

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ состояния и прогноз добычи нефти на нефтяном месторождении "Х" (Вьетнам)

УДК 622.276.044(597)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Буй Тхиен Лонг		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Галкин Владислав Михайлович	к.ф.-м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Карпова Евгения Геннадьевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Максимова Юлия Анатольевна			

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	<i>и компьютерных технологий</i>	
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АБЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврская работа

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Д	Буй Тхиен Лонг

Тема работы:

Анализ состояния и прогноз добычи нефти на нефтяном месторождении "X" (Вьетнам)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 2022/с от 18.03.2019 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Графические материалы и тексты научно-исследовательских работ по месторождению X
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	2.1. Геологические – характеристики и стратиграфия 2.1.1. Геологические характеристики 2.1.2. Стратиграфия и литология 2.2. Нефтяная система 2.3. Характеристики пласта 3.1. Метод АРПСА 3.2. Метод Фетковича 3.3. Метод Блэсингейма 4.1. Состояние добычи нефти месторождения «X» 4.2. Определение гидродинамической связи
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант

1. Характеристики естественного географического расположения и история эксплуатации резервуара Кыу Лонг	Карпова Евгения Геннадьевна
2. Геологические характеристики месторождения «Х»	
3. Методы анализа по данным добычи	
4. Анализ состояния добычи нефти месторождения «Х»	
5. Краткосрочный прогноз добычи на месторождении «Х» методом кривой падения АРПСА	
6. «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент Кашук Ирина Вадимовна
7. «Социальная ответственность»	Ассистент Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Характеристики естественного географического расположения и история эксплуатации резервуара Кыу Лонг	
2. Геологические характеристики месторождения «Х»	
3. Методы анализа по данным добычи	
4. Анализ состояния добычи нефти месторождения «Х»	
5. Краткосрочный прогноз добычи на месторождении «Х» методом кривой падения АРПСА	
6. «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	
7. «Социальная ответственность»	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	19.03.2019г.
---	--------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Галкин Владислав Михайлович	к.ф.-м.н.		
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Буй Тхиен Лонг		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа ресурсов природных
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования Бакалавриат
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения Весенний семестр 2018/2019 учебное
 года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
24.03.2019	Характеристики естественного географического расположения и история эксплуатации резервуара Кыу Лонг	10
28.03.2019	Геологические характеристики месторождения «Х»	10
15.03.2019	Методы анализа по данным добычи	10
30.04.2019	Анализ состояния добычи нефти месторождения «Х»	20
15.05.2019	Краткосрочный прогноз добычи на месторождении «Х» методом кривой падения АРПСА	20
17.05.2019	«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	10
21.05.2019	Социальная ответственность	10
27.05.2019	Оформление работы	10
	Итого	100

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Галкин Владислав Михайлович	к.ф.-м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Карпова Евгения Геннадьевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Максимова Юлия Анатольевна			

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 104 страниц, 45 рисунков, 17 таблиц, 16 источников.

Ключевые слова: Водонефтяное фактор, 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 Кыулонгской 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 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 Кыулонгской впадине, Вьетнам.

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

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

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

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
ГЛАВА 1. ХАРАКТЕРИСТИКИ ЕСТЕСТВЕННОГО ГЕОГРАФИЧЕСКОГО РАСПОЛОЖЕНИЯ И ИСТОРИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРА КЫУ ЛОНГ	13
1.1. Географическое положение	13
1.2. Рассмотреть преимущества и недостатки в поиске, разведке и разработке месторождения	14
1.3. История поиска и разведки	15
ГЛАВА 2. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «Х»	20
2.1. Геологические – характеристики и стратиграфия	20
2.2. Нефтяная система	25
2.3. Характеристики пласта	26
ГЛАВА 3. МЕТОДЫ АНАЛИЗА ПО ДАННЫМ ДОБЫЧИ	28
3.1. Метод АРПСА	29
3.2. Метод Фетковича	34
3.3. Метод Блэсингейма	41
ГЛАВА 4. АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «Х»	49
4.1. Состояние добычи нефти месторождения «Х»	49
4.2. Определение гидродинамической связи	56
ГЛАВА 5. КРАТКОСРОЧНЫЙ ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х» МЕТОДОМ КРИВОЙ ПАДЕНИЯ АРПСА	58
ГЛАВА 6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	69
6.1. Предпроектный анализ	69
6.2. Планирование управления научно–техническим проектом	73
6.3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	80
ГЛАВА 7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	88
7.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	88
7.2. Производственная безопасность	90
7.3. Экологическая безопасность.	97
7.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	99
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	101
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	103

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Нефть и газ в настоящее время являются отраслью, которая играет очень важную роль для многих стран мира, включая Вьетнам. Однако в эпоху индустриализации и модернизации, как и сегодня, спрос на энергоносители огромен, что требует от нефтегазовой отрасли и других энергетических предприятий активной инициативы по расширению производственной базы для своевременного удовлетворения потребительского спроса. Поиск, разведка и эксплуатация - залог развития отрасли. В области разработки месторождений нефти и газа анализ и прогнозирование эксплуатации всегда параллельны на протяжении всего процесса разработки месторождения, а прогнозирование разработки является основой для разработки месторождения. Кроме того, исходя из анализа и прогноза эксплуатационных результатов, он также оценивает фактическую эксплуатационную мощность через фактическую производительность.

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 прогноз добычи нефти месторождения «Х» методом кривой падения АРПСА.

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

Методы и средства исследования. При написании этой работы применялись следующие методы исследования: изучение научной литературы, аналитические методы. Для завершения окончательной квалификационной

работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, электронные таблицы Microsoft Excel. Презентация подготовлена с использованием Microsoft Power Point.

ГЛАВА 1. ХАРАКТЕРИСТИКИ ЕСТЕСТВЕННОГО ГЕОГРАФИЧЕСКОГО РАСПОЛОЖЕНИЯ И ИСТОРИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРА КЫУ ЛОНГ

1.1. Географическое положение

Бассейн Кыу Лонг расположен в основном на континентальном шельфе в юге Вьетнама и еще его земная часть относится к устью реки Меконг, с географическими координатами от 9° до 11° северной широты, от 106°30" до 109°00" восточной долготы, простирается в направлении с северо-востока на юго-запад. Общая площадь бассейна составляет около 40 000 км², включая блоки с номерами: 09, 15, 16, 17 а также части блоков 01, 02, 25 и 31. (рис. 1.1)

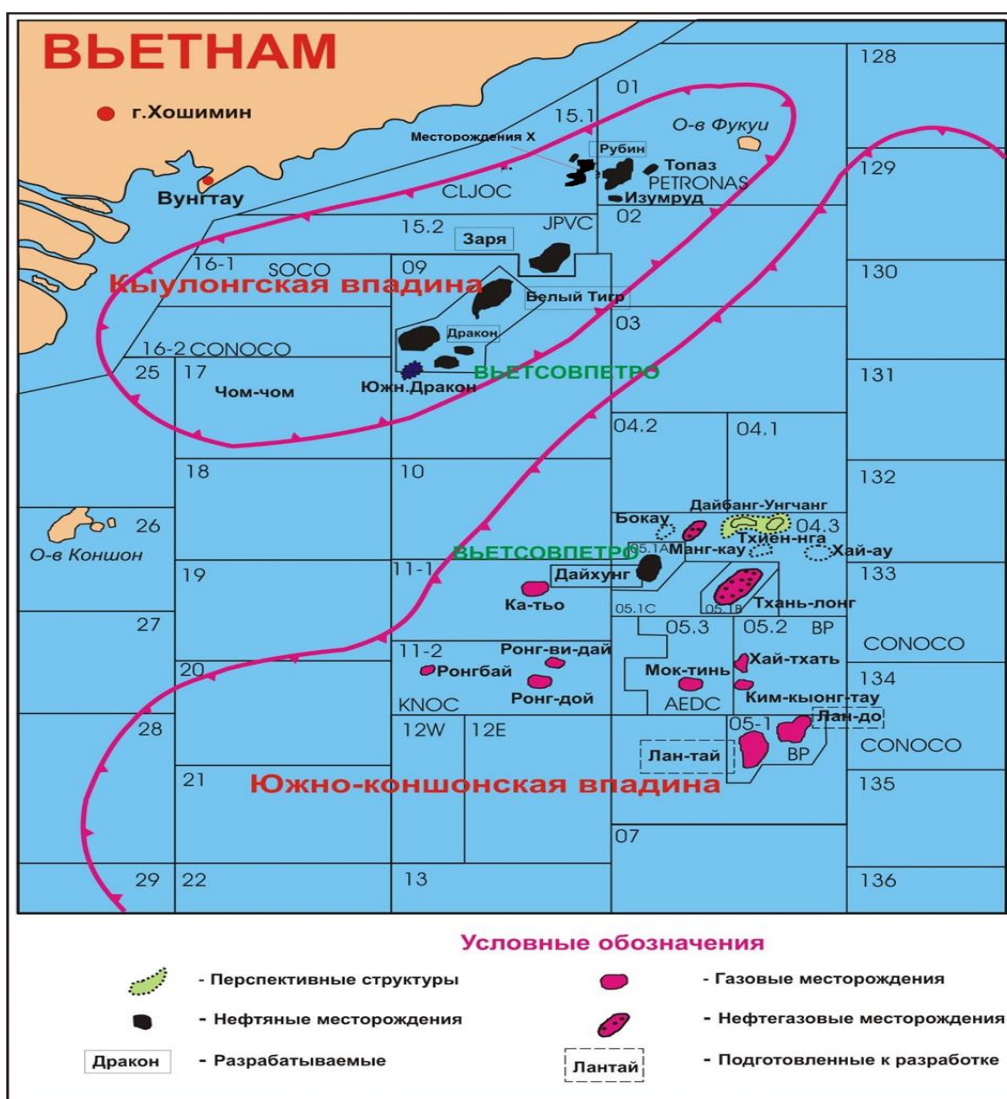


Рисунок 1.1 – Расположение бассейна Кыу Лонг

С точки зрения морфологии, форма бассейна овальная, бассейн расположен вдоль побережья Вунгтау - Бинь Тхуан. Бассейн Кыу Лонг примыкает к земельному участку на северо-западе, отделен от бассейна Нам Кон Шон Коншонским поднятием, на юго-западе отделен от бассейна Ма Лай - Тхо Чу поднятием Хорат-Натуна и на северо-востоке сдвигом Туй Хоа отделен от бассейна Фу Хань. Это типичный закрытый осадочный бассейн Вьетнама. Бассейн в основном заполнен олигоценowymi - миоценовыми терригенными отложениями и плиоценовыми террасами - четвертичными. Их самая большая толщина в центре бассейна может достигать 7-8 км.

1.2. Рассмотреть преимущества и недостатки в поиске, разведке и разработке месторождения

1.2.1. Преимущества в поиске, разведке и разработке месторождения

Вунгтау был построен на транспортной развязке соединяющей Восточный и Юго-Западный регион, а также Северный и Центральный регион, поэтому существовала все более развитая транспортная система с точки зрения автомобильных, речных, железнодорожных, а также авиалиний, удобна для поиска и разведки нефти и газа. Кроме того, Вунг Тау обладает богатыми человеческими ресурсами, командой экспертов, инженеров и квалифицированных рабочих с большим опытом работы.

Глубина моря над месторождением «Х» около 50 м благоприятна для использования самоподъемных буровых установок (СПБУ). Сейсмическая интенсивность не превышает 6 баллов по шкале Рихтера. Данные технико-геологических исследований по характеристикам грунтов показывают, что строительство нефтепромысловых сооружений осуществимо.

Климат в этой области - тропический муссонный. Дождливое лето с температурой воздуха около 25-35 °С, сезон юго-западного летнего муссона длится с июня по сентябрь и часто имеет обильные кратковременные дожди с сильными ветрами до 25 м/сек, влажность воздуха увеличился до 87 - 89%.

Сухой сезон зимой с температурой 24-30 °С длится с ноября по март, преобладает северо-восточный муссон с сильными ветрами до 20 м/сек, формируя волны до 10 м.

Сезон юго-западного летнего муссона, а также переходные периоды (апрель, май и ноябрь), когда муссон меняется, облегчают работу в море. Морские течения связаны с муссонными ветрами 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 в течение года изменяется в пределах 25-30 °С. Соленость морской воды колеблется от 33 до 35 г/л.

1.2.2. Недостатки в поиске, разведке и разработке месторождения

В дополнение к вышеперечисленным преимуществам Vung Tau сталкивается со следующими трудностями:

В сезон дождей, бурные моря, большие волны, сильные ветры приводят к тому, что деятельность на море прекращается, что затрудняет разведку и разработку нефти и газа.

Проблема защиты и восстановления окружающей среды является актуальной проблемой, поставленной на список первоочередных задач из-за отходов нефтегазовой промышленности.

Нефтегазовые месторождения расположены на шельфе, глубина морской воды относительно велика, поэтому затраты на поиск, разведку и разработку нефти и газа относительно высоки.

Хотя в этой области были развиты такие отрасли, как судоремонт, ремонт буровых установок и т. д. Но это только первый шаг, поскольку большинство поврежденных кораблей и оборудования все равно приходится отправлять за границу для дорогостоящего ремонта.

1.3. История поиска и разведки

В исследованиях, поиске, разведке и разработке нефти и газа на континентальном шельфе Вьетнама, основная добыча нефти и газа происходит в бассейне реки Кыу Лонг. В результате поиска и разведки действуют месторождения Белый Тигр, Дракон и Зоря и т. д., введенных в эксплуатацию и с рядом других важных результатов подчеркнул важность бассейна Кыу Лонг [1]. Исходя из масштаба, исторических ориентиров и результатов разведки, история поиска и разведки нефти и газа в бассейне Кыу Лонг делится на 4 этапа.

1.3.1. Период до 1975 года

В этот период времени происходили геофизические исследования (магнитные, гравиметрические и сейсмические) для разделения блоков, подготовки к тендерам.

В 1967 году Морское Океанографическое управление США провело съемку магнитным методом почти по всему Вьетнаму.

С 1969 по 1970 год компания «Ray Geophysical Mandrel» проводила морские геофизические измерения в Южно-Китайском море и на южном континентальном шельфе с сетью 16x16 км, включая маршрут, пересекающий бассейн Кыу Лонг.

В 1974 году компания «Mobil» выиграла тендер на блок 09 и провела геофизические исследования, в основном, с помощью двумерных сейсморазведочных работ методом отраженных волн, а также провела магнитные и гравиметрические измерения с протяженностью 3000 км.

В конце 1974 года и в начале 1975 года: компания «Mobil» пробурила первую поисковую скважину в бассейне Кыу Лонг - скважину ВН - 1Х в верхней части структуры месторождения Белого Тигра. Результаты испытаний пласта нижнего миоценового песчаника на глубине 2755 – 2819 м дали промышленный нефтяной поток с дебитом нефти 342м³/день. Этот результат подтверждает перспективы и потенциал нефти бассейна Кыу Лонг.

1.3.2. Период с 1976 по 1979 год

С политическими изменениями во Вьетнаме в 1975 году поиски - разведки нефти и газа также получили новый поворотный момент с замечательными достижениями. Этот период характеризуется развитием и инвестициями иностранных нефтегазовых компаний.

Вскоре после воссоединения страны, в 1976 году, геофизическая компания «CGG» (Франция) провела двумерную сейсмическую съемку в блоках 09, 16, 17. В то же время Главное Управление Нефти и Газа Вьетнама провело поиски и разведку в нескольких районах дельты Меконга и провело бурение двух поисковых скважин CL-1X и HG-1X. Результаты этих двух скважин позволяют вьетнамским геологам отслеживать изменения в третичных отложениях в этой области. Результаты анализа проб из этих двух скважин показывают, что из третичных отложений практически невозможно добывать нефть.

В 1978 году компания «Гесо» (Норвегия) провела двумерную сейсмическую съемку в блоках 09, 10, 16, 19, 20 и 21 с общей протяженностью 11 898,5 км и детализировала структуру Белый Тигр с сетью 2 x 2 км и 1x1км. В частности, для блока 15 компания «Deminex» заключил контракт с «Гесо» на проведение сейсморазведочных работ с сетью 3,5 x 3,5 км на блоке 15 и структуре Кыу Лонг (теперь Заря).

1.3.3. Период с 1980 по 1988 год

Поиск и разведка нефти и газа в этот период были широко осуществлены, но сосредоточены на ряде подразделений, а именно на предприятии СП «Вьетсовпетро».

В 1980 г. исследовательское судно «Поиск» провело сейсмическое исследование методом общей глубинной точки и магнитным методом с общей протяженностью 4057 км, а гравиметрическим методом - 3250 км. Приведены результаты уровней сейсмической опасности B, C, D, E, F.

В 1981 году исследовательское судно «Искатель» провело геофизические исследования с сетью 2 х 2,2 км - 3 х 2-3 км гравиметрическим и магнитным методом в блоках 09, 15 и 16 с общей протяженностью 2248 км.

Кроме того, с 1981 года Главное Управление Нефти и Газа надлежащим образом уделяло внимание научным исследованиям, поэтому по всем осадочным бассейнам во Вьетнаме был осуществлен ряд проектов на государственных и отраслевых уровнях.

В этот период значительным событием в нефтегазовой отрасли во Вьетнаме стало подписание соглашения между бывшим советским правительством и правительством Вьетнама о поисках нефти и газа в районах Белого Тигра и Дракона. В 1987 году советская тихоокеанская геофизическая компания (бывшая) провела сейсмическую съемку с общей протяженностью съемки до 3000 км, а также с большим и обстоятельным количеством геофизических работ создала для «Вьетсовпетро» важную предпосылку для выбора подходящих разведочных скважин (R-1X, ВН-3X, ВН-4X, ВН-5X и TD-1X) в районе торгов и обнаружила промышленный нефтяной пласт из пласта нижнего миоценового песчаника и олигоцена в месторождении Белом Тигре.

В конце 1980 -1988 гг. СП «Вьетсовпетро» добывало тонны нефти с двух залежей нижнего миоцена, олигоцена эксплуатирующего месторождения Белый Тигр в 1986 г., и обнаружило нефть в трещиноватом гранитном фундаменте в сентябре 1988 г.

