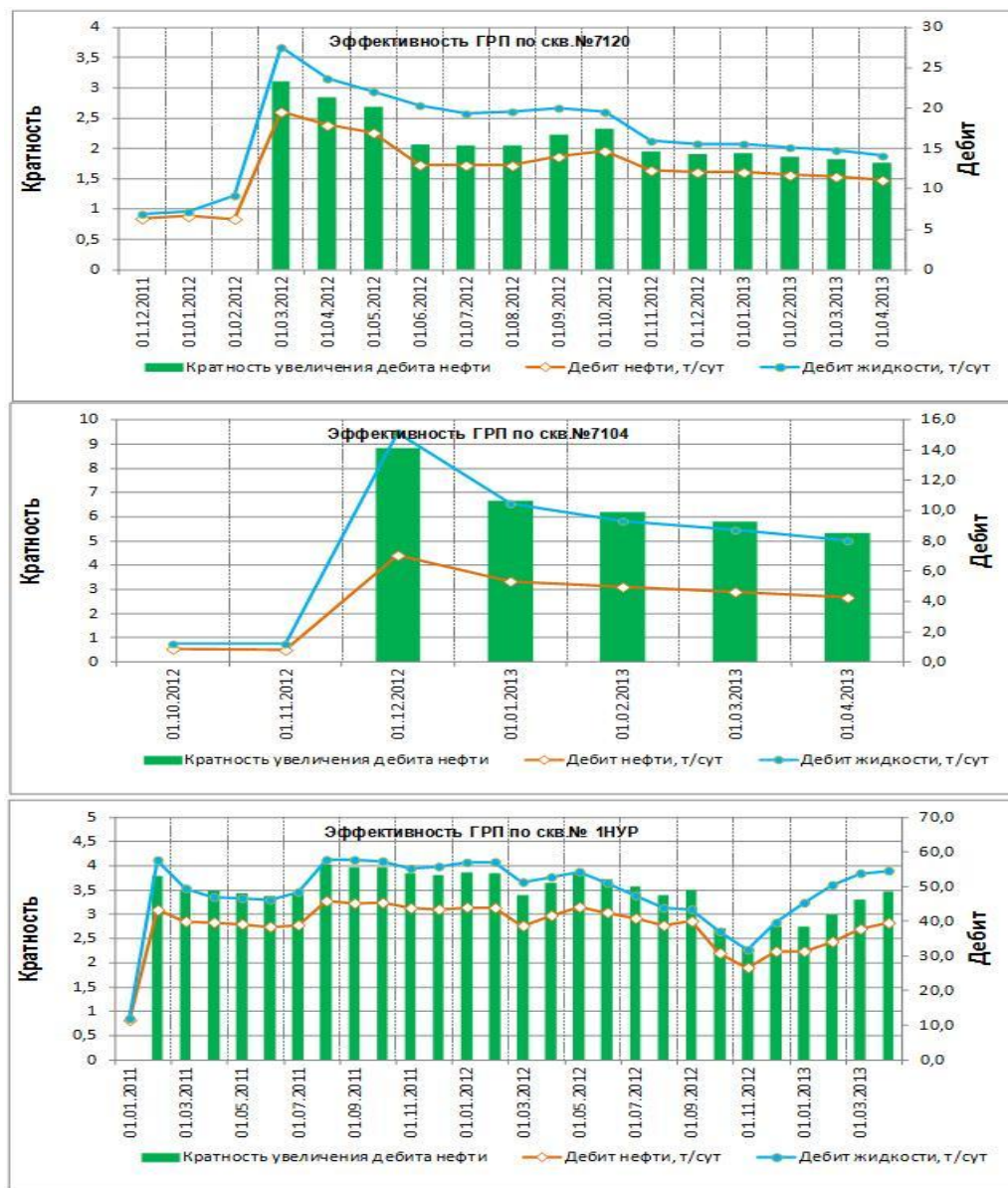


Рисунок 3.2 Динамика изменения дебитов по нефти и жидкости и кратности увеличения дебита до и после ГРП

