

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

Инженерная школа природных ресурсов

Отделение нефтегазовое дело

Направление – 21.04.01

Профиль подготовки: Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х», ВЬЕТНАМ

УДК : 662.276-047.44 (597)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Ле Ван Тунг		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2018 г

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результаты образовательной деятельности
P1	Применять глубокие естественнонаучные, математические, экономические и инженерные знания для решения научных и практических задач в нефтегазовом секторе экономики
P2	Применять глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения междисциплинарных инженерных задач нефтегазовой отрасли
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях;
P4	Проявлять глубокую осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта, уметь использовать новые знания при обучении сотрудников
P5	Использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства; использовать основы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P6	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P7	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов
P8	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, экономической эффективности, маркетинговые исследования
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы
P10	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P11	Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности

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

Инженерная школа природных ресурсов

Отделение нефтегазовое дело

Направление – 21.04.01

Профиль подготовки: Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации
<small>(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)</small>

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Ле Ван Тунг

Тема работы:

АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х», ВЬЕТНАМ
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	.2018 г.
--	----------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т.д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т.д.).</i></p>	<p align="center">Фактические данные о давлении, температуре и дебите добычи нефти, газа, вода ,скважин Н1, Н2,Н3 - на месторождении “Х” в Кылуонгской впадине , Вьетнам</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Введение 2. Особенности географического положения и истории геологического изучения впадины Кылуонг, Вьетнам. 3. Геологическое строение месторождения “Х”, Вьетнам. 4. Метод для анализ данных по добыче 5. Анализ состояния добычи нефти на месторождении “Х” 6. Прогноз добычи нефти по месторождению “Х” 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и

<p>процедуры проектирования, обсуждения выполненной работы; исследования, конструирования; результатов дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<p>ресурсосбережение 8. Социальная ответственность 9. Заключение Перечень публикаций студента Перечень использованных источников</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Расположение впадины Кыу Лонг, Вьетнам 2. Геологическое расположение месторождения X 3. Сводный литолого- стратиграфический разрез X 4. Граница между пачками месторождения “X” 5. Анализ PVT скважины HL-4X 6. Типы падения добычи 7. Дебит графика с течением времени t_i, t_f, t_{ab} 8. Семейство кривых падения Фетковича в обоих режимах течения 9. Безразмерные кривые Арпса анализирует уменьшение дебита , когда течение в псевдо-устойчивом состоянии 10. На раннем этапе времени, чем меньше r_e / r_{wa}, тем быстрее течение переходит в псевдо - устойчивое состояние 11. Семейство кривые Фетковича с двумя группами кривых $\log(q_{Dd})/\log(t_{Dd})$ и $\log(Q_{Dd})/\log(t_{Dd})$ 12. Две различные кривые при течении в псевдо-устойчивом состоянии на основе гипотезы о постоянном течении и постоянном давлении 13. Кривая типа Блэсингейма 14. Совмещение реальных данных с типовыми кривыми 15. Модель пласта с горизонтальной скважиной 16. Пласт с водоносным горизонтом 17. Круговой пласт с водоносным горизонтом 18. Карта строительства 19. График забойного давления скважин 20. График забойного давления скважины N1 21. График состояния добычи нефти и воды из скважины N1 22. График обводнения скважины N1 24. График забойного давления скважины N2 25. График состояния добычи нефти и воды из скважины N2 26. График обводнения скважины N2 27. График состояния добычи нефти и воды из скважины N3 28. График добычи нефти скважин N1,N2,N3 29. Накопленная добыча нефти скважин N1,N2,N3 30. Гидродинамическая связь скважины N1 и N2 31. Гидродинамическая связь скважины N2 и N3 32. Историческая диаграмма добычи скважины N1 33. Историческая диаграмма и прогноз добычи скважины N1 34. Историческая диаграмма (лог) и прогноз добычи скважины N1 35. Накопленная добыча нефти скважины N1 36. Историческая диаграмма добычи скважины N2 37. Историческая диаграмма и прогноз добычи скважины N2 38. Историческая диаграмма (лог) и прогноз добычи скважины N2

	39. Накопленная добыча нефти скважины Н2 40. Диаграмма добычи нефти месторождения X 41. Историческая диаграмма и прогноз добычи комплекса скважин 42. Историческая диаграмма (лог) и прогноз добычи скважины 43. Полулогарифмические диаграммы ВНО, используемые для прогнозирования 44. График прогноза обводненности 45. Полулогарифмическая диаграмма ВНО скважин Н1 46. Полулогарифмическая диаграмма прогнозирования скважин Н1 47. Полулогарифмическая диаграмма прогнозирования скважин Н2 48. Полулогарифмическая диаграмма прогнозирования скважин Н3
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Абраменко Н.С..
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
2018 г.	

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Ле Ван Тунг		

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

Студенту:

Группа 2БМ6В	ФИО Ле Ван Тунг
------------------------	---------------------------

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Магистрант	Направление/специальность	Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	- Использование системы показателей, отражающих деятельность предприятия применительно к условиям рыночной экономики, с включением в экономические расчеты платежей и налогов.
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	- При уменьшении объема добычи нефти до 20%, IRR получит значение 14,4%; - При уменьшении цены на нефть до 20%, IRR получит значение 13,2%;
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	- Использование методики ГКО получено 835 тонн дополнительной нефти, выручена чистая прибыль в размере 283,81 тыс. руб/т - проект проведения ГКО скважин считается ресурсоэффективным и ресурсосберегающим

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Структура капитальных вложений при разработке месторождения X, Вьетнам

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		.04.2018г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Ле Ван Тунг		.04.2018г

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Ле Ван Тунг

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Магистрант	Направление/специальность	Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. <i>Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</i>	- Основные факторы рабочей зоны на предмет выявления их вредных проявлений: + вредных проявлений факторов производственной среды; + опасных проявлений факторов производственной среды; + негативного воздействия на природную окружающую среду (ОС); + Чрезвычайных ситуаций.
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p><i>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты; - (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p><i>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); - пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<ul style="list-style-type: none"> - Действие вредных факторов на организм человека. - Допустимые нормы с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ): Сан.ПиН 2.24.548-96, ГОСТ 12.1.005-88, ГОСТ 12.1.003-2014, ГОСТ 12.1.029-80, ГОСТ 12.1.005-88. - Средства защиты от вредных факторов: коллективные и индивидуальные. - Термические опасности: действие фактора и средства защиты от термических опасностей: коллективные и индивидуальные защиты. - Механические опасности: действие фактора и средства защиты от механических опасностей. - Электробезопасность: действие фактора и средства защиты от электробезопасности. - Пожаровзрывобезопасность: Действие фактора и средства защиты от пожара, взрыва.
---	---

<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> - защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Загрязнения атмосферы в результате разработки месторождений.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Загрязнения гидросферы в результате разработки месторождений. - Загрязнения литосферы в результате разработки месторождений. - Решения по обеспечению экологической безопасности и по охране ОС.
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<ul style="list-style-type: none"> - Основные возможные ЧС на объекте: разлив нефти при неконтролируемом фонтанировании скважины; утечка и разлив нефти и топлива в процессе эксплуатации; взрыв и пожар. - Наиболее типичной ЧС: утечка и разлив нефти и топлива в процессе эксплуатации. - Мероприятия по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефтепродуктов. - Готовность к срочной ликвидации аварий.
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Отдел охраны труда и техники безопасности и Центральная служба по безопасному ведению работ, Центр медицинского обеспечения, все должности по безопасности здоровья и ОС (БЗиЗОС) в предприятиях, МСП, БК должны отвечать за любые действия, связанные с БЗиЗОС во всех сферах деятельности ООЦ "КыуЛонг".</p>

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Ле Ван Тунг		

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

Инженерная школа природных ресурсов

Отделение нефтегазовое дело

Направление – 21.04.01

Профиль подготовки: Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений

Форма представления работы:

магистерская диссертация

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

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2015г.
--	--------------

Дата контроля	Название раздела / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.12.2017	<i>Литературный обзор: Годовой отчет добычи. Совместная операционная компания Кыулонг, Вьетнама</i>	20
17.01.2017	<i>Литературный обзор: Пересчет запасов нефти и растворенного газа участка Юго-восточный Дракон по состоянию на 01.01.2007 г.</i>	20
09.03.2017	<i>Литературный обзор: Уточненная технологическая схема разработки и обустройства месторождения Белый Тинр (2012г.).</i>	10
20.03.2017	<i>Обработка данных скважин в меторождении «Х»</i>	10
07.04.2018	<i>Социальная ответственность</i>	10
15.04.2018	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
01.05.2018	<i>Анализ, обсуждение результатов, формулировка рекомендаций</i>	10
20.05.2018	<i>Оформление выпускной квалификационной работы</i>	10
	Итого	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор, доктор химических наук	Ю.В.Савиных	Д.Х.Н., профессор		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. Кафедрой ГРHM	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чернова О. С.	К.Г.-М.Н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 107 страниц, 49 рисунков, 18 таблиц, 9 источников.

Ключевые слова: Водонефтяное отношение, обводненность, состояние добычи нефти, расчетный максимально возможный объем добычи нефти, индикаторная кривая, коэффициент продуктивности, коэффициент извлечения нефти, метод Арпса, метод Блэсингейма, метод Фетковича, номинальный темп падения добычи.

Объектом исследования является нефтяное месторождение «Х», расположенное в Кылулонгской впадине на шельфе Вьетнама.

Предметы исследования – скважины Н1, Н2, Н3, состояние разработки скважин и их размещение на объекте разработки.

Цель работы – анализ состояния добычи нефти месторождения «Х», определение гидродинамической связи, а также краткосрочный и долгосрочный прогноз добычи нефти на месторождении «Х».

В процессе исследования проводился анализ скважин, выбор рационального метода для прогноза добычи нефти, анализ эффективности методов. Оценка гидродинамической связи между скважинами.

В результате исследования подтверждается, что методы теоретического прогнозирования относительно точны по сравнению с фактическим производством и на основе эксплуатационного состояния скважины определяются гидродинамические связи. Это облегчает поддержание энергии пласта путем закачки воды для эксплуатации месторождения..

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: анализ технологических показателей разработки; выбор рационального методов для прогноза добычи нефти в скважинах и анализ методов оптимизации работы газлифтных скважин..

Степень внедрения: удалось проверить эффективность предлагаемых методов и практически возможно применять их на нефтепромысле.

Область применения – на месторождении «Х» в Кылулонгской впадине,

Вьетнам.

Экономическая эффективность – Представляемая работа является технико-экономическим обоснованием, подтверждающим экономическую целесообразность проведения промышленной эксплуатации на месторождения «Х».

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

ВНО – водонефтяной отношения

КИН – коэффициент извлечения нефти

ГДИС – гидродинамические исследования скважин

МВД – расчетный максимально возможный объем добычи нефти

НДН – накопленная добыча нефти

ИК – индикаторная кривая

N – Начальные геологические запасы нефти

PI – коэффициент продуктивности

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	15
ГЛАВА 1. ОСОБЕННОСТИ ГЕОГРАФИЧЕСКОГО ПОЛОЖЕНИЯ И ИСТОРИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ БАСЕЙНА КЫУЛОНГ, ВЬЕТНАМ.....	16
1.1. Географическое положение.....	16
1.2. Преимущества и недостатки.....	16
1.3. История геологического изучения бассейна Кыулонг	19
ГЛАВА 2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И МЕСТОРОЖДЕНИЯ “X”, ВЬЕТНАМ.....	22
2.1. Стратиграфия.....	23
2.2. Нефтяная система.....	26
2.3. Характеристики пласта.....	28
ГЛАВА 3. МЕТОДЫ АНАЛИЗА ПО ДАННЫМ ДОБЫЧИ	30
3.1. Метод Арпса.....	31
3.2. Метод Фетковича.....	35
3.3. Метод Блэсингейма	42
ГЛАВА 4. АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «X»	50
4.1. Состояние добычи нефти месторождения «X».....	50
4.2. Определение гидродинамической связи.....	57
ГЛАВА 5. ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «X».....	59
5.1. Краткосрочный прогноз добычи на месторождении X методом кривой падения АРПС	59
5.2. Долгосрочный прогноз добычи нефти (прогноз обводненности)	68
5.3. Прогноз для месторождения X	70
ГЛАВА 6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	752
6.1 Расчёт и оценка капитальных вложений освоения месторождения	754
6.2 Расчёт стоимости эксплуатационных затрат освоения месторождения	75
6.3 Экономическая эффективность применения мероприятий повышения нефтеотдачи	76
ГЛАВА 7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	84
7.1. Производственная безопасность.	85
7.2. Экологическая безопасность.....	98

7.3. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды.....	98
7.4. Охрана окружающей среды	100
7.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	102
7.6. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	104
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	105
СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА.....	106
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	107

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследований. В период индустриализации-модернизации спрос на энергию огромен, поэтому требуется активно расширять масштабы производства для своевременного удовлетворения потребительского спроса. В области добычи нефти и газа на сегодняшний день анализ и прогнозирование идет параллельно с процессами добычи. Прогнозирование является основой для разработки месторождения и может оценить способность добычи через реальный объем производства. На основании этого, автором была выбрана тема *"Анализ состояния и прогноз добычи нефти на месторождении «Х», Вьетнам "*

Цель работы. Анализ состояния и прогноз добычи нефти на месторождении «Х», а также определение гидродинамической связи скважин.

Основные задачи. Для решения поставленных целей работы необходимо решить следующие задачи:

- рассмотреть характеристики пласта
- исследовать методы анализа по данным добычи
- провести анализ состояния добычи нефти на месторождении «Х» и определить гидродинамическую связь скважин
- дать краткосрочный и долгосрочный прогноз добычи нефти месторождения «Х» методом кривой падения ARPS.

Объект исследования. Скважины Н1, Н2, Н3 в пачке С30 месторождения «Х», принадлежащего Кыулонгскому бассейну.

Методы и средства исследования. При написании данной работы были применены такие методы научного исследования: изучение научной литературы, аналитические методы. Для выполнения выпускной квалификационной работы использовались текстовый редактор Microsoft Word, электронные таблицы Microsoft Excel, а также результаты анализировались в программных продуктах Топазе. Презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

ГЛАВА 1. ОСОБЕННОСТИ ГЕОГРАФИЧЕСКОГО ПОЛОЖЕНИЯ И ИСТОРИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ БАССЕЙНА КЫУЛОНГ, ВЬЕТНАМ

1.1. Географическое положение.

Кыу Лонг бассейн расположен на континентальном шельфе у побережья Вьетнама с географическими координатами от 9° до 11° северной широты и от $106^{\circ}30''$ до $109^{\circ}00''$ градусов восточной долготы. Площадь распространения бассейна составляет около 40.000 км^2 , включает блоки 09,15,16,17 и частично блоки 01,02,25,31 (Рис 1.1)

Бассейн овальный, обращен к морю и расположен вдоль побережья Вунгтау - Бинь Тхуан. Бассейн ограничен материком на северо-западе, отделяется от бассейна Нам-Кон-Шон. На юго-западе отделяется от бассейна Малай-Тхо Чу и на северо-востоке - от бассейна Фу Кхан. Это типичный закрытый осадочный бассейн Вьетнама.

Бассейн заполнен, в основном, терригенными отложениями третичного возраста, максимальная мощность осадочного чехла в центре бассейна, возможно, достигает 7-8 км. Вскрытый бурением геологический разрез района подразделяется на 3 структурных этажа: докайнозойский фундамент, олигоценый и миоцен-плейстоценовый структурно-тектонический этажи.

1.2. Преимущества и недостатки.

Вунгтау расположен на пересечении между Востоком и Юго-Западом, а также соединяется между Северным и Центральным, поэтому существует удобная транспортная система для разведки и добычи нефти и газа.

Глубина моря в пределах месторождения около 50 м, что позволяет применять для бурения самоподъемные буровые установки (СПБУ). Согласно данным инженерно-геологических изысканий, по характеристикам грунтов верхняя придонная часть разреза благоприятна для строительства нефтепромысловых сооружений. Сейсмичность района не превышает 6 баллов по шкале Рихтера.

Климат в районе месторождения тропический, муссонный, с дождливым летом, при температуре воздуха 25-35° и сухим сезоном в зимний период при температуре 24-30°С. Сезон юго-западного летнего муссона длится с июня по сентябрь. В это время идут обильные кратковременные дожди со шквальным ветром до 25 м/сек. Влажность воздуха возрастает до 87 – 89%. Зимой, с ноября по март, господствует северо-восточный муссон с сильными ветрами до 20 м/сек, образующими волны высотой до 10 м.

Благоприятным для выполнения работ в море является период юго-западных муссонов: июнь-сентябрь, а также переходные периоды: апрель-май и ноябрь, когда происходит смена направлений муссонов. Морские течения связаны с режимом муссонных ветров и приливно-отливными процессами. Скорость течений на глубине 15-20 м достигает 85 см/сек, а в придонном слое колеблется от 20 до 30 м/сек. Температура воды изменяется в течение года 25 – 30°С. Соленость морской воды колеблется в пределах 33 – 35 г/л.

В сезон дождей морские волнения, сильные ветры создают трудности для разведки и разработки нефти и газа.

Проблема охраны и улучшения окружающей среды затруднена из-за загрязнения нефтегазовой промышленности.

Нефтяные и газовые месторождения, расположены далеко от материка. Глубина морской воды относительно велика, поэтому затраты на разведку и эксплуатацию нефти и газа относительно высоки.

На рисунке 1.1, показано что расположена бассейна Кыулонг во Вьетнаме

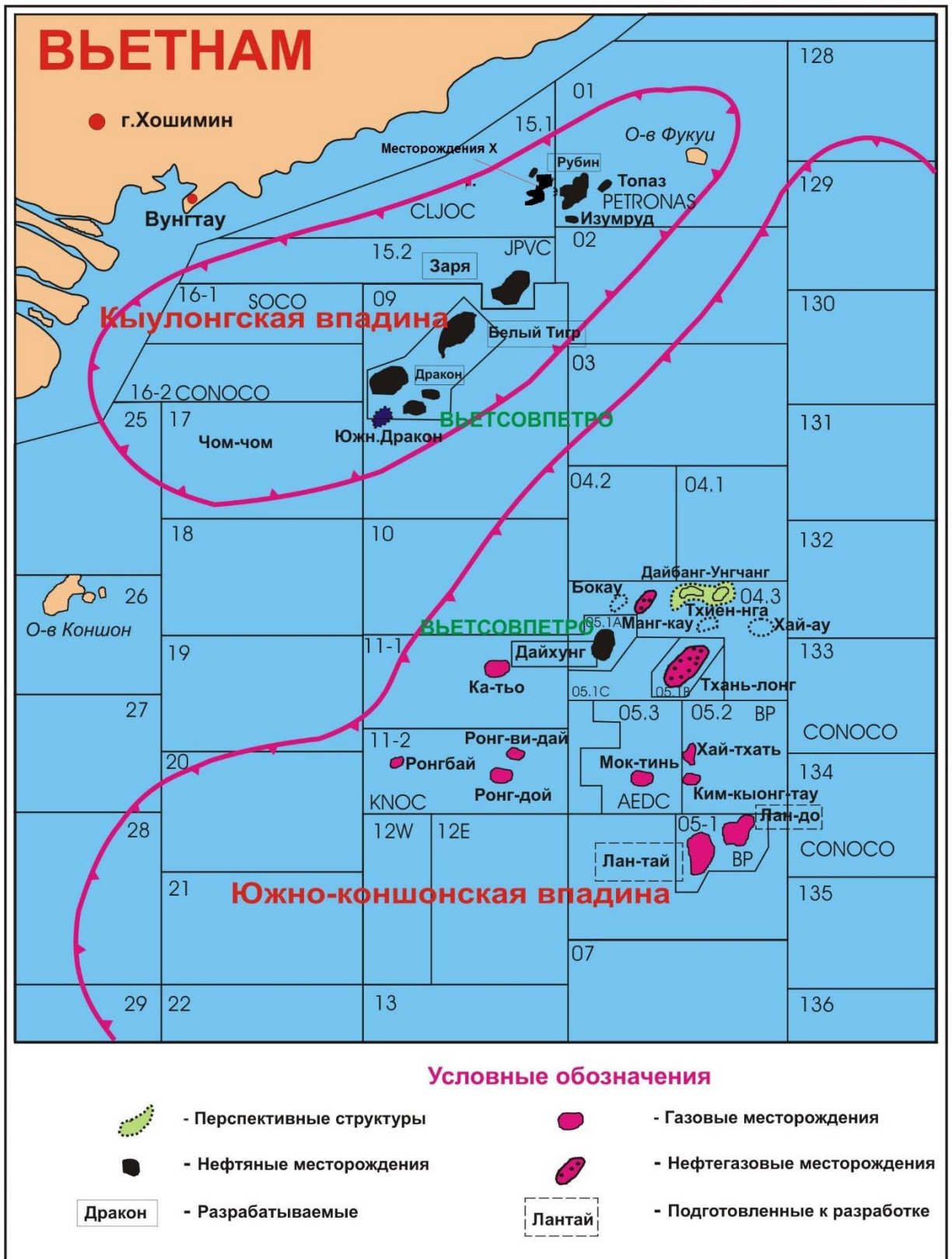


Рисунок 1.1 – Расположение бассейна Кыу Лонг

1.3. История геологического изучения бассейна Кыулонг

В исследовании, разведке и разработке нефти и газа на континентальном шельфе Вьетнама, бассейн Кыу Лон является одним из первых объектов, которые были проведены. Основываясь на масштабах, исторических вехах и результатах геологоразведки, история разведки нефти и газа в бассейне Кыу Лон разделена на четыре периода.

Период до 1975 года. Это период геофизических исследований для разделения по блокам, подготовки к торгам, подписи контракта.

С 1966 по 1970 год, компания «Ray Geophysical Mandrel» провела морские геофизические измерения в Южно-Китайском море и на южном континентальном шельфе по сетке 16 x 16 км.

Первые сведения о существовании в исследуемом районе структурных осложнений были получены по результатам комплексных геофизических исследований (гравиметрическая, магнитометрическая и сейсмическая 2D разведки), выполненных фирмой «Mobil» в 1974 г. по профильной системе 4 x 4 км

В 1974 году компания «Mobil» выиграла контракт на блок 09 и сейсмические исследования 2D в этом районе были проведены фирмой «Mobil» с площадью 3000 км. 2D

В конце 1974 года и в начале 1975 года: «Mobil» пробурил первую разведочную скважину в бассейне Кыу Лонг с глубиной 2755 м-2819 м, дебит нефти составлял 342 м³ / сут. Этот результат подтвердил нефтегазовый потенциал бассейна Кыу Лонг.

Период с 1976 по 1979 года. В 1978 г. сейсмические исследования 2D в этом районе были проведены фирмой «GECO» по сетке 2 x 2 км. В 1981 г. В/О «Техноэкспорт» выполнило в пределах площади Дракон 349,5 пог.км профилей МОГТ – 48 кратное по сети 2 x 2 км. С учётом ранее отработанных профилей на поднятии Дракон сеть составила 1 x 1 км.

В 1986 г. В/О «Союззарубежнефтестрой» для уточнения геологического строения поднятия Дракон отработал 1066 пог.км профилей. С учётом ранее отработанных профилей сеть составила 0,25 x 0,25 км.

Качество материалов сейсморазведки 2D, выполненной на поднятии Дракон, весьма низкое, что связано с методикой проведения полевых работ и обработки материалов. При корреляции временных разрезов возникли значительные трудности, т.к. на пересечении сейсмопрофилей наблюдались фазовые расхождения, достигающие значений до 60 мсек.

В 1990 г. фирмой «GECO» выполнена сейсморазведка 3D в Северо-Восточной части площади -132 км², в 1993-1994 г. фирмой «CGG» в центральной и восточной участках площадей – 240 км², 1996 г. фирмой «Western Geophysical» на остальной части поднятия Дракон площадью 139 км², за исключением юга.

Обработка сейсмических материалов выполнена по стандартному графу (обычная миграция), причём, Северо-Восточный и Восточный участки обработаны фирмой «PGPC», а остальная часть площади фирмой «Western Geophysical». Различия в процедурах обработки привели к существенному несоответствию волновых картин (фазовые сдвиги, скорости суммирования...), что обусловило сложности в корреляции разрезов и в построении структурных карт при интерпретации, которая также проводилась по отдельным участкам разными исполнителями с разными подходами. Интерпретация сейсмических материалов 3D была проведена фирмой «CGG» в 1993-1994 гг. В результате были получены структурные карты по СГ-3, СГ-5, СГ-7, СГ-8, СГ-10, СГ-11 и АФ горизонтам; кроме того, в первый раз на площади Дракон применено изучение сейсмических атрибутов для осадочных толщ.

В 1996 г. в НИПИморнефтегаз проведена интерпретация сейсмических материалов 3D и 2D по всей площади месторождения Дракон, построены структурные карты по СГ-3, СГ-5, СГ-7, СГ-8, СГ-10, СГ-11 и АФ по горизонтам.

В 2006 г. компанией «Paradigm» по контракту с СП "Вьетсовпетро" была выполнена переобработка всего объема сейсмических материалов 3D по всему месторождению Дракон, материал передан ВИНГ для проведения

интерпретации. Отчет по интерпретации сейсмических материалов 3D представлен СП "Вьетсовпетро" для уточнения структурных карт и геологического строения для всего месторождения Дракон [5,6].

ГЛАВА 2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И МЕСТОРОЖДЕНИЯ “X”, ВЬЕТНАМ

Месторождение X расположен на Северо-Востоке в пласте 15-1 бассейна КыуЛонг, в 120 км от основной производственно-технической базы ООЦ Кыу Лонг в городе-порту Вунгтау (Рисунок 2.1).

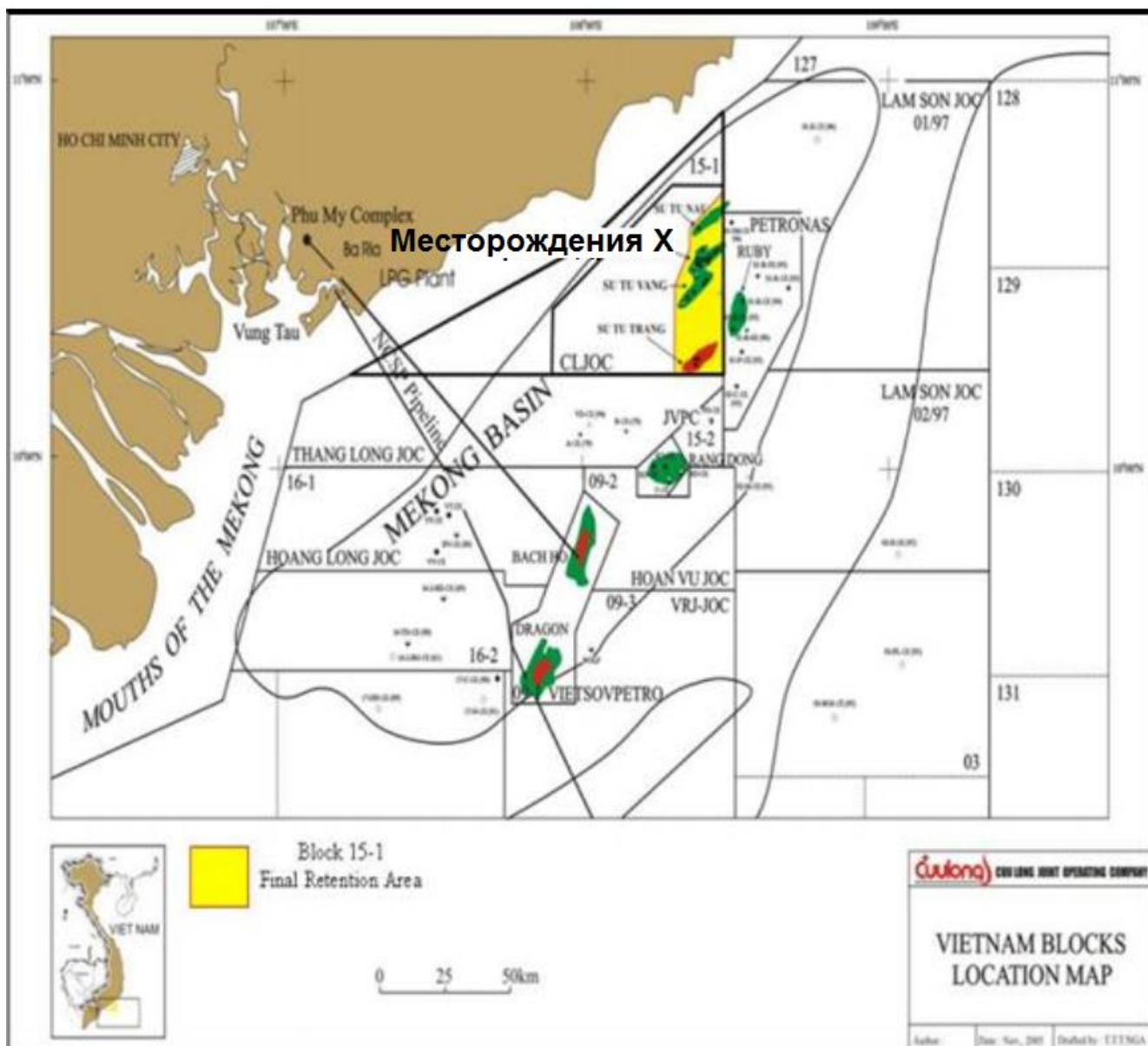


Рисунок 2.1 – Геологическое расположение месторождения X

2.1. Стратиграфия

Геологический разрез месторождения X представлен докайнозойскими вулканогенно-магматогенными породами фундамента и кайнозойскими, преимущественно терригенными, породами осадочного чехла (Рисунок 2.2).

Фундамент

Вскрытый разрез фундамента можно разделить на две части; верхнюю - толщу грубообломочного вулканического агломерата (брекчии) мощностью от 2475 м до 4000 м, нижнюю - массив коренных гранитоидов.

Породы вулканической брекчии розово-серого кварцевого биотит-роговообманкового диорита, сцементированных либо тем же материалом диорита, либо вулканическим туфом или вулканическим стеклом. Трещины и каверны выщелачивания в обломках и цементирующей массе заполнены кальцитом, кварцем, пиритом, цеолитом, что свидетельствует о проявлении деятельности гидротерм.

По шлифам средний состав пород следующий: плагиоклаз – 15-34%, калиевые полевые шпаты и ортоклазы – 3 %, кварц – 8 %, биотит – 15 %, роговая обманка – 10 %.

Массив коренных пород сложен в основном крупно-разнозернистым серым диоритом, пересеченным дайками андезито-базальтового порфира, с выделениями биотита и роговой обманки. Встречаются гранит-пегматит и ксенолит, зерна тяжелых минералов - циркона, монацита и рудных минералов. В верхней части массива породы сильно подвержены деформации

Породы трещиноватые, с жилами и заполнением трещин кальцитом и цеолитом. Средний состав диорита аналогичен составу толщи вулканической брекчии, а именно: плагиоклаз - 55 %, ортоклаз - 2 %, кварц - 15 %, роговая обманка - 17 %, биотит - 12 %, т.е. эта порода является кварцевым биотит-роговообманковым диоритом.

По сравнению с вулканической брекчией породы массива менее изменены вторичными процессами.

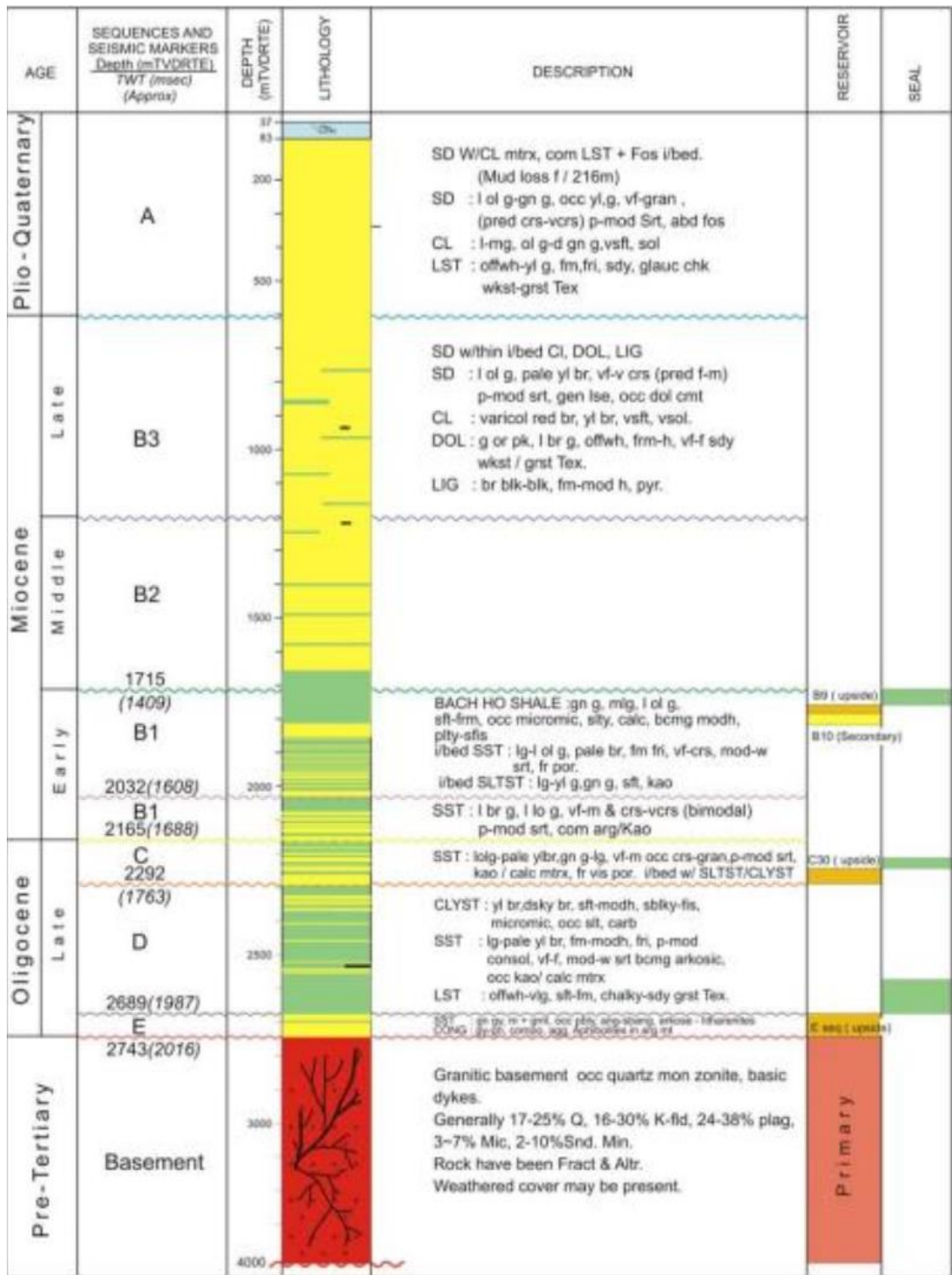


Рисунок 2.2 – Сводный литолого- стратиграфический разрез X

Свита Чатан

По литологии разрез можно разделить на три части с различными литологическими составами

Нижняя часть (Е - мощностью от 0 до 100 м) разреза свиты представлена переслаивающимися между собой аргиллитами (40-70%) алевролитами и песчаниками. Цвет пород серый, темно-серый и бурый, в верхней части разреза аргиллиты приобретают черную окраску и содержат в большом количестве органический материал (1-10 %). В разрезе ряда скважин заметную роль играют пласты и дайки вулканогенных пород основного состава мощностью до 20 м. Встречаются также тонкие прослои углей. Отложения свиты формировались в континентальных условиях фаций рек, озер, болот и реже прибрежно-морского мелководья.

Средняя часть (D - мощностью от 350 до 600 м) разреза сложена преимущественно черными, буровато-черными аргиллитами с маломощными прослоями алевролитов и песчаников. В разрезе иногда встречаются тонкие прослои известняков и углей. В разрезе свиты преобладают аркозовые песчаники (местами пески), чередующиеся в неравномерном сочетании с глинистыми алевролитами и глинами. Встречаются прослои гравия, мергелистых глин и бурых углей. Обстановка осадконакопления: морское мелководье и прибрежная, затапливаемая морем суша.

В верхней части (С - мощностью от 95 до 200 м) отложения представлены, в основном, глинистыми породами коричнево-темно-коричневого, черно-коричневого цвета с подчиненными чередующимися алевролитами и песчаниками. Соотношение песчаников/глин составляет примерно 35-50%.

Свита Батьхо

Свита Батьхо (В1- мощностью от 410 до 490 м). По литолого-петрографическому составу она подразделяется на две части: верхнюю и нижнюю. Верхняя часть представлена, в основном, глинистыми породами серого, зелено-серого цвета, с чередованием и увеличением сверху вниз содержания алевролитов и песчаников (до 50%).

В самой верхней части разреза выделяются пачки роталиевых глин, которые распространяются почти во всей площади бассейна. Мощность его колеблется от 35м до 150 м. В нижней части свиты породы представлены преимущественно песчаниками и алевролитами (выше 60%) с чередованием глинистых пропластков серой, желтовато-красной и пестрой окраски. Они отлагались в равнинных, лагунных, озерно-речных и аллювиальных прибрежно-морских средах.

Свита Коншон

Свита Коншон (В2 - мощностью от 1180 до 1650 м). В разрезе свиты преобладают аркозовые песчаники (местами пески), чередующиеся в неравномерном сочетании с глинистыми алевролитами и глинами. Встречаются прослой гравия, мергелистых глин и бурых углей. Обстановка осадконакопления: морское мелководье и прибрежная, затапливаемая морем суша.

Свита Донгнай

Свита Донгнай (В3 - мощностью от 595 до 615 м). В состав свиты входят, в основном, кварцевые пески с дресвой и гравием, чередующиеся с глинистыми алевролитами и глинами. Встречаются тонкие прослой карбонатных пород и линзы бурых углей. Обстановка осадконакопления: морское мелководье и прибрежная затапливаемая морем суша.

2.2. Нефтяная система

Коллекторная порода

Основные коллекторные породы месторождения «Х» включают породы трещиноватого фундамента и песчаники пачки В10 - Нижний миоцен и пачки С30 - олигоцен. Песчаники пачки В9 - нижний миоцен и пачки Е - Олигоцен также считаются потенциально нефтеносными.

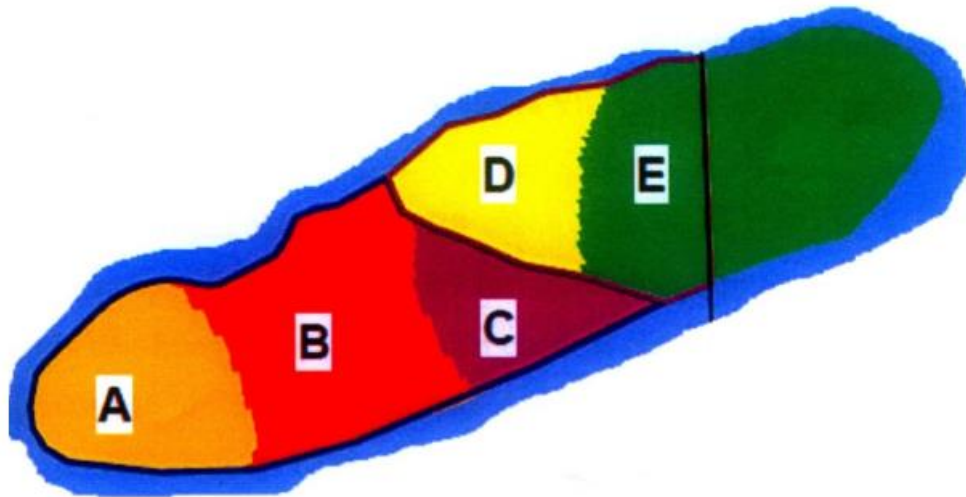


Рисунок 2.3 – Граница между пачками месторождения «X»

Материнская порода

Результаты геохимического анализа из пробуренных скважин показывают, что олигоценые глины богаты органическими веществами и имеет очень высокий углеводородный потенциал. Общий органический углерод в образцах глины обычно выше 1%, обычными являются образцы глины с показателем более 2%, а иногда и до 10%, компоненты S_2 и HI в образцах глины высоки.

Глины в пачке D имеют самые высокие геохимические параметры, что отражает хорошие возможности генерации нефти и газа. Кроме того, глина в пачке D имеет наибольшую толщину, поэтому глина в пачке D можно рассматривать как основной производственный слой всего бассейна Кыу Лонг, а также для пласта 15-1 и структуры месторождения Черный Дракон.

Глины в пачках C и E также являются хорошими материнскими породами, но намного тоньше глины в пачке D. Основная производственная зона в структуре месторождения «X» расположена на юго-востоке бассейна Кыу Лонг, а другая зона расположена на северо-востоке от пласта 15-1.

Некоторые тонкие слои глины в нижних миоценовых отложениях также имеют потенциал для добычи нефти и газа, но их зрелость низкая. Миоценовые материнские породы не играют большой роли в углеводородном потенциале [1].

2.3. Характеристики пласта

Характеристика пласта месторождения «X» была составлена на основе информации, полученной по скважине HL-4X [1].

Таблица 2.1 – Характеристика пласта месторождения «X»

Скважина	HL-4X
Максимальный дебит (бареллей/сутки)	14365
Давление на устье (МПа)	4,74
Проницаемость (мД)	718
Скин – фактор	2,5
Начальное давление на глубине измерения (МПа)	22,4

Данные PVT

На рисунке 2 показаны данные PVT скважины HL-4X

Где : R_s – газовый фактор при растворённом газе (scf/stb = 0.178 м³/ м³)

Oil FVF / B_0 – Объемные коэффициенты пластовой нефти (м³/м³)

μ_o – вязкость (cP = 0.001 Па.с)

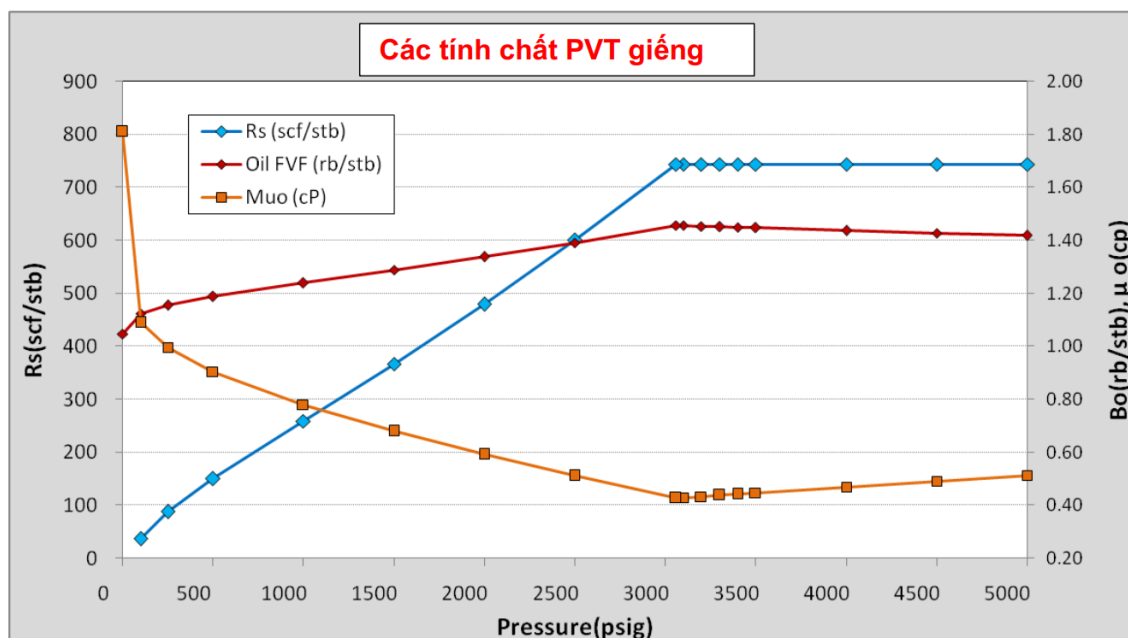


Рисунок 2.4 – Анализ PVT скважины HL-4X

Начальные геологические запасы нефти (N)

Начальные геологические запасы нефти оценивались по объемным методам для трёх случаев - P90, P50, P10 [1].

Таблица 2.2 – Начальные геологические запасы нефти

Уровень запасы	P90	P50	P10
N (миллионы баррелей)	14.2	18.3	24.8
N (миллионы тонн)	2.26	2.91	3.9

ГЛАВА 3. МЕТОДЫ АНАЛИЗА ПО ДАННЫМ ДОБЫЧИ

Для анализа добычи нефти используют методы Арпса, Фетковича, Картера и Палацио - Блэсингейма. Осуществляется выбор метода для создания встраиваемого программного модуля. С помощью созданного модуля проводится прогноз темпов снижения добычи нефти и газа на основе реальных производственных данных.

В условиях тенденции падения мировых цен на нефть перед топливно-энергетическим комплексом возрастает проблема повышения эффективности, в том числе и эффективности операционного менеджмента добычи. Как известно, объемы добычи нефти любого месторождения с увеличением времени производства снижаются. Когда дебит производства падает до экономического предела, скважина считается не рентабельной, и должна производиться остановка производства. Это с одной стороны, а с другой – также не рентабельно останавливать добычу на скважине, если сбой в дебите случайный и запасы топлива еще не исчерпаны. Две основные проблемы в оценке работоспособности – это определение наиболее вероятной продолжительности жизни скважины и оценка объема будущей добычи сырья.

Эффективное решение данных проблем в современном мире возможно посредством использования электронных технологий, включающих специализированное программное обеспечение.

Кривые падения добычи являются одной из наиболее широко используемых форм анализа данных, используемых при оценке запасов сырья и прогнозировании будущего производства. Методика анализа кривой падения добычи основана на допущении, что направление изменения добычи за прошедший период времени с воздействием факторов, непосредственно влияющих на него, будет иметь место и в будущем, и поэтому может быть экстраполировано и описано математически.

Для анализа добычи рассмотрены такие методы, как метод Арпса, Фетковича, Картера и Палацио-Блэсингейма. Метод для анализа кривых падения дебита должен удовлетворять нескольким факторам, во-первых, метод должен

быть универсальным, т.е. модели падения добычи применимы как для нефтяных, так и для газовых скважин. Во вторых, метод должен позволять проводить анализ при имеющихся данных – дебит q ($\text{м}^3/\text{единица времени}$) и время t (единица времени) [2].

3.1. Метод Арпса

Теория Арпса. Арпс предложил, что «кривизну» кривой зависимости дебита от времени можно выразить математически одним из уравнений гиперболического семейства. Метод анализ падения кривых падения дебита используется по Арпсу только тогда, когда соблюдаются следующие условия :

- Пластовое давление постоянно. Коэффициент скин не зависит от времени.

- Площадь эксплуатационной зоны не изменяется. Площадь призабойной зоны скважины стабильна.

Теория кривой падения начинается с соотношения снижения дебита $\frac{\Delta_q}{q}$ в единицу времени Δ_t

$$D = \frac{-\left(\frac{dq}{q}\right)}{dt} = \frac{-\left(\frac{dq}{dt}\right)}{q} \quad (3.1)$$

D – номинальный темп падения добычи, $1/\text{единица времени}$; можно рассматривать как D - отношение наклона кривой падения к дебиту.

В случае, b - постоянная Арпса для кривой падения добычи: $0 \leq b \leq 1$. Арпс предложил общее уравнение дебита добычи к моменту времени и уравнение накопленной суммы добычи. В общем виде кривые падения можно выразить следующим уравнением:

$$q_t = \frac{q_i}{\left(1 + bD_i t\right)^{1/b}} \quad (3.2)$$

$$Q(t) = \frac{q_i^b}{D_i(1-b)} (q_i^{1-b} - q_t^{1-b}) \quad (3.3)$$

где q_t – дебит добычи к моменту времени t , м³/единица времени;

q_i – начальный дебит добычи, м³/единица времени;

b – постоянная Арпса для кривой падения добычи;

D – номинальный темп падения добычи, 1/единица времени;

t – время, единица времени

Арпс установил следующие три типа падения добычи: экспоненциальный, гармонический и гиперболический (Рисунок 3.1).

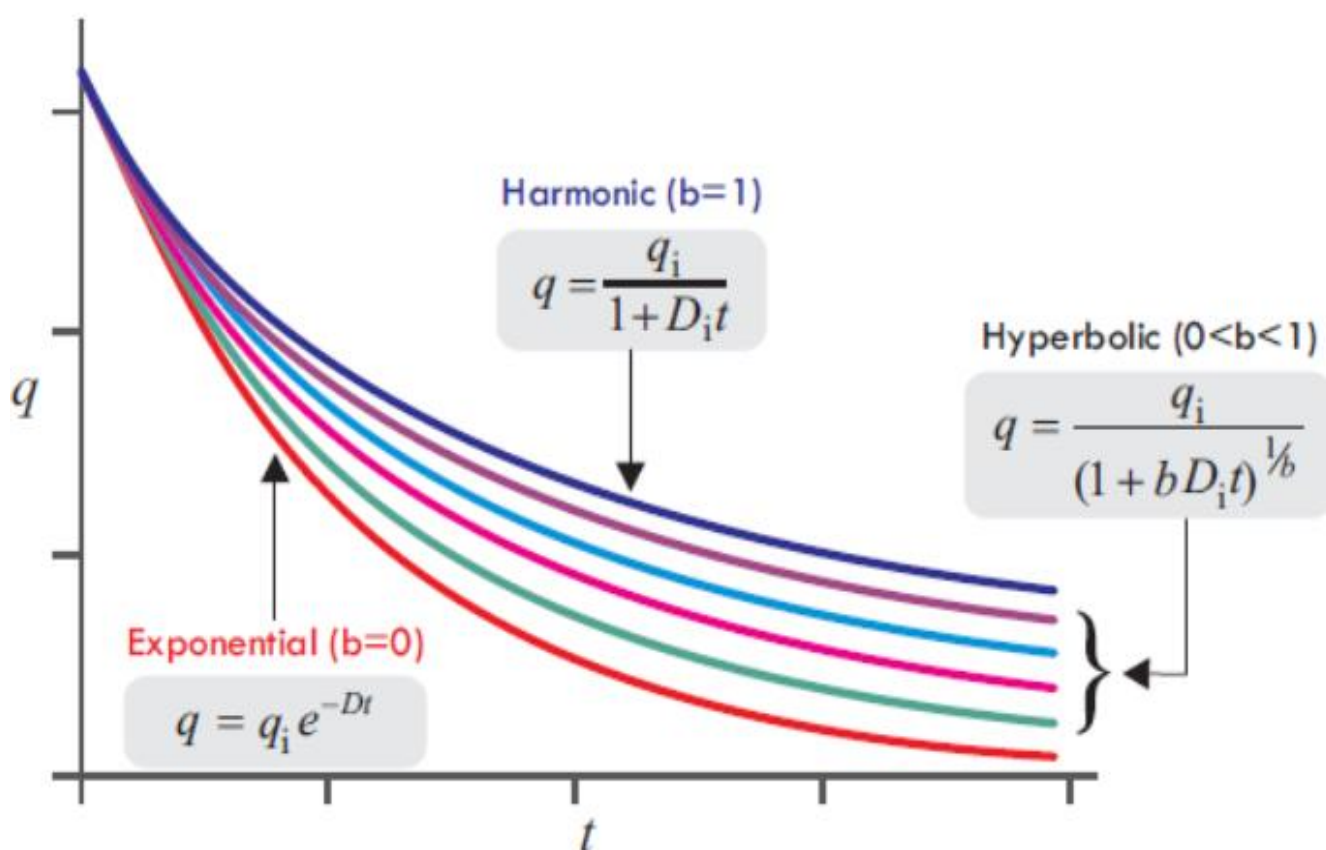


Рисунок 3.1 – Типы падения добычи

Тип Кривой	Экспоненциальный	Гиперболический	Гармонический
Характеристические коэффициенты	D - Постоянно $b = 0$	D - Постоянно $0 < b < 1$	D - Постоянно $b = 1$
График линейной кривой	$\text{Log}(q) / t, q/Q$	$\text{Log}(q) / t$	$\text{Log}(q) / Q$
Функция добычи с течением времени t	$q = q_i e^{-Dt}$	$q = q_i (1 + bD_i t)^{-1/b}$	$q = q_i (1 + D_i t)^{-1}$
Накопленная добыча нефти	$Q = \frac{q_i - q}{D}$	$Q = \frac{q_i^b}{(1-b)D_i} (q_i^{1-b} - q^{1-b})$	$Q = \frac{q_i}{D_i} \ln \frac{q_i}{q}$
Применение	Для определения минимальные доказанные запасы	Для определения вероятные запасы	Для определения запасы могут добываться
Оценочные извлекаемые запасы	$Q_f + \frac{q_f - q_{ab}}{D}$	$Q_f + \frac{q_f}{1-D_f} \left[q_i^{1-b} (1 + bD_i t_f)^{1-\frac{1}{b}} q_{ab}^{1-b} \right]$	$Q_f + \frac{q_f}{D_f} \ln \left(\frac{q_f}{q_{ab}} \right)$
Начальные геологические запасы нефти	$N = \frac{EUR}{c_t (P_i - P_{wf})}$		

Где t_f - начальное время для проведения прогноза добычи

t_{ab} - конечная время, когда эксплуатация приносит экономические выгоды

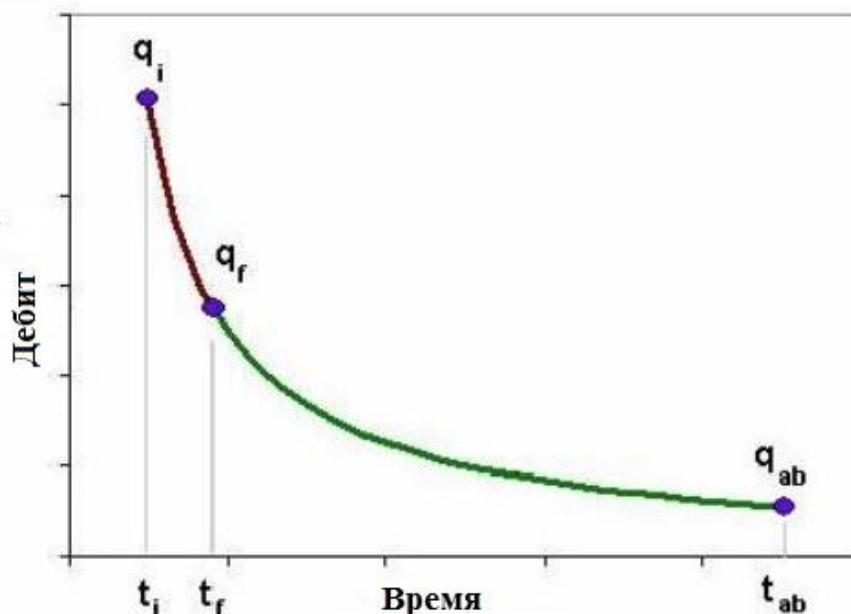


Рисунок 3.2 – Дебит графика с течением времени t_i, t_f, t_{ab}

Коэффициент b - постоянная Арпса для кривой падения добычи :

- Если давление в эксплуатационных скважинах больше давления насыщения или эксплуатационные скважины с однофазными флюидами и режим течения зависит от края, то $b = 0$

- Если давление в эксплуатационных скважинах меньше давления насыщения или эксплуатационные скважины работают в режиме растворенного газа, то легкая нефть и скважины находятся под влиянием краевой воды, то $b=0,5$.
Для газовых месторождений $0,4 < b < 0,5$.

Анализ кривой Арпса. Арпс строил графики с различными осями : Вертикальная ось x : $\log(q)/t$. Горизонтальная ось y : $\log(q)/Q$ и q/Q .

Аналитические шаги.

Для экспоненциальной кривой падения:

- Построение графика с y -осями - $\log(q)$, с x -осями - t или q/Q графика с x -осями - Q и с y -осями - q

- Соотношение D определяется по формуле : $D = -2,302 \cdot \left(\frac{\Delta q}{\Delta t} \right)$ из $\log(q)/t$ графика

или $D = \frac{-\Delta q}{Q}$ из q/Q графика.

- Построение линейного падения линии по наклону значений $\frac{\Delta q}{\Delta t}$ и $\frac{\Delta q}{Q}$.

Экстраполяция на любого время или время t_{ab} для прогнозирования добычи и запасов могут быть рассчитаны.

Для гиперболической кривой падения и гармонической кривой падения, когда мы знаем добычу для этой функции, мы используем формулы в таблице 3.1 для определения оценочных значений.

Преимущества и недостатки метода.

Метод Арпса не может применяться для анализа, когда течение находится в режиме перехода и анализируется только тогда, когда история добычи достаточно долгая, чтобы определить тренд кривой. Есть много влияний, которые изменяют тренд снижения в процессе добычи (пластовое давление, нефтенасыщенность, проницаемость пород пласта), условия добычи (давление в сепараторе, диаметр эксплуатационной трубы скважины). Поэтому анализ проводится только тогда, когда условия стабильны и не меняются со временем. Метод кривой падения является эмпирическим методом, простым, легким для вычисления и анализа, не требует большого количества данных. Результаты анализа и прогноза за короткое время относительно точны [2,3].

3.2. Метод Фетковича

Феткович понял, что анализ кривой падения Арпса, применявшейся только в период, когда в пласте течение происходит в псевдо-устойчивом состоянии. Между тем необходим анализ данных добычи при течении в переходном состоянии. Таким образом, Феткович ввел новую систему кривой за этот период в сочетании с кривой падения АРПС. Кривые Фетковича помогают

анализировать все периоды процесса добычи. Феткович показал, что аналитические уравнения для переходного течения и уравнения кривой падения в псевдо-устойчивом состоянии могут быть объединены и представлены на логарифмической шкале.

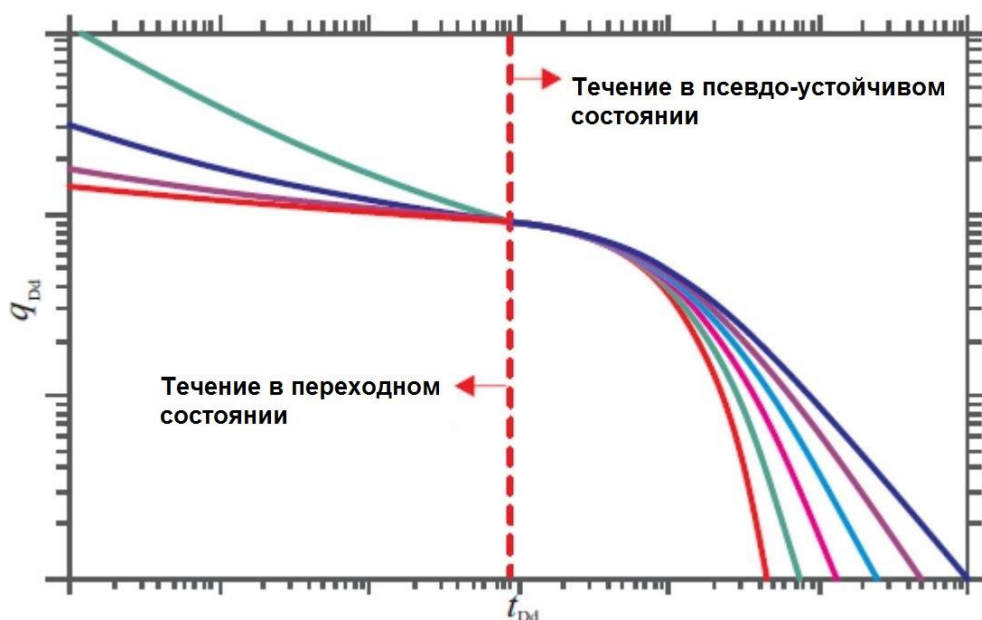


Рисунок 3.3 – Семейство кривых падения Фетковича в обоих режимах течения

На рисунке 3.3 показано, что левые кривые представляют собой кривые для течения в переходном состоянии, правые кривые - это кривые падения Арпса. Кривые Фетковича и Арпса имеют экспоненциальную кривую падения, экспоненциальная кривая падения представляет собой кривую, показывающую предельное состояние, когда течение достигает псевдо-устойчивого состояния и представляет собой кривую с коэффициентом $b = 0$ в кривой падения Арпса.

Метод предложен Фетковичем, который предположил, что идея безразмерных переменных может быть распространена для использования в анализе кривых падения для упрощения вычислений. Он ввел кривую падения безразмерного дебита (q_{Dd}) и безразмерного времени (t_{Dd}), которые используются во всех методах анализа типовых кривых падения. Соотношения Арпса могут быть выражены в безразмерных формах, которые представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Безразмерные формы соотношений Арпса

Тип кривой	Соотношение Арпса	Безразмерная форма
Экспоненциальный	$\frac{q_t}{q_i} = \frac{1}{\exp(Dt)}$	$q_{Dd} = \frac{1}{\exp(t_{Dd})}$
Гиперболический	$\frac{q_t}{q_i} = \frac{1}{(1 + bD_i t)^{1/b}}$	$q_{Dd} = \frac{1}{(1 + bt_{Dd})^{1/b}}$
Гармонический	$\frac{q_t}{q_i} = \frac{1}{(1 + D_i t)}$	$q_{Dd} = \frac{1}{(1 + t_{Dd})}$

Феткович ввел кривую падения безразмерного дебита (q_{Dd}),

$$q_{Dd} = \frac{q_t}{q_i} \quad (3.4)$$

и безразмерного времени (t_{Dd}):

$$t_{Dd} = D_i t \quad (3.5)$$

На рисунке 3.4 представлено, безразмерные кривые Арпса анализирует уменьшение дебита, когда течение в псевдо-устойчивом состоянии

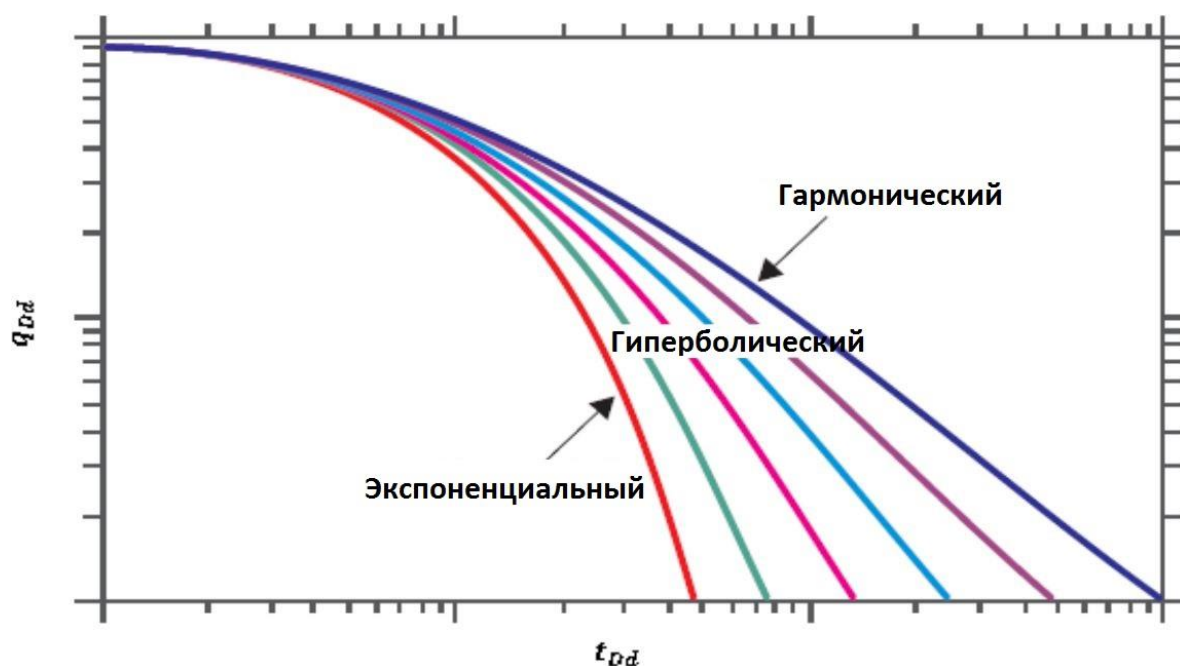


Рисунок 3.4 – Безразмерные кривые Арпса анализирует уменьшение дебита, когда течение в псевдо-устойчивом состоянии

Теория Фетковича

Феткович показал, что аналитические уравнения для течения в переходном состоянии и уравнения кривой падения в псевдо-устойчивом состоянии могут быть объединены и представлены на логарифмической графике (Рисунок 3.4).

- Кривые раннего времени – течение в переходном состоянии :

График основан на безразмерной переменной. Феткович ввел кривую падения безразмерного дебита (q_{Dd}) и безразмерного времени (t_{Dd}). График основан на безразмерной переменной, которая показывает, что дебит зависит от соотношения между радиусом пласта и радиусом скважины (r_e/r_{wa}). Таким образом, определение одной из этих семейств кривых в соответствии с фактическими данными может определять соотношение r_e/r_{wa} (Рисунок 3.5).

Однако это отношение r_e/r_{wa} используется только для определения радиуса ствола скважины, когда на течение влияет состояние контура питания пласта.

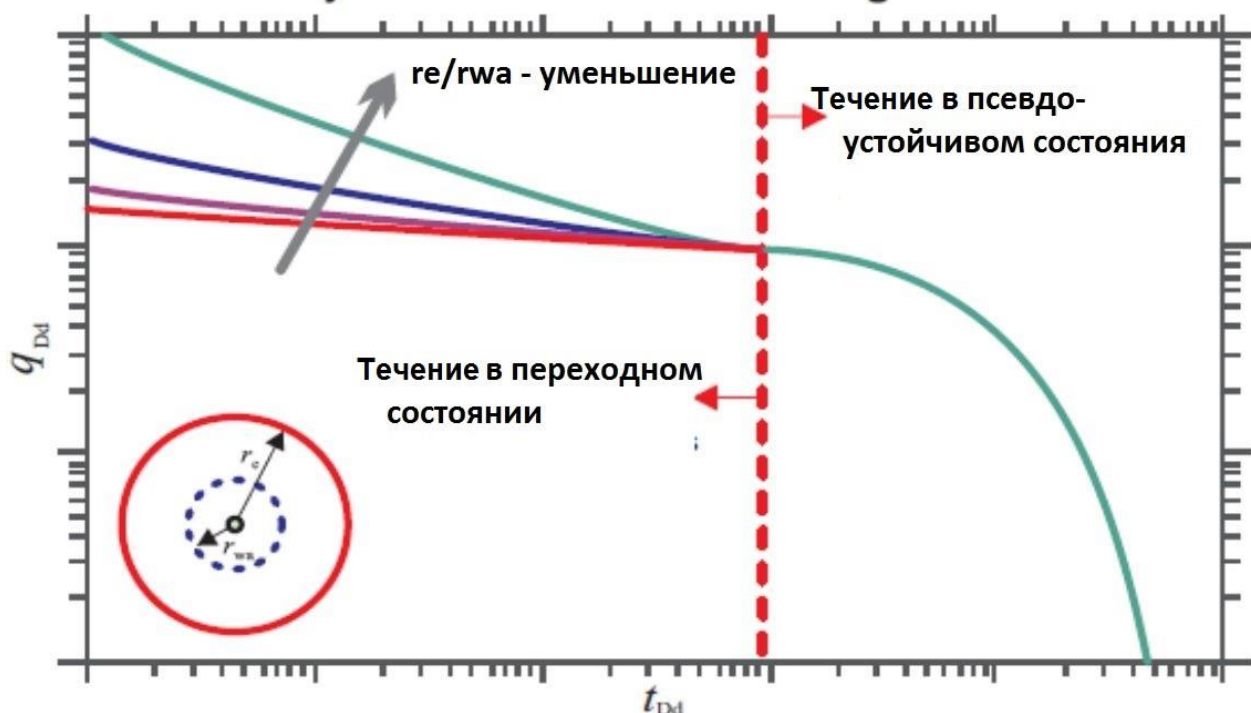


Рисунок 3.5 – На раннем этапе времени, чем меньше r_e/r_{wa} , тем быстрее течение переходит в псевдо - устойчивое состояние

Если пласта имеет большой радиус, течение в переходном состоянии длиннее. Это означает, что чем меньше значение r_e/r_{wa} , тем быстрее течение переходит в псевдо - устойчивое состояние

- Кривые позднего времени - течение в псевдо-устойчивом состоянии:

При сравнении пласта с одинаковой проницаемостью, скважина в центре пласта, забойное давление постоянно. Феткович считает, что когда течение находится в псевдо-устойчивом состоянии, то падения безразмерного дебита (q_{Dd}) - это экспоненциальная функция с безразмерным временем (t_{Dd}) и безразмерным радиусом :

$$q_{Dd} = q_D \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right) - \frac{1}{2} \right] \quad (3.6)$$

$$t_{Dd} = \frac{t_D}{\frac{1}{2} \left[\left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right)^2 - 1 \right] \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right) - \frac{1}{2} \right]} \quad (3.7)$$

$$Q_{Dd} = \frac{Q_D}{\frac{1}{2} \left[\left(\frac{r_e}{r_w} \right)^2 - 1 \right]} \quad (3.8)$$

Используя экспоненциальное падение, найдем коэффициент D (отношение наклона кривой падения к дебиту) :

$$D = \frac{0.00634k / \theta \mu c_t r_{wa}^2}{\frac{1}{2} \left[\left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right)^2 - 1 \right] \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right) - \frac{1}{2} \right]} \quad (3.9)$$

Где ϕ - пористость

μ - динамическая вязкость, Па.с

C_t - сжимаемость, Па⁻¹

r_{wa} - радиус скважин, м

D – номинальный темп падения добычи, 1/единица времени; можно рассматривать как D - отношение наклона кривой падения к дебиту

Из формулы для определения коэффициента D , Феткович указывает, что коэффициент D зависит от свойств коллекторской пород, жидкостей, размеров площадей добычи и не зависит от давления добычи.

Как Арпс, Феткович понимал, что одновременный анализ двух графиков $\log(Q)\text{-}\log(t)$ и $\log(q)\text{-}\log(t)$ даст более точные результаты. Поэтому, на том же графике семейство кривые Фетковича, имеющие семейство кривых $\log(Q)\text{-}\log(t)$ (Рисунок 3.6).

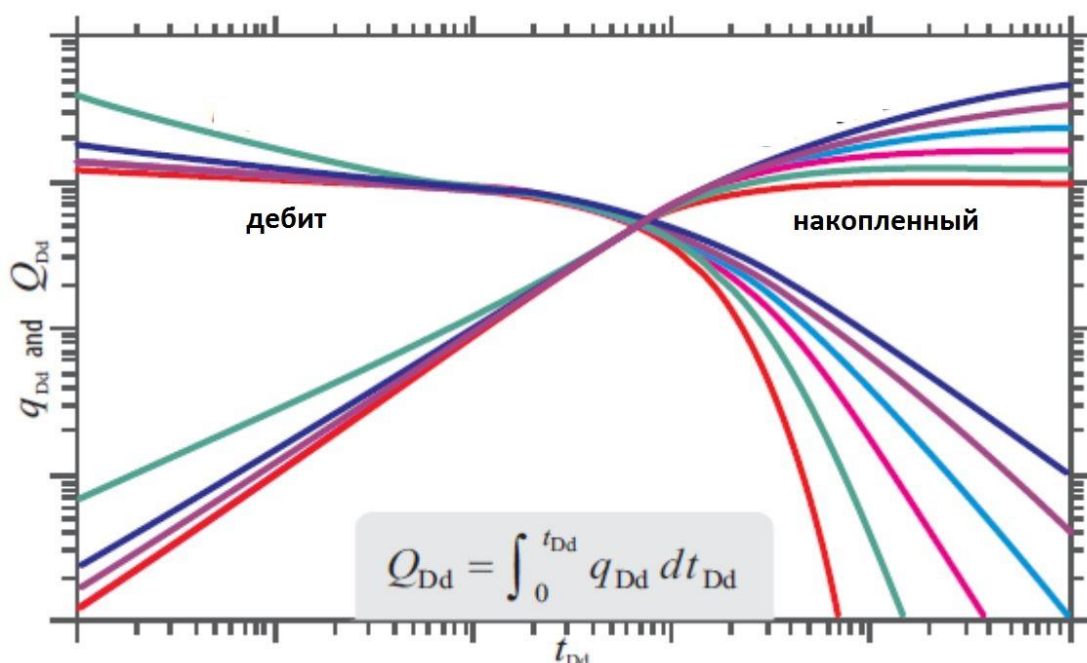


Рисунок 3.6 – Семейство кривые Фетковича с двумя группами кривых $\log(q_{Dd})/\log(t_{Dd})$ и $\log(Q_{Dd})/\log(t_{Dd})$

Анализ кривой Фетковича.

Графики с реальными данными о дебите добычи нефти в координатах лог-лог, которые называются графиками данных. График должен строиться с данными суточного дебита, так как течение в режиме перехода требует данных с высокой плотностью и анализироваться в течение 6-месячного цикла, чтобы избежать данных интерференции.

После построения графика данных необходимо перемещать координатную ось параллельно графику стандартных кривых $\log(q_{Dd})/\log(t_{Dd})$ и $\log(Q_{Dd})/\log(t_{Dd})$

до тех пор, пока не будут найдены кривые в соответствии с наиболее используемыми данными. Для прогнозирования дебита добычи нефти и накопленной добычи нефти требуется экстраполяция на графике данных в направлении стандартной кривой.

Из полученной кривой определим значение r_e / r_{wa} (в семействе левых кривых) и значения b, q, t, q_{Dd}, t_{Dd} (в семействе правых кривых).

Применение уравнение течения в псевдо-устойчивом состоянии, подставив в уравнение (3.6), (3.7) уравнение (3.4), (3.5) :

$$q_{Dd} = q_D \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right) - \frac{3}{4} \right] \quad (3.10)$$

$$t_{Dd} = \frac{t_D}{\frac{1}{2} \left[\left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right)^2 - 1 \right] \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right) - \frac{3}{4} \right]} \quad (3.11)$$

Из уравнения (3.6) определим проницаемость k :

$$k = \frac{q}{q_{Dd}} \left[\frac{141.2 \mu B}{h(\bar{P} - P_{wf})} \right] \left[\ln \frac{r_e}{r_{wa}} - \frac{3}{4} \right] \quad (3.12)$$

Где : P_{wf} - забойное давление (МПа)

k – Проницаемость

Определение радиуса скважины r_{wa} из уравнения (3.7) :

$$r_{wa} = \sqrt{\frac{t}{t_{Dd} \frac{1}{2} \theta \mu C_t \left[\left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right)^2 - 1 \right] \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right) - \frac{3}{4} \right]}} \frac{0.006328k}{\theta \mu C_t} \quad (3.13)$$

r_{wa} - радиус скважины, на который влияет скин- фактор :

$$r_{wa} = r_w e^{-s} \quad (3.14)$$

Скин- фактор s :

$$s = \ln \left(\frac{r_w}{r_{wa}} \right) \quad (3.15)$$

Из коэффициента b возможно определение расчетного максимально возможного объема добычи (МВД) и начальных геологических запасов нефти N в соответствии с таблицей 3.1 в соответствии с методом Арпса.

Преимущества и недостатки метода

Метод Фетковича ограничен, поскольку анализ в переходном состоянии предопределяет гипотезу постоянных давлений, также метод Фетковича полностью основан на типовых кривых Арпса [3,7].

3.3. Метод Блэсингейма

Традиционные методики анализа добычи с использованием кривых Фетковича или классических кривых падения добычи по Арпсу основаны на допущении добычи с постоянным давлением, что крайне редко встречается на практике. Современные методики (например, график Блэсингейма) учитывают изменение давлений и дебитов во времени.

Метод Фетловича и Арпса ограничен, Блэсингейма представил новый метод, который анализирует изменение давления во время процесса добычи. Новое решение основано на методе подобном материальному балансу, использование времени материального баланса вместо фактического времени добычи. Этот метод, позволяющий постоянное давление Фетковича преобразовать в постоянный дебит. Кривые постоянного дебита очень однородны с кривыми постоянного давления. Однако кривые будут изменяться, когда течение находится в псевдо-устойчивом состоянии и экспоненциальные кривые преобразуются в гармонические кривые.

Время материального баланса

Время материального баланса для корректировки влияния изменения дебита на анализ данных добычи.

Функция времени похожа на время коррекции Хонер в испытании скважин. Концепция времени материального баланса t_c вводится Блэсингеймом.

$$t_c = \frac{Q}{q} \quad (3.16)$$

Где : Q – Накопленная добыча нефти .

q – Мгновенный дебит.

Время материального баланса также является средним временном интервалом, когда дебит добычи является постоянным. Это также применение t в анализе данных добычи : Гипотеза дебит постоянна, а не гипотеза о постоянстве давления.

Сравните кривые, когда гипотеза дебит постоянен ($1/P_D$), и давление постоянное (q_D)

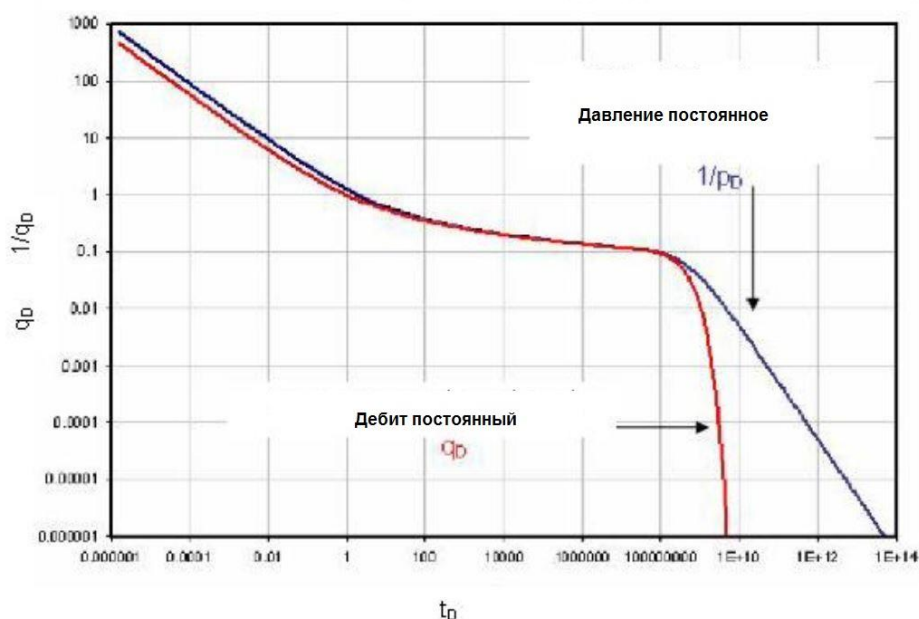


Рисунок 3.7 – Две различные кривые при течении в псевдо-устойчивом состоянии на основе гипотезы о постоянном течении и постоянном давлении.

Уравнение материального баланса во времени :

$$P_i - \bar{P} = \frac{Q}{NC_t} = \frac{qt_c}{NC_t} \quad (3.17)$$

\bar{P} : Среднее давление (Па)

Теория Блэсингейма

- Одно-скважинный пласт:

Блэсингейма объединяет уравнение материального баланса по времени и уравнение течения в псевдо-устойчивом состоянии для определения уравнения

дебита добычи в единице разности давлений $q / \Delta P$ в виде гармонической функции ($b=1$):

$$\frac{q}{\Delta P} = \frac{1}{b_{pps} + mt_c} = \frac{1}{b_{pps} \left(1 + \frac{m}{b_{pps}} t_c \right)} \quad (3.18)$$

$$PI = \frac{q}{\Delta P} = \frac{q}{P_i - P_w(t)} \quad (3.19)$$

$$m = \frac{1}{NC_t} \quad (3.20)$$

$$b_{pps} = \frac{141.2\mu B}{kh} \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{4A}{\gamma C_A r_w^2} \right) + S \right] \quad (3.21)$$

Где PI – Коэффициент продуктивности

m – Тангенс угла наклона начальной линейной части полулогарифмических

графиков, которые строятся при интерпретации скважинных испытаний.

C_t - Сжимаемость, Па^{-1} ,

N - Начальные геологические запасы нефти (тонн)

C_A - форм-фактор Дитца (безразмерный); A – Площадь (кв, м)

S – Скин фактор

k – Проницаемость (мД)

h – Мощность продуктивного пласта (м)

P_i – Начальное давление (Па) ;

P_w - конечное давление пластового флюида при притоке (Па)

Однако данные добычи часто содержат возмущение, поэтому Блэсингейма предложил решение для снижения возмущения, построение графиков со средними значениями расхода с течением времени t_c . Любые прерывистые данные будут отброшены, кривая станет более гладкой и автор успешно построил график коэффициента продуктивности в интегральном уравнении с течением времени (рисунок 3.8) [7,8] :

$$(PI)_{\text{интеграл}} = \left(\frac{q}{\Delta P} \right)_{\text{интеграл}} = \frac{\int_0^{t_c} \frac{q}{\Delta P} dt_c}{t_c} \quad (3.22)$$

Кроме того, автор проводит производную интегрального уравнения PI :

$$(PI)_{\text{инт-производ}} = \left(\frac{q}{\Delta P} \right)_{\text{инт-производ}} = - \frac{\partial (PI_{\text{инт}})}{\partial \ln t_c} = - \frac{\partial (PI_{\text{инт}})}{\partial t_c} t_c \quad (3.23)$$

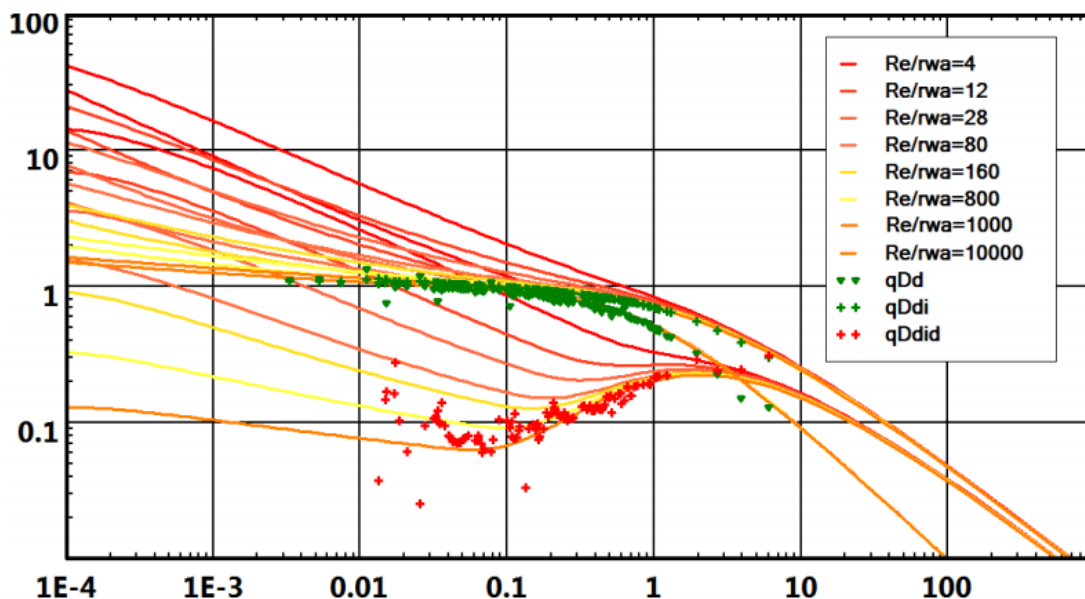


Рисунок 3.8 – Кривая типа Блэсингейма

- Много-скважинный пласт:

В этом случае время материального баланса заменяется временем материального баланса суммирования и добавлением коэффициента β_D в уравнениях расчета. Коэффициент β_D представляет собой отношение дебита всей скважины в пласте и дебита каждой скважины.

$$\beta_D = \frac{Q_{\text{пласта}}}{Q_{\text{скв}}} \quad (3.24)$$

Шаги для выбора аналитической кривой.

Из ежедневных данных трафика автор строит графики с тремя кривыми q_{Dd} , $q_{Dd-инт}$, $q_{Dd-инт-прои}$ по t_{Dd} . Из характерной формы кривой реальных данных, определяется набор кривых, подходящих для модели эксплуатируемых пластов

Затем построить три графа, в свою очередь, на основе отношений PI/t_c , $(PI)_{инт}/t_c$ и $(PI)_{инт-производная}/t_c$ на координатах лог-лог равного размера. Анализ проводился для всех трех графиков для достижения наиболее точных результатов.

Перемещение трех реальных графиков на стандартных графиках кривой. Перемещение возможно только параллельно осям. Накладывая график с данными на типовые кривые, подобрать наиболее подходящую типовую кривую, которая даёт наилучшее совмещение с реальными данными (рисунок 3.9). После выбора можно определить для наиболее подходящей кривой коэффициент r_e / r_w .

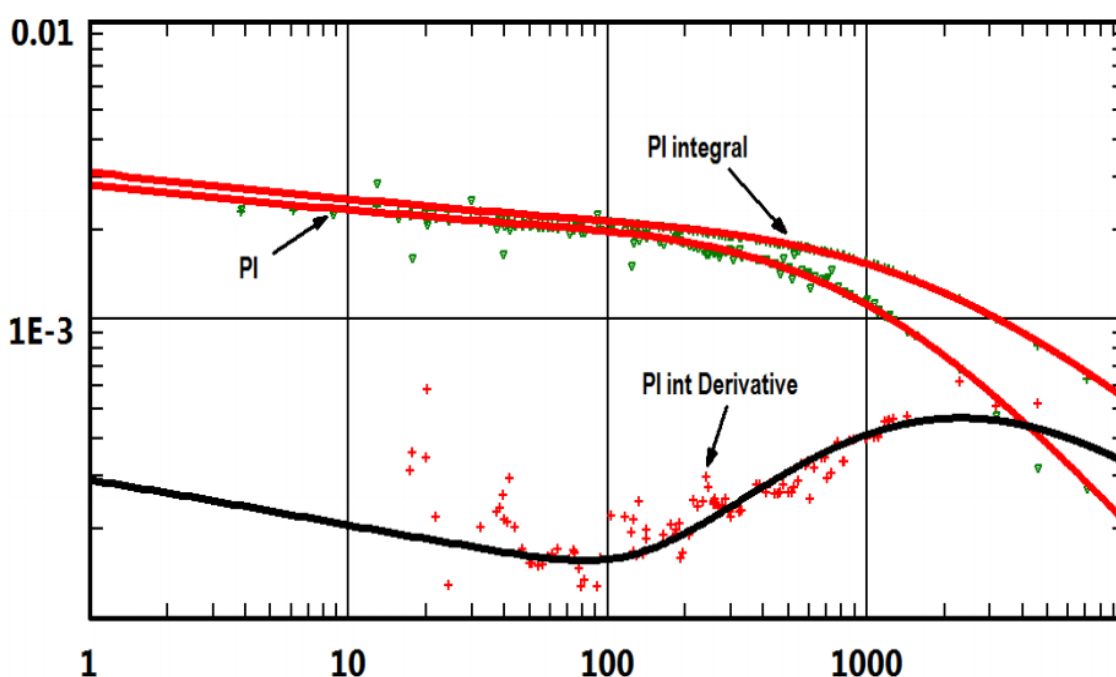


Рисунок 3.9 – Совмещение реальных данных с типовыми кривыми

После определения кривой, соответствующей фактическим данным добычи, важно определить параметры, которые будут рассчитываться на каждом этапе [8].

Анализ этапов течения в переходном состоянии

Определение параметров проницаемости (k), скин фактора (S) на этом этапе зависит от соответствующего уравнения в модели пласта. Поэтому выбор модели пласта очень важен. Следующим введением формулы было приложение Блэсингейма для определения параметров k , S после выбранной модели :

- Модель однородного пласта с вертикальной скважиной :

На графе Блэсингейма определить безразмерный параметр радиуса r_D :

$$r_D = \frac{r_e}{r_{wa}} \quad (3.25)$$

Определение проницаемости пласта :

$$q_{Dd} = \frac{q}{\Delta P} \left(\frac{141.2B\mu}{kh} \right) \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right) - \frac{1}{2} \right] \quad (3.26)$$

$$k = \left(\frac{q / \Delta P}{q_{Dd}} \right) \left[\frac{141.2\mu B}{h} \right] \left[\ln \left[\frac{r_e}{r_{wa}} \right] - \frac{1}{2} \right] \quad (3.27)$$

Определение скин фактора:

$$t_{Dd} = \frac{0.006328kt_c}{\frac{1}{2} \phi \mu c_t r_w^2 \left[\left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right)^2 - 1 \right] \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right) - \frac{1}{2} \right]} \quad (3.28)$$

$$r_{wa} = \sqrt{\left(\frac{t_c}{t_{Dd}} \right) \frac{0.006328k}{\frac{1}{2} \phi \mu c_t \left[\left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right)^2 - 1 \right] \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right) - \frac{1}{2} \right]}} \quad (3.29)$$

$$s = \ln \left(\frac{r_w}{r_{wa}} \right) \quad (3.30)$$

- Модель пласта с горизонтальной скважиной :

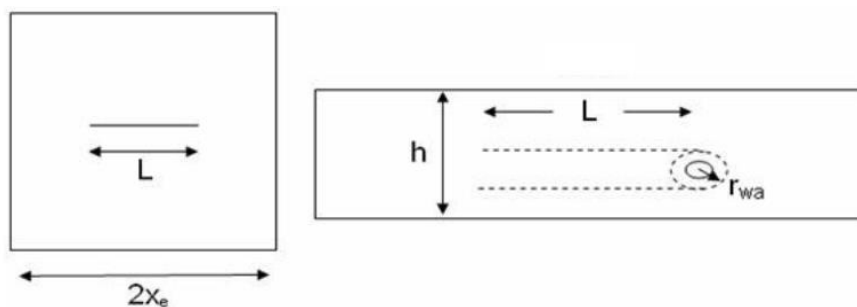


Рисунок 3.10 – Модель пласта с горизонтальной скважиной

Определение безразмерный радиуса r_D :

$$r_{wD} = \frac{2r_{wa}}{L} \quad (3.31)$$

Размерная длина скважины:

$$L_D = \frac{L}{2h} \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \quad (3.32)$$

$$q_{Dd} = \frac{q}{\Delta P} \left(\frac{141.2B\mu}{kh} \right) \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{16}{\gamma C_A} \frac{4Ah}{(L/2x_e)^2} \right) \right] \quad (3.33)$$

Горизонтальная проницаемость k_h

$$k_h = \left(\frac{q / \Delta P}{q_{Dd}} \right) \left(\frac{141.2B\mu}{h} \right) \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{16}{\gamma C_A} \frac{1}{(L/2x_e)^2} \right) \right] \quad (3.34)$$

Вертикальная проницаемость k_v

$$k_v = \frac{k_h}{k^2} \quad (3.35)$$

Анализ этапов течения в псевдо-устойчивом состоянии

- Расчёт начальных геологических запасов (N)

После выбора подходящей модели пласта с известными параметрами q_{Dd} , t_{Dd} . Определение начальных геологических запасов N :

$$N = \frac{1}{c_i} \left(\frac{t_c}{t_{Dd}} \right) \left(\frac{q / \Delta P}{q_{Dd}} \right) \quad (3.36)$$

Площадь добычи:

$$A = 5.6148 \frac{NB_0}{\phi h S_0} \quad (3.37)$$

Где : B_0 — Объемные коэффициенты пластовой нефти

S_0 — нефтенасыщенность (PV)

- Определение пласта с водоносным горизонтом

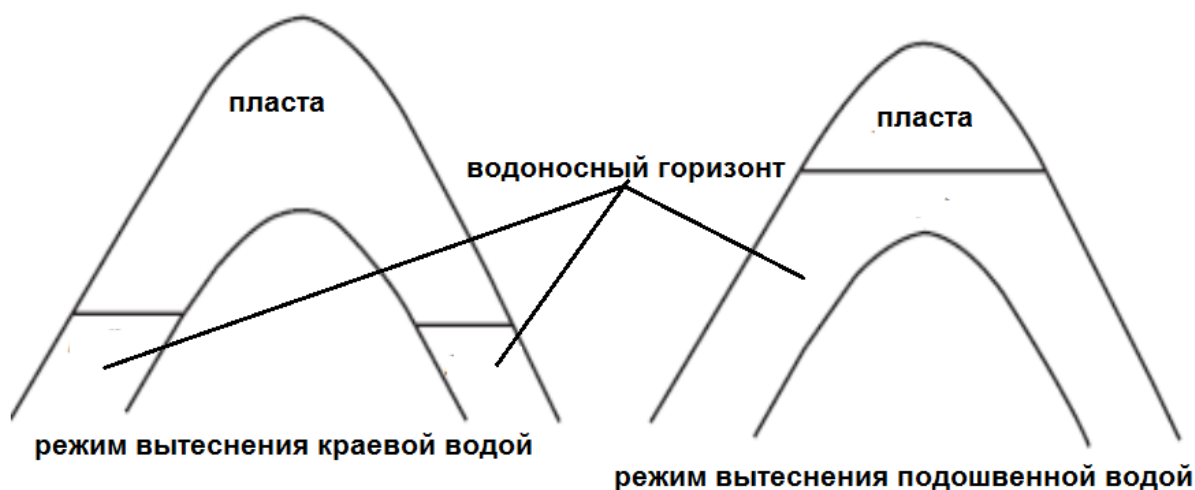


Рисунок 3.11 – Пласт с водоносным горизонтом.



Рисунок 3.12 – Круговой пласт с водоносным горизонтом.

Когда течение находится в псевдо-устойчивом состоянии, добыча увеличивается, давление не уменьшается, поддерживается или уменьшается незначительно из-за наличия водоносного горизонта для компенсации добываемой нефти. При обводнении добыча воды с нефтью будет увеличиваться (50-60%), а добыча нефти будет снижаться. Поэтому необходимо определить радиус воздействия на водоносный горизонт для поддержания пластового давления [3,7].

ГЛАВА 4. АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «Х»

4.1. Состояние добычи нефти месторождения «Х»

Скважина Н-4х/5х была пробурена буровой установкой WHP-1 с 3 скважинами : Н1, Н2, Н3 на пачке С30 месторождения «Х». Среди них, скважина Н2 пробурена из скважины Н4х методом направленного бурения (Рисунок 4.1).

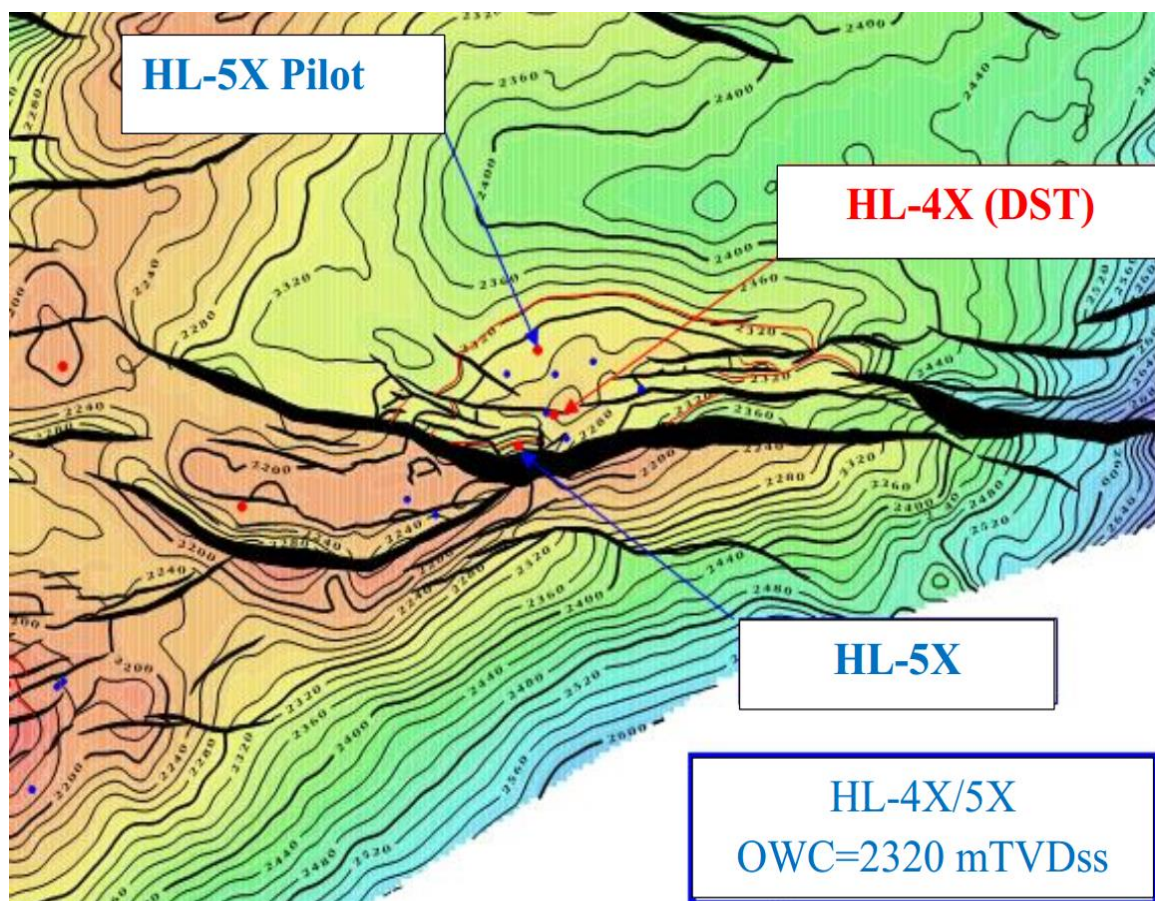


Рисунок 4.1 – Карта строительства

Месторождение "X" начиналось с эксплуатации со скважин Н1 и Н2. Начальные дебиты скважин Н1 и Н2 составляют 320 тонн/сутки (т/с) и 1280 т/с соответственно. Скважина Н3 вводится в эксплуатацию через 200 дней с максимальным начальным дебитом 480 т/с, но дебит резко снижается из-за быстрого обводнения скважины.

Измерительное устройство помещается в районе забоев скважин для измерения температуры и давления. Ниже приведен график забойных давлений скважин (Рисунок 4.2).

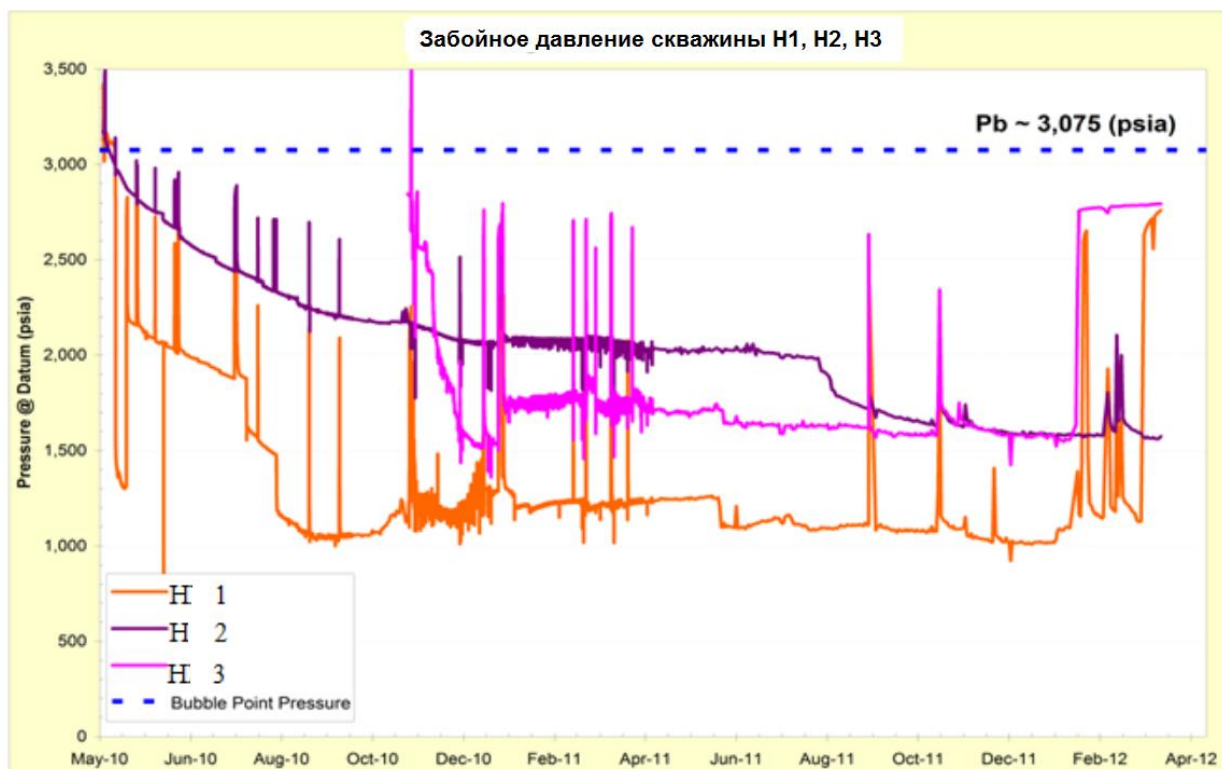


Рисунок 4.2 – График забойного давления скважин

Первоначально забойное давление естественно снизилось, но через некоторое время давление перестает снижаться и стабилизируется. Причина заключается в том, что первоначально забойное давление не находится под влиянием краевых вод, но в процессе эксплуатации значение забойных давлений попадают под влияние краевых вод, увеличивающих энергию пласта. В результате пластовое давление перестает снижаться, забойные давления также поддерживаются на стабильном уровне [1].

Состояние добычи нефти из скважины Н1

На основании рисунка 4.4 показано, что скважина Н1 начинает эксплуатироваться с начальным дебитом около 318 т/с, затем дебит нефти постепенно уменьшается из-за снижения давления, в то же время увеличивается обводненность скважины. Примерно через 400 дней эксплуатации дебит воды становится равен дебиту нефти и составляет приблизительно 90 т/с, затем обводненность увеличивается и до конца эксплуатации дебит воды превышает дебит нефти.



Рисунок 4.3 – График забойного давления скважины Н1

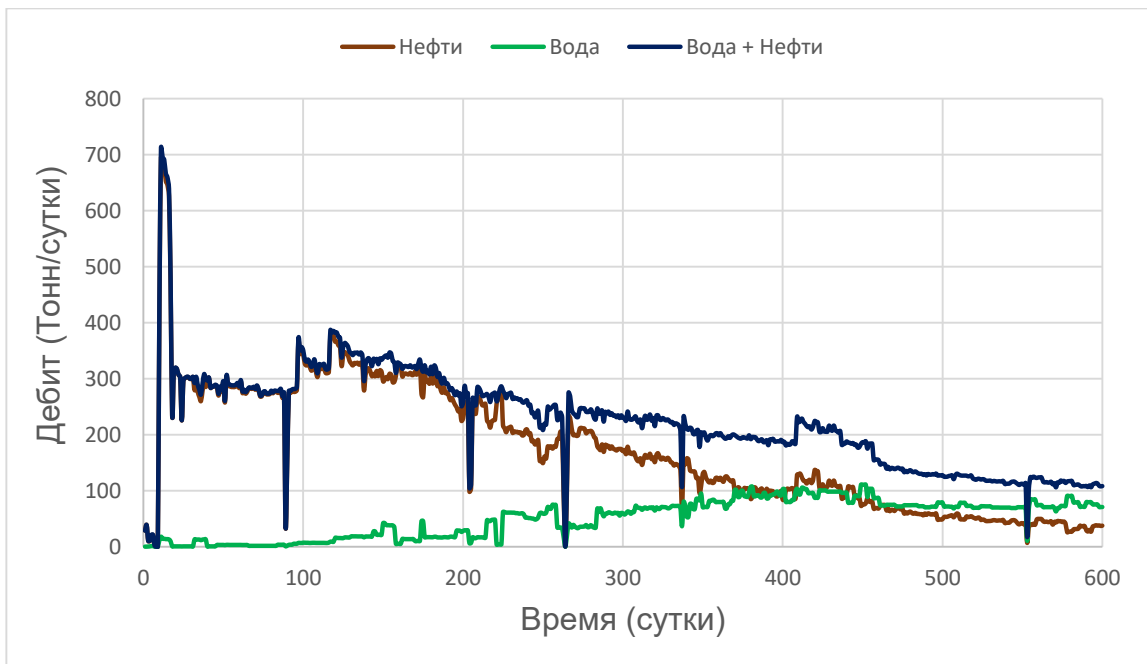


Рисунок 4.4 – График состояния добычи нефти и воды из скважины Н1

Скважина была переведена на эксплуатацию методом газлифта через 260 дней эксплуатации, с начальным дебитом газа $34185 \text{ м}^3/\text{день}$, с последующим увеличением до 50835 ; 62154 ; $79105 \text{ м}^3/\text{сутки}$.

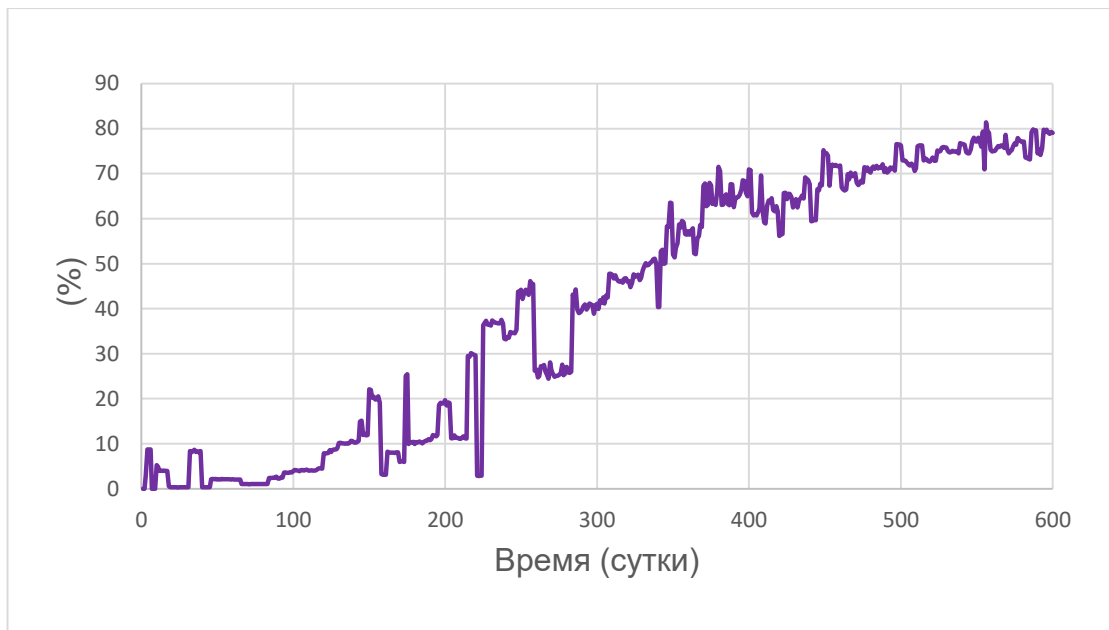


Рисунок 4.5 – График обводнения скважины Н1

Обводнение скважины Н1 также увеличивается со временем. После 600 дней эксплуатации обводнённость скважины составила 80% (Рисунок 4.5).

Состояние добычи нефти из скважины Н2

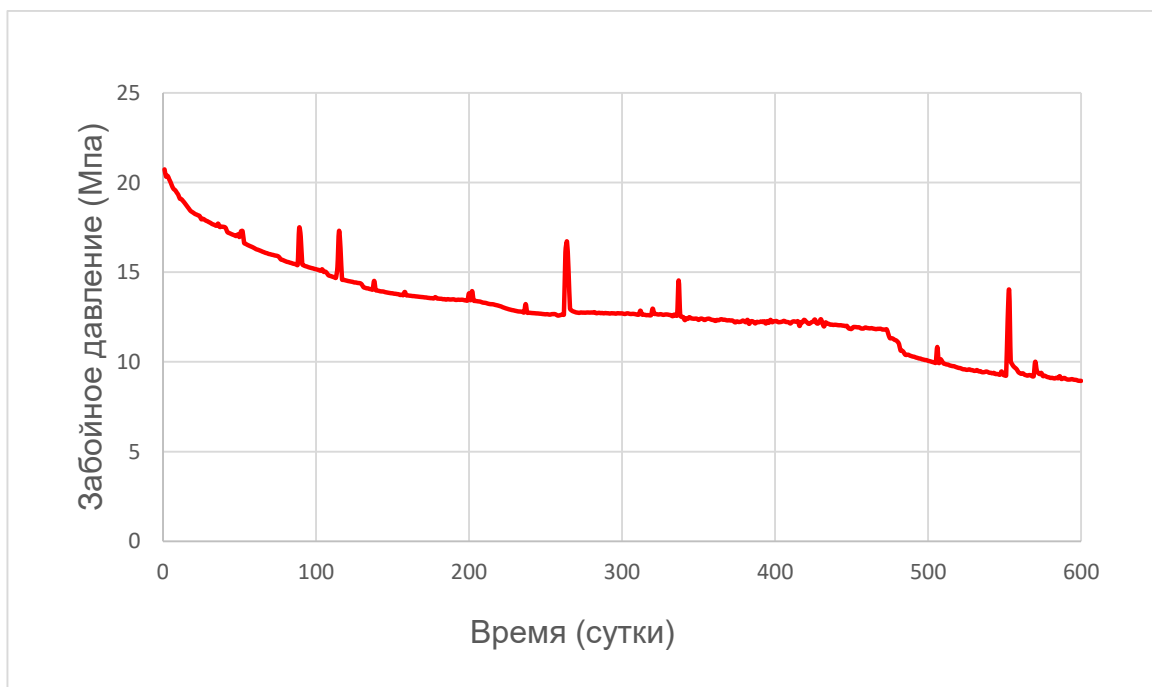


Рисунок 4.6 – График забойного давления скважины Н2

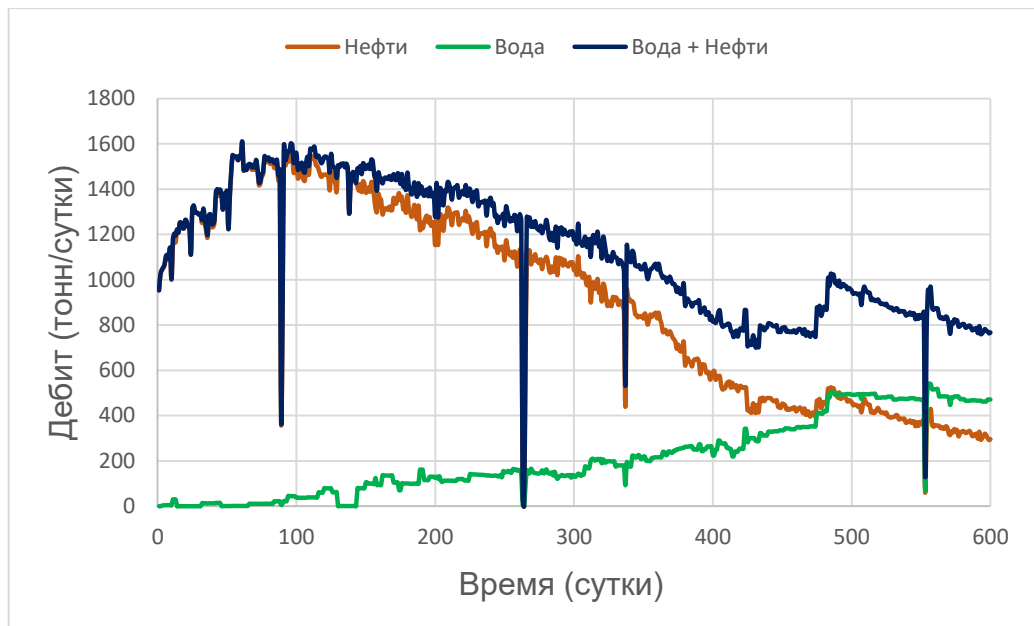


Рисунок 4.7 – График состояния добычи нефти и воды из скважины Н2
 Скважина Н2 эксплуатировалась одновременно со скважиной Н1 с начальным дебитом около 1000 тонн в сутки (Рисунок 4.7).



Рисунок 4.8 – График обводнения скважины Н2
 Скважина Н2 имеет самый большой дебит из 3 скважин месторождения «Х» и ,в настоящее время, все еще эксплуатируется. Обводнение скважины Н2 увеличивается со временем, но медленнее, чем в двух других скважинах. Причина в том, что скважина Н2 расположена в верхней части структуры пласта, которая далека от водоносного горизонта, поэтому обводнение происходит медленнее. На основании рисунка 4.8 было установлено, что после 600 дней эксплуатации обводненность скважины Н2 составляла около 60%.

Состояние добычи нефти из скважины НЗ

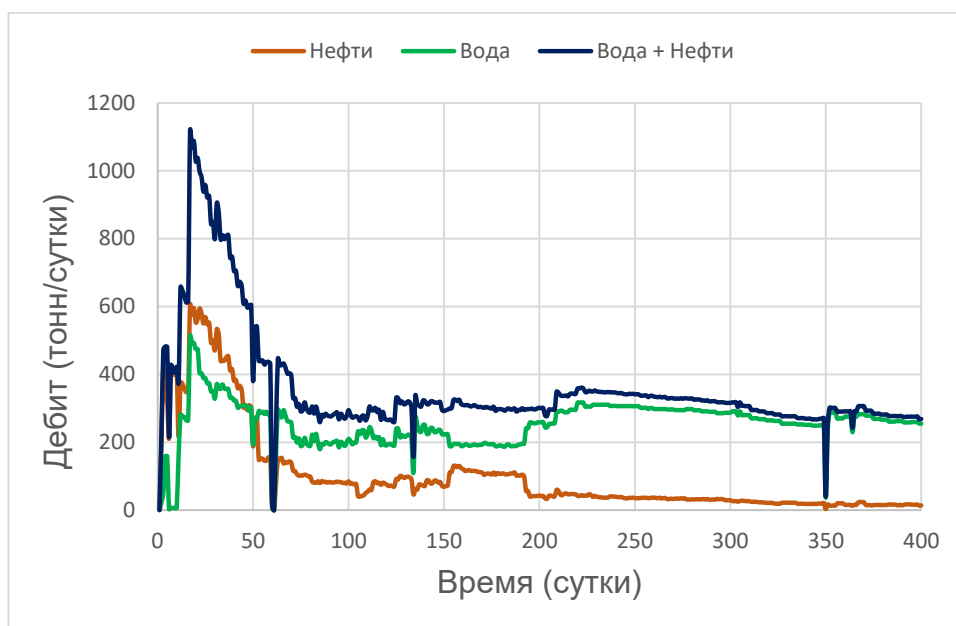


Рисунок 4.9 – График состояния добычи нефти и воды из скважины НЗ

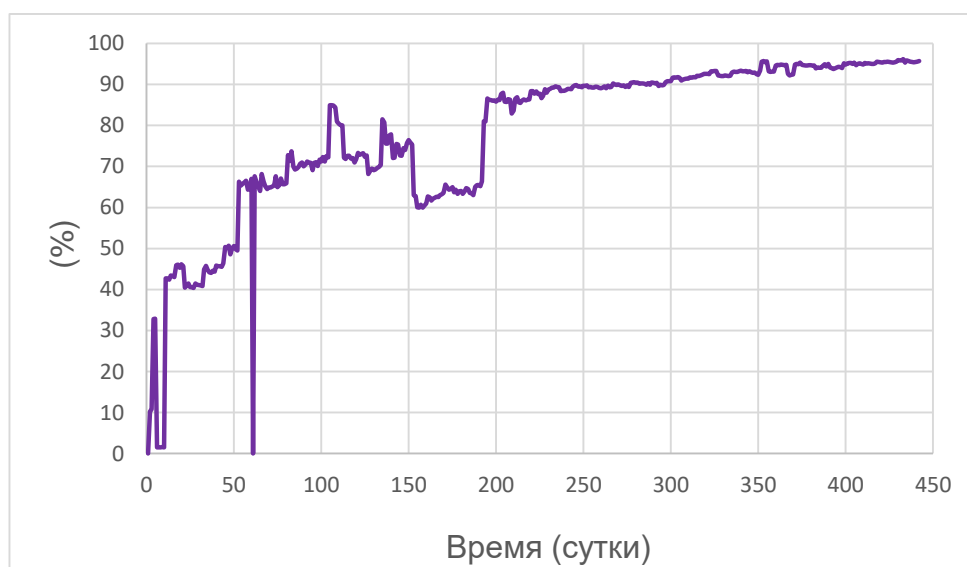


Рисунок 4.10 – График обводнения скважины НЗ

Скважина НЗ была введена в эксплуатацию позже скважин Н1 и Н2 на 200 дней с начальным дебитом около 400 т/с. Самый высокий дебит составил 592 т/с, а затем быстро снизился. Дебит нефти из скважины НЗ составляет около 80 т/с в то время как дебит воды быстро увеличивался. Через 400 дней эксплуатации, обводнённость составила более 90%, в то время как добыча нефти резко уменьшилась и составила менее 16 т/с (Рисунок 4.9 – 4.10).

Скважина НЗ была закрыта для проведения исследований и используется как нагнетательная, для поддержания энергии пласта.

Состояния добычи нефти комплекса скважины Н1,Н2,Н3

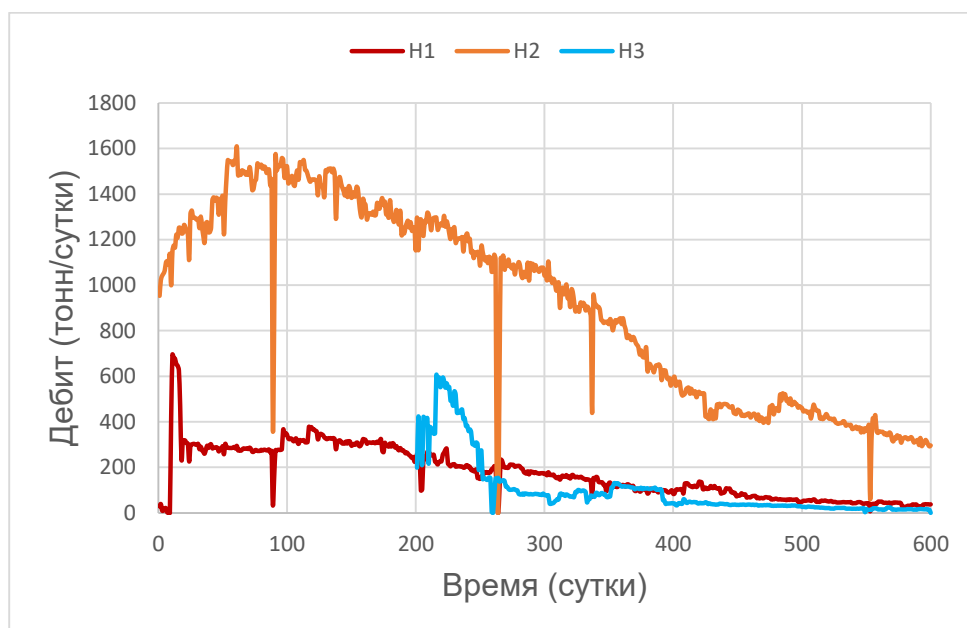


Рисунок 4.11 – График добычи нефти скважин Н1,Н2,Н3

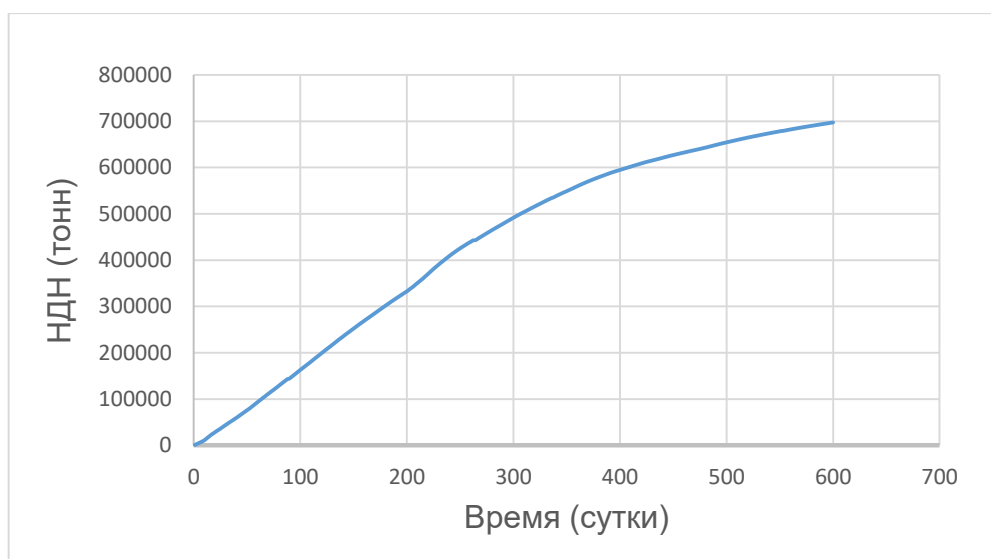


Рисунок 4.12 – Накопленная добыча нефти скважин Н1,Н2,Н3

Рисунок 4.11 и 4.12 показывает, что добыча нефти скважин Н2 является самой большой. Средний дебит составляет около 896 т/с, скважина Н2 играет важную роль в добыче нефти месторождения «Х». Максимальный дебит составляет 1600 тонн в сутки. Накопленная добыча нефти месторождения «Х» (Рисунок 4.12) составляет 0,71 млн.тонн. В частности, накопленная добыча нефти скважины Н1 составляла около 0,11 млн.тонн, скважины Н2 – 0,56 млн. тонн, а скважины Н3 - 0,04 млн. тонн. Это показывает, что добыча нефти

скважины Н2 составляет примерно 79,22% от общего объема добычи месторождения «Х».

4.2. Определение гидродинамической связи

Определение гидродинамической связи скважины Н1 и Н2

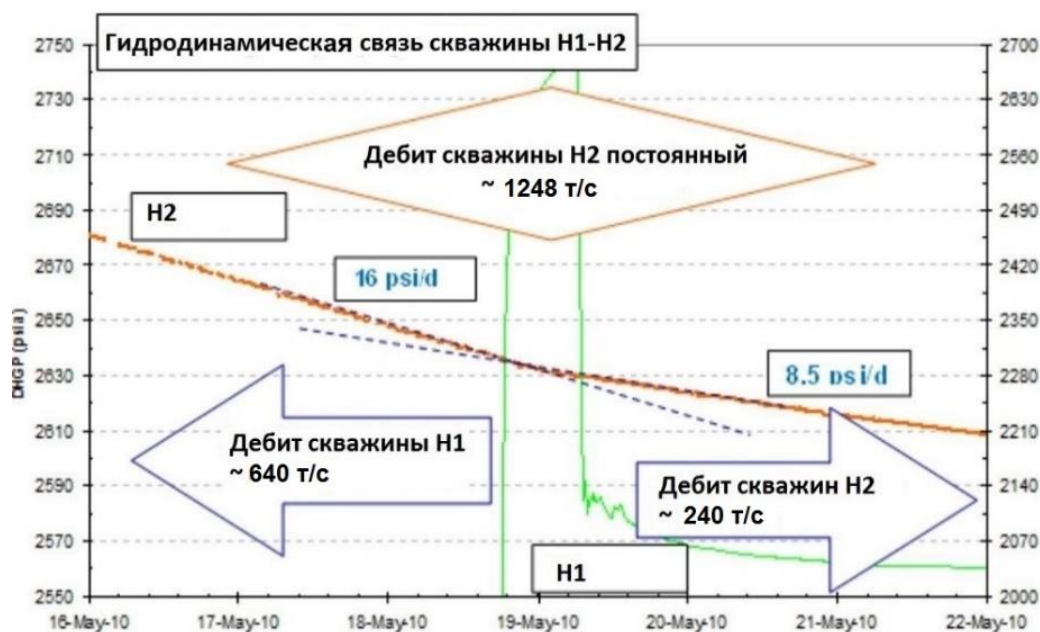


Рисунок 4.13 – Гидродинамическая связь скважины Н1 и Н2

На рисунке 4.13 показано, что когда дебит скважины Н1 уменьшается, то забойное давление скважины Н2 изменяется. Первоначально дебит скважины Н2 поддерживается около 1248 т/с. Перед тем, как дебит скважины Н1 падает (640 т/с), давление скважины Н2 составляет 16 фунтов на квадратный дюйм (0,11 МПа). Но после того, как дебит скважины Н1 снижается (240 т/с), давление скважины Н2 составляет 8,5 фунтов на квадратный дюйм (0,06 МПа). Изменение давления указывает на то, что скважины Н1 и Н2 имеют гидродинамическую связь.

Анализ гидродинамической связи между двумя скважинами Н1 и Н2 дает наилучший вариант для добычи нефти месторождения «Х». Как известно, дебит скважины Н2 является самым большим. Таким образом, уменьшение дебита скважины Н1 снижает давление Н2 от 0,11 до 0,06 МПа, но дебит в скважине Н2 остаётся постоянным. Это помогает продлить время эксплуатации скважины Н2, а также помогает планировать закачку.

Определение гидродинамической связи скважины Н2 и Н3

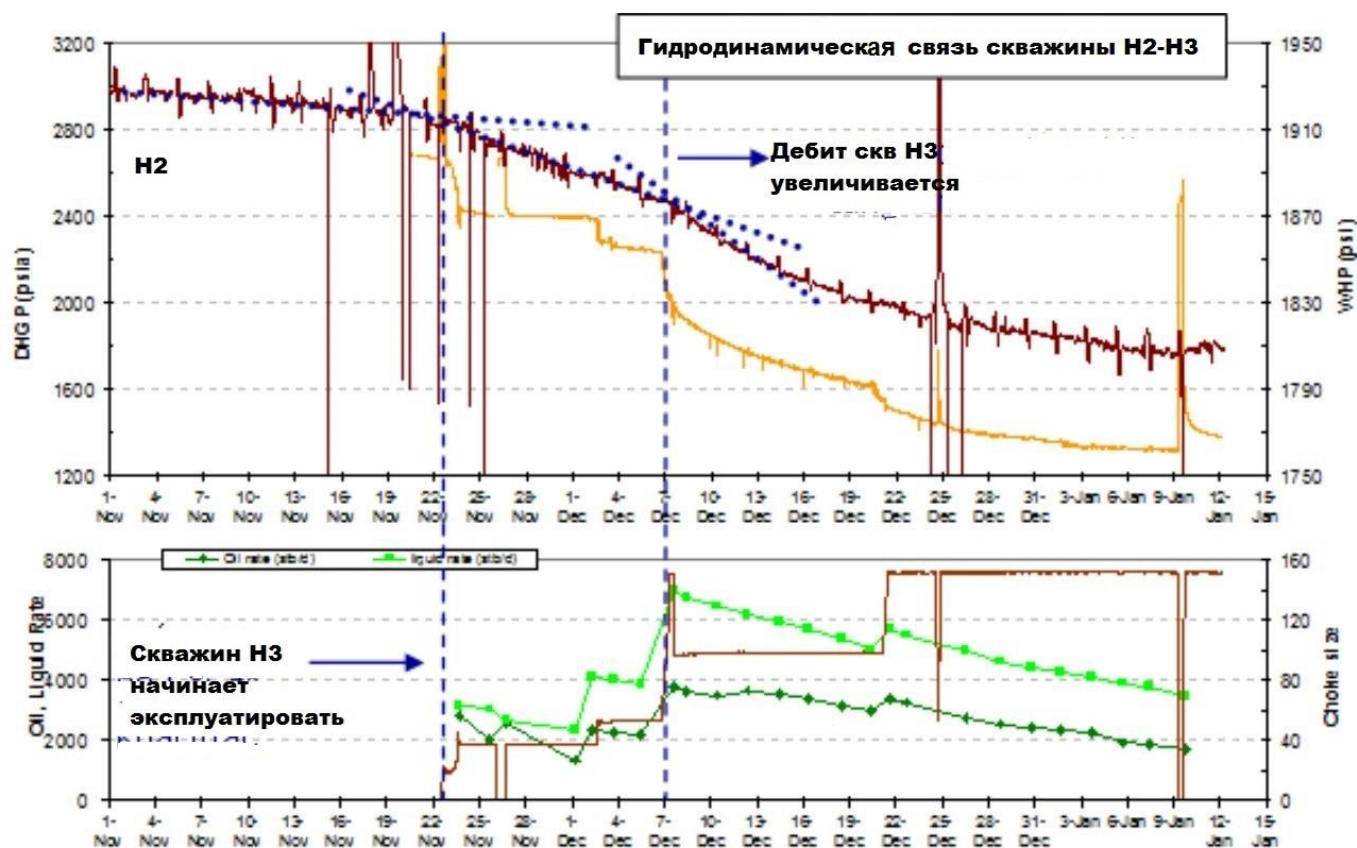


Рисунок 4.14 – Гидродинамическая связь скважины Н2 и Н3

На основании рисунка 4.14 было обнаружено, что, когда скважина Н3 была введена в эксплуатацию, забойное давление Н2 стало снижаться быстрее. Также снижение забойного давления скважины Н2 происходит быстрее при увеличении дебита скважины Н3. Изменение давления указывает на то, что скважины Н2 и Н3 имеют гидродинамическую связь.

Исследование гидродинамической связи скважины Н1 - Н2 и Н2- Н3 показывает, что скважины месторождения «Х» имеют гидродинамическую связь друг с другом. Это облегчает поддержание энергии пласта путем закачки воды для эксплуатация месторождения. Фактически, обводнение скважины Н3 является большим (96%) и дебит нефти снизился до значения менее 16 т/с. Скважина Н3 используется для закачки воды (нагнетательная скважина) [1].

ГЛАВА 5. ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х»

5.1. Краткосрочный прогноз добычи на месторождении X методом кривой падения АРПС

До настоящего времени дебит скважины НЗ составляет менее 100 баррелей в день, степень обводнения очень высока - 95%. Поэтому автор прогнозирует, что скважина НЗ скоро будет закрыта.

В рамках этой рубрики, прогноз добычи составлен по 2 скважинам Н1 и Н2. В начале прогноза дебит скважины Н1 составляла 170 б/д, а наводнение составляло 70% и дебит скважины Н2 составляла 1949 б/д а наводнение составляло 60%.

❖ Этапы прогнозирования :

- Определить коэффициент b

Согласно АРПС, коэффициент b определяется следующим образом :

- Если давление эксплуатационных скважин больше, чем давление насыщения или эксплуатационные скважины с однофазными флюидами, то $b = 0$.

- Если давление в эксплуатационных скважинах меньше, чем давлением насыщения или эксплуатационные скважины работают в режиме растворенного газа, скважины находятся под влиянием краевой воды, то $b=0,5$. Для газовых месторождений $0,4 < b < 0,5$ [7].

Поскольку, скважины Н1,Н2,Н3 находятся под влиянием краевой воды, $b = 0.5$ [1].

- Определить коэффициент D :

Теория кривой падения начинается с соотношения снижения дебита в единицу времени:

$$D = \frac{-\left(\frac{dq}{q}\right)}{dt} = \frac{-\left(\frac{dq}{dt}\right)}{q}$$

При коэффициенте $b = 0,5$. Прогноз для скважин в виде кривого гиперболического падения АРПС

$$q = q_i(1 + bD_i t)^{-1/b}$$

Прогноз добычи нефти скважин Н1



Рисунок 5.1 – Историческая диаграмма добычи скважины Н1

❖ Вычислить коэффициент D для скважины Н1 :

На основе фактических данных и графика снижения дебита скважины Н1 рассчитываем снижение с 427-го дня (105,92 т/с) до 609-го дня (27,2 т/с). Общий объём добычи составляет от 427 до 609 дней :

$$q = q_{427} + q_{428} + \dots + q_{609} = 10074,7 \text{ (тонн)}$$

$$D = \frac{105,92 - 27,2}{10074,7} = 0,0078(1/\text{д})$$

Применение теории метода кривой падения АРПС :

Таблица 5.1 – Параметры скважины Н1

Время начала прогноза добычи	День - 610
Дебит начала прогнозирования	27,2 (т/с)
Коэффициент D	0,0078 (1/д)
Коэффициент b	0,5
Прогноз времени	1 год

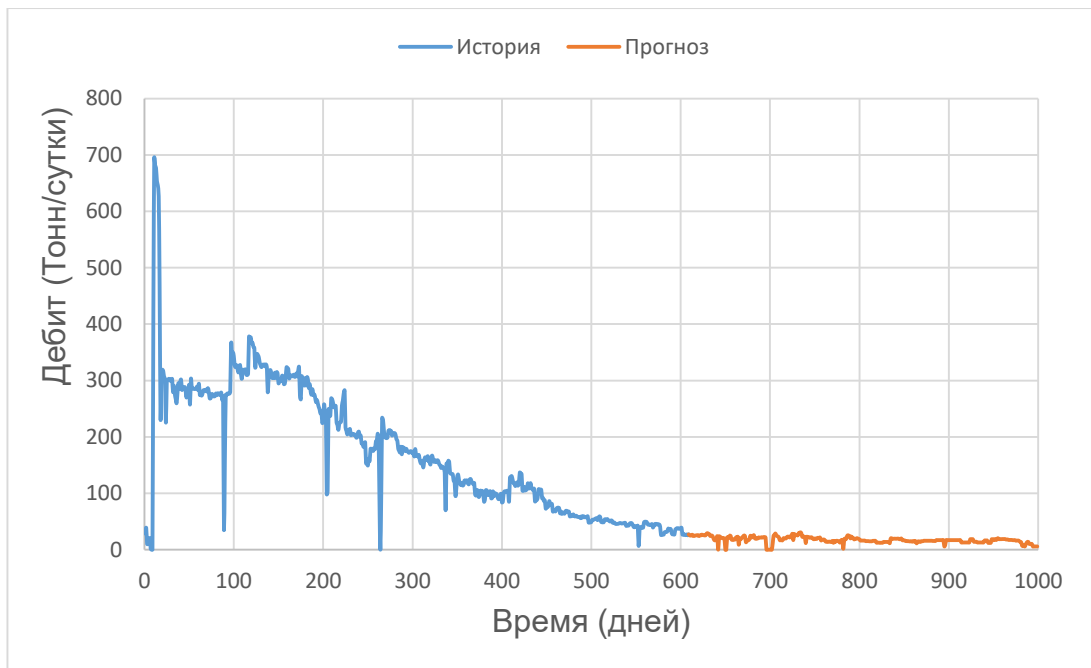


Рисунок 5.2 – Историческая диаграмма и прогноз добычи скважины Н1

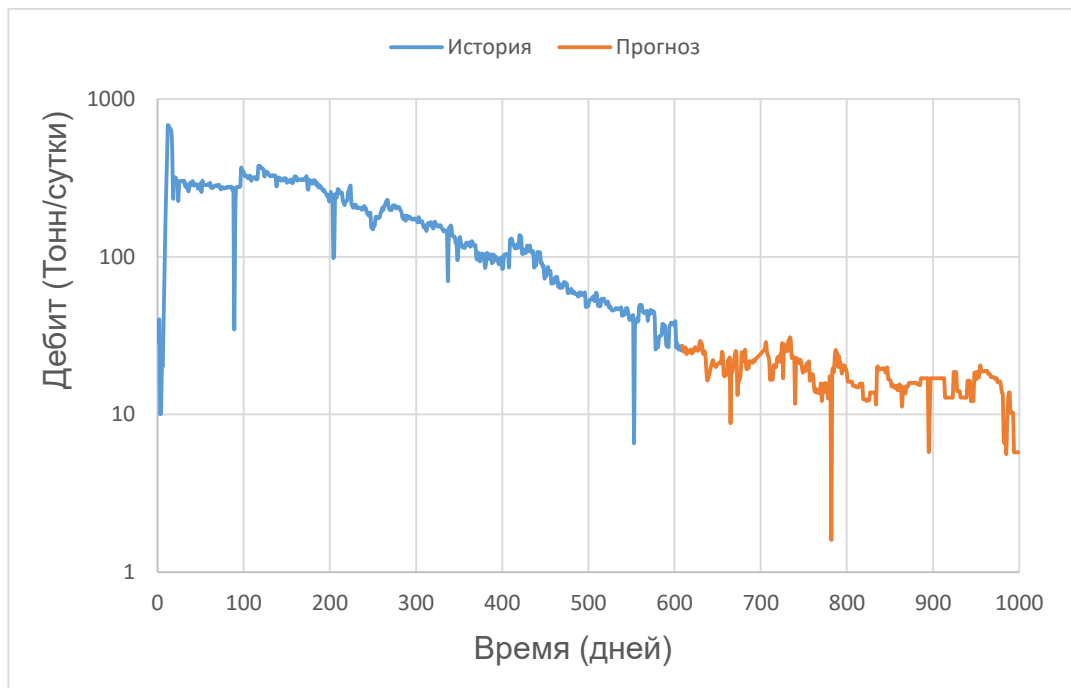


Рисунок 5.3 – Историческая диаграмма (лог) и прогноз добычи скважины Н1

На рисунке 5.1 показана диаграмма снижения добычи нефти за период 600 дней. На рисунке 5.2 и 5.3 представлена добыча нефти по скважине Н1, которая уменьшается по гиперболической кривой с коэффициентом $b = 0.5$. После одного года добыча нефти снизилась до 5,76 тонн/сутки. При добыче ниже 16 тонн/сутки, скважина Н1 может быть закрыта в следующем году для проведения исследований, или переведена в нагнетательный фонд для поддержания

пластового давления в эксплуатируемых скважинах. Из-за низкой добычи экономическая эффективность также является невысокой. Согласно прогнозам, до 700-го дня дебит скважины Н1 будет составлять 16 тонн/сутки.

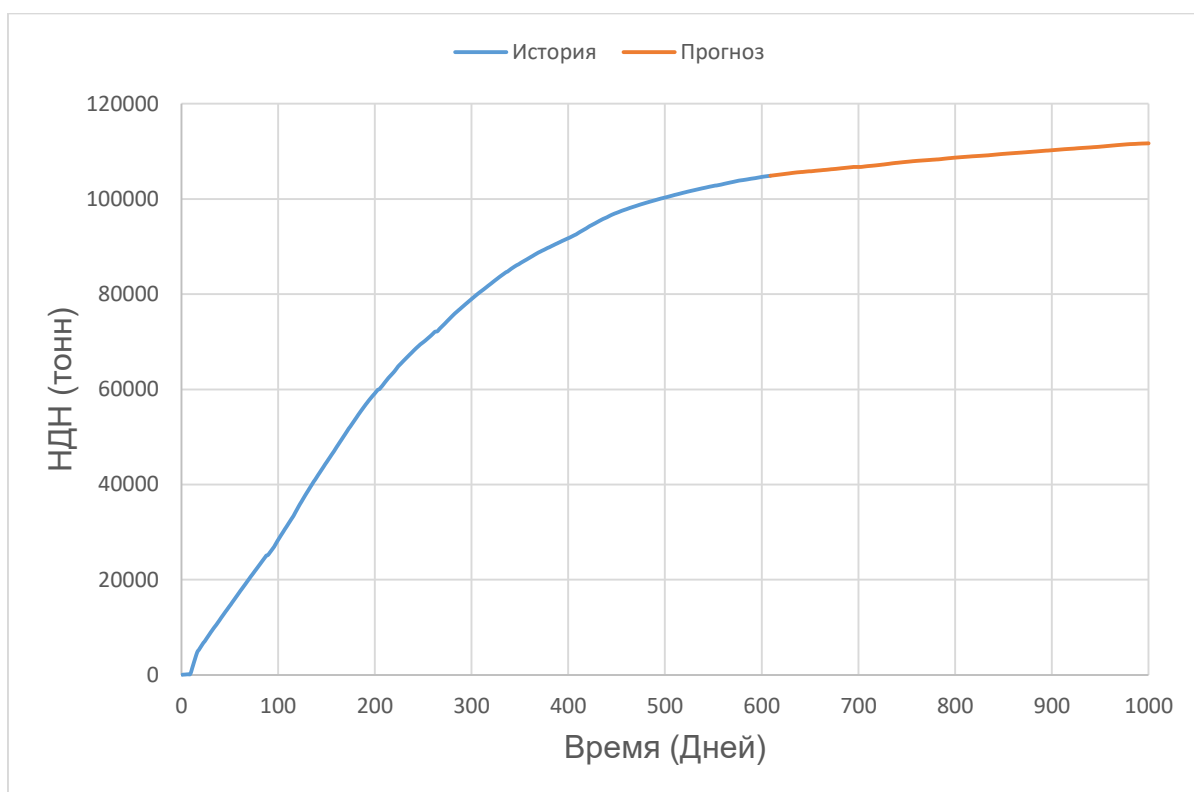


Рисунок 5.4 – Накопленная добыча нефти скважины Н1

В начале прогноза накопленная добыча нефти в скважине Н1 составила 104.960 тонн. К концу года прогнозируется 109.440 тонн. Но из-за низкого дебита, возможно, что скважина будет закрыта в середине следующего года. Накопленная добыча нефти во время дебита менее 16 тонн/сутки составляет 106720 тонн. К тому времени, когда дебит скважины составит около 100 баррелей в день, количество дополнительной нефти, которую можно добыть, составляет 1760 тонн (Рисунок 5.4).

Прогноз добычи нефти скважины Н2

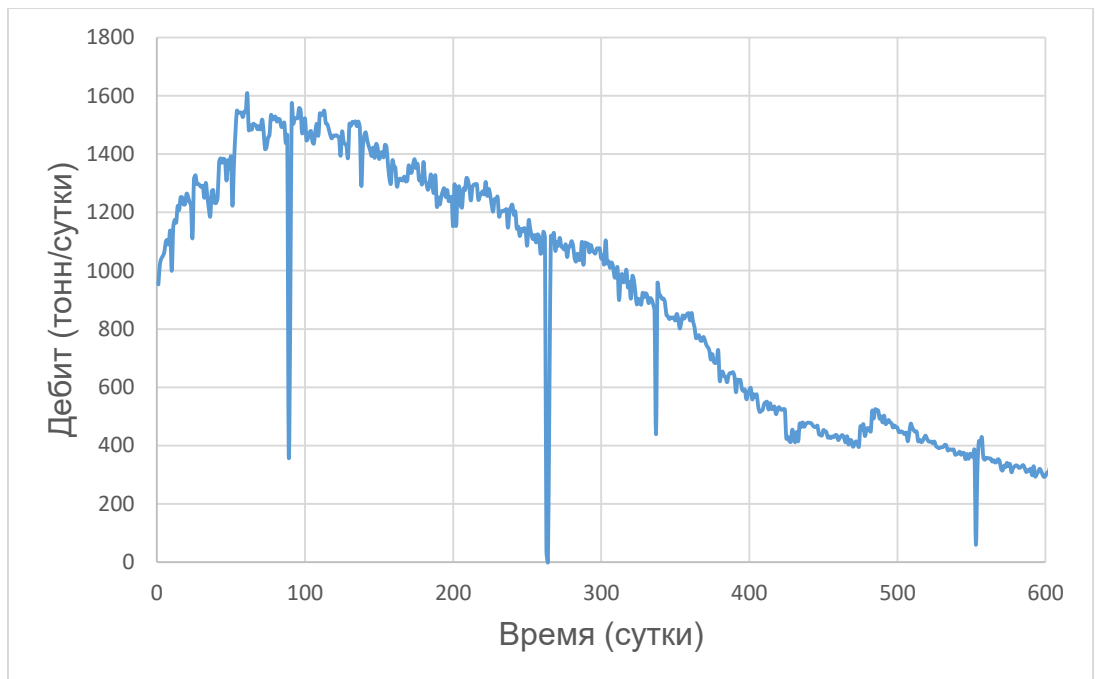


Рисунок 5.5 – Историческая диаграмма добычи скважины Н2

На основе фактических данных и графика снижения дебита скважины Н2 рассчитываем снижение с 485-го дня (524 тонн/сутки) до 606-го дня (302 тонн/сутки). Общий объем добычи составляет от 485 до 606 дней :

$$q = q_{485} + q_{486} + \dots + q_{606} = 45894,56 \text{ (тонн)}$$

$$D = \frac{524 - 302}{45894,56} = 0.0048(1 / \text{д})$$

Применение теории метода кривой падения АРПС :

Таблица 5.2 – Параметры скважины Н2

Время начала прогноза добычи	День 607
Дебит начала прогнозирования	317.44 (тонн/сутки)
Коэффициент D	0,0048 (1/д)
Коэффициент b	0,5
Прогноз времени	1 год



Рисунок 5.6 – Историческая диаграмма и прогноз добычи скважины Н2

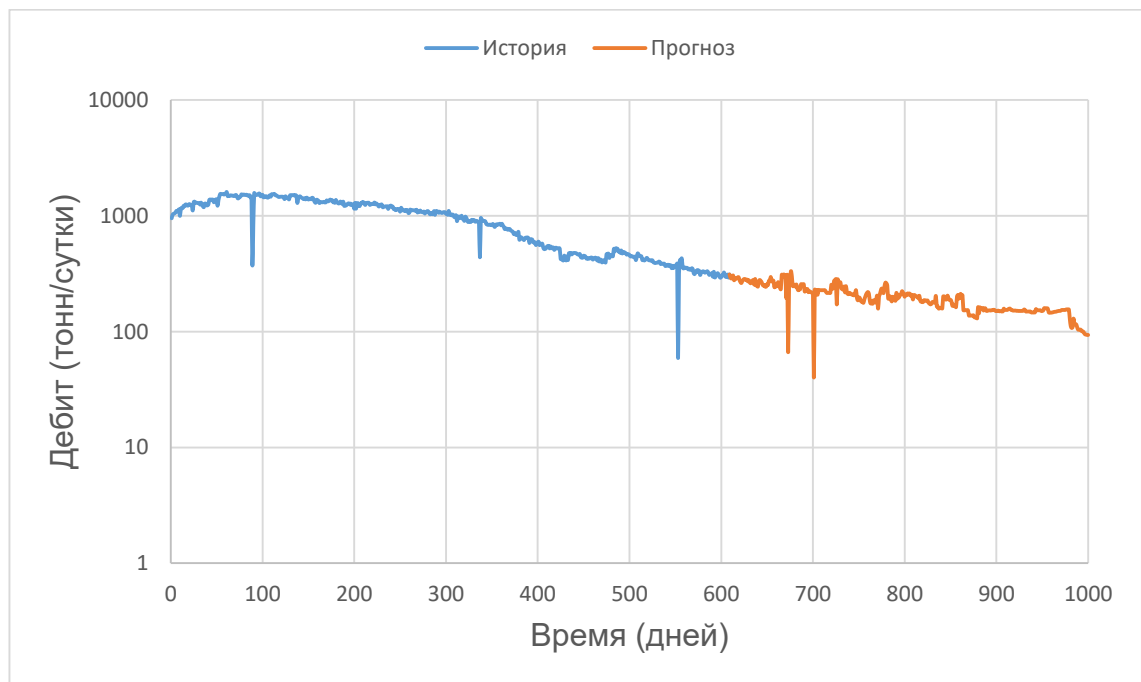


Рисунок 5.7 – Историческая диаграмма (лог) и прогноз добычи скважины Н2

На рисунке 5.5 показана диаграмма снижения добычи нефти за период 600 дней. На диаграмме 5.6 и 5.7 представлена добыча нефти по скважине Н2 которая уменьшается по гиперболической кривой с коэффициентом $b = 0.5$. После одного года добыча нефти снизилась до **92,8** тонн/сутки.

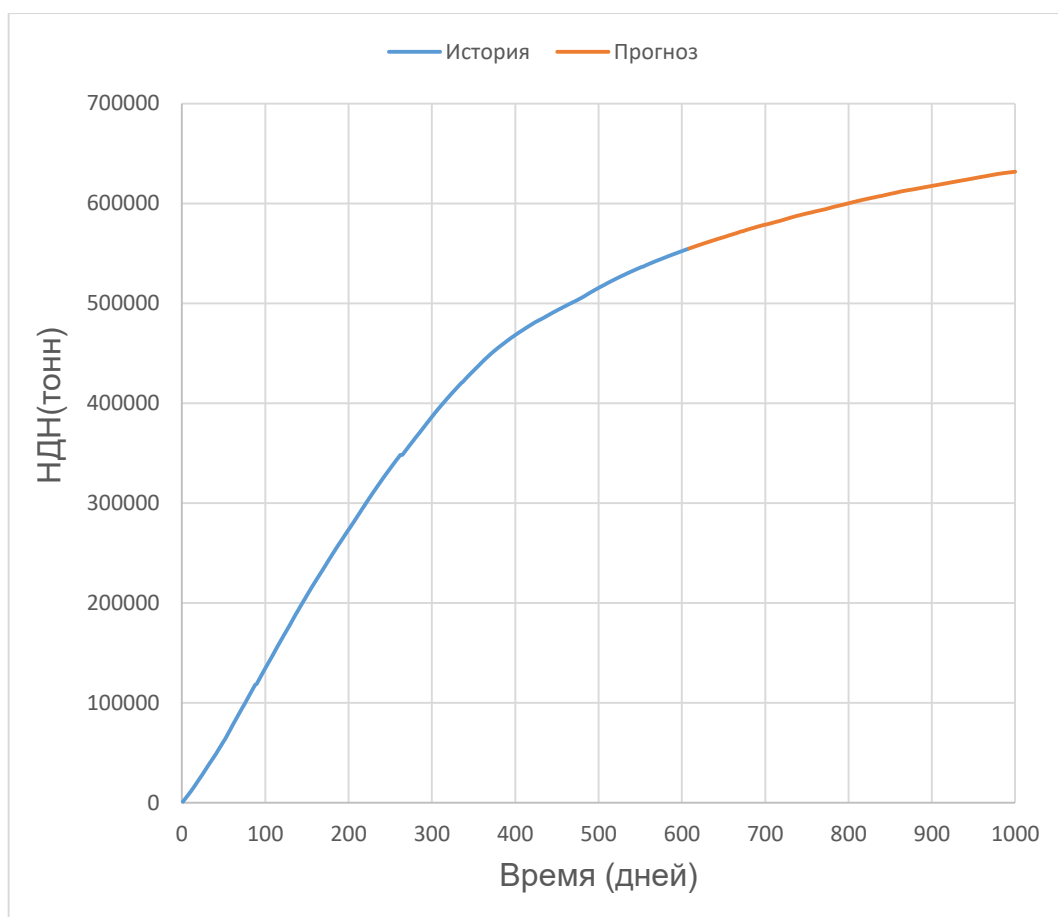


Рисунок 5.8 – Накопленная добыча нефти скважины Н2

На рисунке 5.8 показана накопленная добыча нефти скважины Н2. В начале прогноза накопленная добыча нефти в скважине Н2 составила 555040 тонн. По прогнозам, в следующем году накопленная добыча нефти составит **616960** тонн. То есть, будет дополнительно добыто **61920** тонн в следующем году.

Прогноз добычи нефти комплекса скважин Н1,Н2,Н3

Прогноз добычи нефти комплекса скважин в следующем году. Данные берутся из общего дебита трех скважин Н1, Н2, Н3.

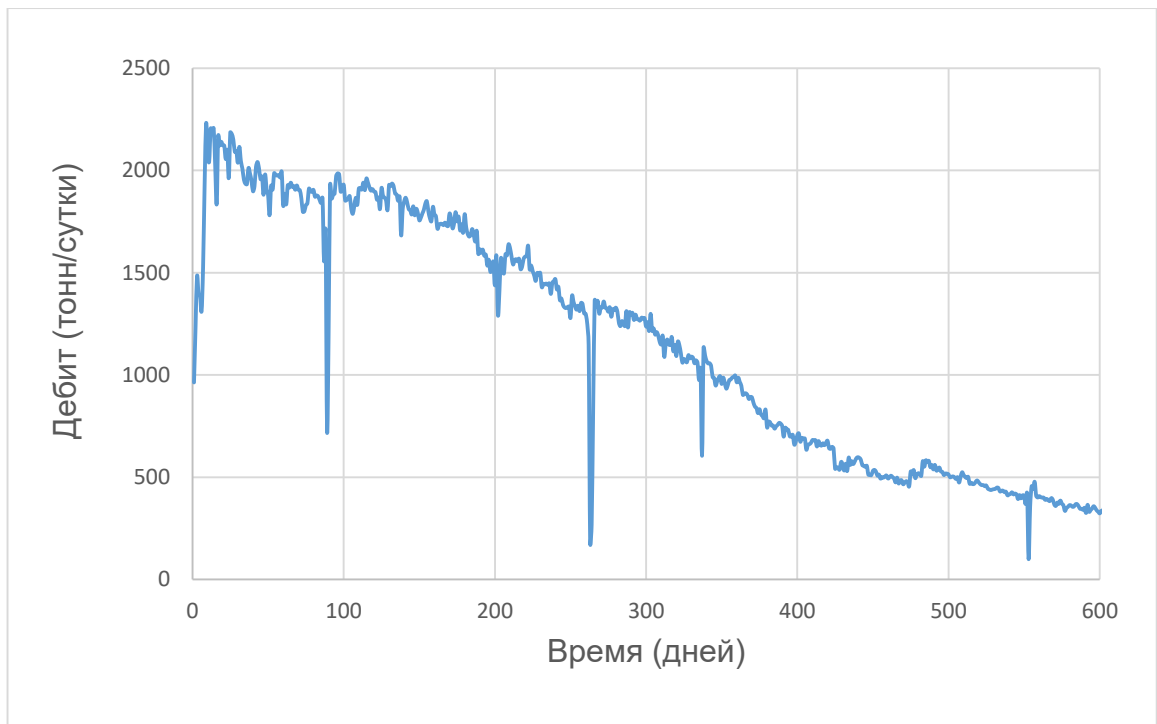


Рисунок 5.9 – Диаграмма добычи нефти месторождения «Х».

На основе фактических данных и графика снижения дебита комплекса скважин рассчитываем снижение с 450-го дня (581 тонн/сутки) до 609-го дня (354 тонн/сутки). Общий объем добычи составляет от 450 до 609 дней :

$$q = q_{450} + q_{451} + \dots + q_{609} = 74222 \text{ (тонн)}$$

$$D = \frac{581 - 354}{74222} = 0.00284(1/\text{д})$$

Применение теории метода кривой падения АРПС :

Таблица 5.3 – Параметры комплекса скважин Н1,Н2,Н3

Время начала прогноза добычи	День 610
Дебит начала прогнозирования	354 (тонн/сутки)
Коэффициент D	0,00284 (1/д)
Коэффициент b	0,5
Прогноз времени	1 год

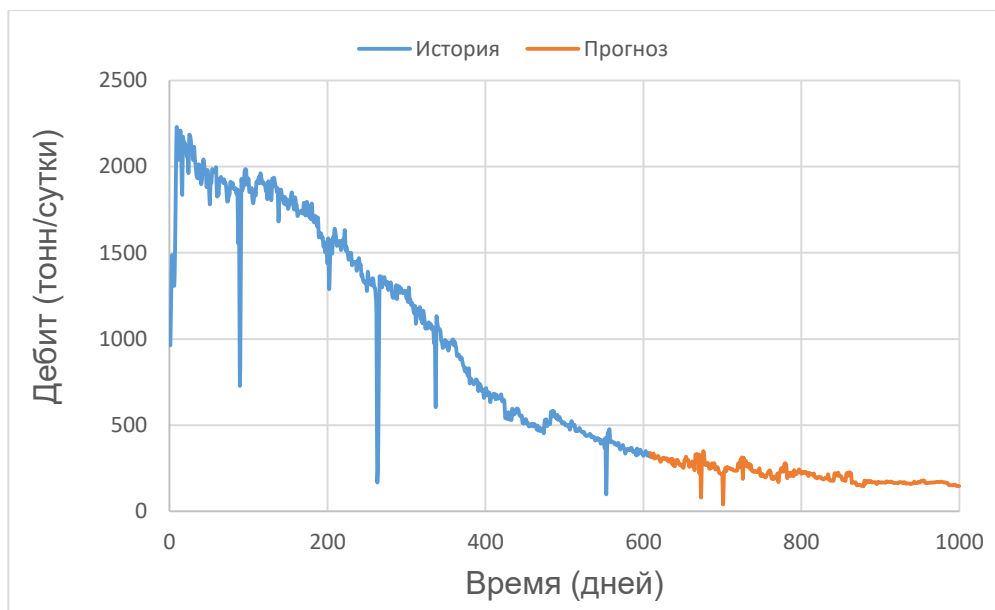


Рисунок 5.10 – Историческая диаграмма и прогноз добычи комплекса скважины

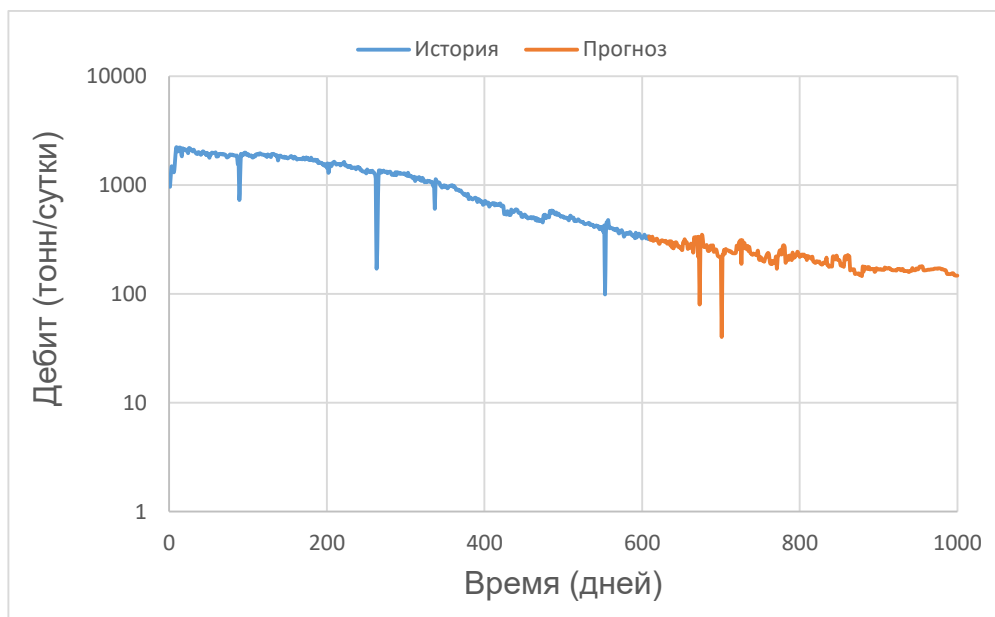


Рисунок 5.11 – Историческая диаграмма (лог) и прогноз добычи скважины

Из результатов видно, что дебит месторождения "Х" зависит главным образом от дебита скважины Н2. Согласно прогнозам, к концу следующего года, дебит месторождения составляет 147,2 тонн/сутки (Рисунок 5.10 – 5.11). Этот результат все еще очень высок в следующем году [1].

5.2. Долгосрочный прогноз добычи нефти (прогноз обводненности)

Прогнозы водонефтяного отношения (ВНО) представляют собой метод прогнозирования добычи воды для определения расчетного максимально возможного объема добычи нефти (МВД). Прогноз водонефтяного отношения представляет собой эмпирический метод, который не имеет уравнения описания модели.

В прогнозах используются график ВНО, а график обычно является полулогарифмическими с накопленной добычей нефти по оси x . ВНО и обводненность определены ниже:

Водонефтяное отношение (ВНО) : отношение накопленной добычи воды к накопленной добыче нефти .

$$ВНО = \frac{q_w}{q_o}$$

$$Обводненность = \frac{q_w}{q_w + q_o}$$

Где : q_w – дебит воды (тонн/сутки)

q_o – дебит нефти (тонн/сутки)

Прогноз ВНО в сочетании с дебитом (традиционные методы кривой падения) могут повысить надежность прогнозирования. В гармонических или экспоненциальных кривых падения добычи наклон зависит от тенденции дебита и водонефтяного отношения. Зависимость наклона может использоваться для сопоставления исторических данных по тенденциям дебитам и ВНО. Экспоненциальная кривая падения анализируется на полулогарифмическом графике ВНО со временем и гармоническая кривая падения анализируются на полулогарифмическом графике с накопленной добычей нефти (НДН). На следующем графике показан наклон, зависящий от дебита нефти и водонефтяного отношения, тогда как общий дебит (нефти и воды) постоянный. (Рисунок 5.11)

ВНО является линейным, когда дебит воды является постоянным. Для составления прогнозов необходимо определить линию тренда на

полулогарифмическом графике ВНО, а наибольшее значение ВНО или обводнённость используется для усечения прогноза.

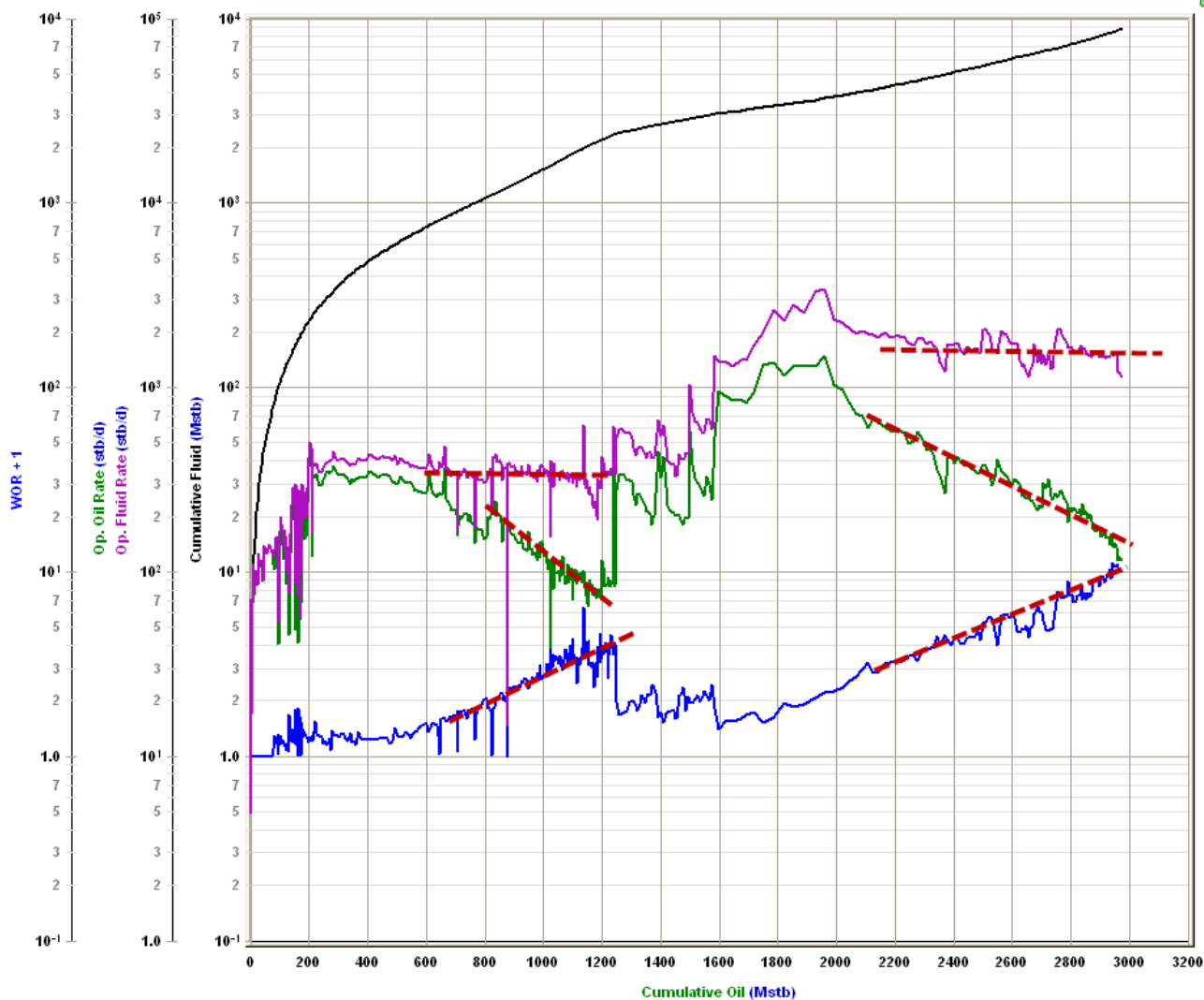


Рисунок 5.12 – Полулогарифмические диаграммы ВНО, используемые для прогнозирования

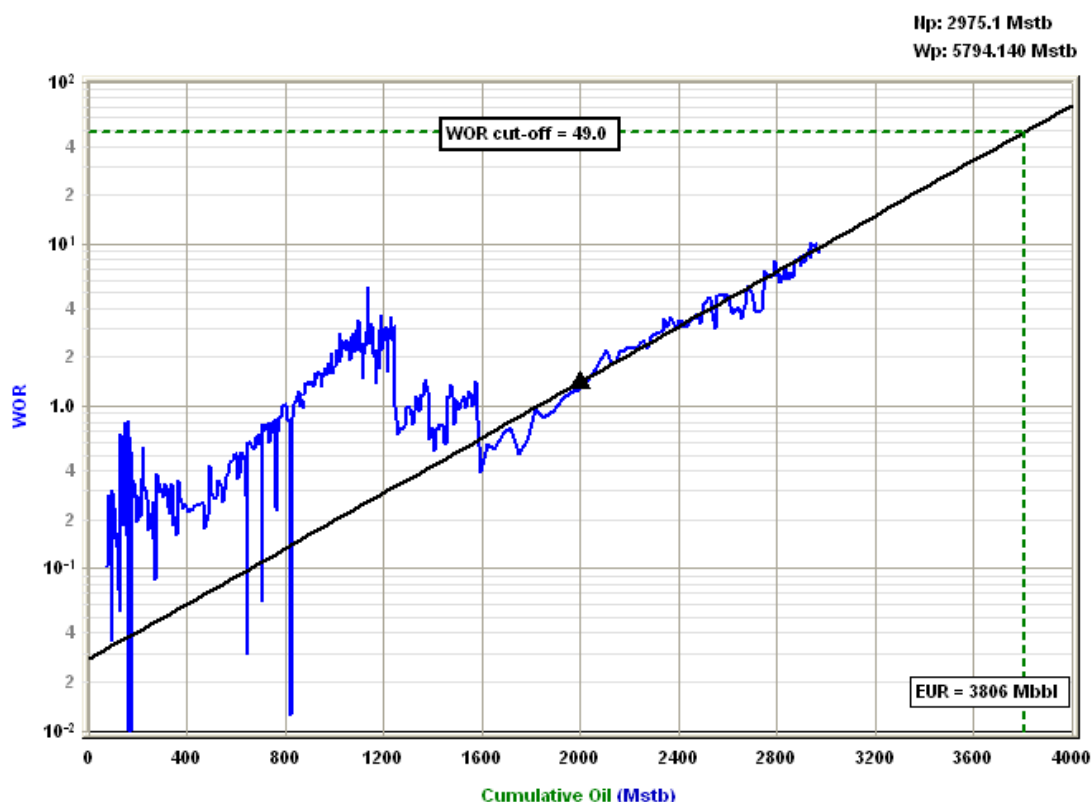


Рисунок 5.13 – График прогноза обводненности

Прогноз ВНО обеспечивает наиболее выгодные результаты в водных режимах или обводненных месторождениях (Случай на графике рис 5.12 - это высокий дебит воды) [3,4].

5.3. Прогноз для месторождения X

Прогнозы обводненности показывают влияние обводнения на расчетный максимально возможный объем добычи нефти (МВД). Фактически, с обводненностью до 98% экономическая эффективность скважины очень низкая. Прогноз для скважин во время обводнения 98% (обводненность = **49**) [1].

Прогноз для скважины Н1

Данные для прогнозирования включают количество добытой воды и нефти из скважины. Рассчитано в тонн/сутки.

На основе фактических данных вычисляется водонефтяное отношение и накопленная добыча нефти в программе Эксель. Далее производится построение полулогарифмического графика ВНО с накопленной добычей нефти.

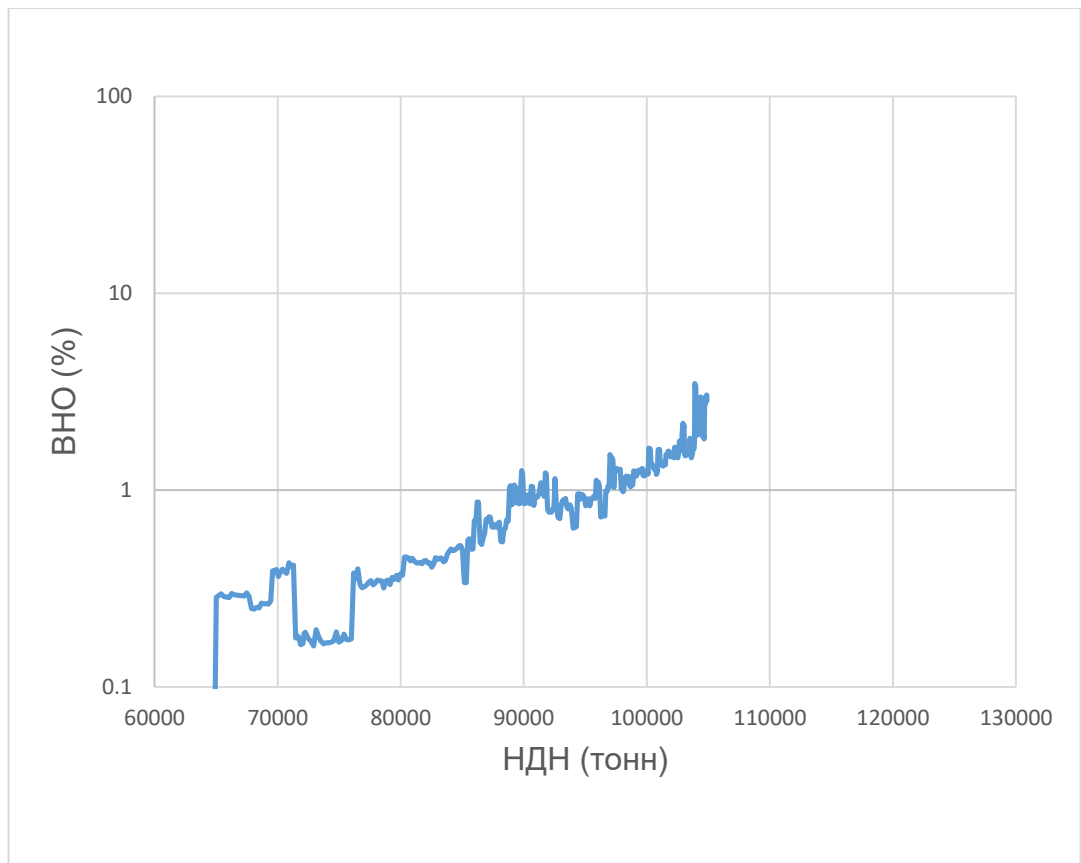


Рисунок 5.14 – Полулогарифмическая диаграмма ВНО скважин Н1

Из линии ВНО прогнозируется водонефтяное отношение путем определения наклона фактической линии ВНО. Затем вычисляется накопленная добыча нефти в точке обводненности.

Точка начала прогнозирования: ВНО = 3.3056 %

Накопленная добыча нефти: 105.722 тонн

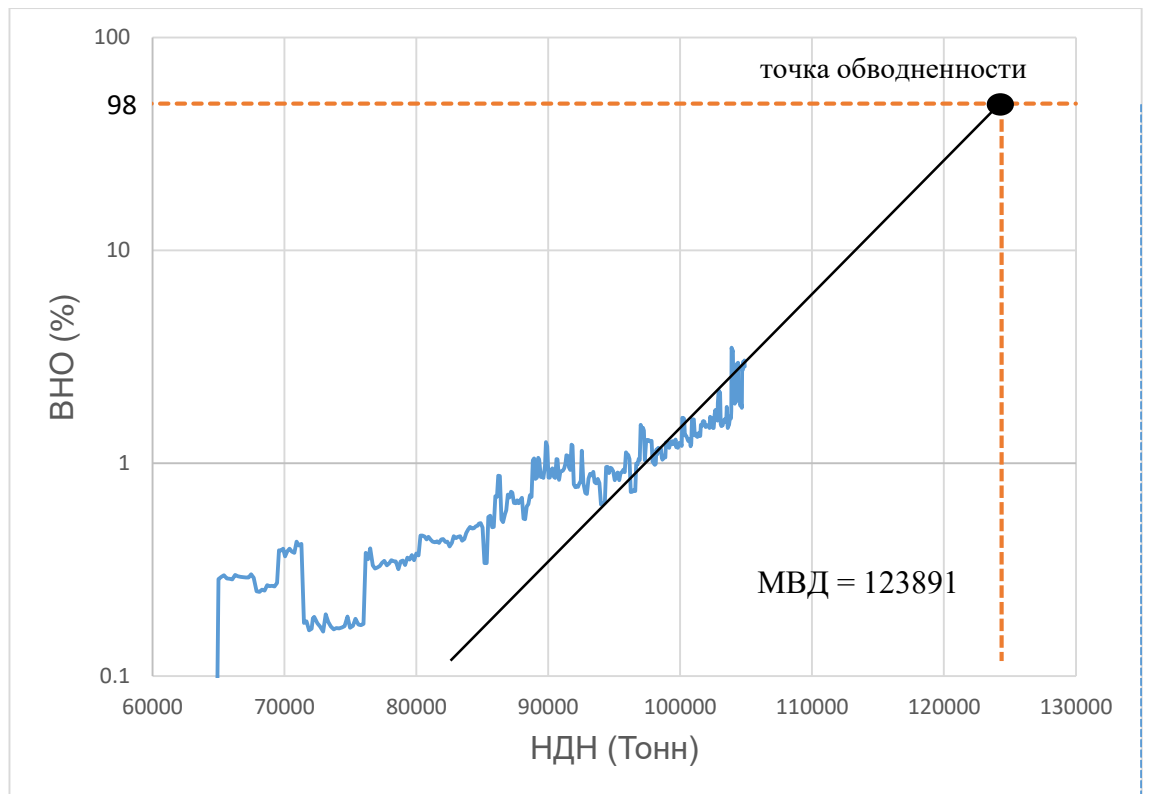


Рисунок 5.15 – Полулогарифмическая диаграмма прогнозирования скважин Н1

На рисунке 5.15 показано, что в точке обводненности МВД = 123891 тонн. То есть, если скважина Н1 введена в эксплуатацию до обводненность = 49 (98%), то дополнительная добыча нефти:

$$123891 - 105722 = 18168 \text{ тонн}$$

Прогноз для скважинны Н2

Аналогичные прогнозы для скважин Н2. На основе фактических данных и таблиц Эксель, мы получаем полулогарифмическую диаграмму зависимости между ВНО и накопленной добычей нефти.

Точка начала прогнозирования: ВНО = 1.671642 %

Накопленная добыча нефти: 564.714 тонн

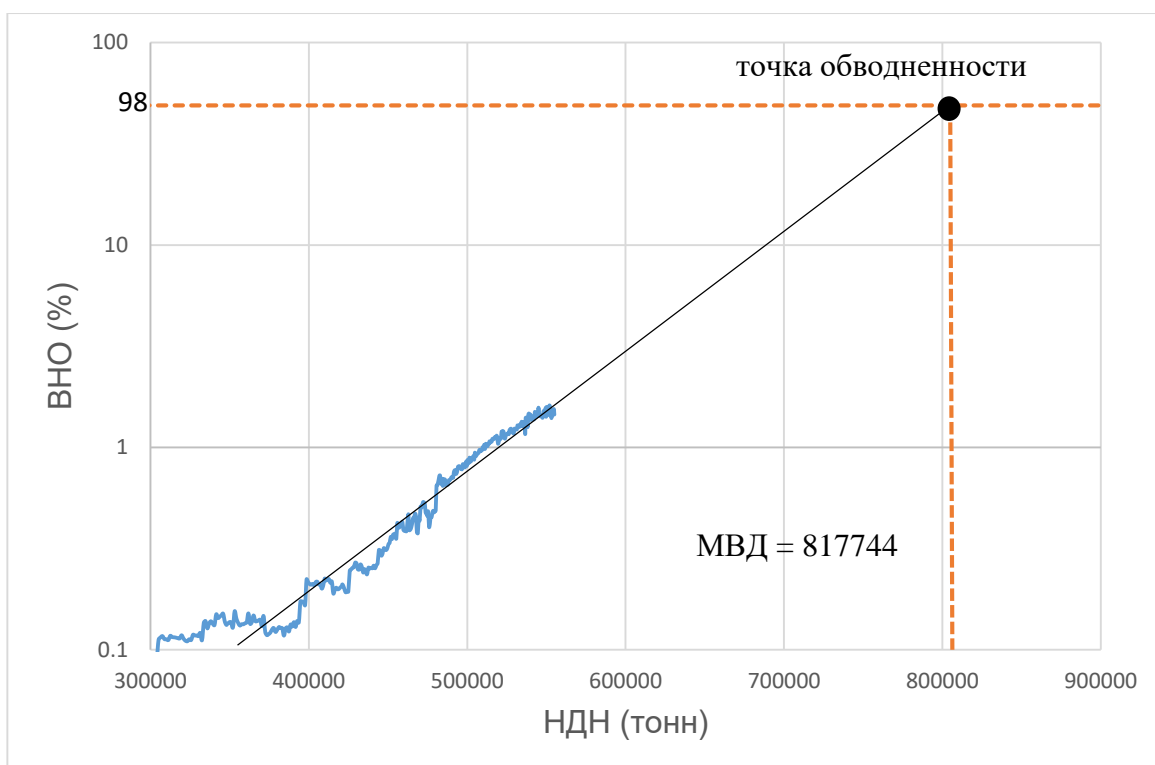


Рисунок 5.16 – Полулогарифмическая диаграмма прогнозирования скважин Н2

На графике показано, что в точке обводненность $МВД = 817744$ тонн. То есть, если скважина Н2 введена в эксплуатацию до обводненность = 49 (98%) , то дополнительная добыча нефти:

$$817744 - 564714 = 253030 \text{ тонн}$$

Прогноз для скважины Н3

На основе фактических данных и таблиц Эксель, мы получаем полулогарифмическую диаграмму зависимости между ВНО и накопленной добычей нефти.

Точка начала прогнозирования: ВНО = 21.6081

Накопленная добыча нефти: 0,040904 тонн

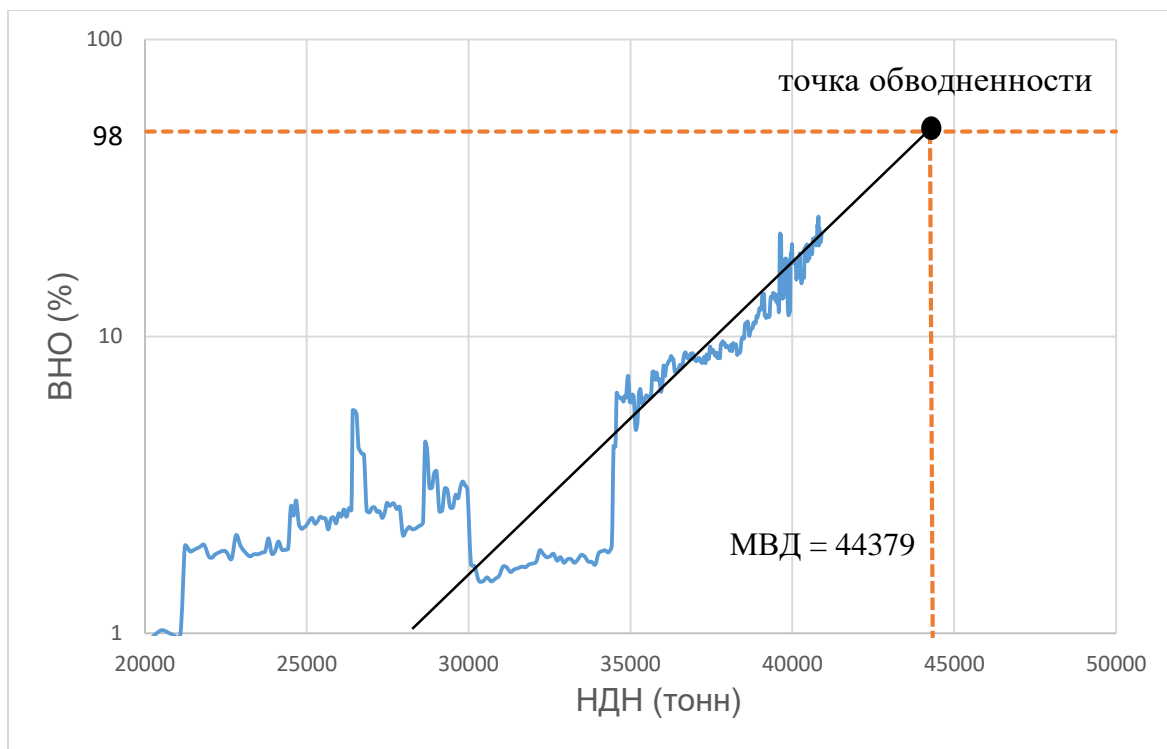


Рисунок 5.17 – Полулогарифмическая диаграмма прогнозирования скважин НЗ

На графике показано, что в точке обводненности, $МВД = 44379$ тонн. То есть, если скважина НЗ введена в эксплуатацию до обводненность = 49 (98%), то дополнительная добыча нефти:

$$44379 - 40904 = 3474,88 \text{ тонн}$$

По результатам прогноза можно увидеть :

Скважина НЗ является самой обводненной и конечная накопленная добыча нефти составляет 44379 тонн (самый низкий показатель). Конечная накопленная добыча нефти скважины Н2 является самой большой. Это соответствует предыдущим прогнозам [1].

ГЛАВА 6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

6.1 Расчёт и оценка капитальных вложений освоения месторождения

6.2 Расчёт стоимости эксплуатационных затрат освоения месторождения

Эксплуатационные затраты на добычу нефти представлены в данном нефтедобывающем регионе в год в таблице 6.2.

Эксплуатационные затраты в целом за рентабельный период 18 лет определены в размере 174,3 млн. долл. USD.

Затраты на демонтаж морских объектов определены на основе следующих укрупненных нормативов:

- на демонтаж БК 7 млн. долл. USD;
- на ликвидацию скважины 1,8 млн. долл. USD /скв.
- на демонтаж трубопроводов 0,4 млн. долл. USD /км.

Таблица 6.2 Укрупненные нормативы эксплуатационных затрат на разработку и обустройство месторождений X, млн. долл. USD

№ п/п	Эксплуатационные затраты	Единицы измерения	Значение показателя	
1	Содержание БК	млн. долл. USD / млн. руб.	2,0	122,8
2	Содержание ЦТП	млн. долл. USD /скв. /млн. руб.	8,0	491,44
3	Содержание ППД	долл. USD/руб /м ³	1,3	79,86
4	Содержание УБН	долл. USD /руб./т.нефти	4,0	245,72
5	Затраты на химреагенты - для закачки воды - для подготовки пластовой воды - на сбор и транспорт нефти.	долл. USD /руб./м ³ долл. USD/руб. /т "-	0,107 0,034 0,597	6,57 2,08 36,67

6	Затраты на ремонт гидротехнических сооружений, трубопроводов	% от стоимости	1,0	
7	Затраты на газлифт	долл. USD /тыс. м ³	20,0	1229,6
8	Затраты на страхование, охрану окружающие среды и технику безопасности	% от год.экспл.затрат	10,0	
9	Оплата за реализацию нефти	долл. USD /тонн тов. нефти	1,0	61,43
10	Непредвиденные затраты	% от год.экспл.затрат	5,0	

Таким образом, суммарные затраты капитальных вложений, эксплуатационных затрат и затрат на демонтаж морских объектов за рентабельный период 18 лет составят 419,2 млн. долл. USD. Или (25751,46 млн. руб.)

6.3 Экономическая эффективность применения мероприятий повышения нефтеотдачи

Месторождение «X», Вьетнам находится на заключительной стадии разработки, о чем свидетельствует ежегодное уменьшение добычи нефти и рост обводненности продукции, поэтому наблюдается постоянный рост себестоимости добычи нефти.

В этих условиях возрастает роль геолого-технических мероприятий, направленных на интенсификацию притока нефти к скважинам, и внедрение новой техники и передовых технологий. До начала 2015 года объем добычи нефти составил 1800,0 тыс. тонн. В текущем году проведено 1121 ГТМ (Геолого-технические мероприятия) дополнительная добыча нефти по ним составила 138 тыс. тонн.

В условиях высокообводненных скважин (более 50%), когда применение соляно-кислотных обработок по традиционным технологиям нецелесообразно, успешно используется метод гипвано-кислотных обработок скважин(ГКО). Сущность технологии проведения ГКО заключается в перекрытии крупных пор

и трещин, по которым поступает вода, с последующей закачкой в нефтенасыщенную часть карбонатного пласта соляной кислоты.

При промышленном внедрении методов интенсификации притока нефти будет существовать риск получения неоптимального эффекта или даже экономических потерь, поэтому надо тщательно проанализировать эффективность этих методов перед проведением. В данном разделе приведен расчет экономической эффективности гипвано-кислотной обработки скважин.

Экономический эффект данного мероприятия обусловлен получением дополнительной добычи нефти в результате увеличения проницаемости призабойной зоны пласта.

1) Годовой экономический эффект рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_T = P_T - \mathcal{Z}_T, \quad (4.4)$$

где P_T – стоимостная оценка дополнительной добычи нефти, тыс. руб;

\mathcal{Z}_T – стоимостная оценка затрат на дополнительную добычу нефти и расходы на проведение мероприятия, тыс.руб.

2) При проведении новых методов повышения нефтеотдачи используется имеющееся на промысле оборудование, поэтому дополнительные капитальные вложения не требуются.

$$P_T = Q_{\text{доп.}} \times C, \quad (4.5)$$

где $Q_{\text{доп.}}$ – дополнительная добыча нефти, тыс. т;

C – цена реализации одной тонны нефти, руб.

3) Затраты на проведение мероприятия определяются по формуле:

$$\mathcal{Z}_T = \mathcal{Z}_{\text{крс}} + \mathcal{Z}_3, \quad (4.6)$$

где $\mathcal{Z}_{\text{крс}}$ – единовременные затраты на КРС, тыс. р;

\mathcal{Z}_3 –затраты на добычу дополнительной нефти, тыс. р.

4) Затраты на добычу дополнительной нефти определяются по формуле:

$$Z_3 = Q_{\text{доп.}} \times Z_{\text{уп}} , \quad (4.7)$$

где $Z_{\text{уп}}$ – эксплуатационные условно-переменные затраты на одну тонну добычи нефти, руб/т.

5) Единовременные затраты на КРС определяются по формуле:

$$Z_{\text{крс}} = (Z_{\text{зп}} + Z_{\text{мат}} + Z_{\text{спец.тех}}) , \quad (4.8)$$

где $Z_{\text{зп}}$ – затраты на выплату зарплаты рабочим;

$Z_{\text{мат}}$ – затраты на материалы;

$Z_{\text{спец.тех}}$ – затраты на использование спец.техники.

б) Затраты на выплату зарплаты рабочим определяются по формуле:

$$Z_{\text{зп}} = \sum c_{\text{гi}} \times t \times k_{\text{пр}} \times k_{\text{рк}} \times k_{\text{соц.от}} , \quad (4.9)$$

где $c_{\text{гi}}$ – часовая тарифная ставка i-го рабочего n-го разряда;

t – норма времени, час;

$k_{\text{пр}}$ – размер премии, дол.ед;

$k_{\text{рк}}$ – районный коэффициент, дол.ед;

$k_{\text{соц.от}}$ – социальные отчисления, дол.ед.

7) Затраты на материалы определяются по формуле:

$$Z_{\text{мат}} = \left(\sum V_k \times C_k \right) , \quad (4.10)$$

где V_k – объем k-го материала, м³;

C_k – стоимость 1 м³ k-го материала, руб/м³.

8) Затраты на использование спец.техники определяются по формуле:

$$Z_{\text{спец.тех.}} = \sum (T_{\text{исп.м}} \times C_{\text{с.т.м}}) , \quad (4.11)$$

где $T_{\text{исп.м}}$ – время использования m-ой спецтехники, час;

$C_{с.т.м}$ – стоимость одного часа работы m -ой спец.техники, руб/час.

- 9) Себестоимость добычи одной тонны нефти до проведения мероприятия определяется по формуле:

$$C_1 = \frac{C_2 \times (Q_1 + \Delta Q_{\text{доп.}}) - Z_{\text{т}}}{Q_1} \quad (4.12)$$

где C_1 – себестоимость добычи одной тонны нефти до проведения обработки, руб/т;

Q_1 – добыча нефти до проведения обработки, т.

- 10) Снижение себестоимости добычи одной тонны нефти определяется по формуле:

$$\Delta C = C_1 - C_2, \quad (4.10)$$

- 11) Прирост балансовой прибыли определяется по формуле:

$$\Delta \Pi = (\Pi - C_2) \cdot (Q_1 + Q_{\text{доп.}}) - (\Pi - C_1) \cdot Q_1, \quad (4.11)$$

- 12) Чистая прибыль, полученная в результате проведения мероприятия, определяется по формуле:

$$\Delta \Pi_{\text{ч}} = \Delta \Pi \cdot (1 - Н), \quad (4.13)$$

где $Н$ – ставка налога на прибыль, дол. ед.

- 13) Повышение производительности труда:

$$\Delta \Pi_{\text{тр}} = (\Pi_{\text{тр}1} / \Pi_{\text{тр}2}) \cdot 100 - 100, \quad (4.14)$$

где $\Pi_{\text{тр}1}$ и $\Pi_{\text{тр}2}$ – соответственно производительность труда после и до мероприятия, т/чел.;

$$\Delta \Pi_{\text{тр}i} = Q_i / \text{ч}, \quad (4.15)$$

где ч – численность промышленно производственного персонала, чел.;

- 14) Увеличение фондоотдачи определяется как

$$\Delta \Phi_0 = \Phi_{02} - \Phi_{01}, \quad (4.16)$$

где Φ_{01} и Φ_{02} – фондоотдача соответственно после и до мероприятия, т/тыс. руб.;

$$\Phi_{0i} = Q_i / C_{o.ф.}, \quad (4.17)$$

где $C_{o.ф.}$ – среднегодовая стоимость основных фондов, тыс. руб.

В таблицах 6.3 - 6.4 приведены исходные данные для расчёта экономической эффективности от воздействия на ПЗП путём глино-кислотной обработки.

Таблица 6.3 - Исходные данные для расчёта экономической эффективности внедрении методов интенсификации притока нефти

Показатель	Значение
Годовая добыча нефти, млн. тонн	1,8
Дополнительная добыча за счёт проведения обработки, млн. тонн	0,835
Себестоимость добычи нефти после ремонта, руб. /тонн	6520
Цена товарной нефти, руб./тонну	11250
Ставка налога на прибыль, %	20
Эксплуатационные условно - переменные затраты на одну тонну добычи нефти от полной себестоимости, %	39
Стоимость основных фондов, млн. руб.	2469

Таблица 6.4 - Исходные данные для расчёта затрат бригады КРС

Рабочая бригада	Раз-ряд	Тарифная ставка, руб/час	Норма времени, час	Премия, %	Районный коэффициент, %	Отчисления на соц.нужды, %
Мастер		310,9	42	80	15	30
Бурильщик	6	210,9				
Помощник бурильщика	4	180,4				

Таблица 6.5 - Исходные данные для расчета затрат на материалы

Материал	Объём, м ³	Стоимость 1 м ³ , руб.
Гипсан	9,440	15409
Соляная кислота	12,660	5354
Хлорид кальция	14,160	8270
Уксусная кислота	0,005	2798
Хлорид бария	0,013	3486
Марвелан	0,038	17850

Таблица 6.6 - Исходные данные для расчета затрат на используемую спецтехнику

Вид спецтехники	Время работы, час	Стоимость одного часа работы, руб/час
УПТ-50	38	195
ЦА – 320, 2 шт.	6	160
Азинмаш-30	4	154
Водовоз	4,5	138

Результаты расчета статей затрат на внедрение методов интенсификации притока нефти представим в таблице 6.7.

Таблица 6.7 – Расчёт показателей экономической эффективности

Наименование показателя	Значение показателя
1. Заработная плата рабочих бригады КРС, тыс. руб., в том числе страховые взносы 30 %.	79,36
2. Затраты на материалы, тыс. руб.	331,08
3. Амортизация оборудования, тыс. руб.	10,5

Итого текущие затраты	420,74
4. Капитальные затраты на КРС, тыс. руб.	350,47
ВСЕГО затраты на добычу дополнительной нефти	771,21
5. Стоимость дополнительно добытой нефти, тыс. руб.	9393,7

1) Экономический эффект:

$$\text{Эт} = 9393,7 - 771,21 = 8622,49 \text{ тыс. руб.}$$

2) Себестоимость до внедрения мероприятия:

$$C_1 = \frac{6520 \cdot 1,8 - 771,21 \times 10^{-3}}{1,8 - 0,835} = 11735,23 \text{ руб/т;}$$

3) Снижение себестоимости в результате внедрения мероприятия:

$$\Delta C = 11735,23 - 6520 = 5215,23 \text{ руб/т.}$$

4) Прирост балансовой прибыли составит:

$$\begin{aligned} \Delta \Pi &= (11250 - 6520) \cdot 1,8 - (11250 - 11735,23) \cdot (1,8 - 0,835) = \\ &= 8982,247 \text{ млн.руб;} \end{aligned}$$

5) Чистая прибыль предприятия:

$$\Delta \Pi_r = 8982,247 \cdot (1 - 0,2) = 7185,8 \text{ млн.руб;}$$

6) Производительность труда на предприятии:

$$\Pi_{\text{тр1}} = (1,8 - 0,835) \cdot 10^6 / 3152 = 306,15 \text{ т/чел.};$$

$$\Pi_{\text{тр2}} = 1,8 \cdot 10^6 / 3152 = 571,07 \text{ т/чел.};$$

7) Повышение производительности труда:

$$\Delta \Pi_{\text{тр}} = (570,07 / 308,80) \cdot 100 - 100 = 84,61 \text{ %;}$$

8) Фондоотдача:

$$\Phi_{o1} = (1,8 - 0,835) / 2469 = 0,000391 \text{ т/руб;}$$

$$\Phi_{O_2} = 1,8 / 2469 = 0,000729 \text{ т/руб.};$$

9) Рост фондоотдачи:

$$\Delta\Phi_o = 0,000729 - 0,000391 = 0,00038 \text{ т/руб.}$$

Результаты расчёта экономической эффективности от проведённого мероприятия приведены в (табл. 4.8).

Таблица 6.8 - Результаты расчёта экономической эффективности

	Показатель	Значение
1	Дополнительная добыча нефти, млн.тонн	0,835
2	Затраты на проведение мероприятия, тыс. руб.	771,2
3	Экономический эффект, тыс. руб.	8622,49
4	Снижение себестоимости добычи 1 т нефти, руб./т	5215,23
5	Прирост балансовой прибыли, млн. руб.	8982,25
6	Чистая прибыль от мероприятия, млн. руб.	7185,8
7	Повышение производительности труда, %.	84,61
8	Повышение фондоотдачи, т/тыс. руб.	0,00038

Применение метода гивпано-кислотных обработок скважин в соответствии с геолого-техническими условиями пластов и скважин позволяет нам выполнить задачи регулирования процесса разработки месторождения путем содержания темп разработки 10-12% в год. Кроме этого применение этого метода приводит к сбережению затрат, связанных с ремонтом трубопровода и оборудованием сепаратора из-за наличия воды в продукции и также наиболее рациональному использованию энергии для добычи нефти и газа восстановлением ёмкостно-фильтрационных свойств пород на призабойной зоне скважин . Поэтому проект проведения гивпано-кислотных обработок скважин считается ресурсоэффективным и ресурсосберегающим. Таким образом, за счет использования методики ГКО получено 0,835 млн.тонн дополнительной нефти, за счет реализации которой выручена чистая прибыль в размере 7185,8 млн. руб.

ГЛАВА 7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями (обязательствами) когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров. Основными законодательными актами по охране труда являются Конституция России, Основы законодательства и др. В этих документах отражены правовые вопросы охраны труда и здоровья трудящихся. На основании вышеперечисленных источников, а также исходя из соответствующих правил безопасности и норм производственной санитарии в данном проекте, разрабатываются основные мероприятия по созданию безопасных условий работы операторов при интерпретации результатов газогидродинамических исследований скважин [9].

Сущность данной работы – Месторождения «Х» в бассейне КыуЛонг эксплуатируется более 20 лет. В области добычи нефти и газа на сегодняшний день анализ и прогнозирование идет параллельно с процессами добычи. Прогнозирование является основой для разработки месторождения и может оценить способность добычи через реальный объем производства, поэтому применение метод АРПС для анализа состояния и прогноз добычи нефти на месторождении «Х», а также определение гидродинамической связи скважин.

В месторождении «Х» были пробурены и эксплуатированы три скважины Н1, Н2 и Н3. Борьба с загрязнением морей нефтью, нефтепродуктами, а так же вредными веществами, является неотъемлемой частью проблемы охраны окружающей среды (ОС) и обеспечения экологической безопасности населения. Рассмотрим основные факторы рабочей зоны на предмет выявления их вредных проявлений. В соответствии с действующим законодательством РФ основные организационно-технические и технологические мероприятия должны обеспечивать безопасность работников и населения, охрану окружающей среды от возможных вредных воздействий, связанных с эксплуатацией всех месторождений ООО «КыуЛонг» [1].

7.1. Производственная безопасность.

Система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих или уменьшающих вероятность воздействия на работающих опасных травмирующих производственных факторов, возникающих в рабочей зоне в процессе трудовой деятельности.

7.1.1. Основные факторы рабочей зоны на предмет выявления их вредных проявлений

- *Вредных проявлений факторов производственной среды*: повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; высокие влажность и скорость движения воздуха; выброс вредных веществ на атмосферу; повышенные уровни шума на платформе в процессе работы насоса и электродвигателя; загазованность воздуха рабочей зоны.

- *Опасных проявлений факторов производственной среды*: повышенная температура поверхностей оборудования; открытое нерегулируемое фонтанирование в результате чего образуется струй смеси высокого давления; ударения электрическим током; пожар и взрыв.

- *Негативного воздействия на природную ОС*: загрязнение морей нефтью, нефтепродуктами, а так же пластовыми водами, нередко содержащими сероводород, поверхностно-активные вещества; загрязнение атмосферного воздуха происходит в результате выделения легких фракций углеводородов от технологического оборудования (кусты скважин, сепараторы, емкости, свечи, насосы), а также продуктов сгорания попутного нефтяного газа (факелы, котельная).

- *Чрезвычайных ситуаций*: разлив нефти при неконтролируемом фонтанировании скважины; утечка и разлив нефтепродуктов в процессе их добычи или транспорта; взрыв и пожар

Таблица 7.1. Опасные и вредные факторы при выполнении работ по бурение скважины и добыче нефти на море [10].

<p>Полевые работы :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Бурение скважин Н1,Н2,Н3 месторождения «Х» на море буровой установкой - Нагнетание раствор в скважины для поддержания давления пласта и добычи нефти - Использование насос и верхний вращатель для бурения и добычи нефти - Использование мины и детонаторы для перфорации скважин и исследование скважин проводятся для прогнозирования состояния добычи нефти 	<ul style="list-style-type: none"> - Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны приводит к перенапряжению функциональных систем организма и высокие влажность и скорость движения воздуха - Выброс вредных веществ на атмосферу -Повышенные уровни шума на платформе в процессе работы насоса и электродвигателя - Загазованность воздуха рабочей зоны 	<ul style="list-style-type: none"> - Повышенная температура поверхностей оборудования - Открытое нерегулируемое фонтанирование в результате чего образуется струй смеси высокого давления (Blow-out prevent) - Ударения электрическим током - Пожар и взрыв 	<ul style="list-style-type: none"> - Сан.ПиН 2.24.548-96 [11] - ГОСТ 12.1.003-2014 [12] - ГОСТ 12.1.029-80 [15] - ГОСТ 12.1.005-88 [13] - ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ [16] - ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ [14]
--	--	---	---

7.1.2. Компетентностный обзор законодательных и нормативных документов

С целью обеспечения безопасности и защиты здоровья работников, безопасности эксплуатируемых сооружений, защиты экологической среды и избежания возможных вредных воздействий при эксплуатации месторождения «Х», в ООЦ «КьюЛонг» работа ведется в соответствии с действующими основными национальными, международными и отраслевыми законами, постановлениями и положениями:

- Закон об охране ОС (принят Национальным Собранием Социальной республики Вьетнама - СРВ от 27.12.1993 г.);

- Положение по защите ОС при разведке, разработке, эксплуатации, хранении, транспорте и обработке нефти и газа и обслуживании объектов (12.1998 г.);

- Постановление народного комитета по Регламенту охраны ОС на территории провинции Ба Риа-Вунг Тау, № 573 А/КД-УБТ (01.10.1993 г.);

- Инструкции по управлению безопасностью труда и санитарной деятельности в области нефтегазовых работ. Ханой – 06.2002 г.;

- Инструкции по оценке риска и срочному решению в области нефтегазовой деятельности. Решение № 41/1999/QĐ-ТТg, подписанное 08.03.1999 г. Премьер-министром, г. Ханой – 06.2002 г.;

- Положение по управлению вредными отходами. Приказ №155/1999 г. QĐ – ТТg (1999 г.) и «Вьетнамский критерий с обязательным применением по защите ОС», Сборник. Ханой – 2002 г.;

- Инструкция по мониторингу и анализу ОС вокруг морских нефтегазопромысловых сооружений («Петровьетнам», 2000 г.);

- Международные соглашения: International convention for the safety of life at sea. 1974; Convention on the International regulations for preventing collisions at sea. 1972; Protocol of 1978 relating to the International convention for the prevention of pollution from ships. 1973.

7.1.3. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.

Климат в районе месторождения «Х» тропический, муссонный, с дождливым летом, при температуре воздуха 25-35° и сухим сезоном в зимний период при температуре 24-30°С. Повышенная или пониженная температура воздуха в помещении приводит к перенапряжению функциональных систем организма.

Высокие влажность и скорость движения воздуха. Во время летнего периода идут кратковременные обильные дожди со шквальным ветром до 25 м/сек. Влажность воздуха возрастает до 87–89 %. Зимой с ноября по март господствует северо-восточный муссон с сильными ветрами до 20 м/сек, образующими волны высотой до 10 м. Повышенная влажность воздуха затрудняет теплообмен организма с ОС. В результате может произойти перегрев организма. На состояние организма человека влияет подвижность воздуха. При температуре более +35°С движение даже сухого воздуха может оказаться неблагоприятным фактором [9].

Параметры микроклимата для данных категорий работ в соответствии с Сан.ПиН 2.24.548-96 [11] приведены в табл.7.2, 7.3.

Таблица 7.2 Оптимальные нормы метеорологических параметров

Сезон года	Категория работ	Температура воздуха, °С	Относительная влажность	Скорость движения воздуха
Холодный и переходный	Ia	22-24	40-60	0,1
	Iб	21-23	40-60	0,1
Теплый	Ia	23-25	40-60	0,1
	Iб	22-24	40-60	0,1

Таблица 7.3 Допустимые нормы метеорологических параметров

Сезон года	Категория работ	Температура воздуха, °С	Относительная влажность	Скорость движения воздуха
Холодный и переходный	Ia	20-25	75	0,2
	Iб	19-24	75	0,2
Теплый	Ia	21-28	75	0,2
	Iб	20-28	75	0,2

Защита человека от воздействия метеоусловия таким образом: назначить оптимальный период работы на объекте. Благоприятным для выполнения работ в море является период юго-западных муссонов: июнь-сентябрь, а также переходные периоды: апрель-май и ноябрь, когда происходит смена направлений муссонов.

Выброс вредных веществ на атмосферу: CO, CO₂, H₂S, NO, NO₂, аэрозоли свинца, токсичные пыли, образующиеся при сгорании газа и топлива с факела или утечке газов из трубопровод.

Длительное воздействие вышечисленных вредных веществ может привести к нарушению работоспособности центральной нервной системы и дыхательной системы. Предельно допустимые концентрации (ПДК) некоторых вредных веществ согласно ГОСТ 12.1.005-88 [13] приведены в табл.7.4.

Таблица 7.4 Предельно допустимые концентрации некоторых вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Наименование вещества	ПДК в воздухе рабочей зоны	ПДК в воздухе населенных пунктов	
		максимальная разовая	среднесуточная
Сероводород	10,0	0,008	0,008
Сероводород + углеводороды C ₁ -C ₅	3,0	-	-
Диоксид серы	10,0	0,5	0,05
Триоксид серы	1,0	0,5	0,05
Диоксид углерода CO ₂	9000,0	-	-
Оксид углерода CO	20,0	5,0	3,0

Диоксид азота NO ₂	2,0	0,085	0,04
Оксид азота NO	30,0	0,6	0,06
Аммиак	20,0	0,2	0,04
Хлор Cl ₂	1,0	0,1	0,03
Нефть и нефтепродукты	10,0	-	-

Защита от вредных веществ начинается с гигиенического их нормирования. После этого коллективный защитный характер носят герметизация, вентиляция, отделка помещений особыми материалами, медосмотры, профпитание. При неэффективности коллективных средств защиты применяют средства индивидуальной защиты (защита дыхания, кожи, отдельных органов). Защиту кожи, кроме одежды, можно осуществлять специальными мазями [9].

Повышенные уровни шума на платформе в процессе работы насоса и электродвигателя. Длительное действие шума высокой интенсивности приводит к патологиям слухового органа и негативно влияет на нервную систему. Шум приводит к быстрой утомляемости человека, что в свою очередь ведет к производственным ошибкам. Нормирование уровня шума проводят согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [12] и ГОСТ 12.1.029-80 [15]. Предельно допустимый уровень шума (ПДУ) – тот, который при ежедневной работе (40 ч. в неделю) в течение всего рабочего стажа не вызывает заболеваний или ухудшения состояния здоровья.

Средства и методы защиты от шума делятся на коллективные (средства звукоизоляции; звукоизолирующие кожухи и кабины; акустические экраны и выгородки; средства звукопоглощения; средства виброизоляции; глушители шума) и индивидуальные (противошумные наушники, вкладыши, шлемы и каски, специальные костюмы). Оптимальным является разумное сочетание (комплекс) коллективных и индивидуальных средств, который предотвратит вредное воздействие шума на организм работника.

Загазованность воздуха рабочей зоны. Путь поступления вредных веществ через органы дыхания (ингаляционный) является наиболее опасным, так как легкие человека имеют поверхность примерно в 50 раз большую, чем кожные покровы, и в 10 раз большую, чем пищеварительный тракт; вдыхаемые вредные вещества могут быстро проникнуть непосредственно в кровь. Поэтому для предотвращения воздействия запыленности и загазованности воздуха защита органов дыхания наиболее существенна.

Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны установлены ГОСТом 12.1.005-88. Во всех случаях, когда на отдельных участках производства не выдерживаются установленные требования, должны применяться меры, направленные на предотвращение или уменьшение воздействия загазованности воздуха. Особое значение из средств индивидуальной защиты имеют средства защиты дыхания. Здесь выделяют противогазы и респираторы, причем в случаях, когда присутствует неизвестное вещество в воздухе, мало кислорода ($<18\%$) или вредные вещества составляют больше чем 0,5%, то применяют изолирующие противогазы. Во всех остальных случаях достаточно фильтрующих средств защиты.

7.2. Экологическая безопасность

Экологическая безопасность представляет собой воздействие на литосферу, атмосферы и гидросферу.

7.3. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды

Повышенная температура поверхностей оборудования. Действие фактора – контакт с горячей (свыше 45 оС) поверхностью может вызвать ожоги незащищенных участков тела. Для предотвращения или уменьшения воздействия на работников опасных производственных факторов воспользуются средства защиты от повышенных или пониженных температур поверхностей оборудования, материалов, заготовок. Работник должен быть обеспечен санитарной одеждой, средствами индивидуальной защиты и санпринадлежностями. Дополнительной мерой защиты для работающих в цехах

с вредными выделениями являются средства индивидуальной защиты, определяемые ГОСТ 12.4.011 – 89 [14].

Открытое нерегулируемое фонтанирование в результате чего образуется струй смеси высокого давления. Во время открытого нерегулируемого фонтанирования создается струй высокого давления и возникает ударная волна по всем сторонам пространства, в результате оказывается опасность для человека. Во избежание открытого фонтанирования необходимо установить и постоянно контролировать манометры в насосно-компрессорных трубах и на устье скважин. Работать с аппаратом высокого давления нужно следить за соединениями. При использовании шланг должен свободно вытягиваться, на его пути не должно быть острых предметов. Не используйте аппараты высокого давления без аварийных выключателей.

Ударения электрическим током. На рабочем месте присутствуют поверхности, на которых может накапливаться электрический заряд. При одновременном касании этой поверхности и заземленного металлического предмета, произойдет разряд через тело человека, что может привести к фибрилляции желудочков сердца человека. Плохая изоляция проводов, неисправность электроприборов может привести к поражению человека электрическим током. Проходя через тело человека, электрический ток оказывает на него сложное воздействие, вызывая термическое, механическое, электролитическое и биологическое воздействие [9].

Согласно ГОСТ 12.1.038-82 [16] напряжение прикосновения и токи, протекающие через тело человека при неаварийном режиме работы электроустановки не должны превышать значений, указанных в табл.7.5.

Работа на месторождении производится возможно в условиях возникновения молнии. Опасность для зданий (сооружений) в результате прямого удара молнии может привести к: повреждению здания и его частей, отказу находящихся внутри электрических и электронных частей, гибели и травмированию живых существ, находящихся непосредственно в здании или вблизи него. В настоящий момент существуют два документа, на основе которых

можно спроектировать систему молниезащиты. Это «Инструкция по молниезащите зданий и сооружений» РД 34.21.122-87 от 30 июля 1987 года и «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» СО 153-343.21.122-2003 от 30 июня 2003 года.

Пожар и взрыв. К основным причинам пожара и загорания в нефтяном месторождении относятся следующие: нарушение технологического процесса и неисправность оборудования; неосторожное обращение с огнем и бытовыми электроприборами; короткое замыкание электрических проводов и перегрев электрооборудования; нарушение правил пожарной безопасности при производстве электрогазосварочных и других огневых работ.

На данном месторождении реализуются системы обеспечения пожарной безопасности на морских стационарных платформах: автоматические системы пожаротушения включают: автоматические системы пожаротушения (систему пенного, водяного, объемного и порошкового пожаротушения); система орошения (спринклерная, дренчерная) и водяная завеса; автоматическая система пожарной сигнализации оборудована: тепловыми, дымовыми, световыми и ручными датчиками; первичные средства пожаротушения: огнетушители (переносные, передвижные, углекислотные, порошковые и воздушно-пенные); песок; асбестовое полотно (кошма); средства индивидуальной защиты, пожарный ручной инструмент, пожарный инвентарь; пожарное судно; специализированное или многофункциональное аварийно-спасательное судно или транспортно-буксирное судно, укомплектованное системами пожаротушения и пожарно-техническим оборудованием [1].

7.4. Охрана окружающей среды

Загрязнения атмосферы в результате разработки месторождений. Около 90 % всех видов загрязнения атмосферы являются результатом разработки месторождений и утилизации энергетических ресурсов. Из-за низкого коэффициента использования добываемого минерального сырья значительная его часть безвозвратно теряется и поступает в виде отходов в ОС. По ориентировочным оценкам, около 70 % всех отходов находится в атмосфере.

Концентрация большинства веществ в воздухе лимитируется санитарными требованиями, которые в настоящее время являются одним из действенных средств охраны ОС. H₂S, углеводород и сернистый ангидрид являются наиболее характерными компонентами для нефтяных объектов и преобладают как по токсикологическому воздействию, так и по объемам поступления в атмосферный воздух. Для снижения уровня загрязнения атмосферного воздуха предусматривается: герметизированные схемы сбора продукции скважин; практически 100% утилизация попутного газа; применение факелов бездымного горения с наддувом воздуха с помощью вентилятора в факельный стояк; применение шлакового покрытия на подъездных автомобильных дорогах и внутриплощадочных проездах, снижающие запыленность и нагрузку на двигатели автотранспорта.

Загрязнения гидросферы в результате разработки месторождений. Нефть и нефтепродукты, попадая на поверхность воды, покрывают большие пространства тонкой пленкой, которая существенно ухудшает кислородный обмен водной среды с воздушным бассейном, это, в свою очередь, ведет к угнетению жизнедеятельности биологических объектов водной среды.

При концентрации нефтяных загрязнений выше 800 мг/м³ происходит подавление жизнедеятельности фитопланктона, который является основой воспроизводства кислорода в воде. Некоторые рыбы могут приспосабливаться к среде, содержащей нефть. Попавшая в их организм нефть изменяет состав крови и углеводородный обмен, в результате чего мясо рыб приобретает специфический запах и привкус. Для охраны гидросферы от нефтяного загрязнения большое распространение должны получить превентивные природоохранные мероприятия, снижающие или исключаяющие вероятность аварии при добыче и транспортировке углеводородного сырья, а также мероприятия на применение методов очистки воды и убытков от ухудшения биологических и рекреационных ресурсов Мирового океана.

Загрязнения литосферы в результате разработки месторождений. Монтажные и строительные работы конструкций морских стационарных

платформ (МСП), блоков-кондукторов (БК), центральных технологических платформ (ЦТП), подводных трубопроводов, работы в процессе бурения, эксплуатации нефти и газа, деятельности служебных судов на море и жизнедеятельности на МСП могут отрицательно влиять на ОС следующими основными отходами: отходы в монтажных и строительных работах конструкций МСП, БК, ЦТП, системы подводных трубопроводов; твердые промышленные отходы, включающие в свой состав шлам, отложения в установке беспричного налива нефти (УБН) и т.д.; промышленные сточные воды; сточные хозяйственно-бытовые и хозяйственно-фекальные воды; твердые хозяйственно-бытовые; выбросы в приземные слои атмосферы продуктов сгорания газа и топлива с факела и системы электрогенераторов.

Решения по обеспечению экологической безопасности и по охране ОС.

Для обеспечения удовлетворительного состояния ОС в районе месторождения в будущем необходимо разработать мероприятия по минимизации загрязнения ОС и охране экологической среды следующими путями: продолжать расходовать соответствующую долю от общих затрат эксплуатации месторождения на разработку мероприятий по охране ОС; совершенствовать мероприятия ликвидации разлива нефти; необходимо разработать систему стандартов по максимальным предельно допустимым концентрациям вредных веществ в нефтегазовых промышленных отходах (вода, воздух и шлам); необходимо организовать комплексный технико-экологический мониторинг с целью наблюдения за состоянием нефтегазовых объектов и ОС; дальнейшее закрепление санитарно-безопасной системы и добровольцев разных видов на производственных объектах путем регулярного обучения тактике и стратегии разных противоаварийных операций и знаниям об ООС с целью повышения возможностей работников.

7.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Основные возможные ЧС на объекте. Высокий уровень добычи нефти на месторождении и многолетний период эксплуатации также увеличивают потенциальные риски, которые могут привести к авариям, негативно

воздействующим на ОС. Основными возможными ЧС на месторождении Дракон являются: разлив нефти при неконтролируемом фонтанировании скважины; утечка и разлив нефти и топлива в процессе эксплуатации или транспорта нефти и газа; взрыв и пожар. В процессе разработки месторождения не исключены возможные аварийные ситуации из-за утечки нефтепродуктов по следующим опасным категориям: «Малая» – объем разлитой нефти меньше 500 тонн (категория I), «средняя» – объем разлитой нефти 500-1000 тонн (категория II) и «крупная» – больше 1000 тонн (категория III).

Мероприятия по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефтепродуктов. Предупреждение разливов нефтепродуктов – важнейшая составная часть борьбы с аварийными разливами нефти, включает: строгое выполнение нормативных требований (прежде всего к технологическим операциям); проведение мониторинга нефтепромысловых объектов; проведение мониторинга ОС. При появлении признака разлива нефти сразу сообщать дирекции ОООЦ “КыуЛонг” для своевременного принятия мероприятий [1].

Мониторинг нефтепромысловых объектов предусматривает: контроль за состоянием нефтепроводов, трубопроводов ГЖС; разработку моделей отказов этих объектов и отдельных конструктивных элементов; создание прогнозных моделей отказов нефтепромысловых объектов с учетом природных факторов; оптимизацию технических решений по повышению надежности объектов.

Готовность к срочной ликвидации аварий. В ОООЦ “КыуЛонг” имеется специальная комиссия по срочной ликвидации аварий. В ЦСБВР имеются соответствующие профессиональные отделы для каждого вида аварий: служба охраны ОС; служба противопожарной безопасности; служба противofонтанной безопасности; отдел безопасности труда и т.д., которые должны быть всегда готовы к действию. Эти отделения должны выполнять периодическую тренировку с целью успешного использования оборудования и выполнения срочной ликвидации аварий.

7.6. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В ООЦ “КыуЛонг” действует система управления безопасностью – здоровьем людей и ОС и программа контроля, оценки осуществления этой системы. Целью этой системы является обеспечение безопасности сооружений, труда, особенно для работающих непосредственно на опасных местах и участках. Для обеспечения безопасных условий необходимо соблюдать все законы, постановления и положения государства, оценки неожиданного риска. Имеются мероприятия для улучшения условий труда работников, для безопасности их здоровья, планы по срочной ликвидации возможных аварий и помощи пострадавшим во время работы [1].

Для управления безопасностью распределены задания для каждой должности, включая генерального директора, главного инженера, комиссии по безопасности ООЦ “КыуЛонг”, постоянной комиссии по безопасности здоровья и ОС и отряда срочной ликвидации аварий и т. д. Отдел охраны труда и техники безопасности и Центральная служба по безопасному ведению работ, Центр медицинского обеспечения , все должности по безопасности здоровья и ОС (БЗиЗОС) в предприятиях, МСП, БК должны отвечать за любые действия, связанные с БЗиЗОС во всех сферах деятельности ООЦ “КыуЛонг”.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ данных добычи является важной задачей при прогнозировании быстрого и эффективного прогноза добычи нефти. Данные добычи скважин скважины Н1, Н2, Н3, расположенные на пачке С30 месторождения «Х», имеют следующие характеристики :

- Скважины Н1, Н2, Н3 имеют гидродинамическую связь.
- Скважины Н1, Н2 после 600 дней эксплуатации и скважина Н3 после 400 дней эксплуатации дают суммарную добычу нефти 0,71 млн.тонн. По сравнению с начальными геологическими запасами Р50 ($N = 2,91$ млн. тонн), коэффициент извлечения нефти (КИН) составил 23,3% .
- Скважина Н2 имеет самый большой дебит из 3 скважин месторождения "«Х»" и в настоящее время все еще эксплуатируется. Скважину Н2 можно эксплуатировать в течение длительного времени. Скважины Н1, Н3 имеют высокие степени обводнения и низкий дебит нефти, особенно скважина Н3 с обводненностью 96% с добычей нефти менее 16 тонн/сутки. Скважина Н3 была закрыта для проведения исследований и используется как нагнетательная, для поддержания пластового давления.

Для краткосрочного прогноза добычи на месторождения «Х» использован метод кривой падения АРПС. Это классический метод, основанный на снижении кривой дебита с течением времени.

Результаты прогноза показывают, что скважина Н2 имеет большой дебит (92,8 тонн/сутки) в течение года. Скважины Н1 и Н3 будут закрыты в следующем году из-за высокого обводнения и низкого дебита нефти.

Проведен долгосрочный прогноз добычи нефти, оценка влияния обводнения на расчетную максимальную возможную объем добычи нефти. По результатам прогноза скважина Н2 имеет самый большой МВД, достигающий 0,82 млн. тонн, скважина Н3 имеет самый низкий МВД, достигающий лишь 0,044 млн.тонн.

Скважина Н2 имеет самый большой дебит из 3 скважин, поэтому необходимо обеспечить хорошую проницаемость пласта для поддержания добычи нефти.

Скважина НЗ быстро обводнилась из-за близости к краевой воде и используется как нагнетательная скважина для поддержания энергии пласта.

Кроме того, можно расширить бурение и вскрыть пласт на верхней пачке С30 для изучения возможности добычи нефти в предположении высоких дебитов из верхней пачки С30. В частности, можно использовать скважину Н1 для изучения верхних пачек (Олигоценовая пачка С10 и С15).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Совместная операционная компания Кыулонг, Вьетнама // Годовой отчет добычи., 2016. – 152с.
2. Силаев К.О. Методы для анализа кривых падения добычи. – Томск, ТУСУР, 2016. – 15 с.
3. Труонг Тхи Минь Ханг. Анализ данных добычи в месторождении Черного Лева. – Политехнический университет г. Хошимина, Вьетнам, 2010. 124 с.
4. Майкл Голан, Кертис. Описание скважин. – Норвежский университет естественных и технических наук, 1996. – 282 с.
5. Вершовский В.Г. [Реферат] / В.Г. Вершовский, В. К. Хоанг // Пересчет запасов нефти и растворенного газа участка Юго-восточный Дракон по состоянию на 01.01.2007 г. - Том I, Вунгтау, 2007 г.
6. Иванов А.Н, Нгуен Ван Дык. Уточненная технологическая схема разработки и обустройства месторождения Белый Тинр (2012г.) – Том I, Вунгтау, 2013.
7. Dynamic Data Analysis / Oliver Houzé, Didier Viturat, Ole S.Fjaere // Кappa. – 2010. – 537с.
8. Л.П. Дейк. Практика инжиниринга нефтяных пластов // Перевод с английского АНО «Инжевский институт компьютерных исследований». – 2007. – 652 с.
9. Амелькович Ю.А. Лабораторный практикум по дисциплине «Безопасность жизнедеятельности» для студентов всех специальностей // учебное пособие. / Ю.А. Амелькович, Ю.В. Анищенко, А.Н. Вторушина, М.В. Гуляев, М.Э. Гусельников, А.Г. Дашковский, Т.А. Задорожная, В.Н. Извеков, А.Г. Кагиров, К.М. Костырев, В.Ф. Панин, А.М. Плахов, С.В. Романенко – Томск: Издательство ТПУ, 2010. – 236 с.