1.3.4. Период с 1989 года по настоящее время

Это самый мощный период развития разведки и разработки нефти и газа в бассейне Кыу Лонг. С введением закона об иностранных инвестициях и закона о нефти и газе ряд иностранных нефтегазовых компаний подписали контракты на разделение продукции или совместное инвестирование в

открытые и перспективные блоки в бассейне Кыу Лонг. Кроме того, обнаружение сырой нефти в гранодиоритовом фундаменте привлекло иностранные компании к крупным инвестициям в разведку бассейна Кыу Лонг.

К концу 2003 года было подписано 9 контрактов на разведку и доразведку с общим количеством 300 разведочных и эксплуатационных скважин, из которых на долю «Вьетсовпетро» пришлось около 70%.

По результатам бурения были обнаружены многие месторождения нефти и газа: Заря (блок 15.2), Черный Дракон, Золотой Лев, Белый Лев (блок 15.1), Северный Топаз, Алмаз, Жемчуг, Изумруд (Блок 01), Золотой тунец (блок 09.2), Белый Слон (Блок 16.1), Восточный Дракон, Юго-Восточный Дракон (блок 09.1). Среди этих результатов - 5 нефтяных месторождений: Белый Тигр, Дракон, Заря, Черный Дракон и Рубин, которые в настоящее время эксплуатируются с общей добычей около 45.000 тонн в день. Объем сейсморазведочных работ на всех перспективных участках и месторождениях, обнаруженных в этот период: двумерный составляет 21408км, трехмерные - 7340,6 км². Общее количество нефти, добытой с 5месторождений с момента ввода в эксплуатацию до начала 2005 года, составило около 170 миллионов тонн.

Бассейн Кыу Лонг в целом и блок 15-1 в частности являются основными объектами, содержащими нефти и газа, остальные участки зависят от качества документов для поиска и разведки на следующих этапах. В частности, необходимо усилить трехмерную сейсморазведку и уделять больше внимания трещиноватым фундаментам, неструктурным ловушкам.

2.1. Геологические – характеристики и стратиграфия

2.1.1. Геологические характеристики

Часть D считается основным нефтедобывающим слоем для бассейна Кыу Лонг. Группы C и E являются хорошими материнскими породами, но толщина глины намного тоньше, чем в части D. Нефтедобывающий участок месторождения «Х» расположен на северо-востоке блока 15-1. Глиняная часть D также служит хорошим барьером для трещиноватого фундамента выше в месторождении «Х».

Структура фундамента: На северо-востоке месторождения «Х» имеются сбросы и сдвиги. Большинство сдвигов ориентируется в юго-западном направлении и установлены наклоненные полуграбены. Полуграбены растут в условиях растяжения и тесно связаны со сдвигами. Помимо разломов в направлении с северо-востока на юго-запад и с востока на запад, еще одна система разломов, преобладающая в структуре месторождения «Х», это система разломов в направлении с северо-запада на юго-восток и с севера на Юг. Это относительно хорошая система трещин месторождения «Х».

Структура осадочного слоя: Структура месторождения «Х» в осадочных породах представляет собой небольшую систему разломов, которая создает замкнутые ловушки в трехмерной форме в олигоцен-нижнемиоценовом резервуаре и перекрывает приподнятый фундамент. Самая высокая точка песчаного слоя B10 появляется на глубине 1700 м. Самая низкая закрытая граница на глубине 1760 м указывает на то, что максимальная вертикальная закрытая высота – 60 м. На самой нижней закрытой границе ловушка содержит площадь 37,3 км².

2.1.2. Стратиграфия и литология

Месторождение X представлено докайнозойскими вулканогенно-магматогенными породами фундамента и кайнозойскими, преимущественно терригенными породами осадочного чехла. (рис. 2.1)

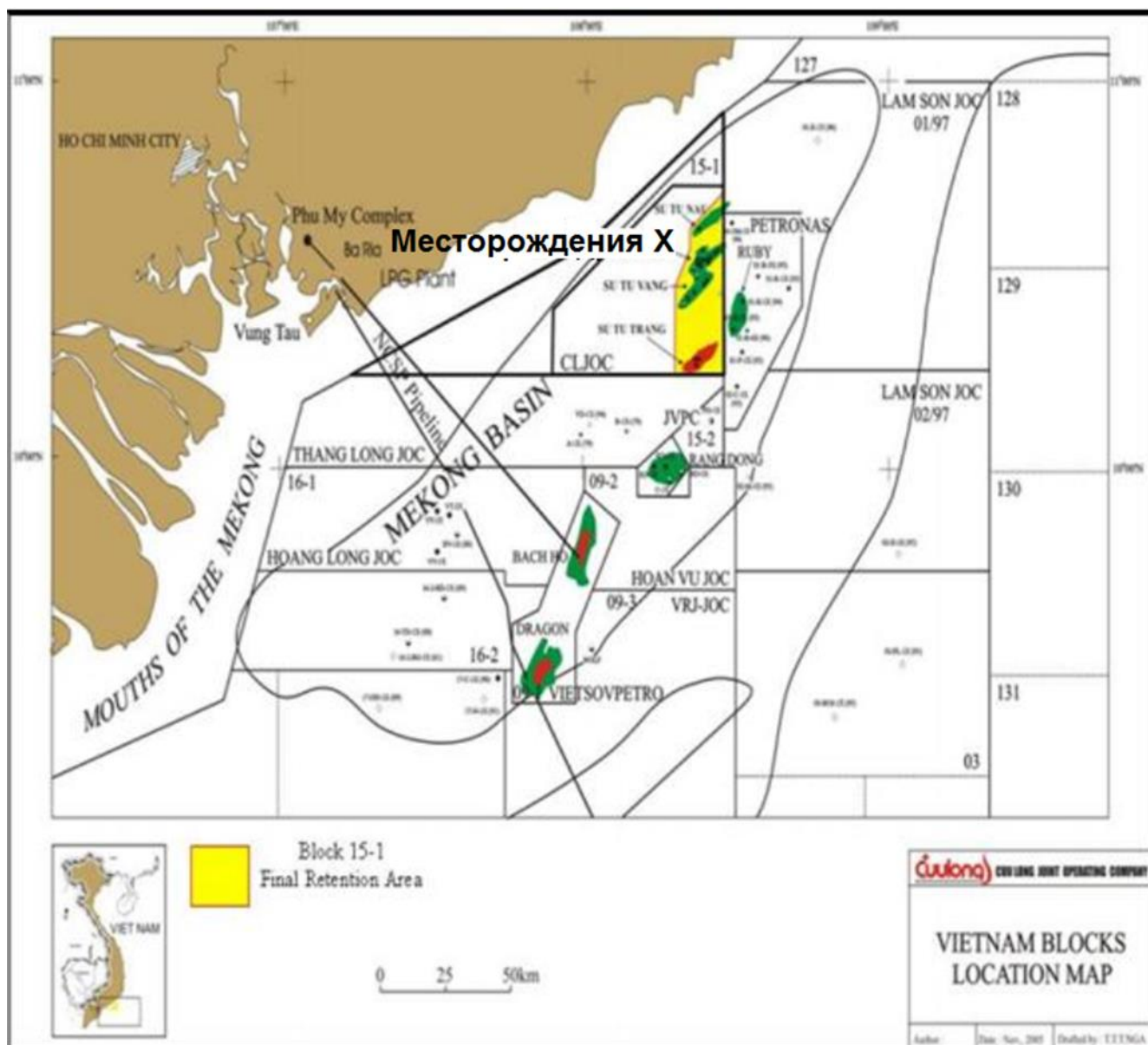


Рисунок 2.1 – Геологическое расположение месторождения «Х»

Фундамент

Вскрытый разрез фундамента разделен на две части: верхняя часть - толщу грубообломочного вулканического агломерата (брекчии) толщиной от 2475 м до 4000 м, нижняя часть - массив коренных гранитоидов. (рис. 2.2)

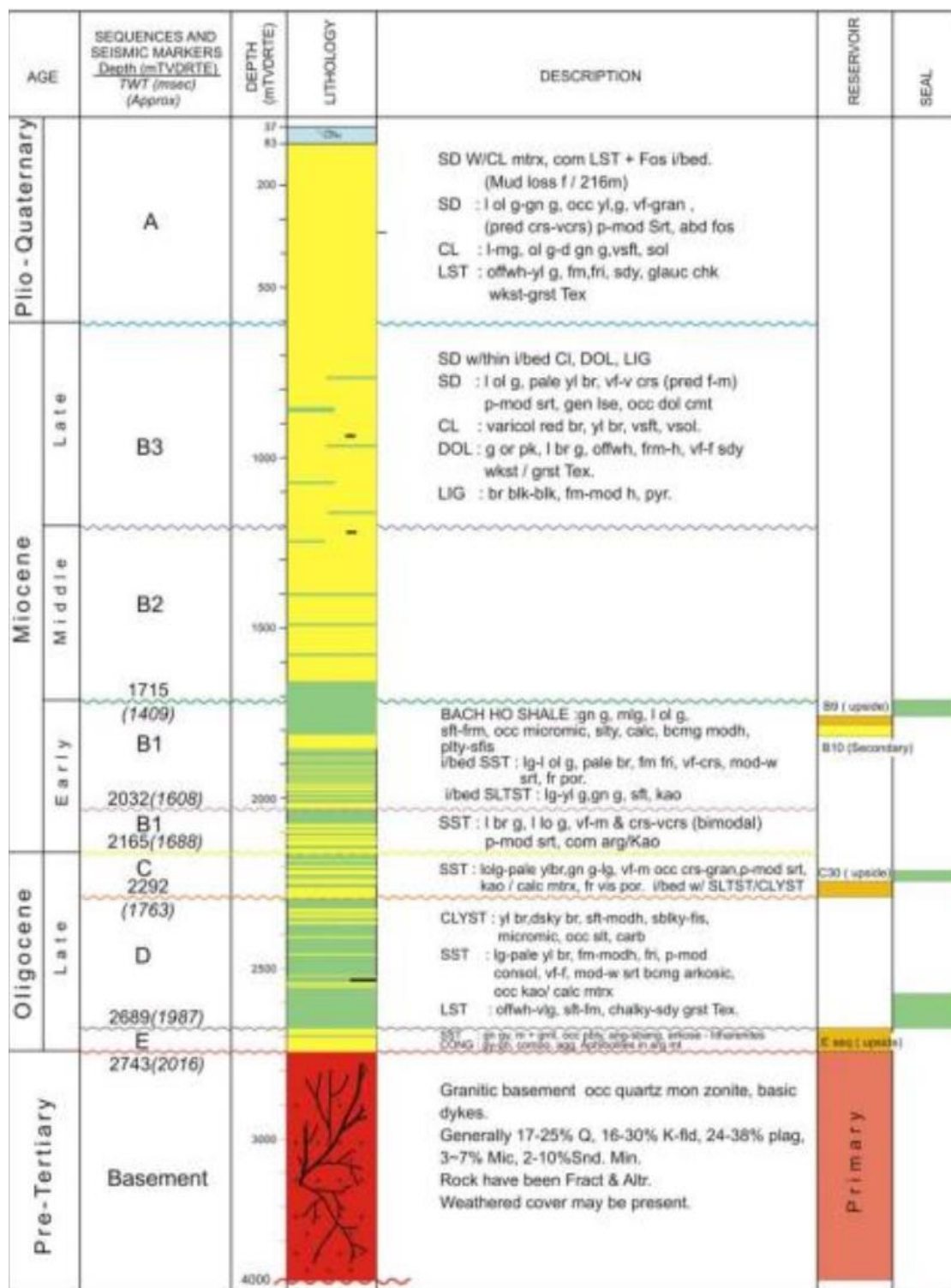


Рисунок 2.2 – Сводный литолого- стратиграфический разрез X

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, показывая признаки 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 содержит в основном крупно- разномзернистый серый диорит, который пересекается дайками андезито-базальтовой порфир, 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.

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 прослои 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 прослои карбонатных пород и линзы бурых углей. Обстановка осадконакопления: морское мелководье и прибрежная затапливаемая морем суша.

2.2. Нефтяная система

а. 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 - Оligоцен также считаются потенциально нефтеносными. (рис 2.3)

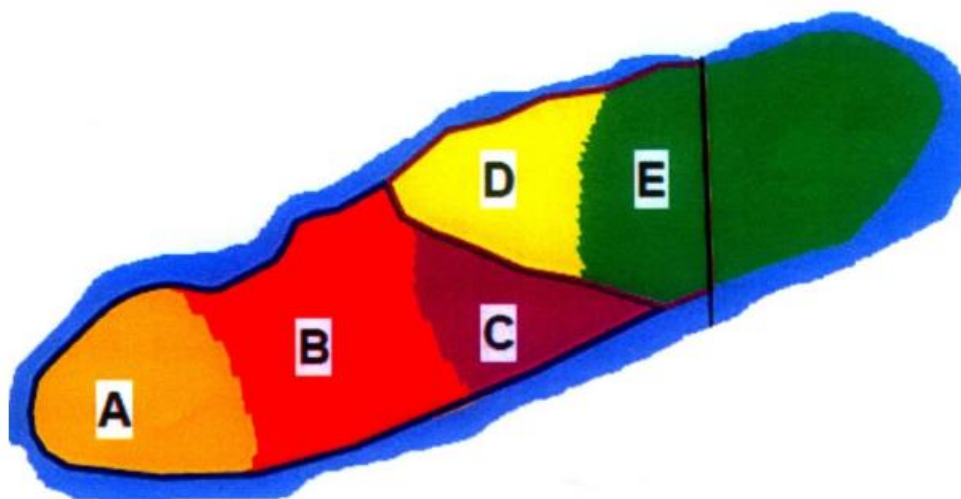


Рисунок 2.3 – Граница между пачками месторождения «Х»

б. Материнская порода

Результаты геохимического анализа из пробуренных скважин показывают, что олигоценовые глины богаты органическими веществами и имеют 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 НІ 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 С и Е также являются хорошими материнскими породами, но намного тоньше глины в пачке D. Основная производственная зона в структуре месторождения «Х» расположена на юго-востоке бассейна КыуЛонг, 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.

2.3. Характеристики пласта

Характеристика пласта месторождения «Х» была составлена на основе информации, полученной по скважине HL-4X. (таб. 2.1)

Таблица 2.1 – Характеристика пласта месторождения «Х»

Скважина	HL-4X
Максимальный дебит (т/сут)	2280
Давление на устье (МПа)	4,74
Проницаемость (мД)	718
Скин – фактор	2,5
Начальное давление на глубине измерения (МПа)	22,4
Глубина скважины (м)	2819

Данные PVT

На рисунке 2.4 показаны данные PVT скважины HL-4X

Где : R_s – газовый фактор при растворённом газе ($\text{scf/stb} = 0.178 \text{ м}^3/\text{м}^3$)

$\text{Oil FVF} / B_0$ – Объемные коэффициенты пластовой нефти ($\text{м}^3/\text{м}^3$)

μ_o – вязкость ($\text{сР} = 0.001 \text{ Па}\cdot\text{с}$)

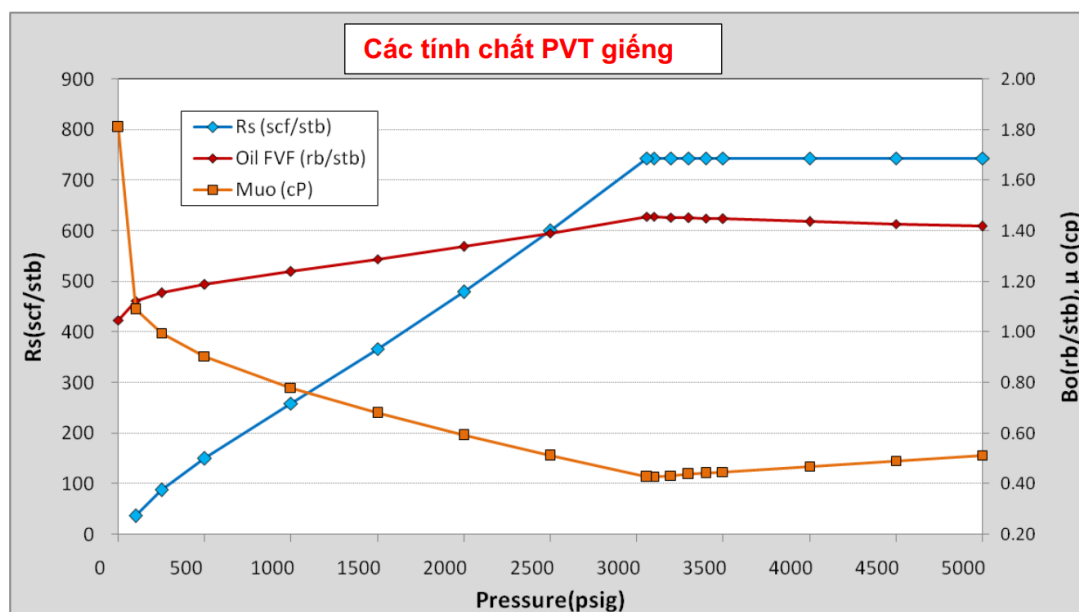


Рисунок 2.4 – Анализ PVT скважины HL-4X

Начальные геологические запасы нефти (N)

Начальные геологические запасы нефти оценивались по объемным методам для трёх случаев - P90, P50, P10 [1]. (таб. 2.2)

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

Обозначение:

P90 (доказанные) - Минимальная величина или оптимистическая оценка, оцененная величина запасов и ресурсов подтверждается с вероятностью 0,9;

P50 (возможные) - Базовая величина или ожидаемая оценка, оцененная величина запасов и ресурсов подтверждается с вероятностью 0,5;

P10 (вероятные) - Максимальная величина или пессимистическая оценка, оцененная величина запасов и ресурсов подтверждается с вероятностью 0,1.

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).

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 кривых падений 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.