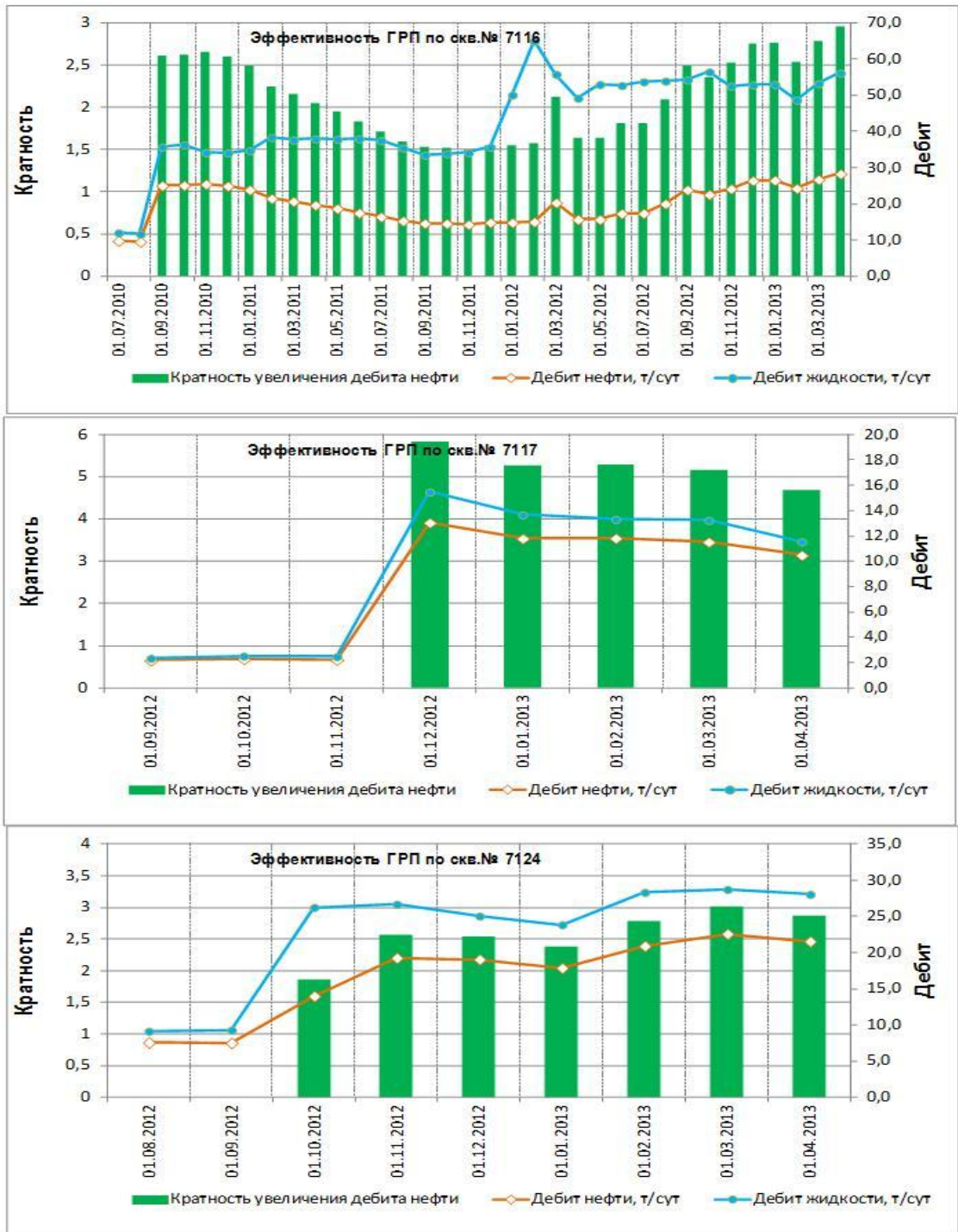


Рисунок 3.3 - Динамика изменения дебитов по нефти и жидкости и кратности увеличения дебита до и после ГРП

3.2.2 Программа применения методов на проектный период

Эффективность и прогноз применения методов повышения КИН и интенсификации добычи нефти на X нефтяном месторождении приведены в таблице 3.2.