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, $0 < b < 1$;

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

t – время, единица времени

Арпс установил следующие три типа падения добычи: экспоненциальный, гармонический и гиперболический (рис. 3.1) и характеристики типов кривых приведены в таблице 3.1.

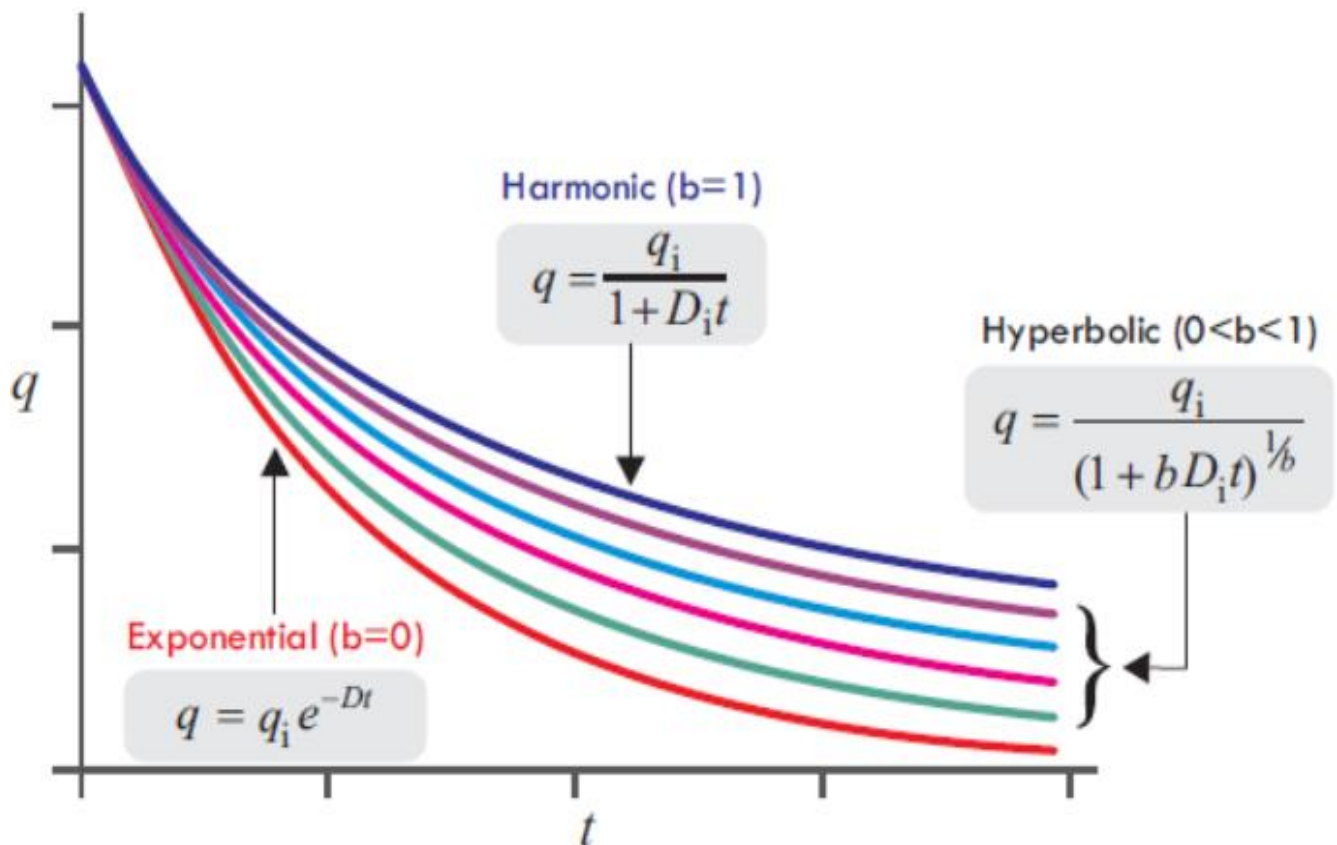


Рисунок 3.1 – Типы падения добычи

Таблица 3.1 – Характеристика кривых

Тип Кривой	Экспоненциальный	Гиперболический	Гармонический
Характеристические коэффициенты	$D - \text{Постоянно}$ $b = 0$	$D - \text{Постоянно}$ $0 < b < 1$	$D - \text{Постоянно}$ $b = 1$
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 минимальных доказанных запасов	Для определения вероятных запасов	Для определения запасов, которые 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_i - начальное время для проведения прогноза добычи, t_{ab} - конечное время, когда эксплуатация приносит экономические выгоды (рис. 3.2)

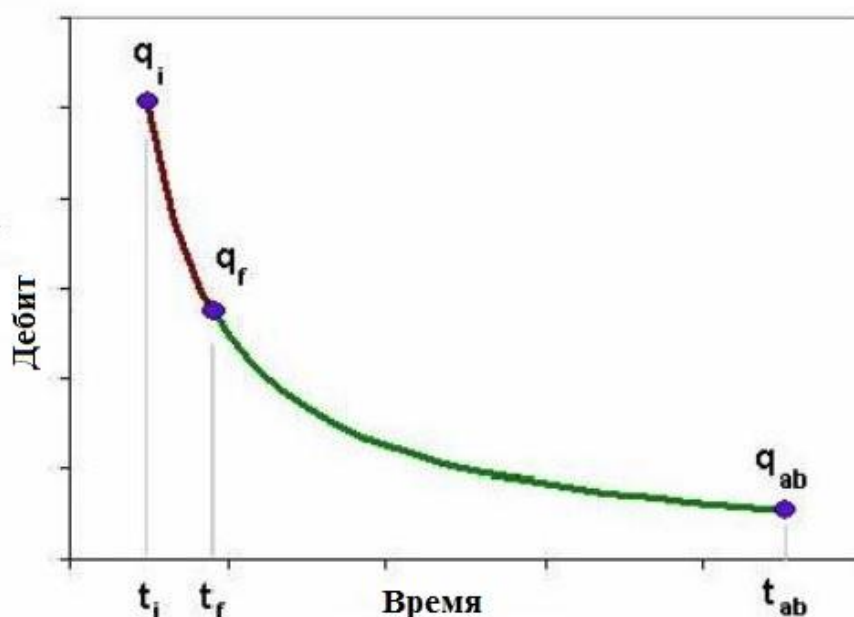


Рисунок 3.2 – Дебит графика с течением времени t_i, t_r, t_{ab}

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 краев, 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 в любое 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 был применен только тогда, когда в пласте течение происходит в псевдо-устойчивом состоянии. Ничего не понял !!! 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 АРПСА. 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.

На рисунке 3.3 показано, что левые кривые представляет 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 падении АРПСА.

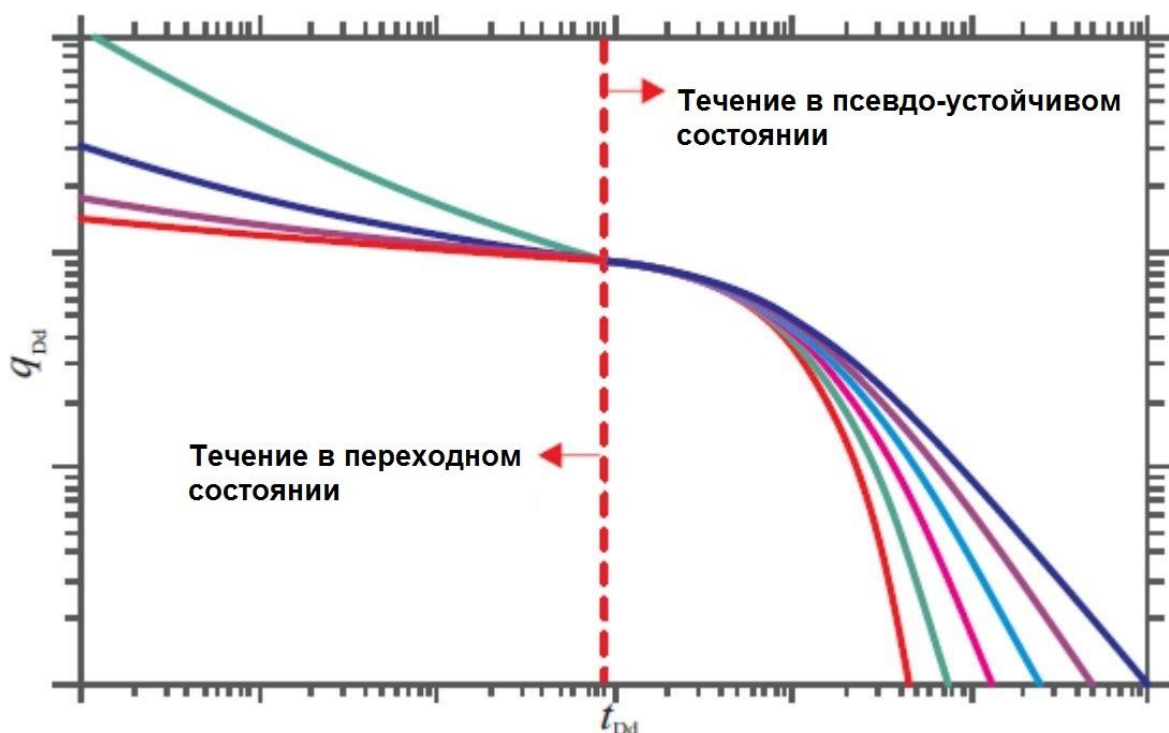


Рисунок 3.3 – Семейство кривых падения Фетковича в обоих режимах течения

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 представлены, безразмерные кривые Арпса которые показывают уменьшение дебита, когда течение в псевдо-устойчивом состоянии.

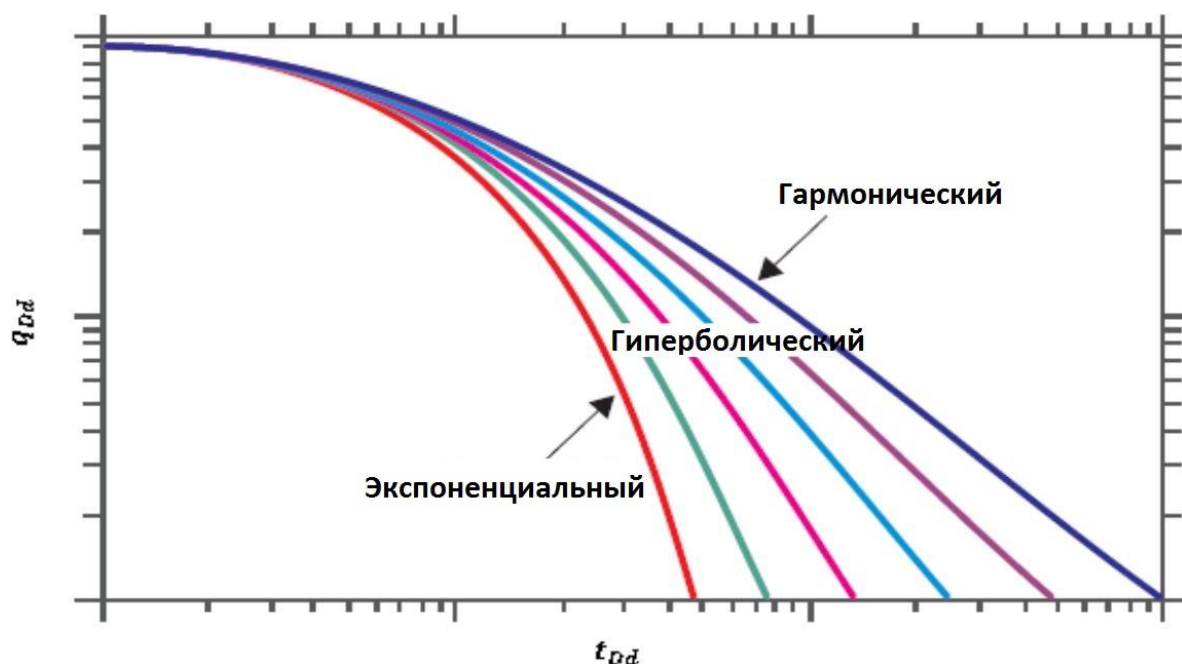


Рисунок 3.4 – Безразмерные кривые Арпса анализируют уменьшение дебита ,
когда течение в псевдо-устойчивом состоянии

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 (рис. 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 семейство кривых в соответствии с фактическими данными может определять соотношение r_e/r_{wa} (рис. 3.5) .

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

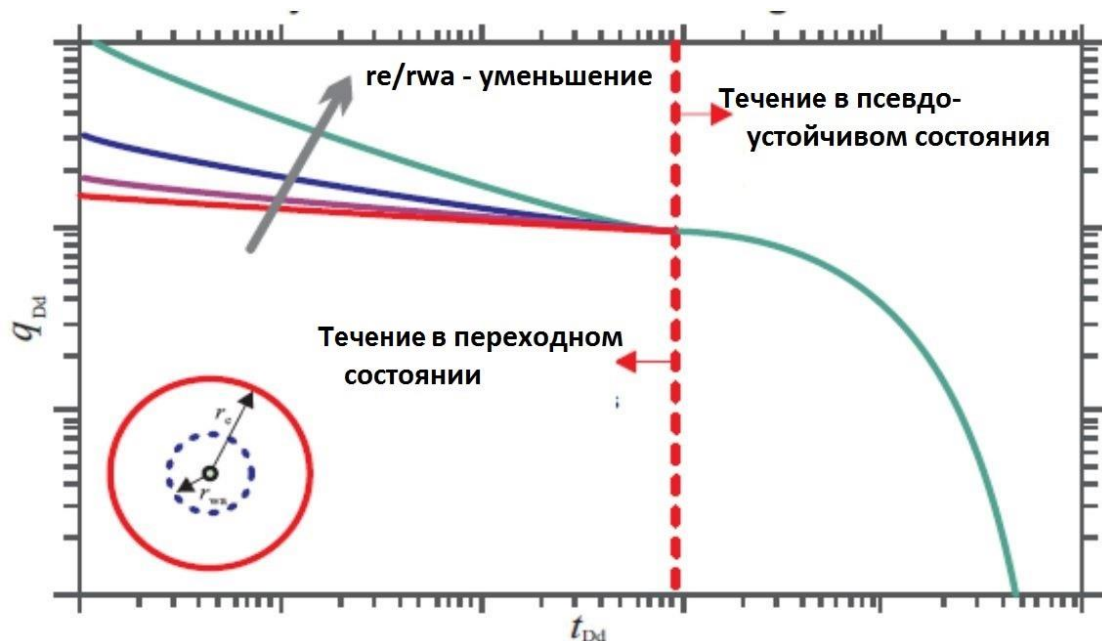


Рисунок 3.5 – На раннем этапе времени, чем меньше r_e / r_{wa} , тем быстрее течение переходит в псевдо - устойчивое состояние

Если пласт имеет больший 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 $\log(Q)$ - $\log(t)$ и $\log(q)$ - $\log(t)$ даст более точные результаты. Поэтому, на том же графике семейство кривые Фетковича, имеющие семейство кривых $\log(Q)$ - $\log(t)$ (рис. 3.6).

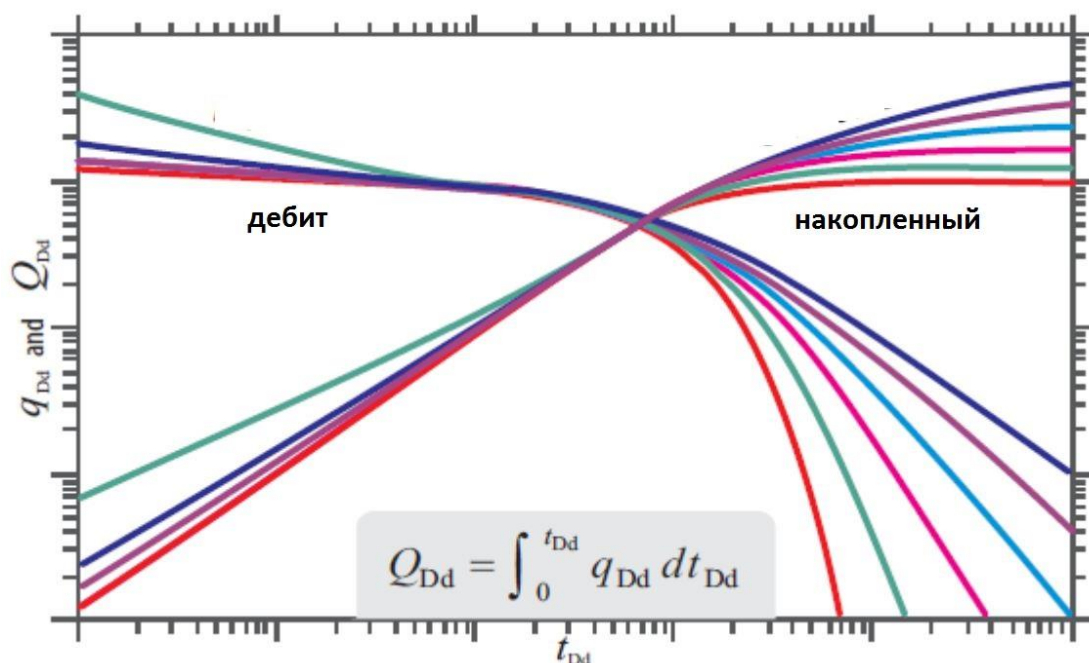


Рисунок 3.6 – Семейство кривые Фетковича с двумя группами кривых $\log(q_{Dd})/\log(t_{Dd})$ и $\log(Q_{Dd})/\log(t_{Dd})$

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 :

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

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

k – проницаемость

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

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

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.

3.3. 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 Хонера 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 временным интервалом, когда дебит добычи является постоянным. t_c также применяется в анализе данных добычи: Превратить решение "давление постоянное" в решение "дебит постоянный".