Всего планируется проведение 25 мероприятий, дополнительная добыча нефти составит 192,9тыс.т.

Таблица 3.2 - Эффективность и прогноз применения новых методов повышения КИН и интенсификации добычи нефти на X месторождении

Вид ГТМ	факт	прогнозный период по проекту											Итого за прогнозные периоды	Всего	
		2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2027	2028-2032	2033-2037	2038-2042	2043-2078			
1. ГРП															
а) количество проведенных (прогноз.) операций	6	5	1	1	1	1	2							11	17
б) доп. добыча нефти, тыс.т	39,1	21,6	22,1	20,7	18,6	14,6	33,6	25,5	14,1					170,8	209,9
2. Бурение боковых стволов															
а) количество проведенных (прогноз.) операций									1			1		2	2
б) доп. добыча нефти, тыс.т									3,6	1,6	1,0	9,5		15,7	15,7
3. Перевод на другой объект															
а) количество проведенных (прогноз.) операций							1				1			2	2
б) доп. добыча нефти, тыс.т							2,1	8,3	2,4	10,5	14,4			38	37,7
4. Прочие															
а) количество проведенных (прогноз.) операций	12		1		1		4	1		2		1		10	22
б) доп. добыча нефти, тыс.т	13,3		1,2		1,2		0,8	0,4		0,4		0,4		4,4	17,7
Итого															
Всего проведенных (прогноз.) операций	18	5	2	1	2	1	6	2	1	2	1	2		25	43
Всего дополнительно добыто нефти, тыс.т	52,4	21,6	23,3	20,7	19,8	14,6	34,4	26,9	17,7	2,0	2,0	9,9		192,9	245,3

3.3 Расчет гидроразрыва пласта

3.3.1 Давления гидроразрыва пласта

$$P_{\text{разр}} = P_{\text{в.г.}} - P_{\text{пл}} + \sigma_p = 49,05 - 18,2 + 1,5 = 32,35 \text{ МПа}, \quad (1)$$

где $P_{\text{в.г.}}$ - вертикальное горное давление, МПа;

$P_{\text{пл}}$ - пластовое давление, МПа ;

σ_p - давление расслоения пород. ($\sigma_p = 1,5$)

Вертикальное горное давление $P_{\text{в.г.}}$ определяют по формуле:

$$P_{\text{в.г.}} = \rho_{\text{ср}} g H = 2500 * 9,81 * 2000 = 49,05 \text{ МПа}, \quad (2)$$

где H - глубина залегания пласта, м;

$\rho_{\text{ср}}$ - средняя плотность вышележащих горных пород, кг/м³; (принимаем $\rho_{\text{ср}} = 2500 \text{ кг/м}^3$)

Давление разрыва на забое можно определить по эмпирической формуле:

$$P_{\text{разр}} = 10^4 * H * K = 10^4 * 2000 * 1,75 = 35 \text{ МПа} , \quad (3)$$

где принимаем среднее значение $K = 1,75$.

3.3.2 Допустимого рабочего устьевого давления гидроразрыва.

Допустимое устьево давление гидроразрыва определяется по формуле:

$$P_{\text{д.у.}} = \frac{(D_{\text{н}}^2 - D_{\text{в}}^2) * \sigma_{\text{тек}}}{(D_{\text{н}}^2 + D_{\text{в}}^2) * K} + P_{\text{пл}} - \rho g H = \frac{(0,146^2 - 0,13^2) * 320}{(0,146^2 + 0,13^2) * 1,75} + 18,2 - 1039 * 9,81 * 2000 * 10^{-6} = 18,94 \text{ МПа}. \quad (4)$$

где $D_{\text{н}}^2$, $D_{\text{в}}^2$ - наружный и внутренний диаметры обсадных труб, м ;

$$D_{\text{н}} = 0,146 \text{ м} , D_{\text{в}} = 0,130 \text{ м};$$

$\sigma_{\text{тек}}$ - предел текучести стали марки D, ($\sigma_{\text{тек}} = 320 \text{ Мпа}$);

K - запас прочности, ($K=1,5$) .