Сравние кривых, когда гипотеза дебит постоянен ($1/P_D$), и давление постоянное (q_D) (рис 3.7)

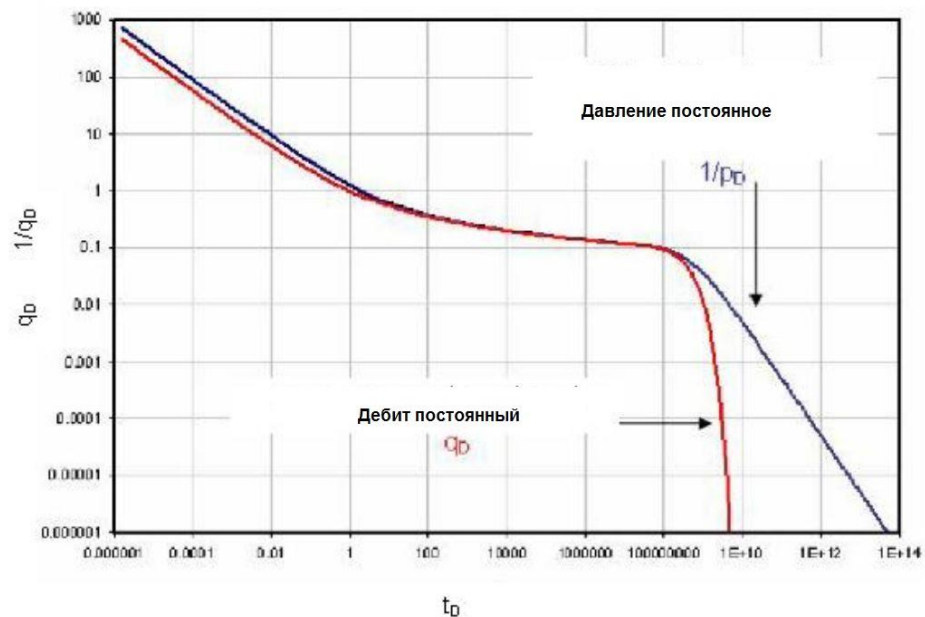


Рисунок 3.7 – Две различные кривые при течении в псевдо-устойчивом состоянии на основе гипотезы о постоянном течении и постоянном давлении.

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:

Блэсингейм 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 ($b=1$):

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

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

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

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

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 (рис. 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, производная интегрального уравнения PI проведена:

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

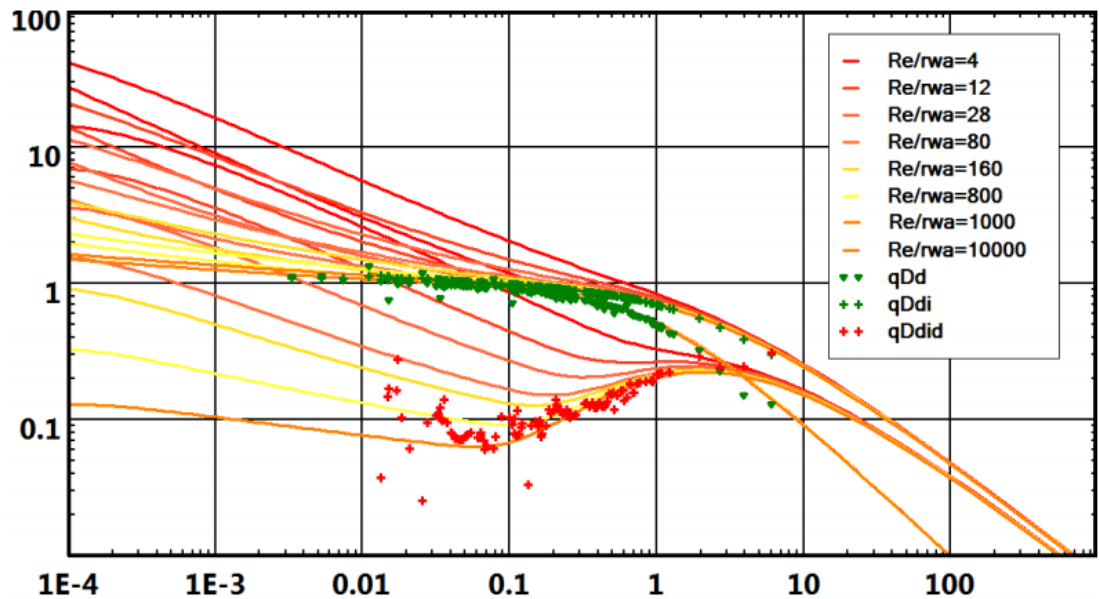


Рисунок 3.8 – Кривая типа Блэсингейма

- 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 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 графика, в свою очередь, на основе отношений PI/t_c , $(PI)_{\text{инт}}/t_c$ и $(PI)_{\text{инт-производная}}/t_c$ 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 (рис. 3.9). После выбора можно определить для наиболее подходящей кривой коэффициент r_e / r_w .

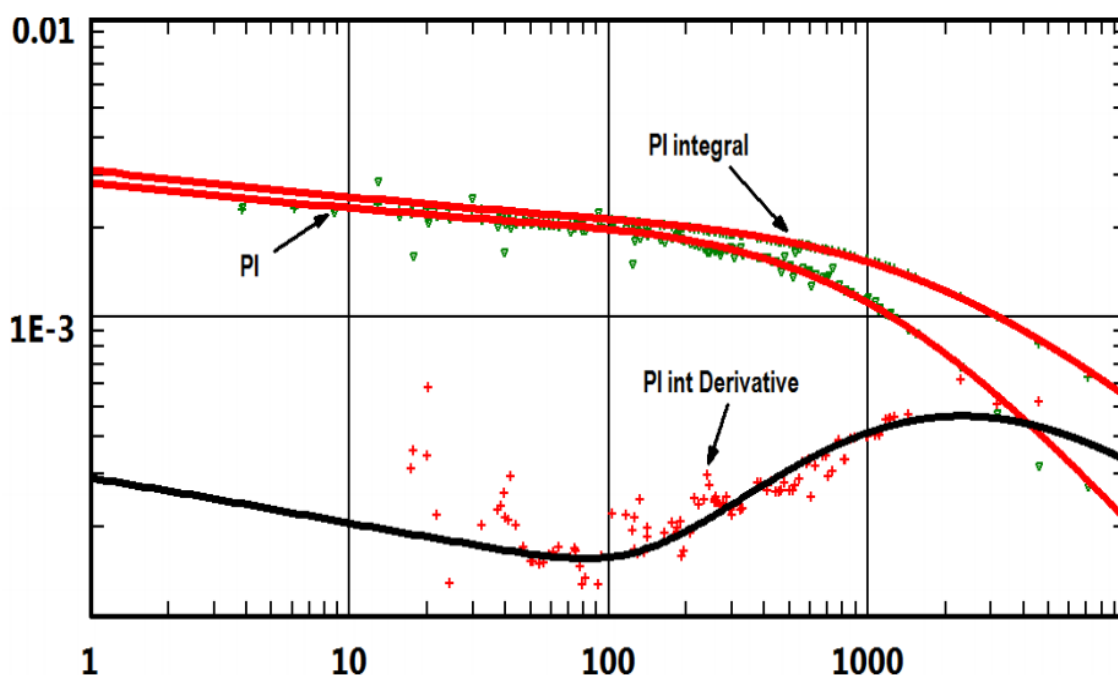


Рисунок 3.9 – Совмещение реальных данных с типовыми кривыми.

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 графике 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 (рис 3.10):

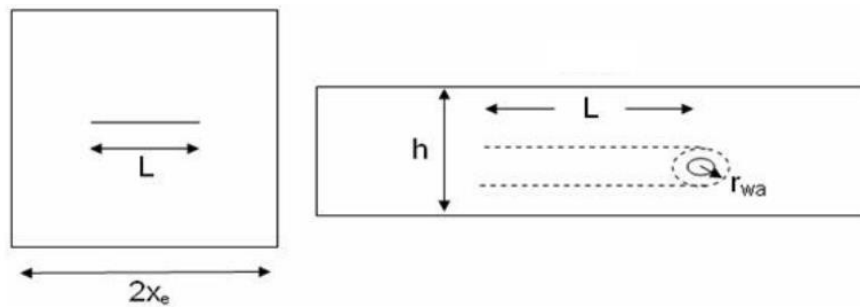


Рисунок 3.10 – Модель пласта с горизонтальной скважиной

Определение безразмерный радиуса r_{Dd} :

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

Размерная длина скважины:

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

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

Горизонтальная проницаемость k_h

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

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 :

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

Площадь добычи:

$$A = 5.6148 \frac{N B_0}{\phi h S_0} \quad (3.37)$$

Где : B_0 — Объемные коэффициенты пластовой нефти

S_0 — нефтенасыщенность (PV)

- Определение пласта с водоносным горизонтом (рис 3.11 и 3.12)

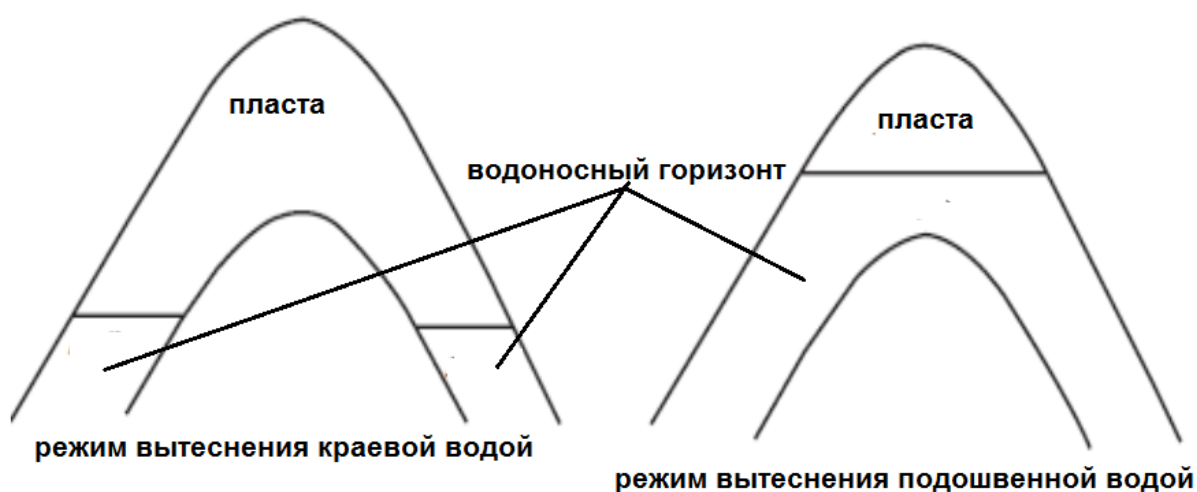


Рисунок 3.11 – Пласт с водоносным горизонтом.



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 (рис. 4.1).

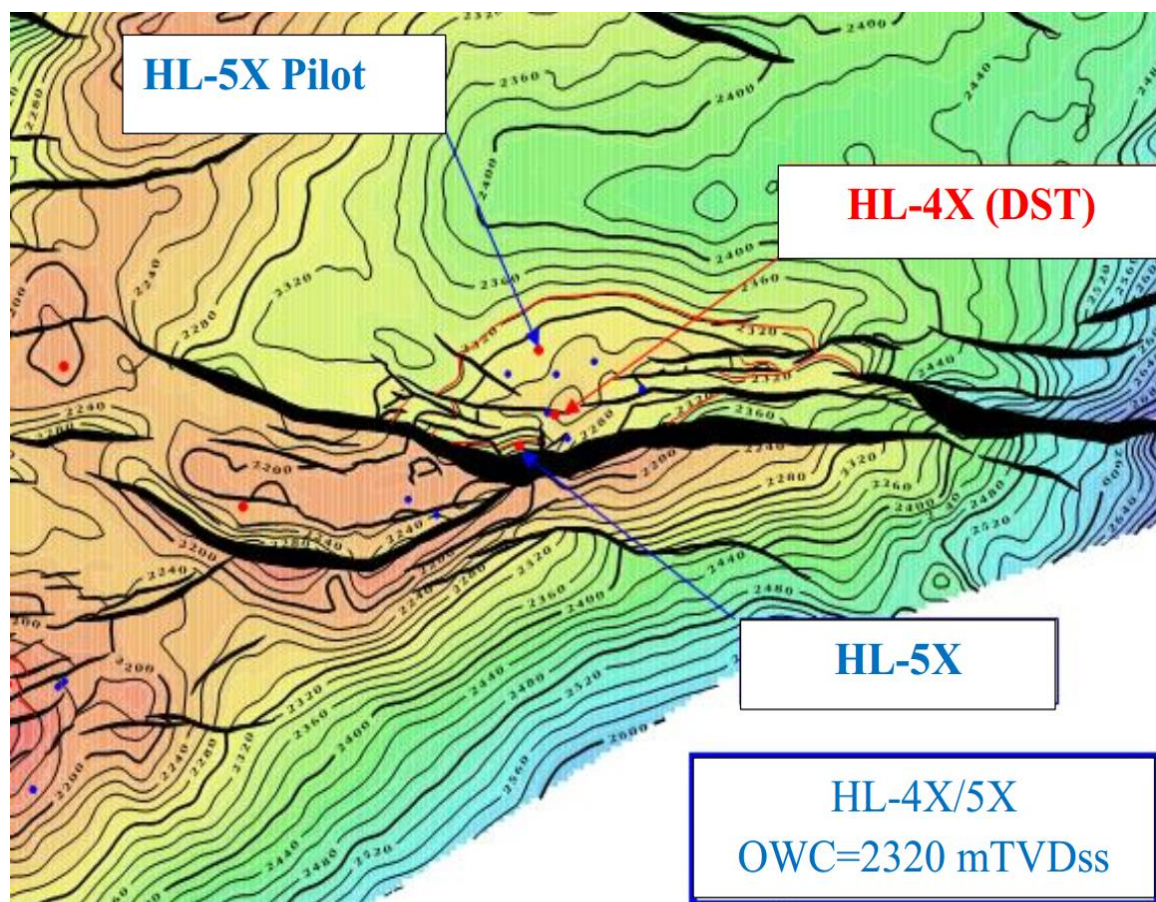


Рисунок 4.1 – Карта строительства

Месторождение "Х" начиналось с эксплуатации скважин Н1 и Н2. Начальные дебиты скважин Н1 и Н2 составляли 320 т/сут (т/с) и 1280 т/с соответственно. Скважина Н3 была введена в эксплуатацию через 200 дней с максимальным начальным дебитом 480 т/с, но дебит резко снижался из-за быстрого обводнения скважины.

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

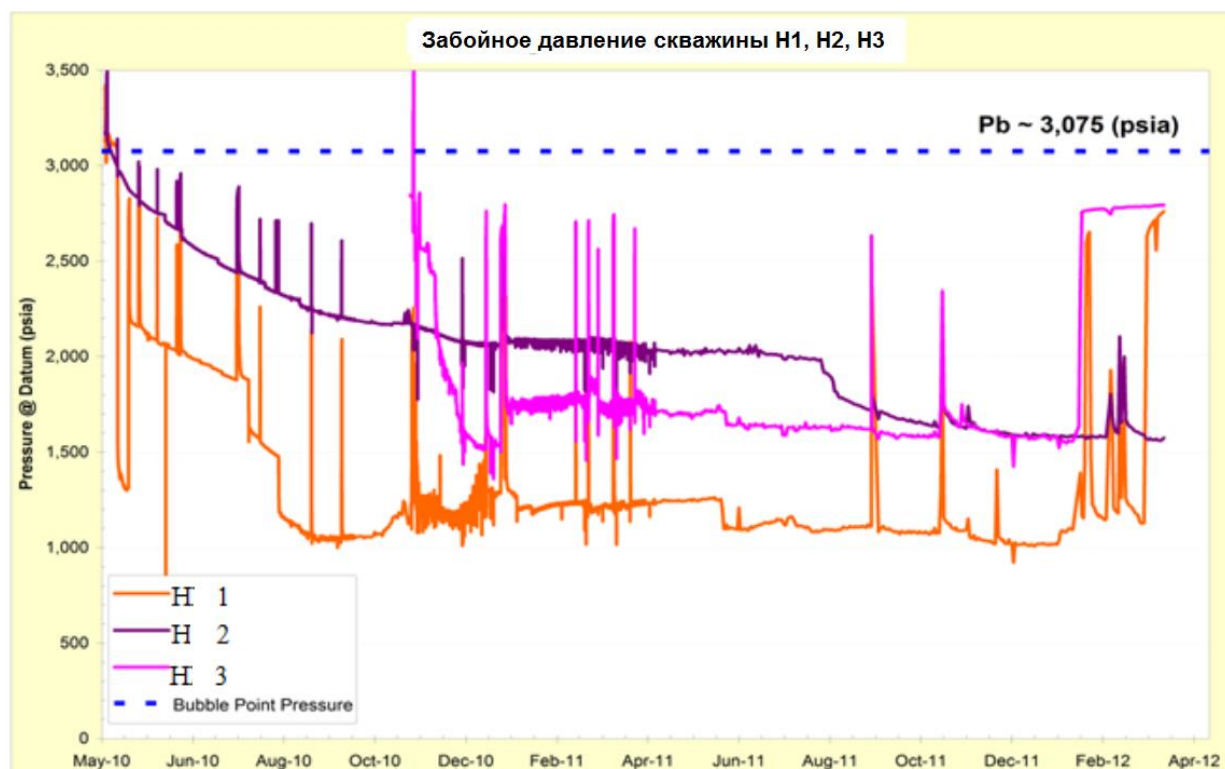


Рисунок 4.2 – График забойного давления скважин

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 N1

На основании рисунка 4.3 и 4.4 показано, что скважина N1 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

обводнённости увеличивается и до конца эксплуатации дебит воды превышает дебит нефти.