Потери на трение в трубах определяются по формуле Дарси-Вейсбаха, МПа:

$$P_{\text{тр}} = \frac{\lambda * \rho_{\text{см}} * v^2 * H}{2gD} , \quad (5)$$

где λ - коэффициент гидравлического сопротивления труб, определяется из соотношения $\lambda = 0,3164 / \text{Re}^{0,5}$ для турбулентного или $\lambda = 64 / \text{Re}$ для ламинарного режима в трубе. Здесь Re (число Рейнольдса) - параметр, который определяет режим течения; при Re менее 2300 поток ламинарный, а при Re более 2300 турбулентный.

$$\text{Re} = n d \rho_{\text{см}} / \mu_{\text{см}} , \quad (6)$$

где $\mu_{\text{см}}$ - вязкость песчано-жидкостной смеси, мПа*с;

$$\mu_{\text{см}} = 50 * e^{3,18 * 0,091} = 66,8 \text{ мПа*с}; \quad (7)$$

V- скорость движения жидкости по трубам, м/с определяется из формулы:

$$V = Q/F = 0,016/0,0133 = 1,2 \text{ м/с} ; \quad (8)$$

где Q - темп закачки жидкости гидроразрыва, м³/сут (0,016 м³/сут);

F - площадь внутреннего сечения НКТ, м² :

$$F = \rho D_B^2/4 = 3,14*0,130^2/4 = 0,0133, \text{ м}^2, \quad (9)$$

плотность смеси (нефть + песок):

$$\rho_{см} = (\rho_{п} - \rho_{ж}) C + \rho_{ж} = (2500-895)*0,09 + 895 = 1039 \text{ кг/м}^3, \quad (10)$$

объёмное содержание песка:

$$C = C_0/(C_0+\rho_{п}) = 250/(250+2500) = 0,09, \quad (11)$$

где C₀ - концентрация песка.

число Рейнольдса:

$$Re = 1,2*0,13*1039/(66,8*10^{-3}) = 2426 \text{ тогда } 0,3164/Re^{0,5} = 0,0064$$

Потери давления на трение в трубах:

$$P_{тр} = 0,006*(1039*1,2^2*2000)/(2*9,81*0,13) = 0,0075 \text{ МПа.}$$

Допустимое давление на устье скважины в зависимости от прочности резьбы верхней части колонны труб на страгивающие усилия определяется по формуле:

$$P_{д.у.} = \frac{(\frac{P_{стр}}{K} - G)}{\pi * D_в^2 / 4} = ((1,59/1,5) - 0,5) / (3,14*0,13^2/4) = 42,2 \text{ МПа} , \quad (12)$$

где P_{стр} - страгивающая нагрузка для обсадных труб из стали группы прочности D равна 1,59 МН;

G - усилие затяжки при обвязке обсадной колонны (берётся по данным бурового журнала); равное 0,5 МН;

k - запас прочности равно 1,5.

Из полученных двух значений P_{д.у.} принимается меньшее (18,94 МПа).

Возможное забойное давление при допустимом давлении на устье 18,94 МПа составит:

$$P_3 = P_{д.у.} + \rho_{см}gH - P_{тр} = 18,94 \cdot 10^6 + 1039 \cdot 9,81 \cdot 2000 - 0,0075 \cdot 10^6 = 39,31 \text{ МПа}$$

Учитывая, что потребное давление разрыва на забое $P_{разр} = 35$ МПа меньше $P_3 = 39,31$ МПа, определим рабочее давление на устье скважины.

$$P_y = P_{д.у.} - \rho_{см}gH + P_{тр} = 18,94 \cdot 10^6 - 1039 \cdot 9,81 \cdot 2000 + 0,0075 \cdot 10^6 = 14,62 \text{ МПа}$$

Следовательно, давление на устье скважины ниже допустимого, поэтому можно проводить закачку жидкости гидроразрыва по НКТ.

3.3.3. Определение необходимого количества рабочей жидкости.

Данный объем жидкости разрыва изменяется от 5 до 10 м³. Для нашей скважины принимаем $V_p = 18,6$ м³ нефти.

Количество жидкости-песконосителя зависит от свойств этой жидкости, количества закачиваемого в пласт песка и его концентрации. По данным отечественной практики количество песка обычно принимают равным 10 – 30 т. $G_{пес} = 30$ т.

Концентрация песка C зависит от вязкости жидкости песконосителя и темпа её закачки. Для нефти вязкостью 50 мПа*с принимается $C = 250$ кг/м³.

Объем жидкости песконосителя определяется из выражения:

$$V_{пж} = G_{пес}/C = 30000/250 = 120 \text{ м}^3. \quad (13)$$

Объем продавочной жидкости во избежании оставления на забое песка следует принимать в 1,2 - 1,3 больше, чем объем колонны, по которой закачивается песок.

Объем продавочной жидкости определяется по формуле:

$$V_{пр} = \pi \cdot d_b^2 \cdot H \cdot 1,3/4 = 3,14 \cdot 0,06^2 \cdot 2000 \cdot 1,3/4 = 7,3 \text{ м}^3; \quad (14)$$

где d_b – внутренний диаметр труб (для 73-мм труб $d_b = 0,06$ м);

K – коэффициент, который учитывает превышение объема жидкости над объемом труб ($k = 1,3$);

H – глубина спуска труб, м ($H = 2000$ м).

3.3.4. Время проведения гидроразрыва

$$t = (V_p + V_{жп} + V_{пр}) / Q = (18,6 + 120 + 7,3) / 0,03 = 1 \text{ час } 35 \text{ минут}; \quad (15)$$

где Q – расход рабочих жидкостей, согласно принятой скорости их нагнетания равно $0,03 \text{ м}^3/\text{с}$;

V_p – объем жидкости разрыва ($V_p = 18,6 \text{ м}^3$);

$V_{жп}$ – объем жидкости песконосителя ($V_{жп} = 120 \text{ м}^3$);

$V_{пр}$ – объем продавочной жидкости ($V_{пр} = 7,3 \text{ м}^3$).

3.3.5. Радиус горизонтальной трещины

$$r_T = C \left(Q \sqrt{\frac{10^{-9} \mu \cdot t}{K}} \right)^{0,5} = 0,02 * (0,03 * ((10^{-9} * 0,33 * 620) / (0,672 * 10^{-12})))^{0,5} = 12,6 \text{ м}; \quad (16)$$

где C – эмпирический коэффициент, зависит от давления и характеристики горных пород, равный $0,02$;

Q – расход жидкости разрыва, $\text{м}^3/\text{с}$;

μ – вязкость жидкости разрыва, $\text{Па} \cdot \text{с}$;

t_p – время закачки жидкости разрыва, мин;

K – коэффициент проницаемости, м^2 .

Для рассматриваемой задачи имеются следующие данные:

C — $0,02$;

Q — расход жидкости разрыва ($Q = 0,03 \text{ м}^3/\text{с}$);

μ — вязкость жидкости разрыва ($\mu = 0,33 \text{ Па} \cdot \text{с}$);

$t_p = V_p / Q$ — время закачки жидкости разрыва ($10 \text{ мин} = 620 \text{ с}$);

K — коэффициент проницаемости ($k = 0,672 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$).