Рисунок 4.3 – График забойного давления скважины Н1

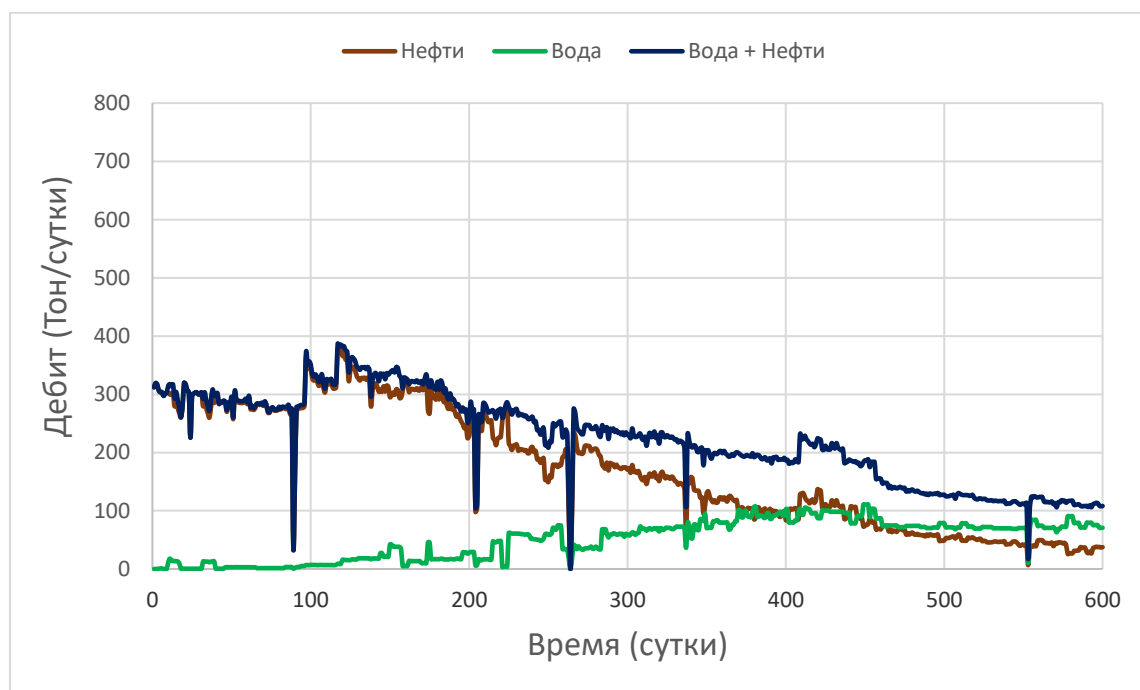


Рисунок 4.4 – График состояния добычи нефти и воды из скважины Н1

Скважина была переведена на эксплуатацию методом газлифта через 260 дней эксплуатации, с начальным дебитом газа 34185 м³/день, с последующим увеличением до 50835; 62154; 79105 м³/сут.

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

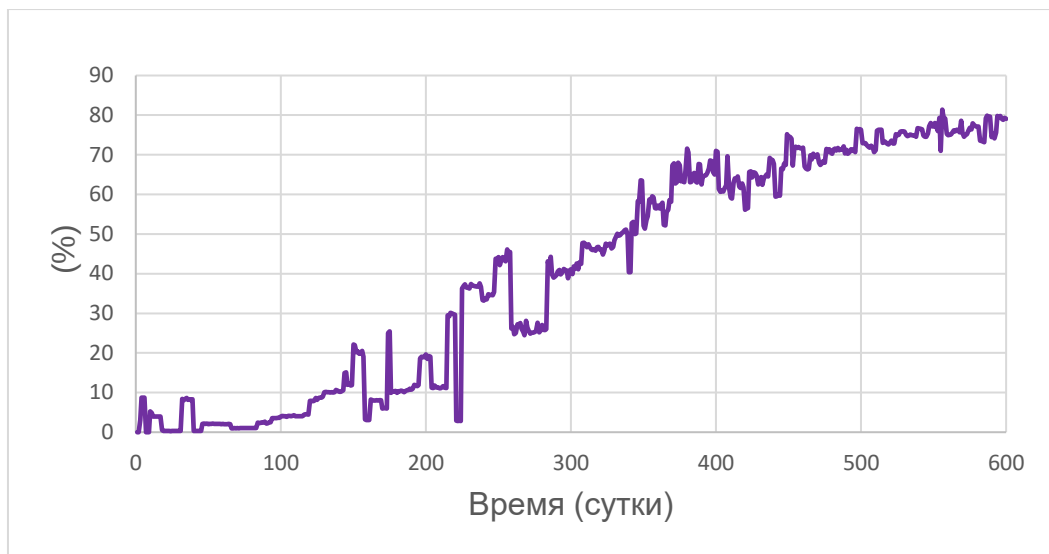


Рисунок 4.5 – График обводнения скважины Н1

Состояние добычи нефти из скважины Н2

Скважина Н2 эксплуатировалась одновременно со скважиной Н1 с начальным дебитом около 1000 тонн в сутки (рис 4.6 и 4.7).

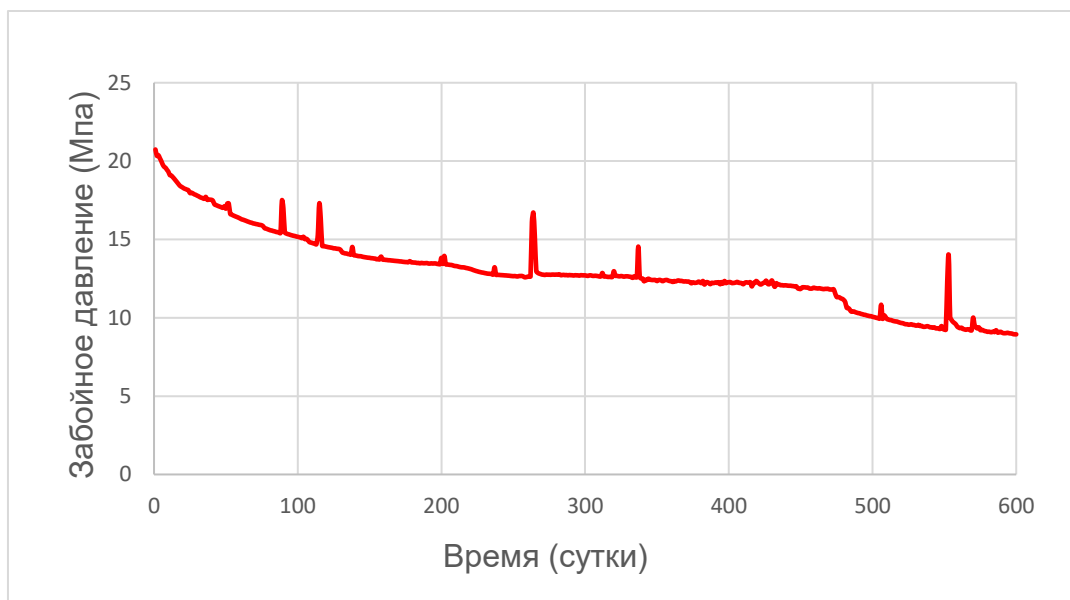


Рисунок 4.6 – График забойного давления скважины Н2

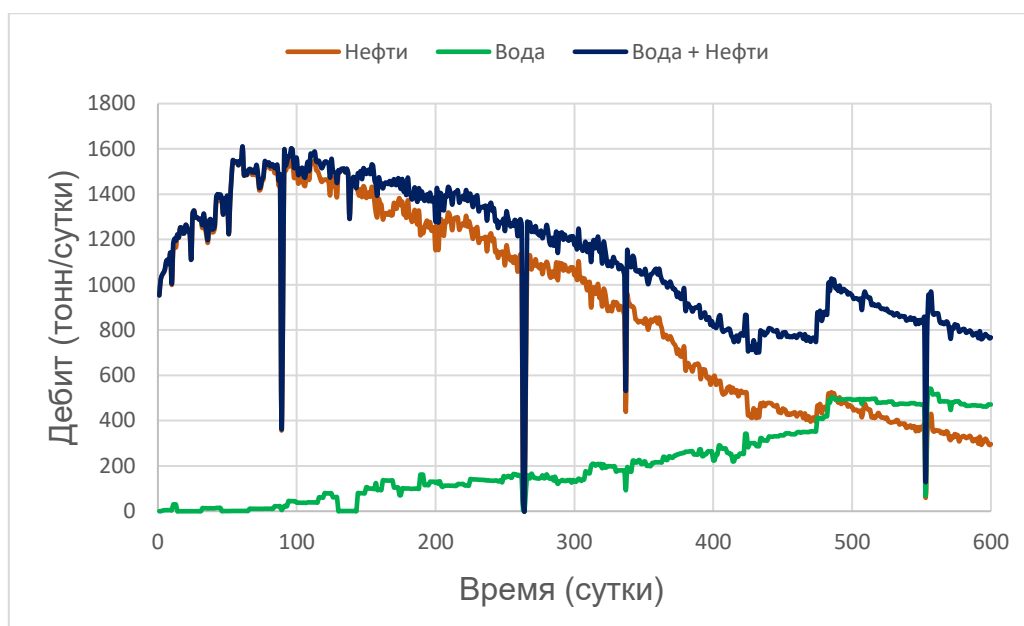


Рисунок 4.7 – График состояния добычи нефти и воды из скважины Н2

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%.

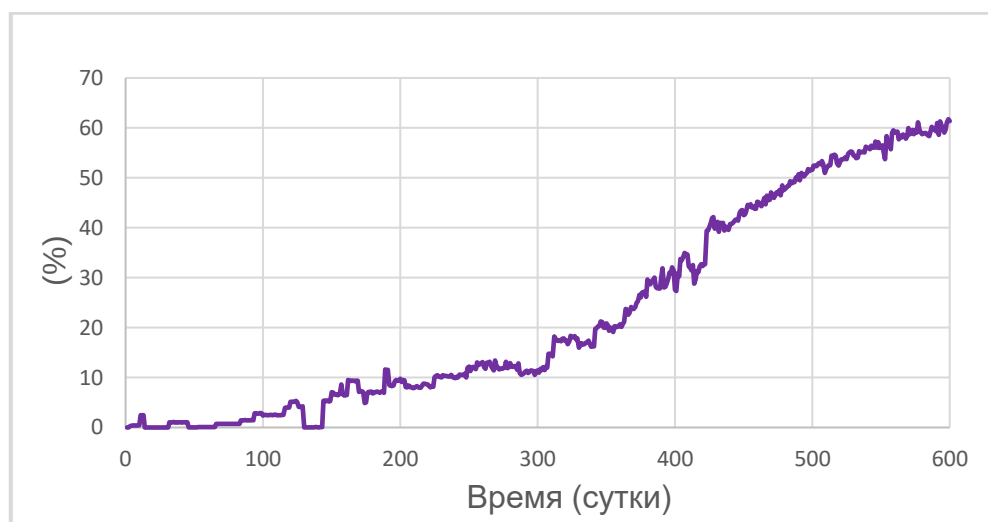


Рисунок 4.8 – График обводнения скважины Н2

Состояние добычи нефти из скважины Н3

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 (рис. 4.9 – 4.10).

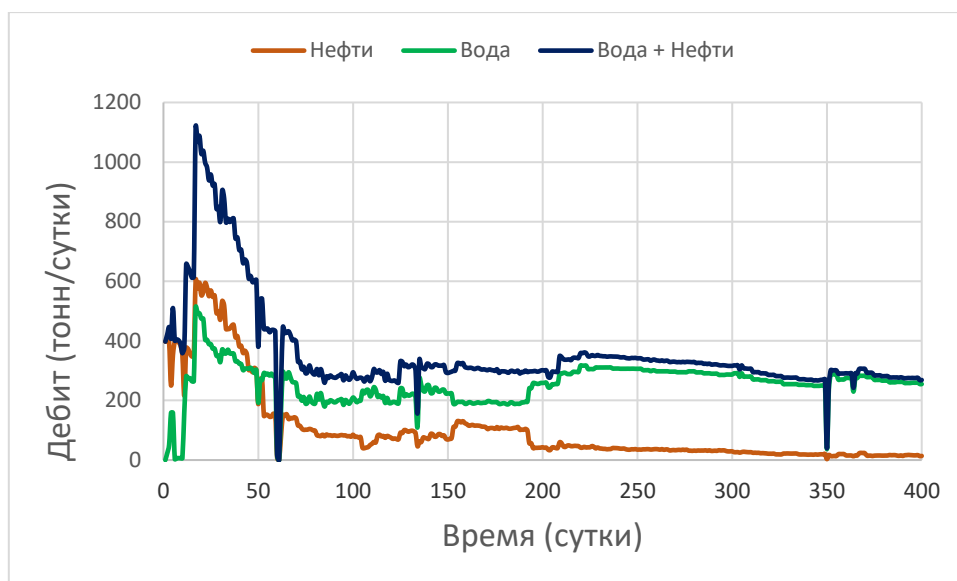


Рисунок 4.9 – График состояния добычи нефти и воды из скважины НЗ

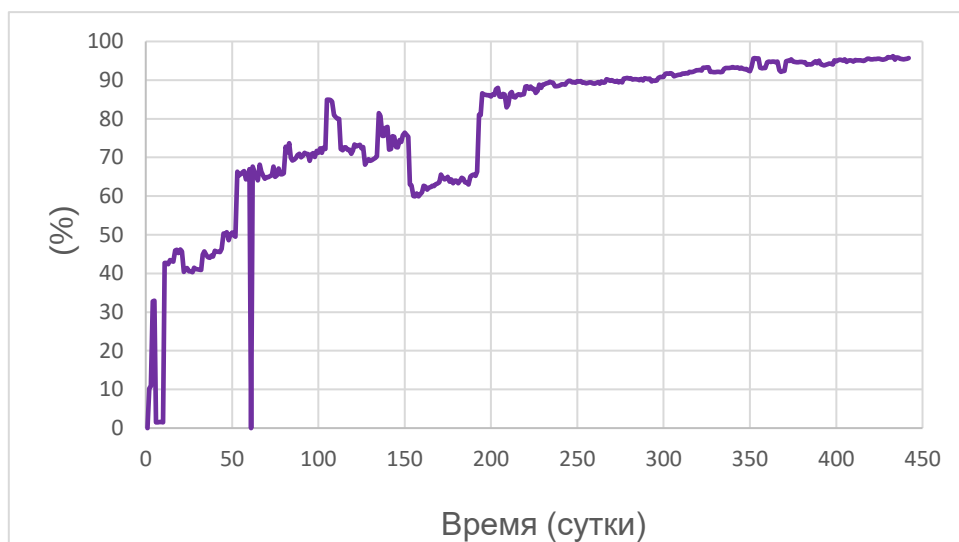


Рисунок 4.10 – График обводнения скважины НЗ

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

Состояния добычи нефти комплекса скважины Н1, Н2, НЗ

Рисунки 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» (рис. 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».

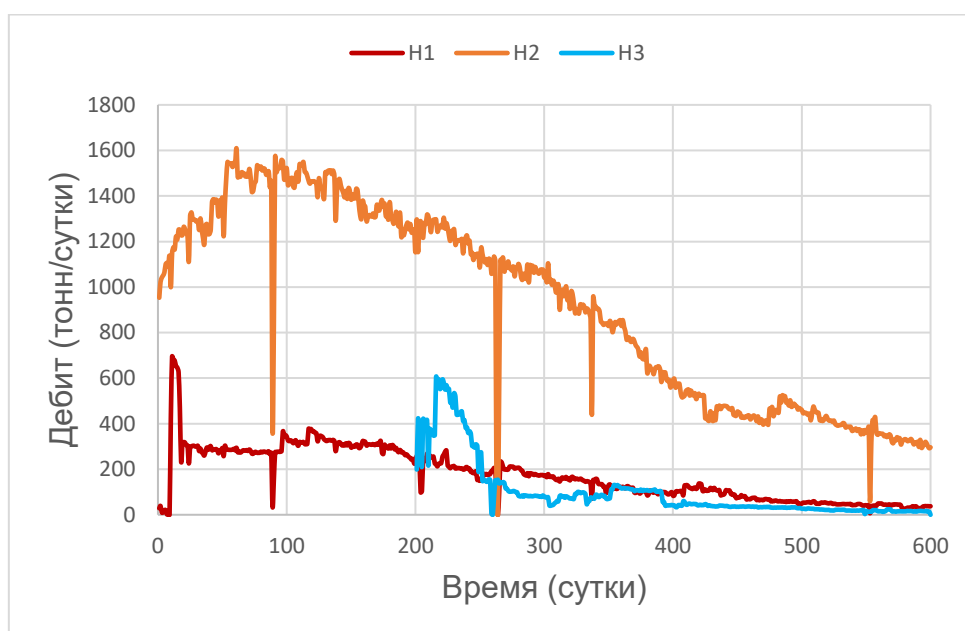


Рисунок 4.11 – График добычи нефти скважин Н1,Н2,Н3

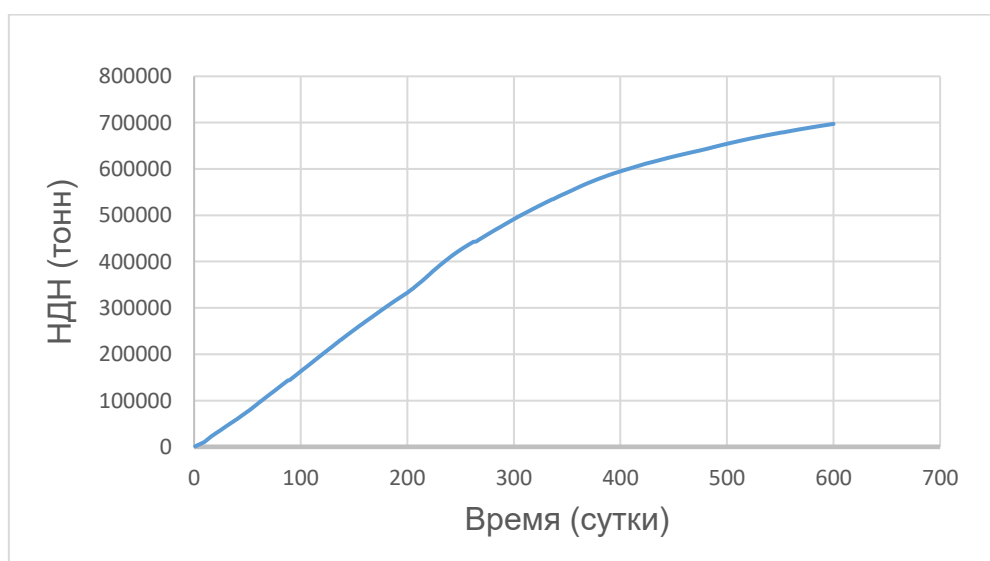


Рисунок 4.12 – Накопленная добыча нефти скважин Н1,Н2,Н3

4.2. Определение гидродинамической связи

Определение гидродинамической связи скважин Н1 и Н2

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

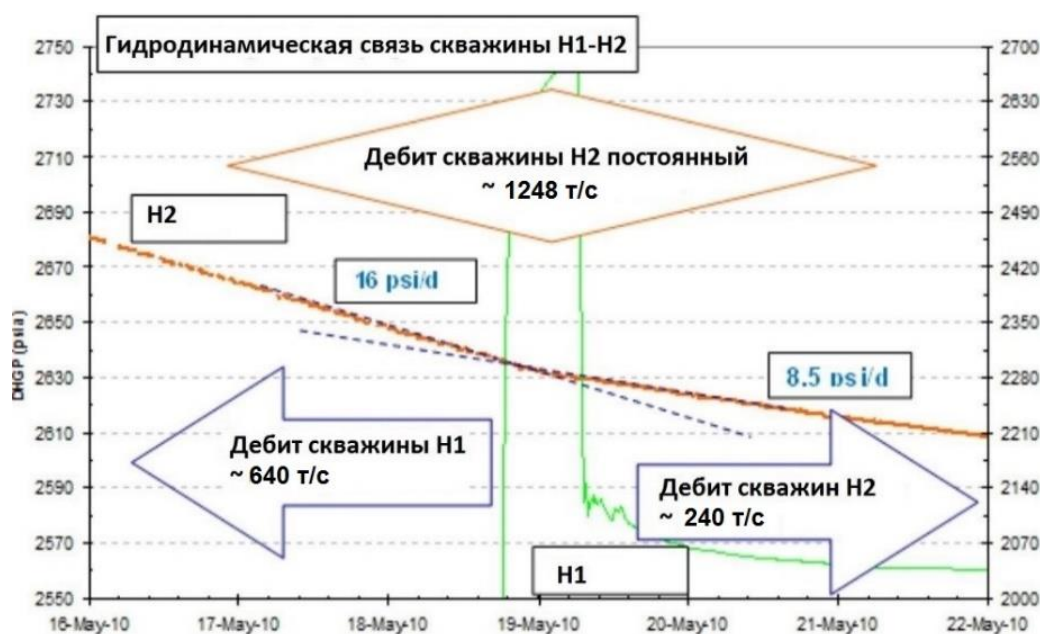


Рисунок 4.13 – Гидродинамическая связь скважины Н1 и Н2

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 скважин Н2 и Н3

На основании рисунка 4.14 можно сделать вывод о том, что, когда скважина Н3 была введена в эксплуатацию, забойное давление на скважине 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.

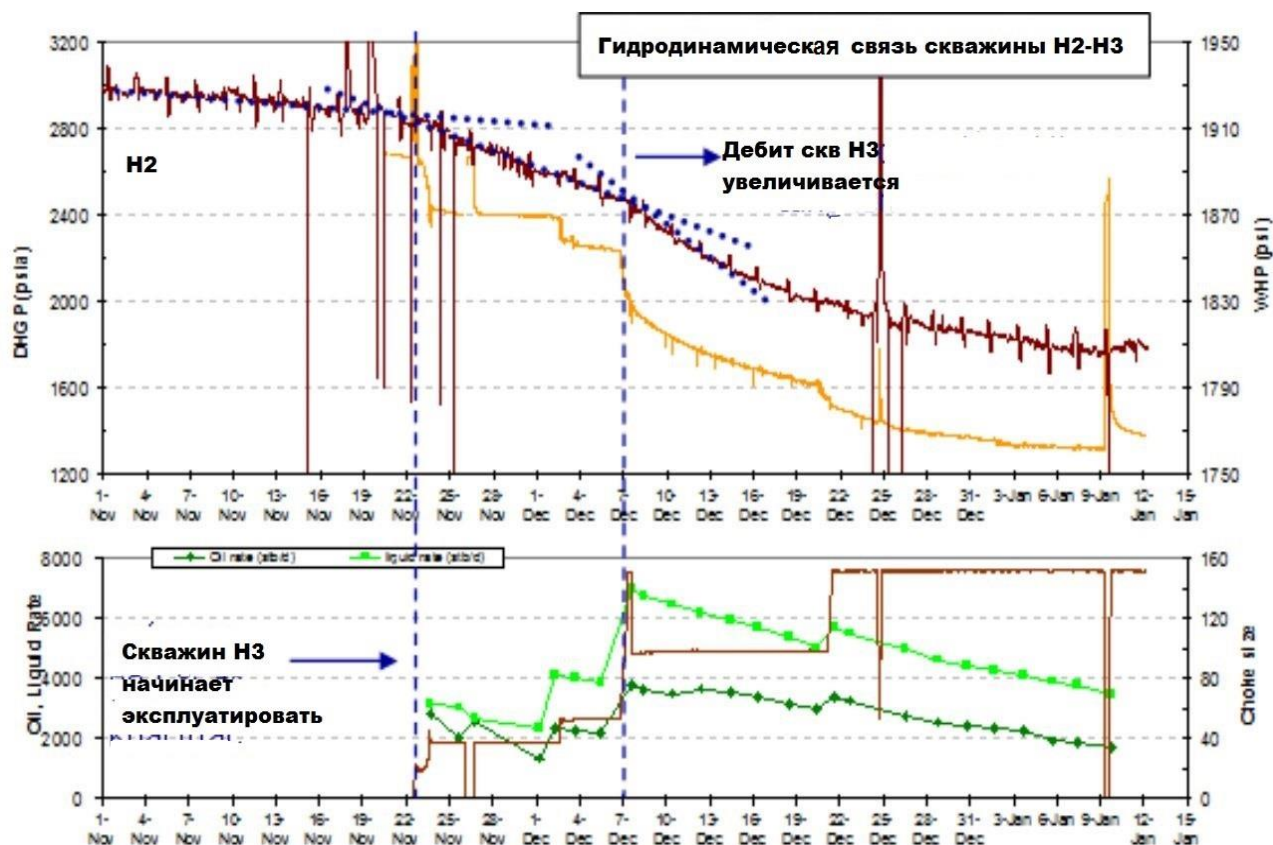


Рисунок 4.14 – Гидродинамическая связь скважины Н2 и Н3

Исследование гидродинамической связи скважины Н1 - Н2 и Н2- Н3 показывает, что скважины месторождения «Х» имеют гидродинамическую связь. Это облегчает поддержание энергии пласта путем закачки воды для эксплуатации 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. КРАТКОСРОЧНЫЙ ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х» МЕТОДОМ КРИВОЙ ПАДЕНИЯ АРПСА

До настоящего времени дебит скважины НЗ составлял менее 15,87 тонн в день, степень обводнения очень высока - 95%. На основании этого можно спрогнозировать, что скважина НЗ скоро будет закрыта.

Прогноз добычи составлен по 2 скважинам Н1 и Н2. В начале прогноза дебит скважины Н1 составлял 26,98 т/сут, а обводнение составляло 70% и дебит скважины Н2 составлял 309 т/сут, а обводненность составляла 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, НЗ находятся под влиянием краевой воды, $b=0.5$ [1].

- Определить коэффициент D :

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

$$D = \frac{-\left(\frac{dq}{q}\right)}{dt} = \frac{-\left(\frac{dq}{dt}\right)}{q} \quad (5.1)$$

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

$$q = q_i (1 + bD_i t)^{-1/b} \quad (5.2)$$

Прогноз добычи нефти 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 :

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

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

На основании использования метода кривой падения АРПС, получим параметры скважины Н1 (табл. 5.1):

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

На рисунке 5.1 показана диаграмма снижения добычи нефти за период 600дней. 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 т/сут. При добыче ниже 16т/сут, скважина Н1 была закрыта в прошлом 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 т/сут.

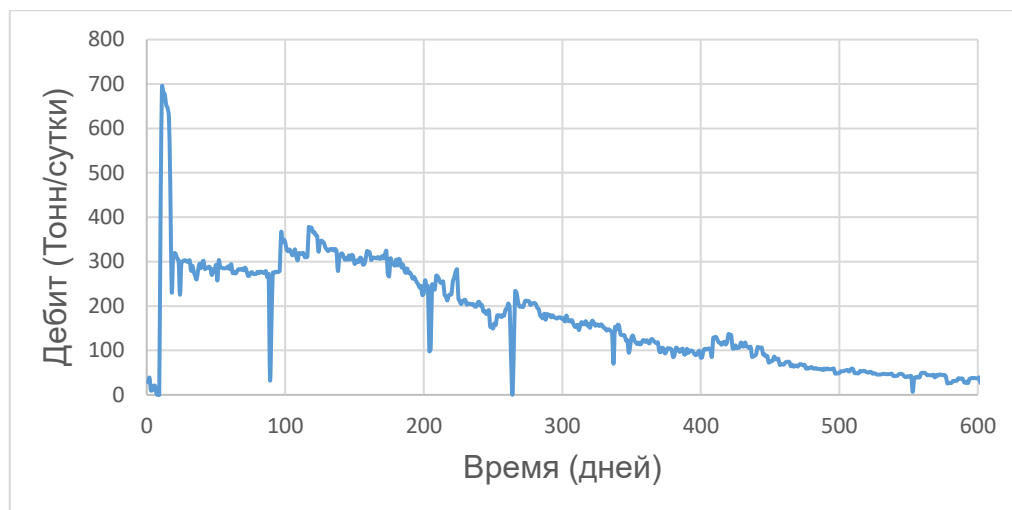


Рисунок 5.1 – Историческая диаграмма добычи скважины Н1



Рисунок 5.2 – Историческая диаграмма и прогноз добычи скважины Н1

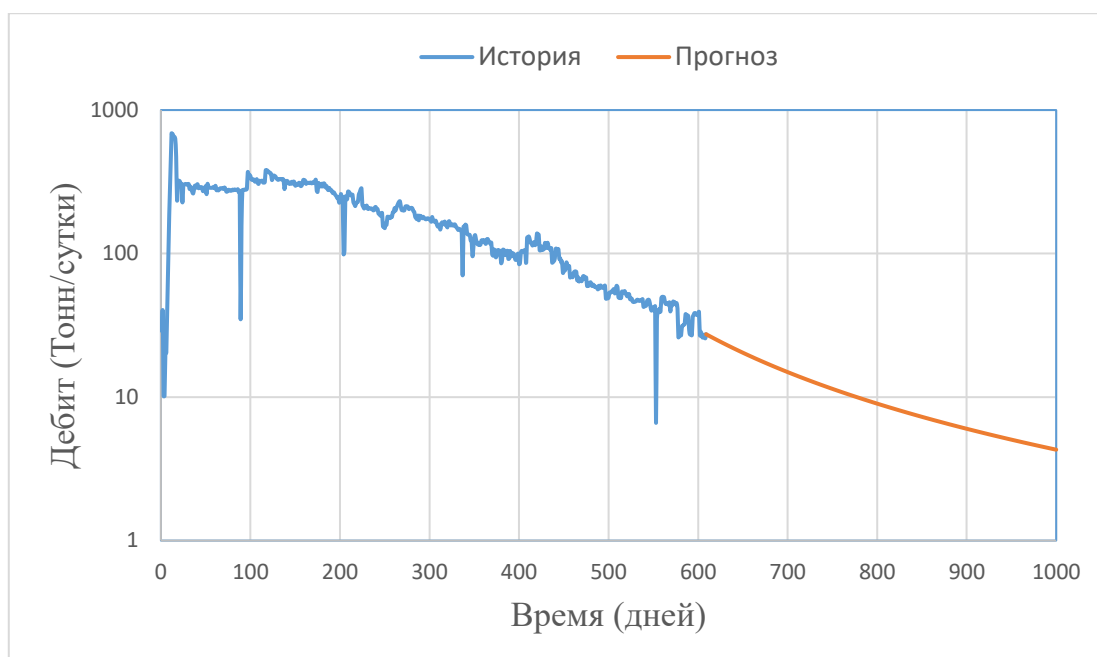


Рисунок 5.3 – Историческая диаграмма (лог) и прогноз добычи скважины Н1

В начале прогноза накопленная добыча нефти в скважине Н1 составила 104.960 тонн. К концу 2020 года прогнозируется 109.440 тонн. Но из-за низкого дебита, возможно, что скважина будет закрыта в середине 2020 года. Накопленная добыча нефти во время дебита менее 16 т/сут составляет 106720 тонн. К тому времени, когда дебит скважины составит около 16 тонн в день, Количество дополнительно добытой нефти составляет 1760 тонн (рис. 5.4).

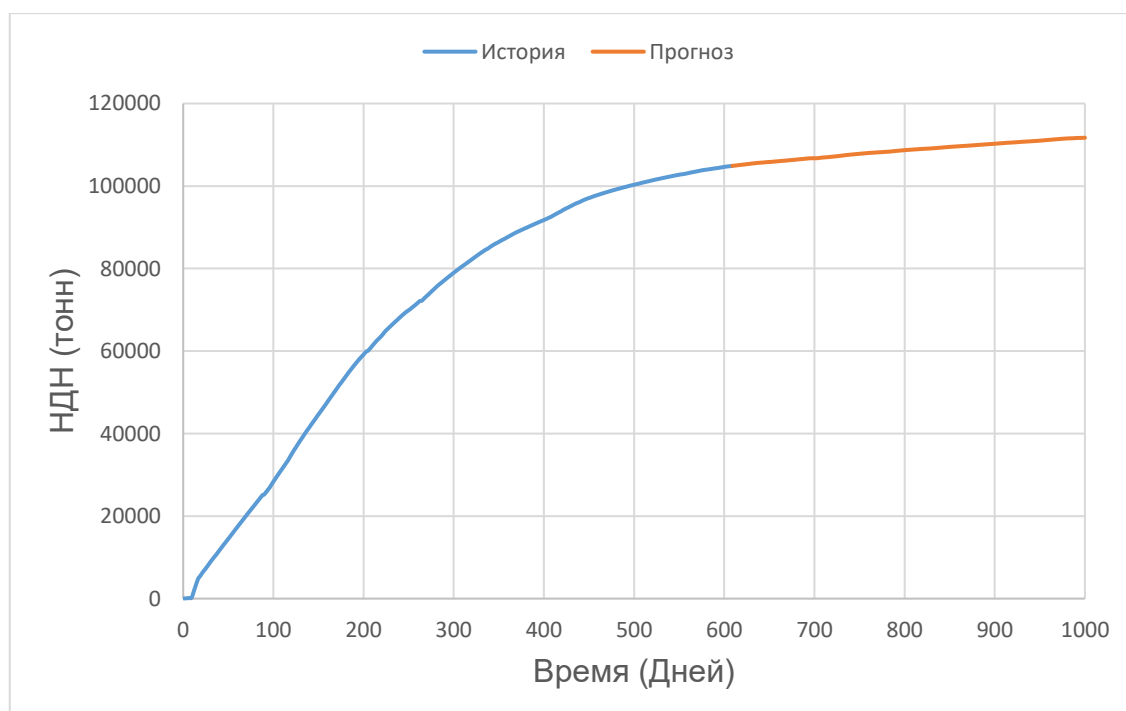


Рисунок 5.4 – Накопленная добыча нефти скважины Н1

Прогноз добычи нефти скважины Н2

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

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

$$D = \frac{524 - 302}{45894,56} = 0.0048(\text{сут}^{-1}) \quad (5.3)$$

На основании использования метода кривой падения АРПСА, получим параметры скважины Н2 (табл. 5.2):

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

На рисунке 5.5 показана диаграмма снижения добычи нефти за период 600дней. 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** т/сут.