3.3.6 Проницаемость горизонтальной трещины

$$K_T = \frac{W^2}{12 * 10^4}; \quad (17)$$

где W- ширина трещины(W=0,1м);

$$K_T = (0,1^2)/(120000) = 8,33 * 10^{-8} \text{ м}^2.$$

3.3.7 Проницаемость призабойной зоны

$$K_{ПЗ} = \frac{(K * h + K_T * W)}{W + h} = (0,672 * 10^{-12} * 12 + 83,3 * 10^{-9} * 0,001)/(12 + 0,001) \\ = 7,61 * 10^{-12} \text{ м}^2; \quad (18)$$

где k-проницаемость пласта;

h- эффективная мощность пласта(h = 12м).

3.3.8 Проницаемость всей дренажной системы

$$K_{дс} = \frac{K * K_{ПЗ} * \lg\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}{K_{ПЗ} * \lg\left(\frac{R_k}{r_T}\right) + K * \lg\left(\frac{r_T}{r_c}\right)} = [0,672 * 10^{-12} * 7,61 * 10^{-12} * \lg(150/0,073)] / [7,61 * 10^{-12} * \\ 12 * \lg(150/12,6) + 0,672 * 10^{-12} * \lg(12,6/0,073)] = 1,74 * 10^{-12} \text{ м}^2; \quad (19)$$

где R_k- радиус контура питания скважины (R_k=150м),

r_c - радиус забоя скважины (r_c=0,073м),

r_T- радиус трещины,(r_T=12,6м).

3.3.9 Определим ожидаемый прирост дебита скважины после гидроразрыва.

Дебит скважины найдем по формуле Дюпюи:

$$Q = \frac{2 * \pi * k * h * \Delta P}{\mu * \ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (20)$$

где Q- максимальный дебит, м³/сут;

K- проницаемость пласта;

h- эффективная мощность пласта;

dp- депрессия на забое, Мпа; dp= p_{пл} - p_{заб} ,(dp=3,58 МПа);

μ - динамическая вязкость нефти, (μ =1 Па*с).

При принятых данных получим следующие значения дебитов:

$$Q_1 = (2 * 3,14 * 0,672 * 10^{-12} * 12 * 3,58 * 10^6 * 86400) / (\ln(150/0,073)) = 2,05 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Максимальный дебит скважины после ГРП определяется по формуле Дюпюи, где радиус скважины, равный радиусу трещины ($r_c = r_T$):

$$Q_2 = (2 * 3,14 * 0,672 * 10^{-12} * 12 * 3,58 * 10^6 * 86400) / (\ln(150/12,6)) = 6,32 \text{ м}^3/\text{сут}$$

3.3.10 Эффективность проведения ГРП

Ожидаемый эффект от гидравлического разрыва пласта можно определить по формуле Г.К.Максимовича, в которой радиус скважины r_c после ГРП принимается равным радиусу трещины r_T .

$$\Theta = Q_2 / Q_1 = \frac{\lg \frac{R_k}{r_c}}{\lg \frac{R_k}{r_m}} = \lg(150/0,073) / \lg(150/12,6) = 3 \text{ (раза)} \quad (21)$$

где Q_1 и Q_2 - дебит скважин соответственно до и после гидроразрыва, $\text{м}^3/\text{сут}$.

Таким образом, после ГРП ожидается более чем трёхкратное увеличение дебитов скважин.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Х месторождение открыто в УУУУг., введено в разработку в УУУУ году.

По состоянию на УУУУ г. на месторождении пробурено 38 скважин. Фонд добывающих скважин – 19, в том числе 19 действующих, ликвидированных – 13; переведенных под закачку – 5, фонд нагнетательных скважин – 5, в том числе действующих – 5.

По состоянию на УУУУ г. накопленная добыча составила нефти 322,5тыс.т и жидкости 465,7тыс.т. Текущий КИН 0,169 д.ед.

Дополнительная добыча нефти от ГРП по годам за период 2010-2012 гг. составила 39,1 тыс.т., средний прирост дебита за месяц составляет 14,т/сут, при этом кратность увеличения дебита по нефти изменяется от 2 до 9, продолжительность эффекта изменяется от 5 до 32 месяцев, удельный прирост добычи за месяц в среднем составляет 341 тонну нефти, наибольший прирост наблюдается по скважине 1НУР. По состоянию на УУУУг отмечается падение месячной добычи жидкости. относительно первого месяца после ГРП по скважинам №№ 7120, 7104,7117 на 51, 43, 32% соответственно. В среднем падение составило - 2,3%

Анализ полученных технико-экономических расчетов показывает, что при условиях реализации 70 % нефти на внутреннем рынке по цене 11559,20 руб./т и 30 % на внешнем рынке по цене 110 долл./барр., разработка Х нефтяного месторождения по всем вариантам эффективна: чистый дисконтированный доход которого равен 2365644,066 тыс. руб.

В работе рассмотрено влияние нефтедобычи на атмосферный воздух, подземные и поверхностные воды и почвенно–растительный покров. При условии выполнения мероприятий по охране окружающей среды можно ожидать удовлетворительного состояния недр в районе Х нефтяного месторождения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАНЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Технологическая схема разработки X нефтяного месторождения, /ООО «ИК В», отв. исполнитель Салихов М.Р.- Уфа, 2004
2. Подсчет запасов нефти, растворенного газа, ТЭО КИН продуктивных пластов X месторождения на основе геологического и гидродинамического моделирования: отчёт о НИР / ООО «В-Г»; рук. Вошинина Н.В., Гареев Р.Р. и др. - Уфа, 2009-2010гг.
3. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03 утв. Госгортехнадзором России № 56 от 05.06.2003 г.
4. РД 16-1528 3860–008–2004. Крепление скважин на месторождениях ОАО «АНК «В». Технологический регламент. - Уфа, 2004. - 119с.
5. ГОСТ 1581-96 Портландцементы тампонажные. Технические условия. Издание официальное. - М., 1998. - 13с.
6. РД 03–0014 7275–072–2002. Руководство по креплению эксплуатационных колонн (хвостовиков) в боковых стволах скважин. - Уфа, 2002. – 66с.
7. Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность. – М., 1999. - 36с. Утвержденной Госгортехнадзором России № 10-13/137 от 11.03.1998 г.
8. РД 16-15283860-018-2004 Инструкция по вторичному вскрытию, вызову притока и предотвращению перелива из скважины при спуске глубинного насосного оборудования после освоения скважин на нефтяных месторождениях В / ООО «ИК В». – Уфа, 2004. – 88с.
9. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений.- Москва, 2002. – 81с.

10. РП-17-04-01. Технологический регламент на ОПЗ добывающих и нагнетательных скважин кислотными композициями. – Уфа, 2011, ООО «Башнефть-Добыча», ООО «БашНИПИнефть». – 48 с.

11. СТО 03–174–2005 «Технологический регламент по применению методов защиты добывающих скважин от органических и неорганических отложений на месторождениях ОАО «АНК «В» (филиал «В-У» А УДНГ). – Уфа, 2005. – 36 с.

12. СТ-17-01-01 «Технологический регламент по применению комплекса технических средств для дозированной подачи реагентов (КДПР)» / В.В. Уметбаев, А.А. Карпов, А.Р. Шаймухаметов / ООО «В-D». – Уфа, 2011 – 26 с.

13. РД 03-00147275-085-2002. Инструкция по удалению солей с глубинно-насосного оборудования добывающих скважин НГДУ «В». – АНК «В». – Уфа, 2002 – 14 с.

14. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – СПб. – : Издательство ДЕАН, 2003. – 320 с.

15. РД 39-0147105-006-97. Правила технической эксплуатации систем сбора и подготовки продукции скважин нефтяных месторождений.

16. СТО 03-191-2006. Эксплуатация промысловых трубопроводов ОАО АНК «В». - ГУП «ИПТЭР», Изд-во «Транстек», 2006.- 217 с.

17. Economides M., Oligney R., Valko P. “Unified Fracture Design: Bridging the Gap Between Theory and Practice” M. Economides, R. Oligney, P. Valko. – Orsa Press, Alvin, Texas, 2002.