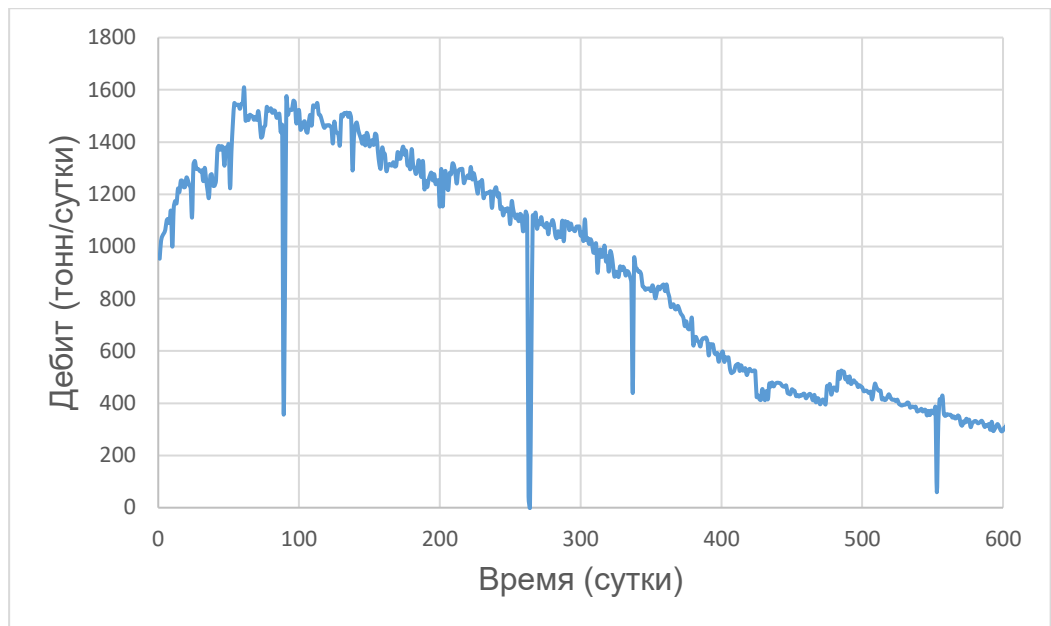


Рисунок 5.5 – Историческая диаграмма добычи скважины Н2

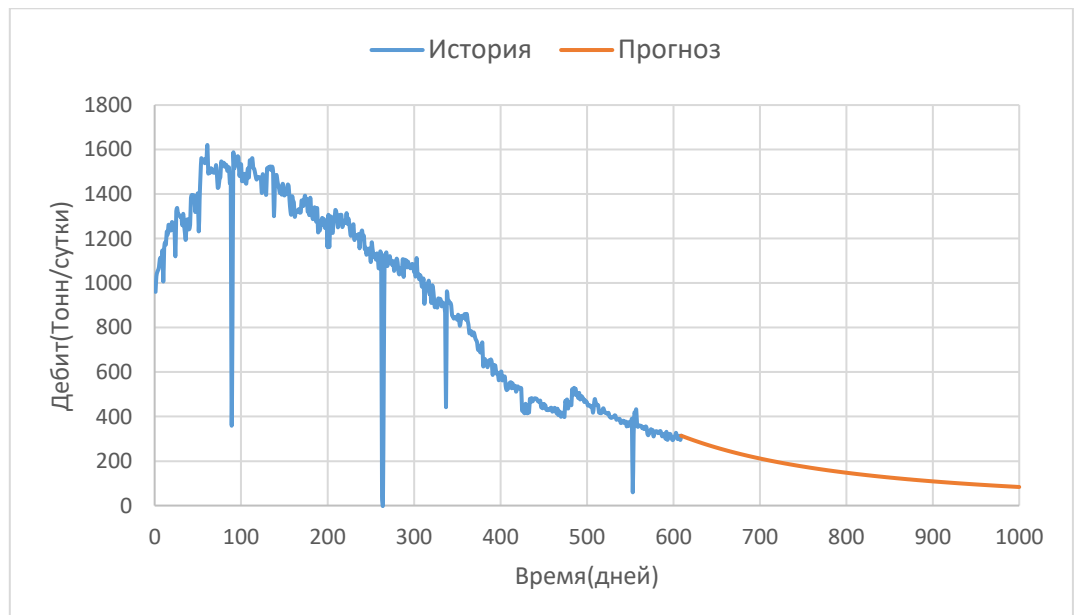


Рисунок 5.6 – Историческая диаграмма и прогноз добычи скважины Н2

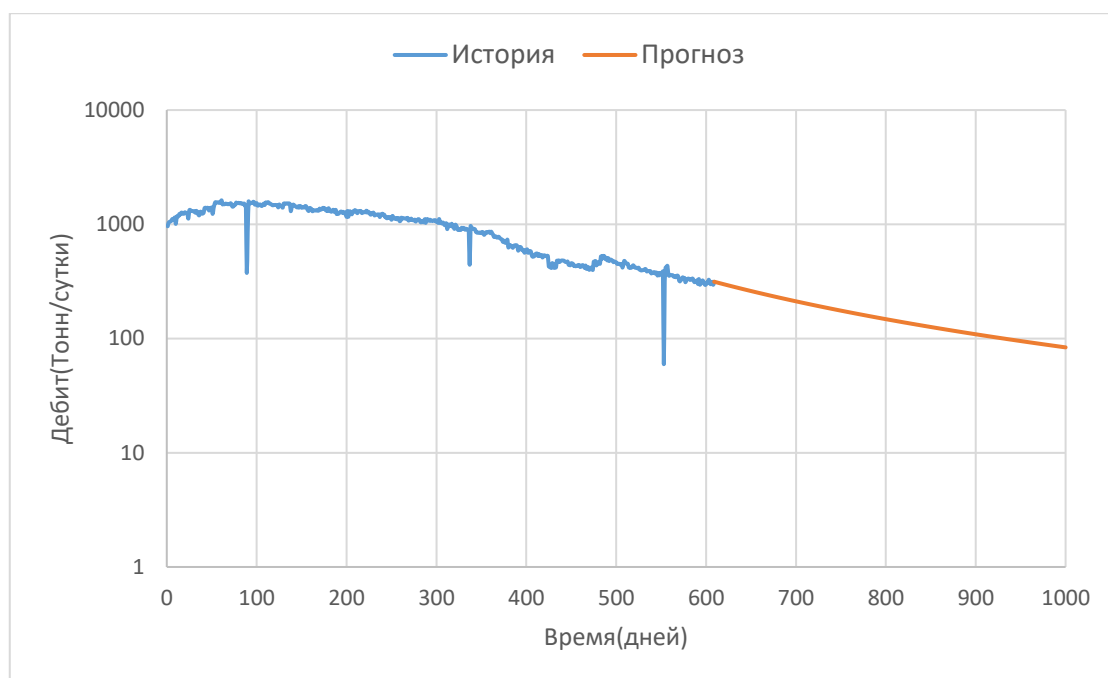


Рисунок 5.7 – Историческая диаграмма (лог) и прогноз добычи скважины Н2

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 2020 году накопленная добыча нефти составит **616960** тонн. То есть, будет дополнительно добыто **61920** тонн в 2020 году.

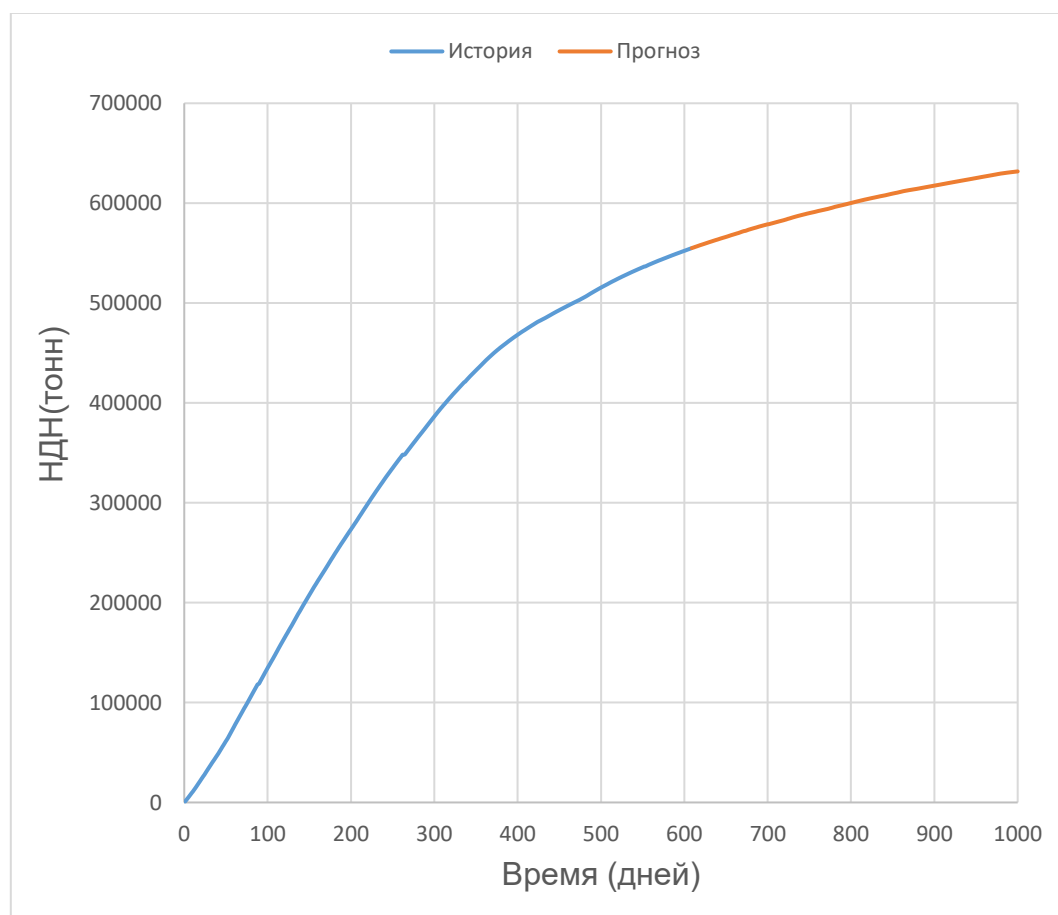


Рисунок 5.8 – Накопленная добыча нефти скважины Н2

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.

На основе фактических данных и рисунка 5.9 рассчитываем снижение с 450-го дня (581 то/сут) до 609-го дня (354то/сут). Общий объем добычи составляет от 450 до 609 дней :

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

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

На основании использования метода кривой падения АРПСА, получим параметры скважины Н1, Н2,Н3 (табл. 5.3):

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

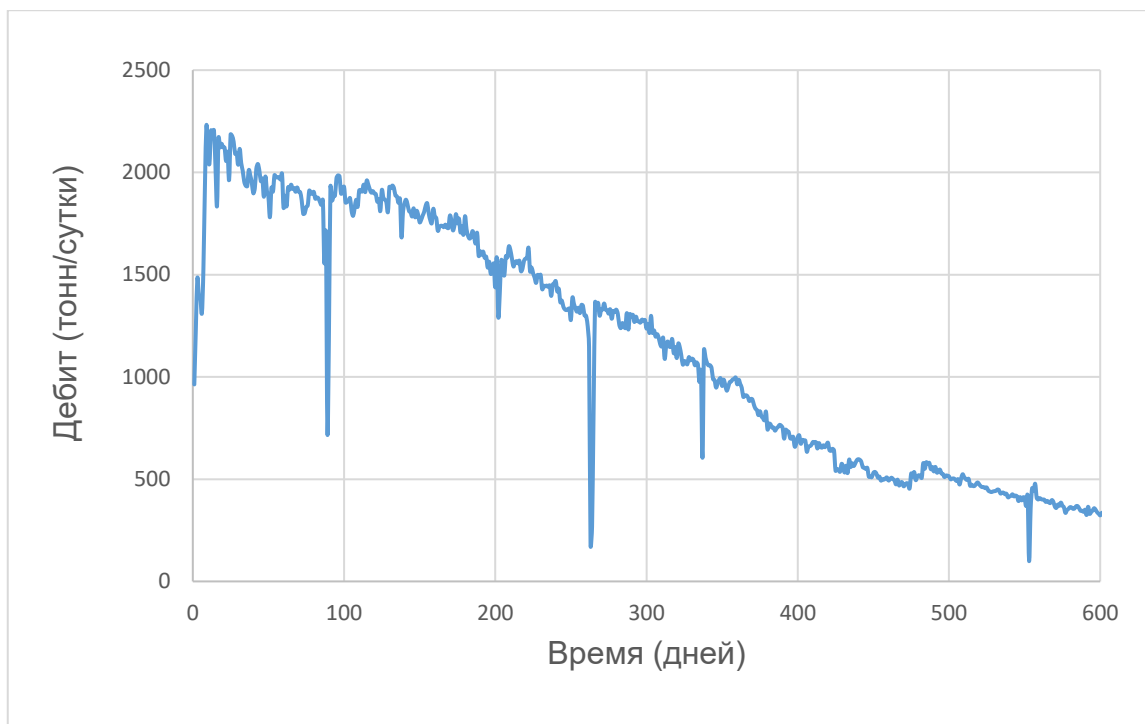


Рисунок 5.9 – Диаграмма добычи нефти месторождения «Х».

Из результатов видно, что дебит месторождения "Х" зависит главным образом от дебита скважины Н2. Согласно прогнозам, к концу 2020 года, дебит месторождения составит 147,2 т/сут (рис. 5.10 – 5.11). Этот результат все еще очень высок в 2020 году [1].

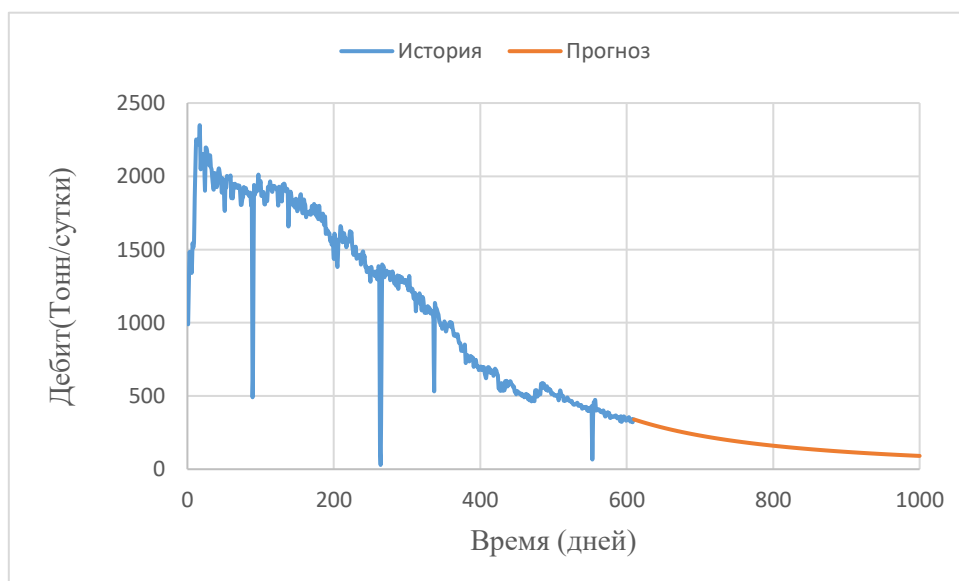


Рисунок 5.10 – Историческая диаграмма и прогноз добычи комплекса скважины

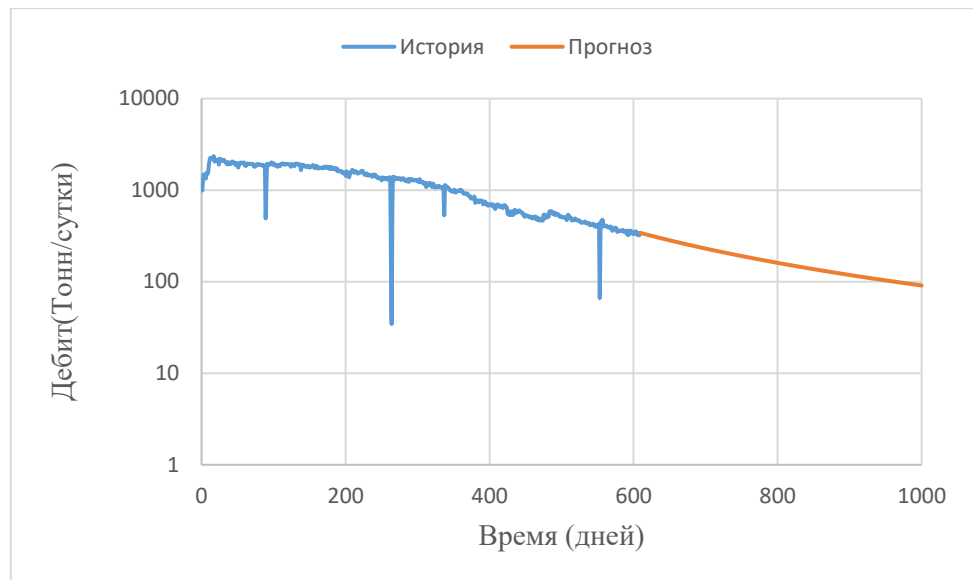


Рисунок 5.11 – Историческая диаграмма (лог) и прогноз добычи скважины

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Д	Буй Тхиен Лонг

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело (21.03.01)

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально–технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет стоимости работ, материальных ресурсов выполнялся согласно рыночным ценам Томского региона.
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисление во внебюджетные фонды 30%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT–анализа проекта
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Проведение оценки ресурсной, финансовой эффективности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Матрица SWOT
2. График проведения НИ (Диаграмма Ганнта)

Датавыдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	Кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Буй Тхиен Лонг		

Введение

Одно из основных направлений деятельности любого нефтегазодобывающего предприятия, в настоящее время – сокращение себестоимости продукции скважин, в частности, в технологических процессах подготовки нефти.

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

В настоящее время перспективность научного исследования определяется не столько масштабом открытия, оценить которое на первых этапах жизненного цикла высокотехнологического и ресурсоэффективного продукта бывает достаточно трудно, сколько коммерческой ценностью разработки. Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов. Это важно для разработчиков, которые должны представлять состояние и перспективы проводимых научных исследований.

6.1. Предпроектный анализ

6.1.1. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

При ведении собственного производства необходим систематический анализ конкурирующих разработок во избежание потери занимаемой ниши рынка. Периодический анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности позволяет оценить эффективность научной разработки по сравнению с конкурирующими предприятиями. Из наиболее влияющих предприятий–конкурентов в области подготовки нефти: СП «Вьетсовпетро» и

ПВН «Петровьетнам».

В табл. 6.1 приведена оценочная карта, включающая конкурентные технические решения в области.

Таблица 6.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Количество выхода продукта	0,17	4	5	3	0,68	0,85	0,51
2. Качество продукта	0,09	5	4	3	0,45	0,36	0,27
3. Энергоемкость процессов	0,05	4	5	3	0,2	0,25	0,15
4. Надежность моделирования	0,15	5	4	4	0,75	0,6	0,6
5. Безопасность	0,17	4	4	4	0,68	0,68	0,68
6. Качество интеллектуального интерфейса	0,06	5	4	4	0,3	0,24	0,24
Экономические критерии оценки эффективности							
7. Цена	0,07	5	4	4	0,35	0,28	0,28
8. Конкурентоспособность продукта	0,04	5	4	4	0,2	0,16	0,16
9. Уровень проникновения на рынок	0,04	4	5	5	0,16	0,2	0,2
10. Предполагаемый срок эксплуатации	0,06	5	4	3	0,3	0,24	0,18
11. Срок выхода на рынок	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
12. Финансирование научной разработки	0,05	4	3	5	0,2	0,15	0,25
Итого	1				4,52	4,26	3,72

Б_ф – продукт проведенной исследовательской работы; Б_{к1} – СП «Вьетсовпетро»;

Б_{к2} – ПВН «Петровьетнам».

В ходе анализа конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения выявлено, что разработка является конкурентоспособной как по техническим критериям, так и с экономической точки зрения.

6.1.2. SWOT–анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно–исследовательского проекта.

Результаты первого этапа SWOT–анализа представлены в табл. 6.2

Таблица 6.2 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно–исследовательского проекта: 1. Систематическое повышение уровня квалификации. 2. Наличие квалифицированного персонала, имеющего опыт работы в данной области. 3. Высокое качество продукции, соответствующее мировым стандартам. 4. Внедрение новых узлов оборудования и совершенствования технологических процессов.	Слабые стороны научно–исследовательского проекта: 1. Низкий уровень заработной платы для молодых специалистов. 2. Устаревшее оборудование. 3. Высокая степень износа оборудования. 4. Повышение цен у поставщиков. 5. Высокий уровень ценна выпускаемую продукцию.
--	---	--

Продолжение таблицы 6.2

Возможности: 1. Малое количество посредников на территории Южно-Восточной Азии. 2. Небольшое количество конкурентов на территории Южно-Восточной Азии. 3. Высокое качество поставляемых ресурсов.	Сильные стороны и возможности: 1. Эффективное использование ресурсов производства. 2. Оптимизация количества посредников за счет постоянных и проверенных поставщиков (пользоваться услугами постоянных поставщиков). 3. Поддержание увеличения спроса и выхода на новые рынки сбыта товара за счет высокого качества продукции.	Слабые стороны и возможности: 1. Создание эффективной системы мотивации и стимулирования для сотрудников. 2. Нарabотка и укрепление конкурентных преимуществ продукта. 3. Модернизация оборудования. 4. Внедрение технологии 5. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений
Угрозы: 1. Увеличение уровня налогов. 2. Повышение требований к качеству продукции. 3. Несвоевременные поставки сырья и оборудования.	Сильные стороны и угрозы: 1. Применение оптимальной налоговой политики. 2. Внедрение менеджмента качества. 3. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений.	Слабые стороны и угрозы: 1. Повышение цен на выпускаемую продукцию. 2. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений.

6.2. Планирование управления научно–техническим проектом

6.2.1. План проекта

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевой графики проекта.

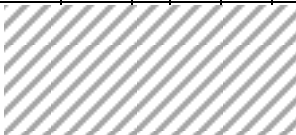
Линейный график представлен в виде таблицы (табл. 6.3).

Таблица 6.3 – Календарный план проекта

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
Изучение литературы, составление литературного обзора	49	13.01.19	02.03.19	Руководитель Исполнитель
Расчет математического модели	30	03.03.19	01.04.19	Исполнитель
Обсуждение полученных результатов	18	02.04.19	19.04.19	Исполнитель
Оформление выводов	15	20.04.19	04.05.19	Руководитель Исполнитель
Оформление пояснительной записки	25	05.05.19	29.05.19	Руководитель Исполнитель
Итого:	137	11.01.19	29.05.19	

Диаграмма Ганта – это тип столбчатых диаграмм (гистограмм), который используется для иллюстрации календарного плана проекта, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ в табл. 6.4.

Таблица 6.4 – Календарный план–график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнители	Тк, кал,д н	Продолжительность выполнения работ																	
			янв		февр			март			апрель			май						
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3				
Изучение литературы, составление литературно г о обзора	Исполнитель, руководитель	49																		
Расчет на математичес кой модели	Исполнитель	30																		
Обсуждение полученных результатов	Исполнитель	18																		
Оформление выводов	Исполнитель, руководитель	15																		
Оформление пояснительн ой записки	Исполнитель, руководитель	25																		

6.2.2 Бюджет научного исследования

Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим

прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включают транспортно–заготовительные расходы (3 – 5 % от цены). В эту же статью включаются затраты на оформление документации (канцелярские принадлежности, тиражирование материалов).

Результаты по данной статье указаны в табл. 6.5.

Таблица 6.5 – Материальные затраты

Наименование	Ед. изм.	Количество			Цена за ед., т.руб			Затраты на материалы, (Зм), т.руб.		
		Разра-ботка	Ана-лог 1	Ана-лог 2	Разра-ботка	Ана-лог 1	Ана-лог 2	Разра-ботка	Ана-лог 1	Ана-лог 2
Гипсан	м ³	9,440	15	13	15,4	16,5	16	145,4	247,5	208,0
Соляная кислота	м ³	12,660	20	19	5,4	6	7	68,4	120,0	133,0
Хлорид кальция	м ³	14,160	30	32	8,3	9,5	9	117,5	285,0	288,0
Уксусная кислота	м ³	0,005	0,01	0,015	2,8	3	4	0,0	0,0	0,1
Хлорид бария	м ³	0,013	0,2	0,18	3,5	4,5	4	0,0	0,9	0,7
Марвелан	м ³	0,038	0,08	0,07	17,9	18	19	0,7	1,4	1,3
ИТОГО:								332,0	654,9	631,1

Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для

проведения работ по конкретной теме (табл. 6.6). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 6.6 – Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

Наименование	Ед.изм.	Количество			Цена за ед., т.руб			Затраты на оборудования, (Зм), т.руб.		
		Разра- ботка	Ана- лог 1	Ана- лог 2	Разра- ботка	Ана- лог 1	Ана- лог 2	Разра- ботка	Ана- лог 1	Ана- лог 2
Компьютер	шт	1	1	1	30	50	40	30	50	40
Монитор	шт	1	2	2	5	7	7	5	14	14
ИТОГО:								35	64	54

Основная заработная плата

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно–технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы (размер определяется Положением об оплате труда). Расчет основной заработной платы сводим в табл. 6.7.

Таблица 6.7 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	З _б , руб.	k _р	З _м , руб	З _{дн} , руб.	T _р , раб.дн.	З _{осн} , руб.
Руководитель	28944,94	1,3	37628,42	1889,86	60	113391,6
Исполнитель	11400				77	45874,3

Статья включает основную заработную плату работников,

непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (6.1)$$

Где $Z_{\text{осн}}$, $Z_{\text{доп}}$ – основная и дополнительная заработная плата;

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \times T_{\text{раб}}, \quad (6.2)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

$T_{\text{р}}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (табл. 6.7);

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб. Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}, \quad (6.3)$$

Где $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.; M –

количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно – технического персонала, раб.дн.(табл. 6.8).

Таблица 6.8– Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
– выходные дни	118	118
– праздничные дни		
Потери рабочего времени		
– отпуск	24	48
– невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	223	199

В данную статью включается сумма выплат, предусмотренных

законодательством о труде, например, оплата очередных и дополнительных отпусков; оплата времени, связанного с выполнением государственных и общественных обязанностей; выплата вознаграждения за выслугу лет и т.п. (в среднем – 12 % от суммы основной заработной платы).

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10–15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}}, \quad (6.4)$$

где $З_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб; $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплаты; $З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

В табл. 6.9 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 6.9 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Исполнитель
Основная зарплата	113391,6	45874,3
Дополнительная зарплата	17008,7	–
Итого по статье $C_{\text{зп}}$	130400,3	45874,3

6.2.3. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления на социальные нужды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}), \quad (6.5)$$

где $k_{\text{внеб}} = 30\%$ коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Отчисления во внебюджетные фонды рекомендуется представлять в табличной форме (табл. 6.10).

Таблица 6.10 – Отчисления на социальные нужды

	Руководитель	Исполнитель
Зарплата	113391,6	45874,3
Отчисления на социальные нужды	39120,1	13762,3

6.2.4. Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (6.6)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Определение бюджета затрат на научно–исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в табл. 6.11.

Таблица 6.11 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб		
	Разработка	Аналог1	Аналог2
1. Материальные затраты НТИ	332000	654900	631100
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	65000	64000	54000
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	159265,9		
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	17008,7		
5. Отчисления во внебюджетные фонды	59636,6		
6. Накладные расходы	101265,8	152769,8	147361,8
7. Бюджет затрат НТИ	632911,2	954811,2	921011,2

6.3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Оценка сравнительной эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат двух вариантов исполнения научного исследования (табл. 6.12). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Таблица 6.12 –Группировка затрат по статьям аналогов разработки

Затраты по статьям						
Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Накладные расходы	Итого плановая себестоимость
654900	64000	159265,9	17008,7	59636,6	152769,8	954811,2
8556000	118000	159265,9	17008,7	59636,6	147361,8	921011,2

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{632911,2}{954811,2} = 0,66, \quad (6.7)$$

$$I_{\Phi}^{a1} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{954811,2}{954811,2} = 1,0, \quad (6.8)$$

$$I_{\Phi}^{a2} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{921011,2}{954811,2} = 0,96, \quad (6.9)$$

где I_{Φ}^p – интегральный финансовый показатель разработки; Φ_{pi} – стоимость i-го варианта исполнения; Φ_{pi} – максимальная стоимость

исполнения научно–исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разы.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i^a, \quad (6.10)$$

$$I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i^p, \quad (6.11)$$

где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов; a_i – весовой коэффициент i -го параметра; b_i^a , b_i^p – бальная оценка i -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания; n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в табл. 6.13.

Таблица 6.13 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует росту производительности труда	0,1	3	4	4
2. Удобство в эксплуатации	0,15	4	4	3
3. Помехоустойчивость	0,15	4	5	4
4. Энергосбережение	0,2	5	5	5
5. Надежность	0,25	5	4	4
6. Материалоемкость	0,15	5	5	3
ИТОГО	1	4,33	4,5	3,8

$$I_m^p = 3 \times 0,1 + 4 \times 0,15 + 4 \times 0,15 + 5 \times 0,2 + 5 \times 0,25 + 5 \times 0,15 = 4,5, \quad (6.12)$$

$$I_1^A = 4 \times 0,1 + 4 \times 0,15 + 5 \times 0,15 + 5 \times 0,2 + 4 \times 0,25 + 5 \times 0,15 = 4,5, \quad (6.13)$$

$$I_2^A = 4 \times 0,1 + 3 \times 0,15 + 4 \times 0,15 + 5 \times 0,2 + 4 \times 0,25 + 3 \times 0,15 = 3,9 , \quad (6.14)$$

Интегральный показатель эффективности разработки ($I_{\text{финр}}^p$) и аналога ($I_{\text{финр}}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{I_m^p}{I_{\phi}^p} = \frac{4,5}{0,66} = 6,8 , \quad (6.15)$$

$$I_{\text{финр}}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_{\phi}^{a1}} = \frac{4,5}{1} = 4,5 , \quad (6.16)$$

$$I_{\text{финр}}^{a2} = \frac{I_m^{a2}}{I_{\phi}^{a2}} = \frac{3,9}{0,96} = 4,1 , \quad (6.17)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта (табл. 6.14).

Таблица 6.14 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Аналог 1	Разработка	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,66	0,96
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,5	4,5	3,9
3	Интегральный показатель эффективности	4,5	6,8	4,1
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,5		1,7

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^{a1}} = \frac{6,8}{4,5} = 1,5 , \quad (6.18)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^{a2}} = \frac{6,8}{4,1} = 1,7 , \quad (6.19)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ – сравнительная эффективность проекта; $I_{mэ}^p$ – интегральный показатель разработки; $I_{mэ}^a$ – интегральный технико–экономический показатель аналога.

Вывод:

В ходе выполнения данной работы были рассмотрены следующие вопросы:

- составление календарного плана проект, на основании которого была построена диаграмма Ганта;
- определение бюджета НТИ. При использовании УПН исполнения потребуется 632911,2 руб. – это наименьший показатель среди трех рассмотренных вариантов;
- определение ресурсной (ресурсоберегающей), финансовой эффективности исследования. У аналога 1 исполнения наилучшие показатели.

Разница среди затрат на бюджет НТИ трех исполнении большая. Наименьшая сумма – 632911,2 руб., а наибольшая – 954811,2 руб. Учитывая показатели ресурсной (ресурсоберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности, целесообразно для проведения исследования будет выбрать аналог 1 исполнения.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Д	Буй Тхиен Лонг

Школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	На месторождении «Х» были пробурены и эксплуатируются три скважины Н1, Н2 и Н3. Борьба с загрязнением моря 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 ООЦ «Кыу Лонг»
2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме	"Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТБЭ), "Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТЭЭ) и "Правил устройства электроустановок" (ПУЭ).

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий	1. Производственная безопасность 1.1. Основные факторы рабочей зоны на предмет выявления их вредных проявлений 1.2. Компетентностный обзор законодательных и нормативных документов 1.3. Анализ выявленных вредных факторов
--	---

нормативно–технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	проектируемой производственной среды
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности – 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)	2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды 2.1. Повышенная температура поверхностей оборудования 2.2. Открытое нерегулируемое фонтанирование в результате чего образуется струй смеси высокого давления 2.3. Ударения электрическим током 2.4. Пожар и взрыв
3. Охрана окружающей среды: – 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.	Загрязнения атмосферу, гидросферы, литосферу в результате разработки месторождений и мероприятия по их защите.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Рассмотреть наиболее вероятную чрезвычайную ситуацию (пожар, взрыв). Разработать меры по предупреждению ЧС и план действий в результате возникшей ЧС и ликвидации ее последствий.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Буй Тхиен Лонг		

ГЛАВА 7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная 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 Вьетнама, 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 АРПСА для анализа состояния и прогноз добычи нефти на месторождении «Х», а также определение гидродинамической связи скважин.

7.1. 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 [10].

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”.

В соответствии с правилами безопасности в нефтегазовой промышленности, для обеспечения безопасности и охраны труда на предприятии, должны выполняться нижеперечисленные требования:

1) требования к персоналу – определяют круг лиц, допущенных к работе на предприятии; порядок и сроки обучения рабочих и руководителей; порядок прохождения медицинских осмотров; обеспечение спецодеждой.

2) требования к территории, объектам, помещениям, рабочим местам – определяют порядок строительства и эксплуатации территорий, объектов, помещений согласно проектным документам; организацию рабочего места для безопасного ведения работ.

3) требования к оборудованию и инструменту – определяют порядок по изготовлению и эксплуатации оборудования и инструмента; обеспеченность инструкциями по эксплуатации, средств регулирования и защиты, знаками, ограждениями; порядок и сроки освидетельствования.

4) требования по обеспечению взрывобезопасности – определяют зоны взрывоопасности объектов и оборудования. Руководители, главные специалисты и специалисты акционерного общества обязаны осуществлять организационно-технические и санитарно-гигиенические мероприятия по созданию и обеспечению промышленной безопасности, охраны труда, безопасных и здоровых условий труда на производственных объектах филиалов, обязаны контролировать соблюдение работниками установленных правил и норм безопасности, инструкций по охране (безопасности) труда,

обеспечивать и контролировать выполнение приказов и указаний вышестоящих органов управления, предписаний органов государственного надзора по организации рабочей зоны на месторождении по правилам СП «Вьетсовпетро» .

7.2. Производственная безопасность

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

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

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разра ботка	Изгот овлен ие	Эксп луат ация	
1. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.	+	+	+	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования»; Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки»; ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования».
2. Высокие влажность и скорость движения воздуха.		+	+	
3. Выброс вредных веществ на атмосферу:		+	+	
4. Повышенные уровни шума на платформе в процессе работы насоса и электродвигателя.	+	+	+	
5. Загазованность воздуха рабочей зоны	+	+	+	
6. Открытое нерегулируемое фонтанирование в результате чего образуется струй смеси высокого давления.		+	+	
7. Ударения электрическим током	+	+	+	
8. Пожар и взрыв		+	+	

7.2.1. 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. Повышенной температуры являются электрический ток, движущиеся части разрушившихся аппаратов.

Высокие влажность и скорость движения воздуха. 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, °C	Относительная влажность	Скорость движения воздуха
Холодный и переходный	Ia	20-25	75	0,2
	I6	19-24	75	0,2
Теплый	Ia	21-28	75	0,2
	I6	20-28	75	0,2

Защита человека от воздействия метеоусловия производится 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.

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.

7.2.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды

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.

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 [9].

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.

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 [10].

7.3. Экологическая безопасность.

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. [10]

Концентрация большинства веществ в воздухе лимитируется санитарными требованиями, которые в настоящее время являются одним из действенных средств охраны ОС. H_2S , 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.

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 угнетанию жизнедеятельности биологических объектов водной среды.

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.; промысловые 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 промысловых отходах (вода, воздух и шлам); необходимо организовать комплексный технико-экологический мониторинг с целью наблюдения за состоянием нефтегазовых объектов и ОС.

7.4. 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 «Х» 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 ООЦ «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.

Выводы

Социальная ответственность — это система добровольных взаимоотношений между работником, работодателем и обществом, направленная на совершенствование социально-трудовых отношений, поддержание социальной стабильности в трудовом коллективе и окружающем сообществе, развитие социальной и природоохранной деятельности на национальном и международном уровнях.

Использование социальной ответственности в деятельности организаций способствует устойчивому развитию и позволяет усилить конкурентные позиции на рынке за счёт формирования внутренней и внешней благоприятной деловой репутации. Современные социально-трудовые отношения образуют новую систему социально-экономических отношений в обществе, созвучную происходящим в мире изменениям.

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 400дней 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 т/сут. 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 АРПСА. Это классический метод, основанный на снижении кривой дебита с течением времени.

Результаты прогноза показывают, что скважина Н2 имеет большой дебит (92,8 т/сут) в течение года. Скважины Н1 и Н3 будут закрыты в 2020 году из-за высокого обводнения и низкого дебита нефти.

Скважина Н2 имеет самый большой дебит из 3 скважин, поэтому необходимо обеспечить хорошую проницаемость пласта для поддержания добычи нефти. Скважина Н3 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 (Олигоценевая 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 // Карра. – 2010. – 537с.
8. Л.П. Дейк. Практика инжиниринга нефтяных пластов // Перевод с английского АНО «Инжеврский институт компьютерных исследований». – 2007. – 652 с.
9. Амелкович Ю.А. Лабораторный практикум по дисциплине «Безопасность жизнедеятельности» для студентов всех специальностей // учебное пособие. / Ю.А. Амелкович, 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.
10. С.В. Романенко, Ю.В.Анищенко. Социальная ответственность. Издательство Томского политехнического университета. – 2016. – 21 с.

11. СанПиН 2.2.4.548-96 – 96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
12. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ – 2014 Шум. Общие требования безопасности
13. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ – 89 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
14. ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ – 90 Средства защиты работающих. Общие требования и классификация..
15. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ – 2001 Средства и методы защиты от шума. Классификация.
16. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ – 83 Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов