

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

Школа ИШПР

Направление подготовки Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Геолого-фильтрационная модель пласта Ю₁¹ и её влияние на разработку нефтяного месторождения «С» Томской области

УДК 622.276-047.58(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Торчинский Юрий Владимирович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова О.С.	к.г.-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение нефтегазового дела	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

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

Школа ИШПР

Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Г	Торчинскому Юрию Владимировичу

Тема работы:

Утверждена приказом директора (дата, номер)	
28.04.2018 №3073/с	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2018
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<ol style="list-style-type: none"> 1. Результаты интерпретации ГИС 2. Результаты интерпретации сейсмических исследований 3. Результаты интерпретации ГДИС 4. Результаты опробования скважин 5. Данные о составе и свойствах пластового флюида 6. Результаты лабораторных исследований керна 7. Фактические данные по добыче
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Собрать входные данные для геологического и гидродинамического моделирования 2. Построить геологическую модель в ПО Schlumberger Petrel 3. Построение гидродинамическую модель в ПО PH-KIM 4. Провести адаптацию полученной фильтрационной модели 5. Смоделировать несколько вариантов разработки 6. Сравнить технико-экономические показатели вариантов разработки 7. Сделать вывод
Перечень графического материала	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обзорная карта работ 2. Фрагмент тектонической карты Юрского структурного яруса осадочного чехла

	<ol style="list-style-type: none"> 3. Структурная карта по отражающему горизонту Па 4. Литолого-фациальная схема формирования пласта 5. Куб литологии месторождения «С» 6. Куб пористости месторождения «С» 7. Куб проницаемости месторождения «С» 8. Зависимость водонасыщенности от уровня над ЗСВ и коллекторских свойств 9. Куб водонасыщенности месторождения «С» 10. Распределение начальной нефтенасыщенности в трехмерной гидродинамической модели 11. Ремасштабированные зависимости относительных фазовых проницаемостей 12. Зависимости относительных фазовых проницаемостей для системы нефть/вода 13. Зависимости относительных фазовых проницаемостей для системы нефть/газ 14. График капиллярного давления в системе вода/нефть 15. Кросс-плот по накопленной добычи нефти 16. Кросс-плот по накопленной добычи жидкости 17. Кросс-плот по накопленной добычи воды 18. Кросс-плот забойного давления 19. Результаты адаптации модели по среднесуточным дебитам жидкости, воды и нефти 20. Результаты адаптации модели по накопленным отборам жидкости, воды и нефти 21. Результаты адаптации модели месторождения по обводненности продукции 22. Карта нефтенасыщенности пласта Ю₁¹ на момент разработки месторождения 23. Карта нефтенасыщенности пласта Ю₁¹ на 01.01.2016 24. Динамика добычи нефти, жидкости и обводненности. Вариант 0 25. Динамика накопленной добычи нефти, жидкости и коэффициента нефтеизвлечения. Вариант 0 26. Динамика дебитов нефти, жидкости и действующих скважин. Вариант 0 27. Динамика добычи нефти, жидкости и обводненности. Вариант 1 28. Динамика накопленной добычи нефти, жидкости и коэффициента нефтеизвлечения. Вариант 1 29. Динамика дебитов нефти, жидкости и действующих скважин. Вариант 1 30. Схема размещения проектных скважин на карте плотности остаточных запасов. Вариант 1 31. Динамика добычи нефти, жидкости и обводненности. Вариант 2 32. Динамика накопленной добычи нефти, жидкости и коэффициента нефтеизвлечения. Вариант 2 33. Динамика дебитов нефти, жидкости и действующих скважин. Вариант 2 34. Схема размещения проектных скважин на карте плотности остаточных запасов. Вариант 2
--	--

	<p>35. Динамика добычи нефти, жидкости и обводненности. Вариант 3</p> <p>36. Динамика накопленной добычи нефти, жидкости и коэффициента нефтеизвлечения. Вариант 3</p> <p>37. Динамика дебитов нефти, жидкости и действующих скважин. Вариант 3</p> <p>38. Схема размещения проектных скважин на карте плотности остаточных запасов. Вариант 3</p> <p>39. Динамика годовых отборов нефти по вариантам</p> <p>40. Динамика коэффициентов нефтеизвлечения по вариантам</p> <p>41. Динамика накопленных отборов нефти по вариантам</p> <p>42. Динамика годовых отборов жидкости по вариантам</p> <p>43. Динамика обводненности по вариантам</p> <p>44. Динамика действующего фонда добывающих скважин по вариантам</p> <p>45. Структура капитальных вложений</p> <p>46. Динамика капитальных вложений</p> <p>47. Интегральный показатель оптимальности по вариантам</p> <p>48. Основные показатели экономической эффективности вариантов за проектный срок разработки</p> <p>49. Анализ чувствительности по рекомендуемому варианту разработки</p> <p>50. Основные требования к рабочему месту</p>
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Шарф И.В.
Социальная ответственность	Абраменко Н.С.
Иностранный язык	Швагрукова Е.В.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.2018
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова О.С.	к.г.-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Торчинский Ю.В.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Г	Торчинскому Юрию Владимировичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка затрат на разработку нефтяного месторождения «С» в соответствии с объемными технологическими показателями вариантов разработки
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	РД 153-39-007-96
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	1. Налоговый кодекс Российской Федерации 2. ФЗ №212 от 24.07.2009 в ред. от 19.12.2016

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование перспективности разработки месторождения «С» по трем вариантам разработки
<i>2. Разработка устава научно-технического проекта</i>	Составление геолого-технологических мероприятий трех вариантов разработки месторождения «С»
<i>3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет капитальных и текущих затрат на геолого-технологические мероприятия на период с 2016 по 2076 гг.
<i>4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Технико-экономическое обоснование трех вариантов разработки и выбор оптимального

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- Структура капитальных вложений
- Динамика капитальных вложений
- Удельные текущие затраты на тонну условного топлива
- Интегральный показатель оптимальности
- Основные показатели экономической эффективности вариантов за проектный срок разработки
- Анализ чувствительности по рекомендуемому варианту разработки

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Торчинский Ю.В.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Г	Торчинскому Юрию Владимировичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<i>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i>	Вся работа выполнялась в помещении с компьютерами с шириной 8 м, длиной 25 м. и высотой потолков 2,5 м.
<i>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме:</i>	ГОСТ Р ИСО 26000-2012

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i>	1. Отклонение показателей микроклимата в помещении 2. Недостаточная освещенность рабочей зоны 3. Психофизиологические факторы
<i>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i>	1. Электробезопасность
<i>3. Охрана окружающей среды:</i>	1. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы) 2. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы) 3. Анализ воздействия объекта на земельные ресурсы, флору и фауну
<i>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</i>	В данном разделе рассматривается наиболее вероятная чрезвычайная
<i>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</i>	В данном разделе учитываются необходимые нормы и требования законов Российской Федерации

Перечень графического материала:

<i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i>	1. Основные требования к рабочему месту
---	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Торчинский Ю.В.		

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

Школа ИШПР

Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело

Уровень образования Магистратура

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

Период выполнения Весенний семестр 2018 учебного года

Форма представления работы:

Магистерской диссертации

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

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2018
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.02.2018	Общие сведения и геолого-физическая характеристика месторождения	10
15.03.2018	Геологическая модель	25
01.04.2018	Фильтрационная модель	25
30.04.2018	Система разработки	25
05.05.2018	Финансовый менеджмент	5
10.05.2018	Социальная ответственность	5
15.05.2018	Приложение на иностранном языке	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова О.С.	к.г.-м.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение нефтегазового дела	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

**ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП
21.04.01 «Нефтегазовое дело»**

№ 1	Результаты обучения 2
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации техно-логических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Проявлять профессиональную осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в моделировании динамически вязких сред и низкопроницаемых коллекторов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов, материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин, прогнозировать режимы безопасной работы нефтегазового оборудования по динамическим, локальным и осредненным параметрам
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 122 страниц, 50 рисунков, 21 таблицы, 50 источников и 1 приложения.

Ключевые слова: ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА, КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ПЛАСТОВ, ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ, ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ, АДАПТАЦИЯ МОДЕЛИ, ВАРИАНТЫ РАЗРАБОТКИ, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ.

Объектом исследования является нефтяное месторождение «С» Томской области.

Цель работы – построить геолого-технологическую модель пласта Ю1-1 и оценить степень ее влияния на разработку месторождения «С».

В процессе исследования проводился сбор всех входных данных для построения и адаптации геолого-технологической модели пласта Ю1-1 на основе которой было сформировано несколько вариантов разработки месторождения и проведено технико-экономическое сравнение.

В результате исследования было предложено три варианта разработки месторождения из которых один был выбран рекомендуемым.

Область применения: создание постоянно действующей геолого-технологической модели.

Экономическая эффективность/значимость работы связана с экономической оценкой вариантов разработки для создания минимальных рисков при их реализации.

В будущем планируется оптимизировать рекомендуемый вариант разработки в связи с получением новых входных данных с месторождения.

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Геологическая модель – это представление продуктивных пластов и вмещающей их геологической среды в виде набора цифровых карт (двухмерных сеток) или трехмерной сетки ячеек;

Гидродинамическая модель – это такая модель, которая воспроизводит элементы и особенности реальной пластовой системы или которая имеет сходство в поведении, но достаточно проста, чтобы ее можно было рассчитать;

Адаптация – процесс изменение параметров гидродинамической модели с целью выхода на исторические показатели разработки.

Обозначения и сокращения

В данной работе применены следующие сокращения соответствующими определениями:

ВНК – водонефтяной контакт;

ГДИ – гидродинамические исследования;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ГК – гамма-каротаж;

ГМ – геологическая модель;

ГТМ – геолого-технологические мероприятия;

ГФМ – геолого-фильтрационная модель;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ОФП – относительные фазовые проницаемости;

ПГИ – промыслово-геофизические исследования;

ППД – поддержание пластового давления;

ТЭО – технико-экономическое обоснование;

УВ – углеводороды;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ЧД – чистый доход;

ЧДД – чистый дисконтированный доход.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	13
1 Обзор литературы.....	15
1.1 Геологическая модель	15
1.2 Гидродинамическая модель	16
1.3 Основные уравнения фильтрации жидкости и газа	18
2 Общие сведения и геолого-физическая характеристика месторождения	23
2.1 Стратиграфия.....	25
2.2 Тектоника.....	26
2.3 Нефтеносность.....	30
2.4 Режим залежи	32
2.5 Керновые исследования.....	32
2.6 Литология	33
2.7 Фильтрационно-емкостные свойства	35
3 Геологическая модель	38
3.1 Продуктивность и корреляция.....	38
3.2 Параметры модели	38
3.3 Структурный каркас.....	39
3.4 Распределение фаций и фильтрационно-емкостных свойств	40
3.5 Распределение насыщения.....	42
3.6 Достоверность модели	44
4 Фильтрационная модель	45
4.1 Тип фильтрационной модели	46
4.2 Свойства пласта и флюида.....	47
4.3 Адаптация модели	51
5 Система разработки.....	56
5.1 Технологические показатели	57
6 Финансовый менеджмент	73
6.1 Исходные данные для экономической оценки	73

6.2	Оценка затрат	79
6.3	Технико-экономические показатели вариантов разработки	84
6.4	Анализ чувствительности	87
7	Социальная ответственность	89
7.1	Анализ вредных производственных факторов	90
7.2	Анализ опасных производственных факторов	95
7.3	Охрана окружающей среды	97
7.4	Защита в чрезвычайных ситуациях	98
7.5	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	99
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	101
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	102

ВВЕДЕНИЕ

Поиск, разведка и разработка нефтяных и газовых залежей является трудоемким и капиталоемким процессом, длительность и эффективность которого существенно зависит как от геологических и технологических, так и от экономических факторов. При этом важно на протяжении всего жизненного цикла месторождения оперативно на современном информационно-технологическом уровне осуществлять контроль и управление производственными процессами. Кроме того, это строго регламентируется действующими нормативными документами и законодательством РФ [1,2,3].

Основой всех проектных решений в современных условиях являются трехмерные цифровые геологические и гидродинамические модели месторождений нефти и газа.

Геологические модели строятся на основе комплекса промыслово-геологических, геофизических характеристик, набора карт и схем, цифровых данных, кривых, характеризующих зависимости между различными параметрами залежи и т.п., описывающих геологическое строение участка недр и характер насыщения продуктивных пластов.

Гидродинамическое моделирование – мощный инструмент для планирования и управления разработкой нефтяных месторождений, который позволяет решать такие задачи как: определение продуктивности пласта в процессе добычи нефти, нагнетания воды или закачки газа; оценивать наиболее эффективные типы заводнения; оценить влияние расположения скважин и расстояния между ними, а также их количества, а также оценить извлечение углеводородов по изменению дебита и просчитать экономическую эффективность. Модель строится на основе полученной ранее геологической модели и результатов лабораторных испытаний по керну.

В данной работе будут формироваться проекты разработки месторождения «С» Томской области на основе геолого-технологической

модели с использованием программного комплекса Schlumberger Petrel-2010 [4] и PH-КИМ [5].

Основной целью работы – создание геолого-технологической модели пласта Ю1-1 с оценкой степени ее влияния на процесс разработки месторождения «С» Томской области.

Задачи исследования:

1. Собрать входные данные для геологического и гидродинамического моделирования;
2. Построить геологическую модель в ПО Schlumberger Petrel;
3. Построение гидродинамическую модель в ПО PH-КИМ;
4. Провести адаптацию полученной фильтрационной модели;
5. Смоделировать несколько вариантов разработки;
6. Сравнить технико-экономические показатели вариантов разработки.

1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

1.1 Геологическая модель

Геологическая модель включает в себя информацию о геометрии, строении, литофациальном составе, характере насыщенности геологическими и физическими свойствами.

Геологическая модель в цифровом виде представляется в виде наборов блоков свойств или кубов. Выделяют базовые и дополнительные кубы. К базовым относятся: куб коэффициентов открытой пористости, начальной газонасыщенности, проницаемости, связанных и критических водо- и газонасыщенностей [6]. Все остальные кубы являются дополнительными.

Для построения трехмерной геологической модели используются следующие исходные данные:

- Сейсмическая съемка территории;
- Данные по скважинам (координаты, инклинометрия, стратиграфические отбивки пластов);
- Петрофизические исследования ФЕС
- Данные по геофизическим исследованиям скважин (ГИС).

Каркас месторождения представляет собой совокупность ячеек, которые впоследствии заполняются свойствами. При построении области моделирования в горизонтальной плоскости, размер ячеек выбирается в зависимости от размера залежи и её типа. В вертикальной плоскости размер ячеек выбирается таким, чтобы максимально отразить вертикальную неоднородность пласта.

В итоге, чем меньше размер ячеек, тем лучше можно отразить структуру месторождения, однако при этом значительно увеличивается время расчета самой модели. В этом, пожалуй, и заключается одно из технических противоречий моделирования.

На следующем этапе построения модели строится литологическая модель, и распределяются фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС). Данные

по литологии и ФЕС полученные из результатов интерпретации геофизических исследований скважин, проецируются на ячейки сетки и распространяются в межскважинном пространстве.

Заключительный этап построения геологической модели это ее оценка достоверности. По большей части данный этап заключается в сопоставлении значений характеристик объекта разработки, полученных в результате моделирования и фактических значений. Оценка производится по кросс-плотам коэффициента открытой пористости, эффективных толщин, а также по соотношению балансовых запасов.

1.2 Гидродинамическая модель

Для создания гидродинамической модели необходимо сначала провести ремасштабирование или апскейлинг (upscaling) геологической модели. Задача апскейлинга заключается в уменьшении количества активных ячеек и сохранении детальной геологической целостности. В получившейся модели в полной мере должен сохраниться характер распределения основных фильтрационно-емкостных, геометрических и физических свойств.

После проведения апскейлинга гидродинамическую модель необходимо инициализировать. Процесс инициализации заключается во внесении в модель данных об исходном равновесном состоянии. Сюда относятся данные о составе флюидов, положении водонефтяного контакта, опорной глубине и т. д. На этом этапе производится первый гидродинамический расчет модели, вычисляются начальные геологические запасы нефти, воды и газа. Затем расчётные значения сравниваются с полученными результатами ГМ и экспертными оценками.

Следующим этапом создания модели является ее адаптация. Адаптация ГДМ представляет собой процедуру проверки достоверности модели, которая заключается в моделировании поведения продуктивного пласта в прошлом и сравнении с реальными историческими данными (History Matching).

Сопоставление расчетной и фактической динамики показателей разработки математически является обратной задачей. Суть адаптации заключается в сопоставлении конечных результатов, при их явном несоответствии меняются входные данные, а затем повторяется расчет.

Адаптация является одним из самых ответственных этапов создания ПДГТМ. Один из самых важных аспектов адаптации – неоднозначность результатов. Другими словами несколько построенных моделей могут дать удовлетворительную адаптацию, при том, что ни одна из них не будет воспроизводить в нужной мере реальное состояние пласта. Это объясняется тем, что о моделируемой системе мы знаем лишь ограниченное количество известных переменных, приходящихся на очень большое количество неизвестных.

При ручной адаптации вся последовательность действий по адаптации ПДГТМ производится человеком. После первой итерации инженер анализирует результаты, корректирует значения параметров, затем снова запускает расчет и так далее до того момента как отклонения между фактическими и рассчитанными значениями не станет менее, чем заданная погрешность. Анализ результатов при ручной адаптации в основном представляет собой сравнение графиков динамики параметров по промысловым данным и по модели.

В ходе адаптации происходит корректировка исходных данных. Чаще всего изменяются кубы проницаемости, критической и связанной водонасыщенности, т.к. эти параметры обладают наибольшей неопределенностью.

Адаптация включает в себя следующие этапы.

– Адаптация давления:

Основным параметром является забойное давление. Он является одним из самых простых для измерения, такие измерения доступны для каждой скважины. Сравнения фактических промысловых данных и расчетных значений важно в смысле исследования общих тенденций поведения давления.

– Адаптация дебитов флюидов:

При адаптации учитывается не только совпадение объемов добычи нефти, важно, чтобы совокупная добыча согласовывалась по фазам, то есть должны совпадать обводненность и газовый фактор.

Нет какого-то конкретного рецепта для проведения адаптации модели, однако возможно выделить несколько простых, и в тоже время важных советов. Так, например, М. Карлсон предлагает следующее:

- Выбирайте самую простую модель;
- Старайтесь изменять те параметры, которые оказывают наибольшее влияние на результат;
- Старайтесь изменять параметры с наибольшей неопределенностью.

После окончания этапа настройки, модель содержит все исходные данные, адаптирована и готова к продолжению процесса моделирования. Теперь начинается этап составления и расчета различных прогнозных вариантов разработки. От заказчика присылается ряд требований и рекомендаций по разработке месторождения. Для данного месторождения указываются ключевые планируемые показатели, а также некоторые тонкости наземной инфраструктуры или особенности разработки. Чтобы увеличить шанс на успех разрабатывается несколько прогнозных вариантов, каждый из которых имеет несколько отличающуюся концепцию разработки. По итогам работ данного этапа сравниваются показатели разработки всех вариантов, а затем выбирается наиболее оптимальный. По этому варианту строятся требуемые карты, графики зависимостей, и готовится презентация [7].

1.3 Основные уравнения фильтрации жидкости и газа

При добыче нефти и газа происходит фильтрация флюида через пористую среду. Данный процесс описывается математическими уравнениями и законами, такими как закон сохранения массы, закон сохранения энергии, закон

Дарси, а также задаются начальные и граничные условия, зависимости различных свойств флюида и коллектора от давления и температуры [8].

Закон сохранения массы. Это один из основополагающих физических законов. Для его пояснения рассмотрим трехмерную фильтрацию однородного флюида через единичный объем пористой среды. Единичный объем примем в виде прямоугольного параллелепипеда со сторонами dx , dy , dz . Поток массы через каждую грань введем в следующем виде, в декартовой системе координат:

$$-\left[\frac{\partial(\rho v_x)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho v_y)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho v_z)}{\partial z}\right] = \frac{\partial(m\rho)}{\partial t} + q, \quad (1)$$

$$- \operatorname{div}(\rho v) = \frac{\partial(m\rho)}{\partial t} + q \quad (2)$$

где ρ – плотность, кг/м³;

v_x – скорость фазы x , м/с;

t – время, с;

q – интенсивность источника, м³/с.

В случае фильтрации многофазной многокомпонентной смеси, состоящей из n_l фаз и n_c компонентов, можно обобщить уравнение непрерывности следующим образом.

$$\sum_{i=1}^{n_l} \operatorname{div}(\rho v) = \frac{\partial}{\partial t} \left(m \sum_{l=1}^{n_l} s_l c_{lj} \rho_l \right) + \sum_{l=1}^{n_l} \tilde{q}_l \alpha_{lj} \quad (3)$$

где \tilde{q}_l – интенсивность источника l -ой фазы;

α_{lj} – массовая доля компонента j в фазе l ;

c_{lj} – массовая концентрация j -го компонента в фазе l ;

s_l – насыщенность фазой.

$$- \operatorname{div} \left(\frac{v_o}{B_o} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(m \frac{s_o}{B_o} \right) + Q_o, \quad (4)$$

$$- \operatorname{div} \left(\frac{v_g}{B_g} + \frac{Rv_o}{B_o} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(m \left(\frac{s_g}{B_g} + \frac{s_o R}{B_o} \right) \right) + Q_{fg} + RQ_o, \quad (5)$$

$$- \operatorname{div} \left(\frac{v_w}{B_w} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{ms_w}{B_w} \right) + Q_w \quad (6)$$

где Q_o, Q_w, Q_g – объемы, соответствующих фаз.

Закон Дарси. Закон Дарси говорит о том, что скорость фильтрации u линейно зависит от градиента давления ∇p . Для случая многофазной фильтрации закон справедлив для каждой фазы в отдельности.

$$u_l = - \frac{k_l}{\mu_l} (\nabla p_l - p_l g \nabla z) \quad (7)$$

где u – скорость фильтрации фазы;

μ – вязкость жидкости;

g – ускорение свободного падения;

∇z – градиент гидростатического давления;

k_l – тензор фазовой проницаемости:

$$k_l = \begin{bmatrix} k_{lx} & 0 & 0 \\ 0 & k_{ly} & 0 \\ 0 & 0 & k_{lz} \end{bmatrix} \quad (8)$$

Тензор проницаемости имеет вид, представленный вверху, если направление главных осей тензора совпадает с направлением осей координат. Если все компоненты тензора равны, то среда является изотропной. В реальной жизни чаще встречается случай, когда $k_z < k_{x,y}$. Это объясняется характером напластования слоев. Относительные фазовые проницаемости зависят от характеристик насыщенности и градиента давлений.

Модель фильтрации. Как уже упоминалась, наиболее распространенной является трехфазная модель нелетучей нефти Маскета – Мереса (Black oil

model). Для дальнейшей работы подставим полученное выражение закона Дарси (7) в систему уравнений непрерывности (3).

$$\operatorname{div} \left(\frac{k_o(\nabla p_o - \rho_o g \nabla z)}{\mu_o B_o} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(m \frac{s_o}{B_o} \right) + Q_o, \quad (9)$$

$$\operatorname{div} \left(\frac{k_g(\nabla p_g - \rho_g g \nabla z)}{\mu_g B_g} + \frac{Rk_o(\nabla p_o - \rho_o g \nabla z)}{\mu_o B_o} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left[m \left(\frac{s_g}{B_g} + \frac{s_o R}{B_o} \right) \right] + Q_{fg} + RQ_o, \quad (10)$$

$$\operatorname{div} \left(\frac{k_w(\nabla p_w - \rho_w g \nabla z)}{\mu_w B_w} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(m \frac{s_w}{B_w} \right) + Q_w \quad (11)$$

Для решения системы уравнений требуется задать дополнительные условия. Определяются значения капиллярного давления на границе разделов фаз нефть-вода и газ-нефть, а также вводится условие того, что сумма насыщенностей компонентов равна единице:

$$p_o - p_w = p_{ow}(s_w, s_o, s_g), \quad (12)$$

$$p_g - p_o = p_{go}(s_w, s_o, s_g), \quad (13)$$

$$s_w + s_o + s_g = 1 \quad (14)$$

Зависимость проницаемости k_l есть также известная функция от насыщенностей $k_l = k_l(s_l)$. Характер определенных выше зависимостей определяется экспериментально. Значение Q_l определяется в зависимости от начальных и граничных условий.

Начальные условия. В общем случае для решения приведенных выше систем уравнений необходимо задание начальных и граничных условий. Чаще всего начальным условием является то, что пласт находится в равновесии. Исходя из закона Дарси такое возможно, когда:

- все фазы неподвижны:

$$k_l = 0 \quad (15)$$

- давление в фазе определяется гидростатическим законом:

$$\frac{\partial p_l}{\partial z} = \rho_l g \quad (16)$$

С учетом капиллярного взаимодействия второе условие можно переписать в виде условия капиллярно-гравитационного равновесия:

$$\frac{\partial(p_o - p_w)}{\partial z} = \frac{\partial p_{ow}}{\partial z} = (\rho_o - \rho_w)g \quad \text{на границе нефть – вода,} \quad (17)$$

$$\frac{\partial(p_g - p_o)}{\partial z} = \frac{\partial p_{go}}{\partial z} = (\rho_g - \rho_o)g \quad \text{на границе нефть – газ} \quad (18)$$

Граничные условия. Граничные условия необходимы для определения параметров взаимодействия исследуемого пласта с окружающим пространством. Условия задаются на внешней границе с моделируемой областью. Чаще всего задаются следующие условия:

- Давление на границе области:

$$p_l|_{\Gamma} = p_l(\Gamma, t) \quad (19)$$

- Условие герметичности:

$$\frac{kk_{rl}(\nabla p_l - \rho_l g \nabla z)}{\mu_l} n \Big|_{\Gamma} = 0 \quad (20)$$

- Расход одной из фазы:

$$\frac{kk_{rl}(\nabla p_l - \rho_l g \nabla z)}{\mu_l} n \Big|_{\Gamma} = q_l(\Gamma, t), \quad \text{Или } \int q_l(\gamma, t) d\gamma = q_{l\Gamma}(t) \quad (21)$$

- Расход жидкости:

$$\int (q_o(\gamma, t) + q_w(\gamma, t)) = q_{o+w\Gamma}(t) \quad (22)$$

2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЕ И ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Нефтяное месторождение «С» в административном положении находится в Каргасокском районе Томской области. В географическом отношении расположено на территории Западно-Сибирской низменности. Ближайшими населенными пунктами являются поселки Новый Васюган (60 км. на запад), Средний Васюган (71 км. на северо-восток), вахтовый поселок Пионерный (86 км. на северо-запад). В поселке Новый-Васюган имеется аэропорт местного значения, узел связи, больница-стационар, предприятия местной промышленности, базируется Западная нефтегазоразведочная экспедиция глубокого бурения ГПП «Томскнефтегазгеология».

Сообщение между поселком Новый Васюган и месторождением возможно наземным транспортом лишь в зимний период по зимнику, а также круглогодично вертолетами. Ближайшая автодорога в 45 км. западнее от месторождения – дорога с бетонным покрытием круглогодичного использования проходит с севера на юг и связывает п. Пионерный с Игольско-Таловым нефтяным месторождением.

В орографическом отношении район представляет собой заболоченную равнину с а.о. от 85 до 100 м, леса большей частью смешанные. Глубина болот достигает 7 м. и более.

Климат района резко континентальный, с продолжительной, суровой зимой и коротким теплым летом. Среднесуточная температура января составляет минус 25 °С, минимальная достигает минус 50 °С. Среднесуточная температура июля составляет плюс 17 °С, максимальная достигает плюс 36 °С. Среднегодовое количество осадков 400 мм, максимум отмечается в июле-августе и декабре-январе. Снежный покров появляется в октябре и сохраняется до начала мая, высота достигает 0,5 м. на открытых, и до 1 м. на залесенных участках. Промерзаемость грунта изменяется от 0,3 до 1,5 м. Реки вскрываются преимущественно в мае, ледостав проходит в конце ноября. Речная сеть района

представлена ручьем Тухсигат - левым притоком р. Нюрольки, который протекает в северо-западной части месторождения.

Ближайшими разрабатываемыми являются Южно-Черемшанское нефтяное месторождение и Мыльджинское газоконденсатное месторождение. На Южно-Черемшанском месторождении сформирована инфраструктура для подготовки и транспортировки нефти на ЦПС «Пионерный» с последующей сдачей товарной нефти в магистральный нефтепровод. В 50-60 км. севернее от месторождения проходит нефтепровод Пионерный-Раскино и высоковольтная линия электропередачи Пионерный-Чапаевка. Энергоснабжение Васюганского региона осуществляется от ПС 220/10 кВ «Чапаевка», «Раскино» принадлежащих ПАО «ТРК». Согласно текущему соглашению между ОАО «ТРК» и ОАО «Томскнефть» ВНК разрешенная мощность составляет 36,5 МВт. Обзорная карта района работ представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

2.1 Стратиграфия

В геологическом строении месторождения принимают участие терригенно-осадочные отложения юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем. Отложения вскрыты и изучены бурением 12 поисково-разведочных скважин, 25 эксплуатационных и 3 водозаборных скважины. Наиболее полный разрез вскрыт скважиной № 272Р с забоем 2936 м. Расчленение мезокайнозойского разреза выполнено по материалам ГИС с помощью общепринятой для юго-востока Западной Сибири стратиграфической схемы. Используются реперные геолого-геофизические горизонты регионального и зонального уровня.

Васюганская свита. Свита сложена разнофациальными отложениями от морских до континентальных, которые формировались в процессе двух трансгрессий: келловейской и верхнеюрско-валанжинской и кратковременного периода континентального режима осадконакопления между ними. Свита подразделяется на две подсвиты – нижневасюганскую и верхневасюганскую, которые отличаются фациальной принадлежностью и литологическим составом.

Нижневасюганская подсвита представлена аргиллитами серыми и темно-серыми, массивными, слоистыми, нередко известковистыми и известковыми.

Верхневасюганская подсвита сложена чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники и алевролиты светло-серые, серые, темно- и зеленовато-серые, мелкозернистые, крепкоцементированные, плотные со множеством остатков флоры. Аргиллиты серые, темно-серые (до черных), нередко алевролитистые, массивные и слоистые. В изученном разрезе выделяется три пласта Ю₁¹, Ю₁², и Ю₁³⁻⁴. Толщина свиты составляет от 48 до 69 м.

Георгиевская свита. Породы васюганской свиты перекрываются глубоководно-морскими глинами георгиевской свиты. Литологически представлены аргиллитами серыми, тонкослоистыми, с включениями пирита и сидерита. В пределах описываемой зоны толщина свиты составляет от 4 до 6 м.

Баженовская свита. Породы георгиевской свиты перекрываются глубоководно-морскими аргиллитами темно-коричневыми и черными, битуминозными, плитчатыми с остатками обуглившейся растительности. Породы свиты входят в состав региональной верхнеюрско-меловой покрывки юрского нефтегазоносного комплекса. Морские осадки баженовской свиты характеризуются выдержанностью литологического состава и площадного распространения, четкой стратиграфической привязкой. Эти факторы, а также четкий облик на каротажных диаграммах делают свиту региональным репером. Толщина свиты от 12 до 16 м.

Меловая система – К. Меловая система в составе платформенных отложений является наиболее полной и мощной. Толщина вскрытых отложений от 2438 до 2483 м.

Нижнемеловые отложения – К₁. Нижнемеловые отложения подразделяются на четыре свиты – куломзинскую, тарскую, киялинскую и алымскую и частично входит покурская свита.

2.2 Тектоника

Доюрский фундамент Западно-Сибирской плиты (ЗСП) сформировался в завершающие фазы байкальского, салаирского, каледонского и герцинского циклов тектогенеза и представляет собой гетерогенное складчато-глыбовое сооружение.

В пределах ЗСП выделяется несколько крупных разновозрастных блоков. Район работ и окружающие его территории расположены в пределах Центрально-Западно-Сибирского блока, имеющего позднегерцинский возраст консолидации. В структурно-тектоническом отношении Центрально-Западно-Сибирская система представляет собой ряд субпараллельных антиклинорных зон, разделенных межгорными прогибами и внутренними впадинами. Одной из таких положительных складчатых зон является Васюган-Пудинский антиклинорий, в пределах которого согласно “Тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты“ 1981 г. под редакцией В.С.Суркова и располагается участок отчетных работ.

Структурообразование в мезокайнозойском платформенном чехле обусловлено унаследованным развитием структурно-формационных зон доюрского фундамента, что наиболее отчетливо выражено в зонах развития позднегерцинской складчатости. Так, Васюган-Пудинскому антиклинорию в отложениях чехла соответствует Средневасюганский мегавал.

Локальные структуры являются унаследованными и сохраняют антиклинорное строение в различных горизонтах чехла, однако, выполаживаются вверх по разрезу вплоть до полного затухания в отложениях палеогена.

В региональном тектоническом плане, представление о котором дает тектоническая карта юго-восточной части ЗСП, локальное поднятие расположено на юго-западном склоне Средневасюганского мегавала, на его погружении в сторону Нюрольской впадины (рисунок 2).

В структурном отношении оно сопряжено с одноимённым локальным поднятием. По данным сейсмопрофилирования поднятие четко и контрастно выделяется по кровле доюрских образований (отражающий горизонт Φ_2) и по подошве баженовской свиты (отражающий горизонт Π^a).

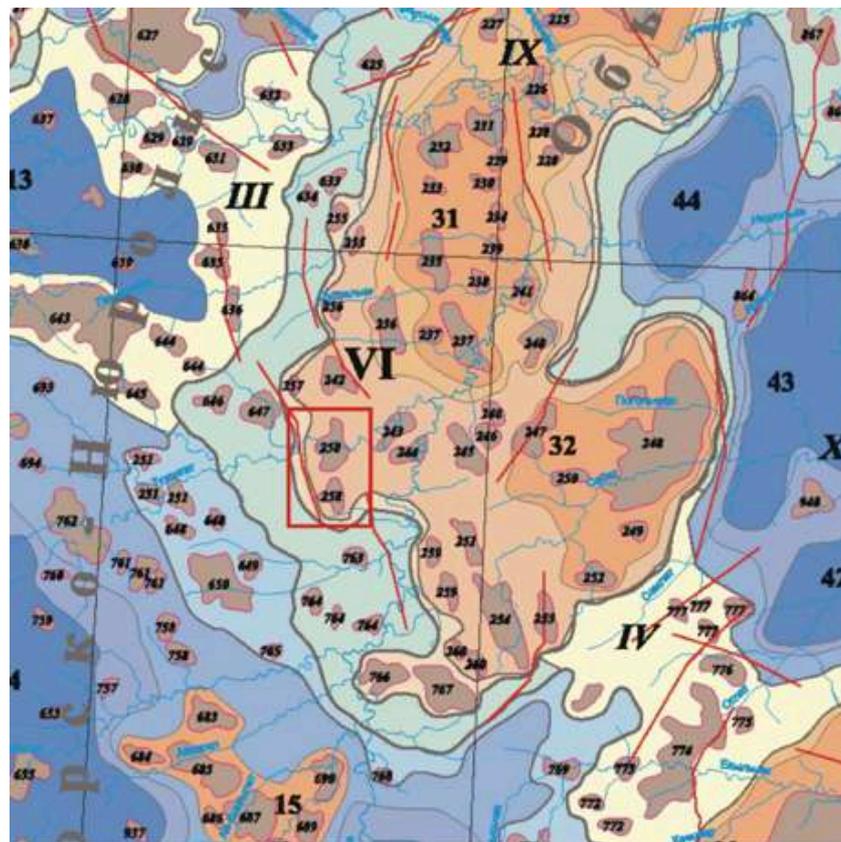


Рисунок 2 – Фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса осадочного чехла западных районов Томской области

По горизонту Φ_2 структура оконтуривается сейсмоизогипсой минус 2840 м., имеет изометрическую неправильную форму, несколько вытянутую в северо-западном направлении с размером 11 на 6 км. и амплитудой 90 м. В сводовой части поднятия и на его склонах прослеживается серия разрывных нарушений, в основном, северо-западного простирания.

В отложениях тюменской свиты прослеживаются отражающие горизонты I^a и I^b , приуроченные, соответственно, к нижней и верхней частям свиты. При этом структурный план по горизонту I^a повторяет план по горизонту Φ_2 , а структурный план по горизонту I^b аналогичен плану по II^a .

По горизонту II^a поднятие ограничивается изогипсой минус 2480 м. и имеет более изометричную с извилистыми очертаниями форму и меньшие размеры: 9 на 6 км. с амплитудой до 60 м. (рисунок 3). Разрывные нарушения к подошве баженовской свиты затухают и местами фиксируются лишь флексурными подворотами и повышенной трещиноватостью. Так наиболее крупный дизъюнктив, четко прослеживаемый на поверхности окружающего горизонта Ф₂ вдоль сводовой части поднятия (между скважинами № 260Р и № 261Р), на уровне подошвы баженовской свиты выразился флексурным подворотом или мелкими разрывами пород с притертыми смесителями, которые явились своеобразной дизъюнктивной зоной глинизации продуктивных пластов.

По отражающим горизонтам меловых отложений наблюдается постепенное выполаживание структуры от нижних горизонтов к верхним, и по отражающему горизонту IV^b (нижняя часть славгородской свиты) рельеф представляет собой пологий моноклиальный склон.

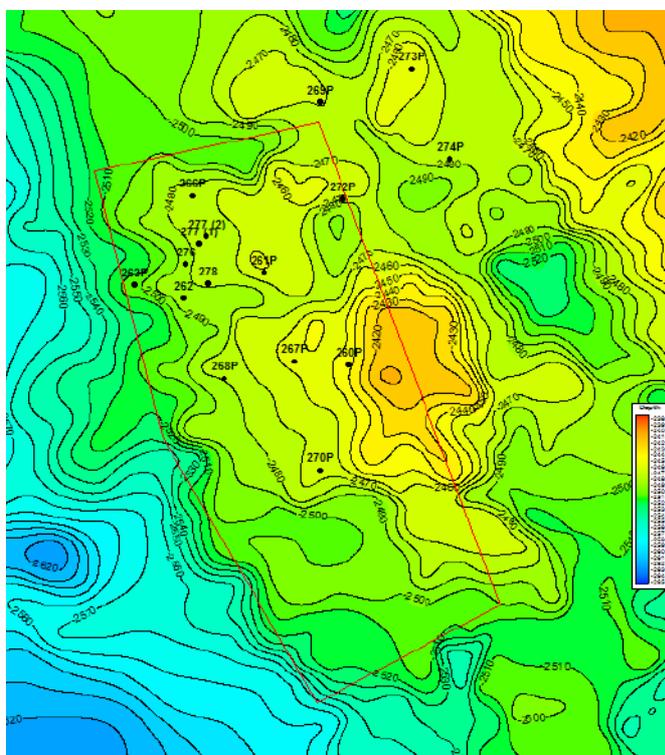


Рисунок 3 – Структурная карта по отражающему горизонту II^a (подошва баженовской свиты)

2.3 Нефтеносность

В соответствии с принятой схемой районирования, нефтяное месторождение находится в Пудинском нефтегазоносном районе [9]. Промышленная продуктивность отложений связана с песчаным пластом васюганской свиты – Ю₁¹, залегающим под аргиллитами баженовской свиты.

Месторождение открыто параметрической скважиной № 262Р, пробуренной в 1985 году в северо-западной части поднятия, в которой из интервала от 2584 до 2593 м. получен фонтан безводной нефти дебитом 47,3 м³/сут на 5 мм. штуцере.

Промышленная нефтеносность месторождения связана с песчаным пластом Ю₁¹ приуроченный к верхней части горизонта Ю₁ васюганской свиты келловей-оксфордского возраста, залегающим на глубинах от 2559,7 до 2591,7 м.

Общие толщины пласта изменяются от 3 до 9 м, эффективные от 2,9 до 6,5 м. (таблица 1). От нижележащего водоносного пласта – Ю₁² продуктивный пласт отделяется непроницаемым глинистым разделом, составляющим от 7,3 до 9,5 м, что является благоприятным фактором в процессе разработки месторождения.

Таблица 1 – Характеристика залежей по результатам интерпретации ГИС месторождения «С», объект Ю₁¹

№ п/п	Параметр	Пласт Ю ₁ ¹		
		ЧНЗ	ВНЗ	Пласт в целом
1	Общая толщина (в проницаемой части пласта)			
	количество скважин	12	-	12
	минимальное значение, м	3,0	-	3,0
	максимальное значение, м	9,0	-	9,0
	среднее значение	6,6	-	6,6
2	Эффективная нефтенасыщенная толщина			
	количество скважин	12	-	12
	минимальное значение, м	2,9	-	2,9
	максимальное значение, м	6,5	-	6,5
	среднее значение, м	4,7	-	4,7

Продолжение таблицы 1

3	Эффективная толщина			
	количество скважин	12	-	12
	минимальное значение, м	2,9	-	2,9
	максимальное значение, м	6,5	-	6,5
4	среднее значение, м	4,8	-	4,8
	Коэффициент песчанности			
	количество скважин	12	-	12
	минимальное значение, доли ед.	0,42	-	0,42
5	максимальное значение, доли ед.	1,0	-	1,0
	среднее значение, доли ед.	0,73	-	0,73
	Коэффициент расчлененности			
	количество скважин	12	-	12
6	минимальное значение, ед.	1	-	1
	максимальное значение, ед.	2	-	2
	среднее значение, ед.	1,1	-	1,1
	Коэффициент начальной нефтенасыщенности			
6	количество скважин	12	-	12
	минимальное значение, доли ед.	0,340	-	0,340
	максимальное значение, доли ед.	0,770	-	0,770
	среднее значение, доли ед.	0,517	-	0,517

В границах принятого контура нефтеносности залежь имеет неправильную форму, субмеридианального простирания. Восточной границей залежи является зона замещения пласта Ю₁¹, западной - условный контур нефтеносности. Нефтенасыщенные толщины в скважинах изменяются от 2,9 м до 6,5 м, максимальные их значения приурочены к центральной части залежи. Коэффициент песчанности в пределах залежи составляет 0,73, расчлененность – 1,1. Тип залежи – пластовая, литологически экранированная. Размеры в плане – 8,1 на 1,5-3,2 км, высота – 39 м. (таблица 2).

Таблица 2 – Общая характеристика залежи месторождения «С»

Пласт	Глубина залегания пласта	Высотное положение ВНК, а.о.	Размеры залежи			Пределы и ср. значение нефтенасыщенной толщины, м
			длина, км	ширина, км	высота, м	
тип залежи – пластовая, литологически экранированная						
Ю ₁ ¹	2559,7-2591,5	-2499	8,1	1,5-3,2	39	$\frac{2,9-6,5}{4,7}$

2.4 Режим залежи

Анализ геологических и гидрогеологических условий проявления режима залежей, горизонта Ю₁ показывает, что:

- Связь с областями питания и законтурной зоной слабая. Водообильность пластов низкая, водоносные горизонты представляют собой закрытые естественные резервуары, находящиеся в зоне затрудненного водообмена.
- Расстояния до предполагаемых областей питания – значительные.
- Залегание пластов – региональное.
- Фильтрационно-емкостные свойства – низкие.

Все эти факторы позволяют предполагать наличие неактивного упруго-водонапорного режима. Аналогичный режим проявлялся на начальной стадии эксплуатации других месторождений.

2.5 Керновые исследования

С целью изучения литолого-петрографических характеристик разреза, коллекторских свойств продуктивного пласта, бурение поисково-разведочных и эксплуатационных скважин проводилось с отбором керна.

После проведенного в 2005 году подсчета запасов был отобран и исследован керн скважин № 202 и № 503. Всего на месторождении с отбором керна пробурено 16 (скважин, из них в зоне коллектора пласта Ю₁¹ – 10 скважин, из них 2 скважины находятся в законтурной зоне.

В интервале продуктивного пласта Ю₁¹ проходка с отбором керна составила 40,2 м, что составляет 88,5 % от общей толщины. Вынос керна составил 25 м, или 54,2 % от общей толщины. Освещенность керном эффективной нефтенасыщенной части пласта Ю₁¹ на месторождении составляет 54 %.

Охарактеризованность пласта Ю₁¹ керновыми исследованиями при существующем фонде скважин – удовлетворительная, степень равномерности изучения коллекторских свойств по площади и разрезу – средняя.

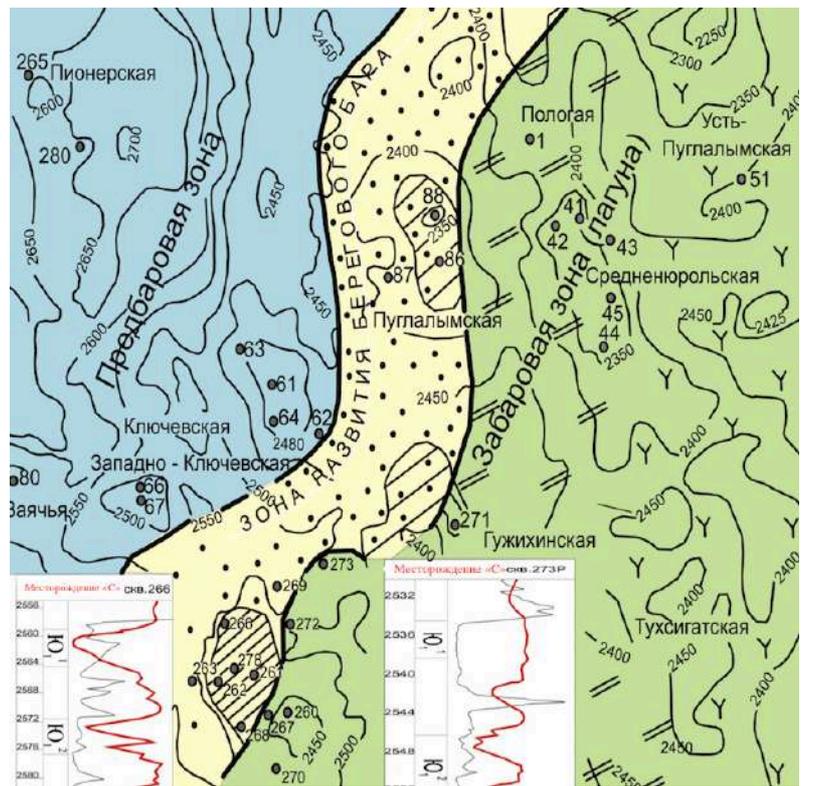
2.6 Литология

Для изучения физико-литологических характеристик продуктивных пластов использовался фактический материал, полученный в процессе поисково-разведочных работ и эксплуатационного разбуривания залежи.

В процессе работы осуществлялся внутренний и внешний контроль за качеством исследований. Определение фильтрационно-ёмкостных свойств и петрографические исследования проводились по общепринятым методикам.

При использовании керновых данных для физико-литологической характеристики коллекторов проводилась увязка их по глубинам с результатами геофизических исследований скважин. По данным ГИС с учётом керна проведено выделение в интервалах продуктивного пласта эффективных толщин с разделением их на нефте- и водонасыщенные.

Литологически продуктивный пласт Ю₁¹ сложен песчаниками серыми, светло-серыми, мелко-, среднезернистыми, средней крепости и плотности, косослоистыми, иногда отмечается слабо выраженная волнист о-линзовидная слоистость. Встречаются включения фаунистических остатков, послойные намывы углистого детрита, слюды. В целом по пласту текстура пород массивная.



Условные обозначения:

1	2	3	4	5	6	7

1-алеврито-глинистые осадки предфронтальной зоны;
 2-песчаные осадки зоны берегового бара;
 3-алеврито-глинистые осадки лагуны;
 4-зоны размыва надугольной толщи;
 5-сейсмоизогипсы отражающего горизонта II^в (подошва баженовской свиты);
 6-выявленные месторождения нефти и перспективные зоны нефтегазоаккумуляции;
 7-границы литологического замещения.

Рисунок 4 – Литолого-фациальная схема формирования пласта Ю₁¹

Пласт Ю₁¹ относится к фациям берегового бара (рисунок 4), литологически представлен песчаниками серыми, светло-серыми, мелко-, среднезернистыми, средней крепости и плотности, косослоистыми, иногда отмечается слабо выраженная волнисто-линзовидная слоистость. Встречаются включения фаунистических остатков, послойные намывы углистого детрита, слюды. В целом по пласту текстура пород массивная.

В восточной части месторождения проницаемые песчаники пласта Ю₁¹ замещаются аргиллитами с прослоями зеленоватого песчаника (зеленый оттенок у песчаника наблюдается за счет присутствия глауконита и хлорита) и глинистыми зеленовато-серыми песчаниками. Породы обогащены палеофаунистическими остатками, особенно часты скопления небольших по

размерам форм белемнитов, полости известковистых скелетов которых заполнены белым аморфным кальцитом. Также повсеместно встречаются включения пирита в виде гнезд, вкраплений, жилок и листоватых примазок.

Литолого-петрографические исследования шлифов из продуктивной части пласта Ю₁¹ выполнены в скважине № 276 (15 шлифов) и в вновь пробуренной скважине № 202 (5 шлифов), в скважинах № 260Р и № 261Р выполненные исследования характеризуют заглинизированную часть разреза.

Песчаники пласта Ю₁¹ по скважине № 276 имеют средне-мелкозернистый состав, содержат крупнообломочную и алевритовую примесь, в нижней части пласта встречаются песчаники алевритистые. Размеры обломков колеблются в широких пределах: от 0,01 до 0,8 мм. Примесь крупнообломочного материала составляет до 2-3 %, содержание среднезернистых фракций – от 12 до 39 %, мелкозернистых – от 46 до 62 %, алевритовых – от 3 до 17 %.

В целом гранулометрические спектры не компактные. На фоне общего преобладания мелкозернистых фракций в спектрах отмечается непостоянное присутствие среднезернистых и пелитовых фракций.

2.7 Фильтрационно-емкостные свойства

Физико-гидродинамические свойства пород изучены по результатам лабораторных исследований образцов керна, материалам интерпретации ГИС и данным гидродинамических исследований пластов в скважинах при их испытании.

Изучение фильтрационно-емкостных свойств пород проводилось в лаборатории ОАО «ТомскНИПИнефть». Интерпретация материалов ГИС проводилась в отделе нефтепромысловой геофизики ОАО «ТомскНИПИнефть». Сводная характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности продуктивного пласта месторождения «С» приведена в таблице 3.

Для изучения коллекторских свойств пласта керн отобран из 16 скважин и выполнено 88 определений открытой пористости, 82 проницаемости и 83 определения водонасыщенности.

Степень равномерности изучения коллекторских свойств пласта Ю₁¹ по площади и разрезу недостаточная. Изменение фильтрационно-емкостных свойств пласта Ю₁¹ наблюдается в широком диапазоне. Открытая пористость изменяется от 12 до 20 %. Основная масса определений лежит в области значений от 16,9 до 19,3 %. Проницаемость варьирует в пределах от 1,3 до 123,5·10⁻³ мкм², наиболее распространены значения от 31,6 до 79,4·10⁻³ мкм². Остаточная водонасыщенность изменяется от 20,1 до 60,1 %. Основная масса определений лежит в области значений от 49,4 до 56,8 %.

Между пористостью и проницаемостью наблюдается тесная связь. Коэффициент корреляции равен 0,86.

Таблица 3 – Сравнение фильтрационно-емкостных свойств (керн, ГИС, ГДИ), месторождения «С», пласт Ю₁¹

№ п/п	Параметры, метод определения	Месторождение «С» (пласт Ю ₁ ¹)
1	Коэффициент пористости	
1.1	Керн: количество скважин	9
	охарактеризованная эффективная толщина, м	20,0
	количество определений	88
	минимальное значение, доли ед.	0,121
	максимальное значение, доли ед.	0,209
	среднее значение, доли ед.	0,161
1.2	ГИС: количество скважин	31
	количество определений	525
	минимальное значение, доли ед.	0,12
	максимальное значение, доли ед.	0,210
	среднее значение, доли ед.	0,179
2	Коэффициент проницаемости	
2.1	Керн: количество скважин	9
	охарактеризованная эффективная толщина, м	20,0
	количество определений	82
	минимальное значение, мкм ² ·10 ⁻³	1,3
	максимальное значение, мкм ² ·10 ⁻³	123,5
	среднее значение, мкм ² ·10 ⁻³	25,2

Продолжение таблицы 3

2.2	ГИС: количество скважин	31
	количество определений	525
	минимальное значение, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	1,2
	максимальное значение, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	245,3
	среднее значение, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	40,82
2.3	ГДИ: количество скважин	5
	количество определений	12
	минимальное значение, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	1,4
	максимальное значение, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	22,4
	среднее значение, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	3,5

3 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Геологическая модель месторождения «С» была построена в программном продукте Schlumberger Petrel 2010.2 в соответствии с регламентом по созданию геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений [12].

3.1 Продуктивность и корреляция

Нефтеносность месторождения связана с продуктивным горизонтом Ю₁¹, сложенным отложениями васюганской свиты верхней юры, представленной песчаными прослоями пород-коллекторов, перемежающихся с непроницаемыми углисто-глинисто-алевритовыми флюидоупорами. По данным исследования керна, а также вследствие площадного распространения пород-коллекторов можно сделать заключение, что свита формировалась в прибрежно-морских условиях.

При корреляции пласта использовалась баженовская свита верхней юры (региональный репер), характеризующаяся аномально высокими значениями радиоактивности на диаграммах гамма-каротажа.

3.2 Параметры модели

При построении грида выбрана разновидность сетки, называемая *corner point*. Такая сетка является универсальной, в которой горизонтальное расстояние между вершинами ячеек может варьировать, ребра могут быть как наклонными, так и прямыми, а также она хорошо подходит для дальнейшего создания гидродинамической сетки на основе геологической сетки [13].

С учетом дифференциации разреза по ФЕС и наличия непроницаемых пропластков был выбран следующий размер ячейки 3D модели – 50 на 50.

Продуктивный пласт был разбит на 15 слоёв. Количество слоёв было выбрано таким образом, чтобы при ремасштабировании данных ГИС в ГМ сохранялись тонкие пропластки, но без избыточного увеличения количества слоёв. В таблице 4 приведены геометрические параметры модели продуктивного пласта.

Таблица 4 – Геометрические параметры геологической модели пласта Ю₁

Пласт (Зона)	Размерность по X	Размерность по Y	Шаг сетки	Количество слоёв	Способ нарезки на слои	Общее количество ячеек
Ю ₁ ¹	199	249	50	15	Пропорциональный	743265

3.3 Структурный каркас

Структурный каркас модели юрских отложений включает в себя пласт Ю₁¹. Введена поправка в инклинометрию скважины 503 (таблица 5).

Таблица 5 – Поправки в инклинометрию скважин месторождения «С»

Скважина №	Поправка
503	+6 м

Структурное моделирование осуществлялось с использованием сейсмической поверхности по отражающему горизонту П^а и скважинных данных. Для создания структурного каркаса были построены структурные карты по кровле и подошве пласта Ю₁¹. Карта кровли пласта строилась конформно относительно подошвы баженовской свиты (П^а). Карта подошвы пласта строилась путем вычитания из карты кровли коллектора карты толщин пласта Ю₁¹.

3.4 Распределение фаций и фильтрационно-емкостных свойств

Следующим этапом в построении ГМ, было построение кубов свойств. Для этого, данные ГИС были ремасштабированы в ГМ. Каротаж литотипов был ремасштабирован в куб ГМ методом наиболее вероятного значения (“most of”), данные ГИС по пористости и нефтенасыщенности были ремасштабированы в ГМ только в пределах коллектора, методом арифметического осреднения [14].

Куб литологии моделировался методом последовательного индикаторного моделирования (SIS). Для ячейки коллектора песчаность приравнивалась 1, для неколектора песчаность приравнивалась 0 (рисунок 5).

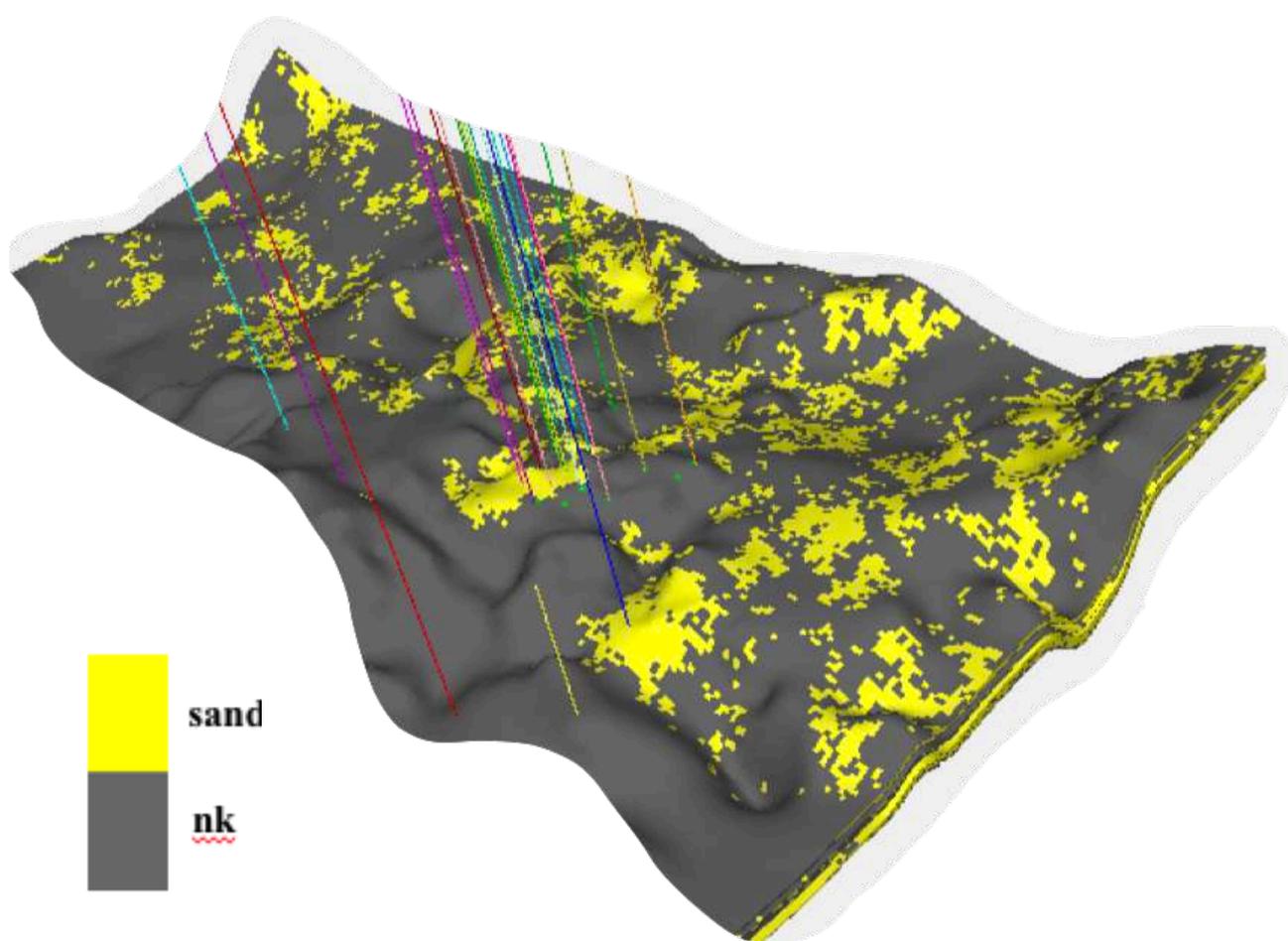


Рисунок 5 – Куб литологии месторождения «С»

Куб пористости и проницаемости моделировался методом последовательного гауссова моделирования (SGS) на основе ремасштабированных данных ГИС и данных вариограмм (рисунок 6 и 7).

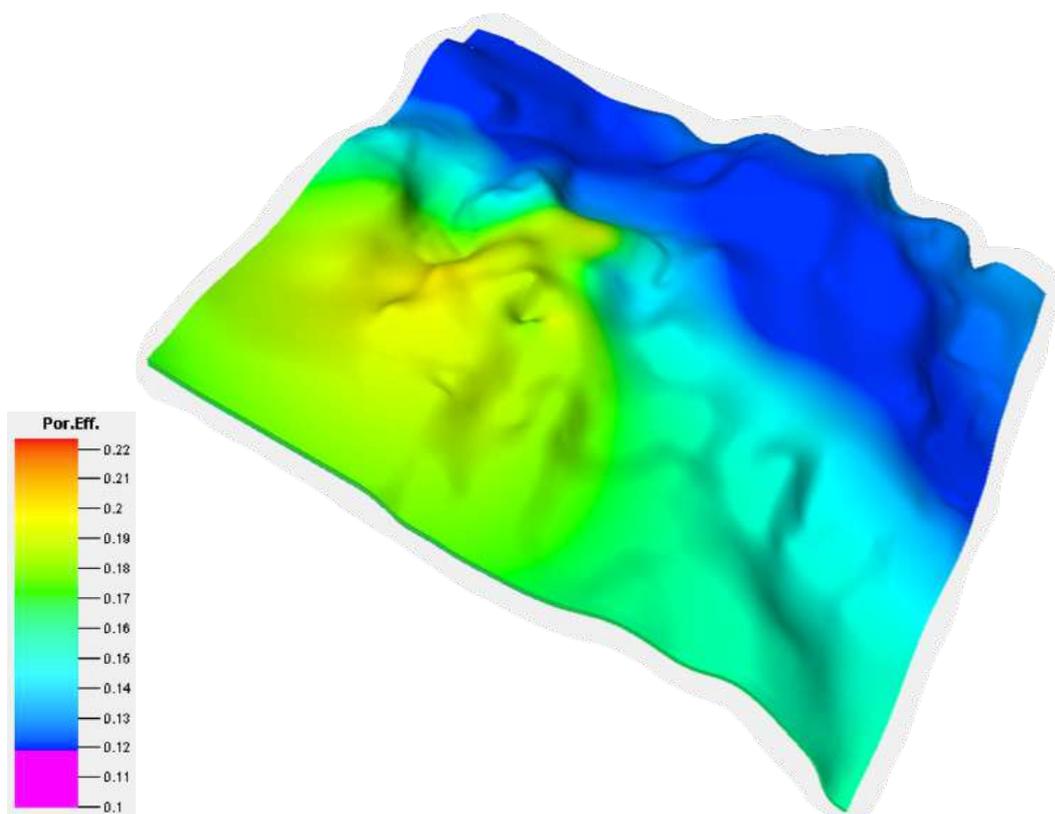


Рисунок 6 – Куб пористости месторождения «С»

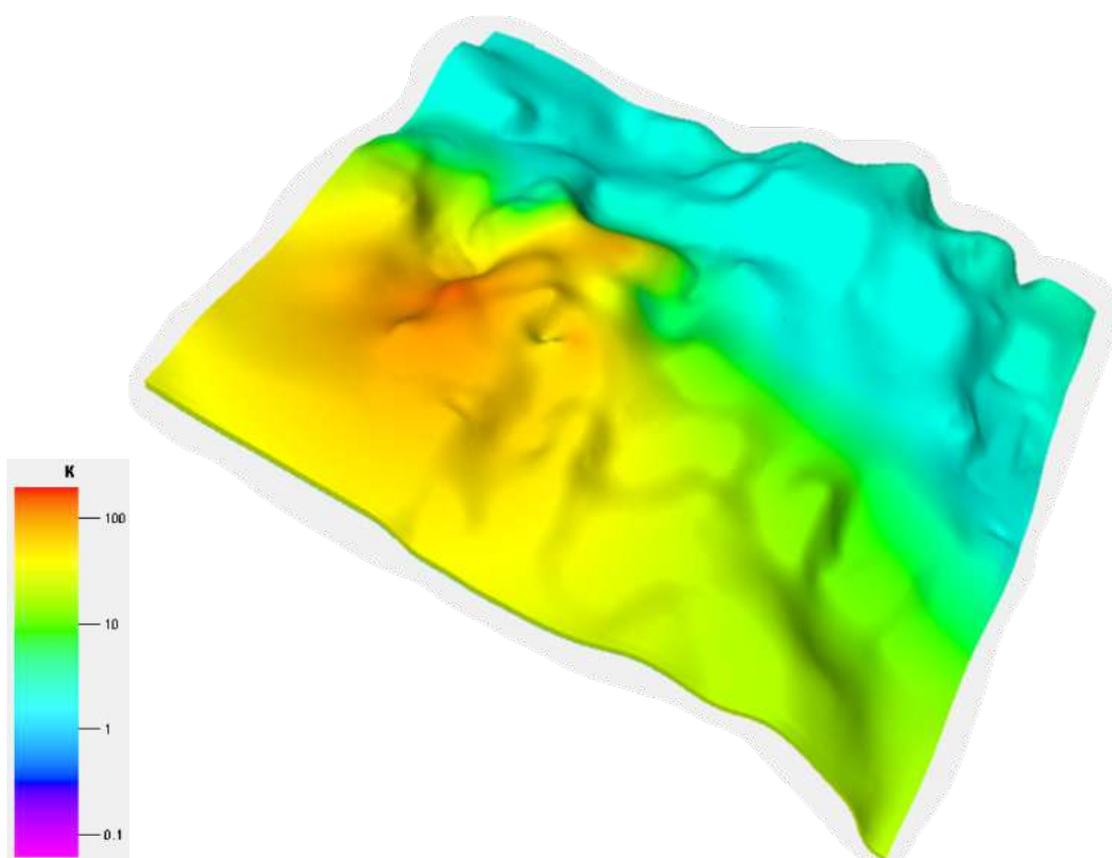


Рисунок 7 – Куб проницаемости месторождения «С»

3.5 Распределение насыщения

Расчёт водонасыщенности производился на основе капиллярно-гравитационного равновесия, которое позволяет учитывать зависимость насыщения коллектора от положения ячейки над уровнем свободной воды и её фильтрационно-ёмкостных свойств (рисунок 8).

Для построения куба водонасыщенности (рисунок 9) использован метод основанный на J-функции Леверетта [15]. J-функция определена по данным ГИС. Для обеспечения сходимости данных ГИС и капилляриметрии, варьировался коэффициент проницаемости, как наименее надёжный параметр в уравнении J функции. Уровень свободной воды подбирался таким образом, чтобы обеспечить минимально возможное расхождение данными ГИС и расчётными по J функции.

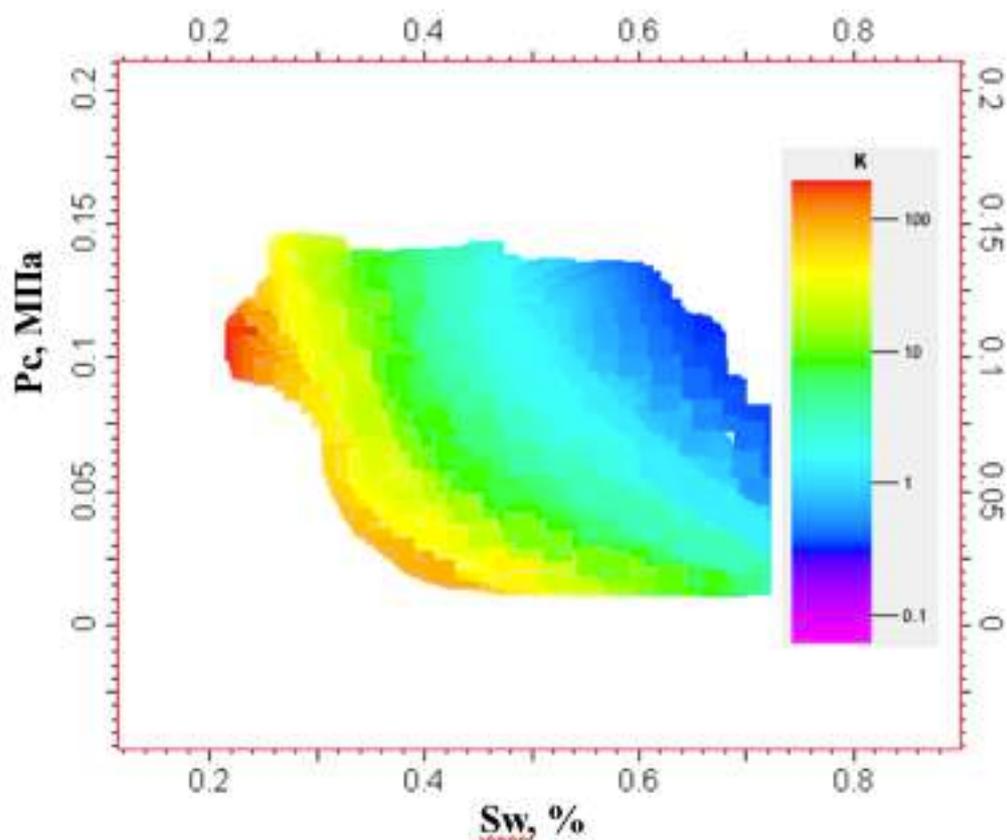


Рисунок 8 – Зависимость водонасыщенности от уровня над ЗСВ и коллекторских свойств

При расчете J функции величина межфазного натяжения и угол смачиваемости брались из данных измерений на керне аналогичного Крапивинского месторождения расположенного в Томской области и представленного сходными терригенными коллекторами. Угол межфазного натяжения в пластовых условиях составил 0,035 Н/м, переводной коэффициент составил 1,4923.

Для расчета доли связанной воды использовалась зависимость, полученная в модели на основе данных по пористости и водонасыщенности скважин по ГИС.

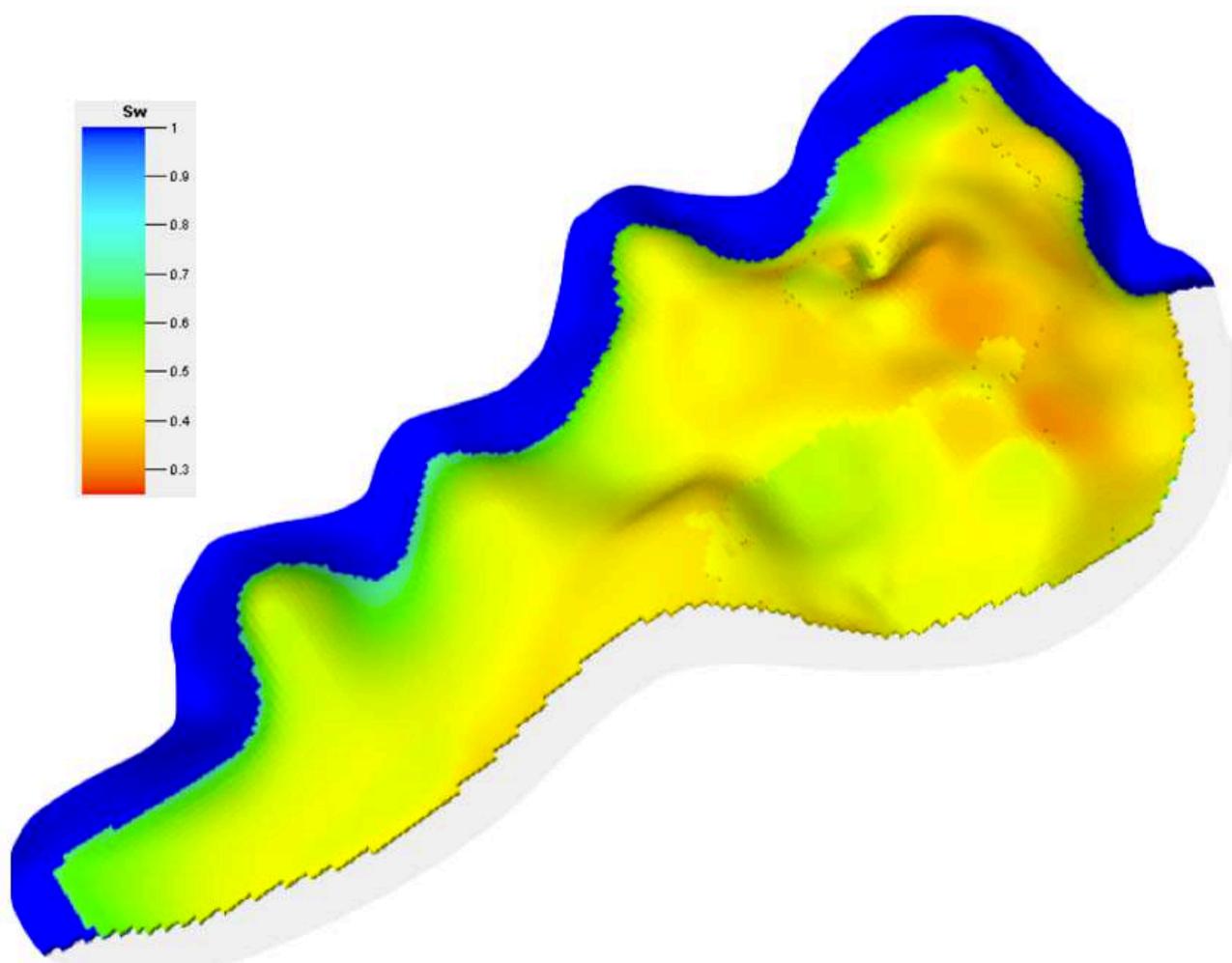


Рисунок 9 – Куб водонасыщенности месторождения «С»

3.6 Достоверность модели

Сопоставление подсчетных параметров построенной геологической модели с числящимися на государственном балансе приведено в таблице 6. Как видно из таблицы, расхождение начальных геологических запасов и подсчетных параметров по всем пластам лежит в допустимых пределах. Таким образом, созданную модель можно считать достоверной для планирования геолого-технологических мероприятий [16].

Таблица 6 – Сопоставление параметров и запасов УВ геологической модели с данными представленными для утверждения

Пласт	Параметр	Единицы измерения	Утвержденные в ГКЗ	Полученные по геол. модели	Расхождение	
					абс. ед.	%
1	2	3	4	5	6	7
Ю ₁ ¹ (В1)	Начальные геологические запасы нефти	тыс. т	4088	4163	75	1,8
	Объем нефтенасыщенных пород	тыс. м ³	69308	66669	-2639	-3,8
	Площадь нефтеносности	тыс. м ²	16707	16139	-568	-3,4
	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	4,1	4,1	0,03	0,8
	Средний коэффициент пористости (нефтенасыщенная часть)	доли ед.	0,158	0,166	0,008	4,9
	Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности	доли ед.	0,530	0,539	0,009	1,8
Ю ₁ ¹ (В2)	Начальные геологические запасы нефти	тыс. т	687	658	-29	-4,3
	Объем нефтенасыщенных пород	тыс. м ³	11692	11468	-224	-1,9
	Площадь нефтеносности	тыс. м ²	3660	3717	57	1,6
	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	3,2	3,1	-0,1	-3,6
	Средний коэффициент пористости (нефтенасыщенная часть)	доли ед.	0,158	0,154	-0,004	-2,3
	Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности	доли ед.	0,530	0,532	0,002	0,4

4 ФИЛЬТРАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ

Процедура ремасштабирования модели не проводилась, количество слоев и размер ячеек по латерали осталось исходным – 15 слоев и 50 на 50 метров, соответственно. Часть сетки законтурной области, моделирующей действие водоносного горизонта, была заменена неактивными ячейками, чтобы уменьшить размер модели [17]. Основные сравнительные характеристики геологической и гидродинамической моделей месторождения представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Основные сравнительные характеристики трехмерных моделей месторождения «С»

Пласт	Геологические запасы, тыс. т.	Модель	Толщина пласта в области моделирования, м	Размеры в области моделирования, км	Число блоков сетки по трем направлениям			Горизонтальные размеры блока сетки, м	Вертикальные размеры блока сетки, м	Число активных блоков модели
					NX	NY	NZ			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Ю ₁ ¹	4821	ГМ	4,5	9,8×12,4	199	249	15	50×50	0,3	347063
Ю ₁ ¹	4818	ФМ	4,5	9,8×12,4	199	249	15	50×50	0,3	186200

Важным показателем корректности модели является соответствие запасов по фильтрационной и геологической моделям (таблица 8). таблицы, расхождение запасов по геологической и гидродинамической модели не превышает 0,06 %.

Таблица 8 – Сопоставление запасов нефти по геологической и фильтрационной моделям с запасами, находящимися на Государственном балансе

Параметры	Ю ₁ ¹
Начальные запасы нефти, находящиеся на Государственном балансе, тыс. т	4746
Запасы нефти по геологической модели, тыс. т	4821
Запасы нефти по фильтрационной модели, тыс. т	4818
Расхождение запасов по геологической модели с балансовыми запасами, %	+1,6
Расхождение запасов по фильтрационной модели с балансовыми запасами, %	+1,5
Расхождение запасов между фильтрационной и геологической моделями, %	-0,04

4.1 Тип фильтрационной модели

Пласт Ю₁¹ месторождения «С» является недонасыщенной залежью – газовые шапки на нем отсутствуют; геологическое строение не подразумевает использование модели двойной пористости/проницаемости. Величина газосодержания составляет 58,9 м³/т и поскольку давление на забое некоторых добывающих скважин снижается ниже давления насыщения, была выбрана трехфазная модель типа LIVE OIL [17].

В качестве начальных условий в пласте задается распределение водонасыщенности, регионы равновесия, значения капиллярных давлений. В гидродинамической модели для пласта Ю₁¹ выделен 2 региона равновесия, с горизонтальным ВНК с абсолютной отметкой – 2481 м.

На рисунке 10 показано в изометрии начальное распределение нефти и воды в гидродинамической модели.

При адаптации к истории разработки добывающих скважин расчет проводился в заданных дебитах жидкости в пластовых условиях (LRAT). На всех нагнетательных скважинах установлен контроль по забойному давлению 450 атм. на все время истории разработки.

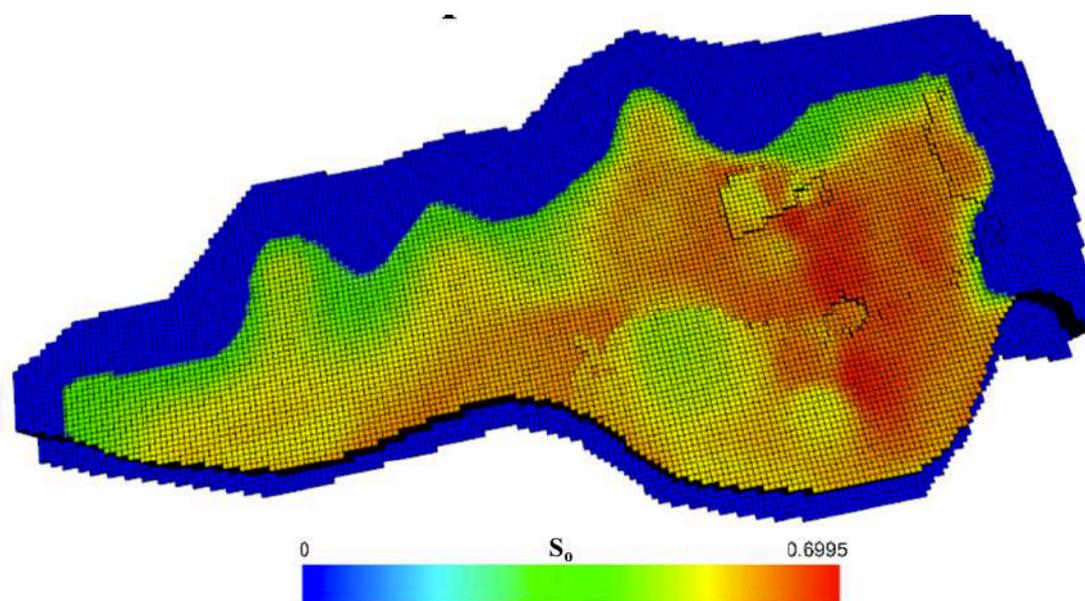


Рисунок 10 – Распределение начальной нефтенасыщенности в трехмерной гидродинамической модели пласта Ю11

4.2 Свойства пласта и флюида

Свойства пластовых флюидов. Свойства пластовых флюидов были предоставлены лабораторией геохимии и пластовых нефтей института. На основе этих результатов были подготовлены необходимые PVT данные. Среднее значение газового фактора при дифференциальном разгазировании по пласту Ю₁¹ составляет: 52,4 м³/т. Среднее давление насыщения нефти пласта Ю₁ составляет 8 МПа.

Функции относительных фазовых проницаемостей. Функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП) рассчитываются на основании данных трехфазной фильтрации: нефть-вода-газ. Для пласта Ю₁¹ месторождения «С» использовался один регион ОФП. Фазовые проницаемости воды и нефти были экспериментально определены в лаборатории физики пласта «ТомскНИПИнефть» на трех образцах керна пласта Ю₁¹ месторождения (таблицы 9).

Таблица 9 – Характеристики одного из образцов и исходные данные при определении фазовых проницаемостей для нефти и воды

№ опыта	лаб. № образца	№ скв. / пласт	Глубина отбора, м	Кпр 10 ⁻³ мкм ²	Кп, %	Сво, %	Вязкость нефти, мПа×с	Вязкость воды мПа×с	Т, °С
rik244	10272-12//	202 / Ю ₁ ¹	2579.25	12,4	15,8	28,0	1,00	0,35	90

№ опыта	№ режима	Доля воды в потоке %	Текущая Собр %	Фазовая проницаемость 10 ⁻³ мкм ²		Относит. фазовая прониц., д. ед.	
				нефти	воды	нефти	воды
rik244	1	0	28,00	3,862	0,000	1,000	0,000
	2	10	47,07	0,679	0,013	0,176	0,003
	3	25	52,19	0,347	0,041	0,090	0,011
	4	50	54,03	0,140	0,049	0,036	0,013
	5	75	55,28	0,057	0,060	0,015	0,016
	6	100	66,25	0,000	0,244	0,000	0,063

Фазовые проницаемости для построения фильтрационной модели были усреднены по результатам определения всех опытов и ремасштабированы с учетом конечных точек: остаточной водонасыщенности – 0,311 и остаточной нефтенасыщенности – 0,291, полученных путем осреднения

экспериментальных данных по определению относительных фазовых проницаемостей и коэффициента вытеснения (рисунок 11). Принятое значение коэффициента вытеснения для пласта Ю₁¹ месторождения «С» – 0,440 [10].

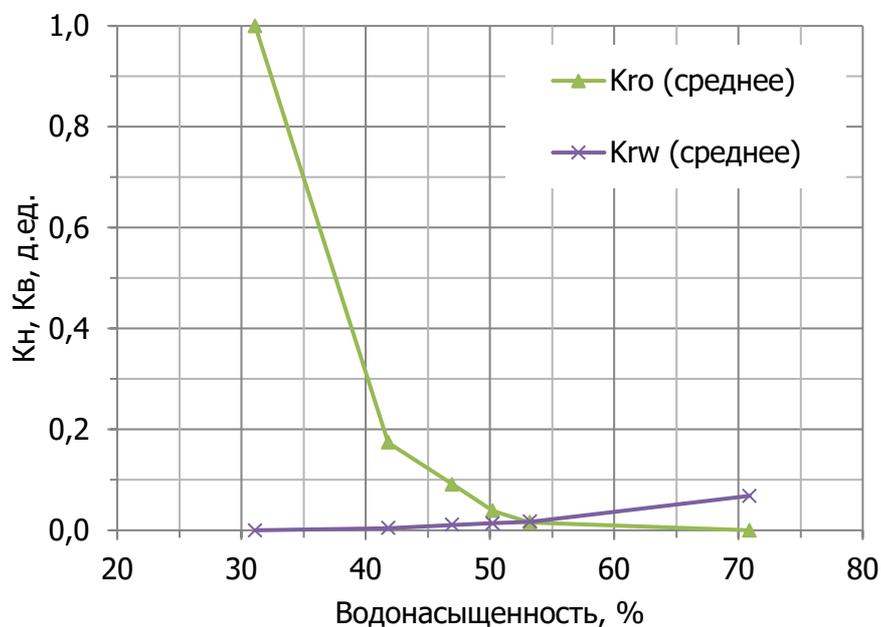


Рисунок 11 – Ремасштабированные зависимости относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды от водонасыщенности коллектора пласта Ю11

Также необходимо учесть, что данные зависимости фазовых проницаемостей были замерены для образцов керна, длина которых измеряется несколькими сантиметрами. В модели же размерность ячеек составляет 50 на 50 метров. В результате настройки фазовых проницаемостей на результаты адаптации модели были получены следующие зависимости фазовых проницаемостей (рисунок 12 и 13).

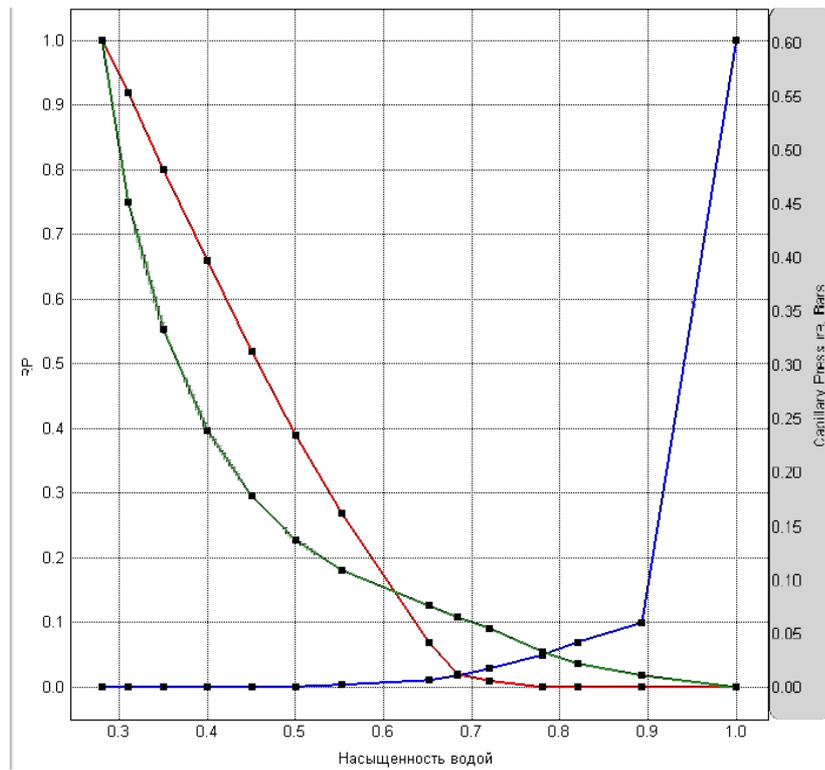


Рисунок 12 – Зависимости относительных фазовых проницаемостей для системы нефть/вода пласта Ю₁¹

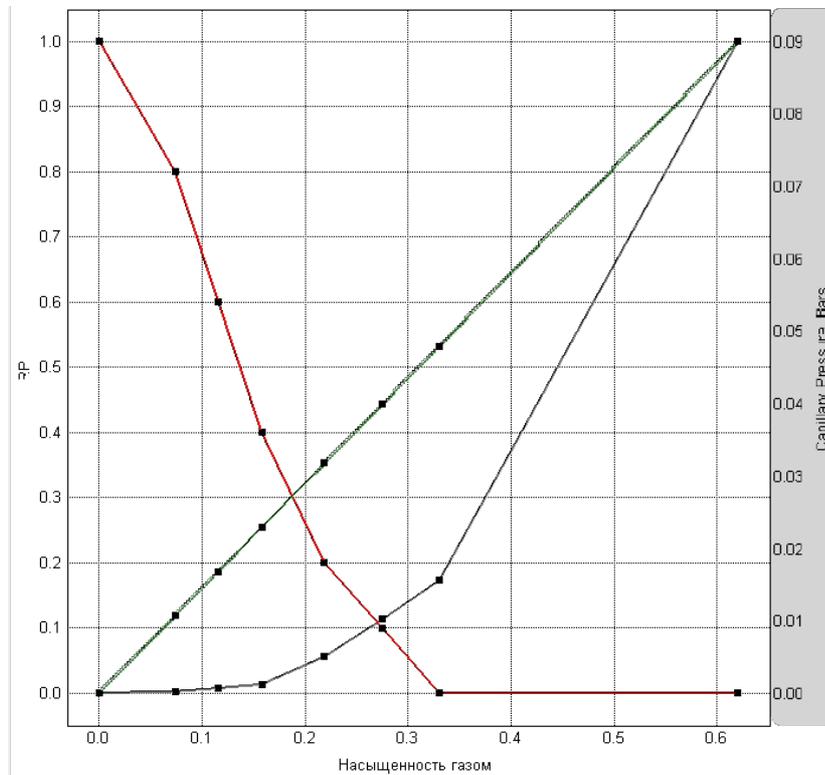


Рисунок 13 – Зависимости относительных фазовых проницаемостей для системы нефть/газ пласта Ю₁₁

Кривая капиллярного давления строилась путем расчёта J-функции по результатам 84 порометрических исследований по определению остаточной водонасыщенности на образцах керна из скважин месторождения «С» [11]. Полученный набор J-функций был усреднён и произведен обратный расчет капиллярного давления для заданных значений водонасыщенностей. Затем капиллярное давление в системе вода-воздух было переведено в систему вода-нефть. Полученная кривая капиллярного давления приведена на рисунке 14.

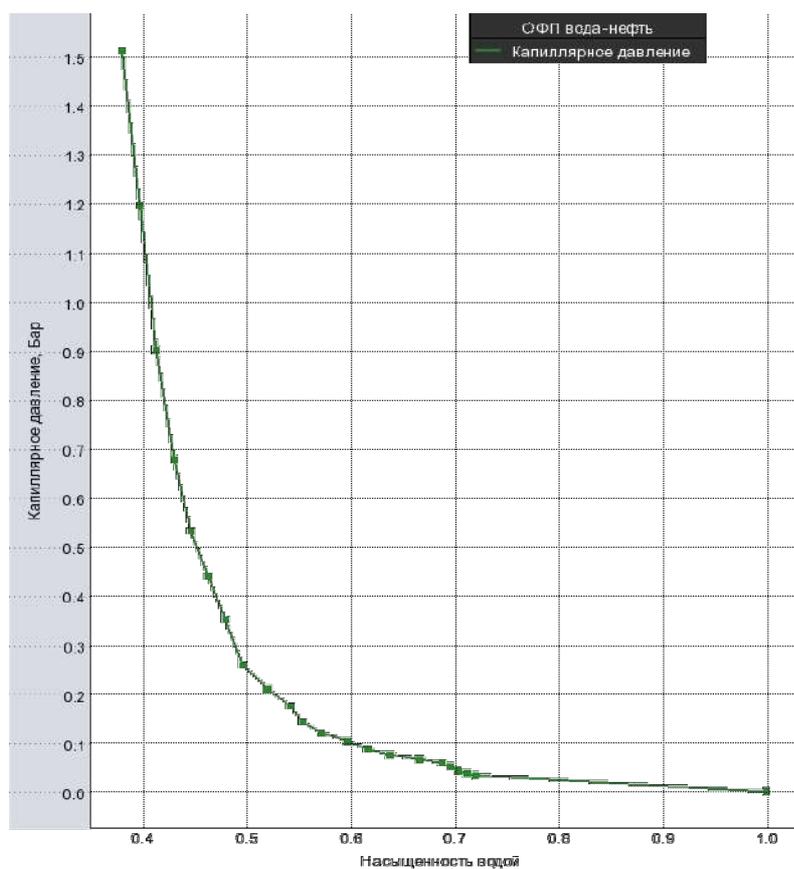


Рисунок 14 – График капиллярного давления в системе вода/нефть пласта Ю11

Сжимаемость породы. Исследования на определение модуля Юнга и коэффициента Пуассона на образцах керна месторождения «С» не проводились. Была построена зависимость коэффициента сжимаемости породы от пористости по корреляционной зависимости Ньюмана для терригенных коллекторов. Рассчитанный коэффициент сжимаемости породы для пласта Ю₁¹ для пористости 0,161 составляет $3,3 \text{ 1/атм} \cdot 10^{-5}$.

4.3 Адаптация модели

В качестве контрольных показателей для разрабатываемого объекта - пласта Ю₁¹ месторождения «С» использовались следующие параметры: накопленная добыча нефти и жидкости, их дебиты, обводненность продукции, данные по закачке, среднее пластовое давление.

Адаптация модели проводилась ежемесячно. Фактические данные по добыче нефти, воды, газа и по закачке воды в нагнетательные скважины взяты из базы данных «Finder» ОАО «ТомскНИПИнефть». Для адаптации по скважинам использовались также оценки пластовых и забойных давлений по данным технологических режимов скважин и данные из базы по ГТМ и ПГИ скважин [17].

Адаптация проводилась в режиме заданных отборов жидкости. Соответствие фактических и расчетных показателей адаптации обеспечивалось с помощью изменения следующих параметров: для восстановления истории добычи жидкости – проницаемость, адаптации обводненности – масштабирование кривых и конечных точек относительных фазовых проницаемостей, (SWL, SWCR, KRWR), соответствия забойных давлений – радиус зоны дренирования скважин и их изменение индекса продуктивности. Скважины, имеющие нарушения НГЭК и ЗП по данным ПГИ представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты определения профиля притока, источника обводнения и негерметичности эксплуатационной колонны

скв.	Дата исслед.	Пласт			Интервалы перфорации, м			Интервал нарушения э/к, м		Интервал перетока, м		Забой, м	
		Индекс пласта	Кровля	Подошва	Кровля	Подошва	Дата	Кровля	Подошва	Кровля	Подошва	Текущий	Искусственный
101	09.02.2013	J1-1	2655.8	2662.1	2656	2661	29.12.2012			2661	2664	2701.6	2715.4
202	08.02.2013	J1-1	2574.7	2581.9	2575.5	2580.5	06.10.2012	2405	2435темп	2580.5	2590	2623	2630.6
276	10.02.2001	J1-1	2638	2643	2633.4	2642	19.01.1990			2642	2653	2653	2662
276	21.03.2005	J1-1	2638	2643	2633	2642.5	29.01.1990			2642.5	2645.4	2651.3	2700
277	22.03.2005	J1-1	2588.7	2595.4	2587.4	2594.4	02.07.1990			2594.4	2616.4	2620.4	

На рисунках с 15 по 18 представлены кросс-плоты по следующим основным параметрам модели: накопленные нефть, вода и жидкость, а также результаты адаптации по забойному давлению на начало 01.01.2016 г.

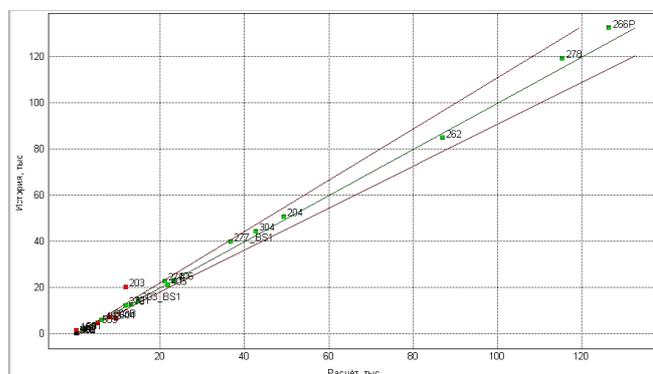


Рисунок 15 – Кросс-plot по накопленной добычи нефти месторождения «С» на 01.01.2016

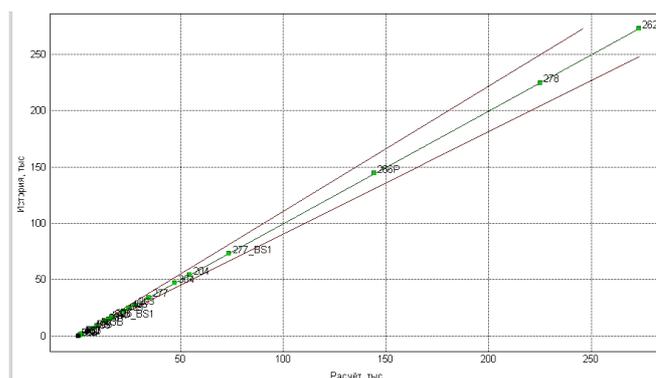


Рисунок 16 – Кросс-plot по накопленной добычи жидкости месторождения «С» на 01.01.2016

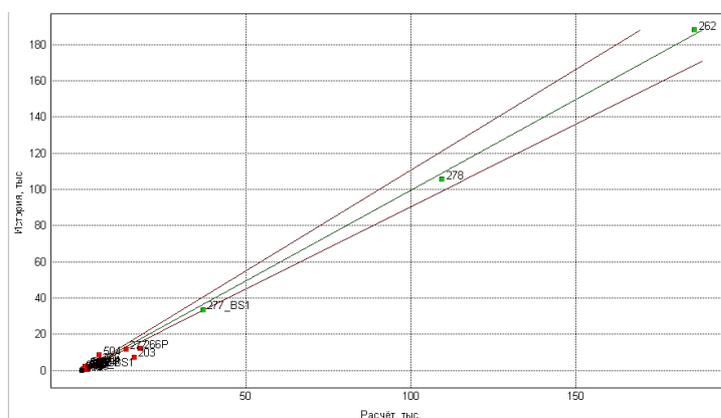


Рисунок 17 – Кросс-plot по накопленной добычи воды месторождения «С» на 01.01.2016

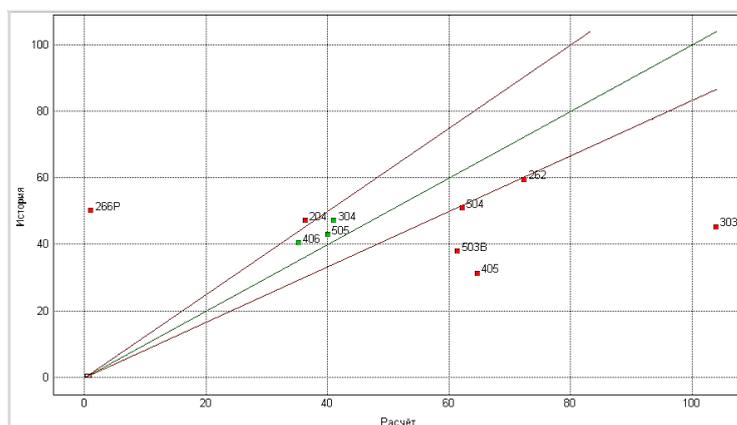


Рисунок 18 – Кросс-плот забойного давления на последнюю дату моделирования месторождения «С»

На рисунках с 19 по 20 представлено соответствие фактических и расчетных показателей по среднемесячным дебитам и накопленным отборам жидкости и нефти для месторождения «С». Результат адаптации по обводненности продукции показан на рисунке 21. На рисунках 22 и 23 представлены карты нефтенасыщенности на момент начала разработки и на 01.01.2016 г.

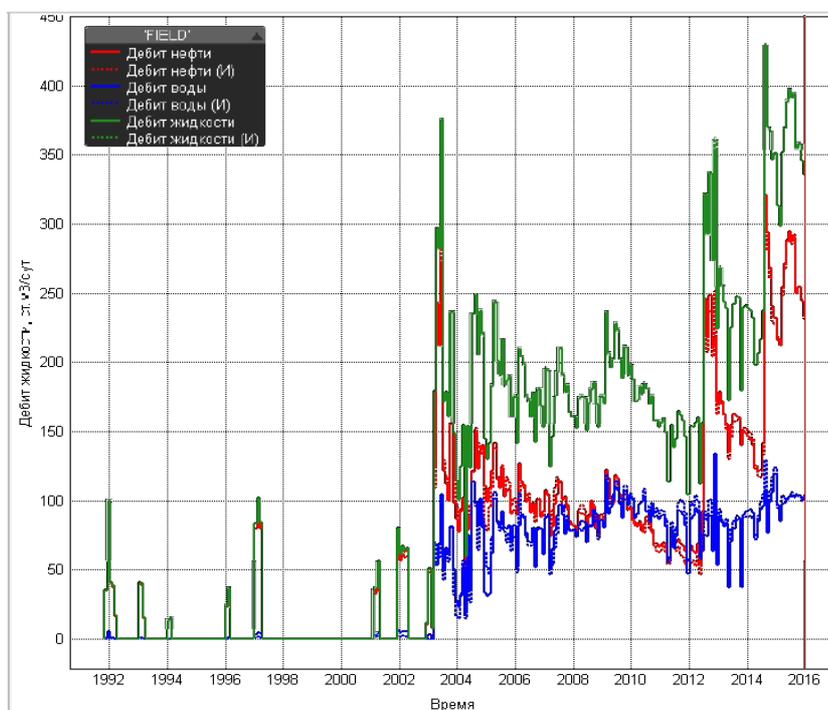


Рисунок 19 – Результаты адаптации модели по среднесуточным дебитам жидкости, воды и нефти

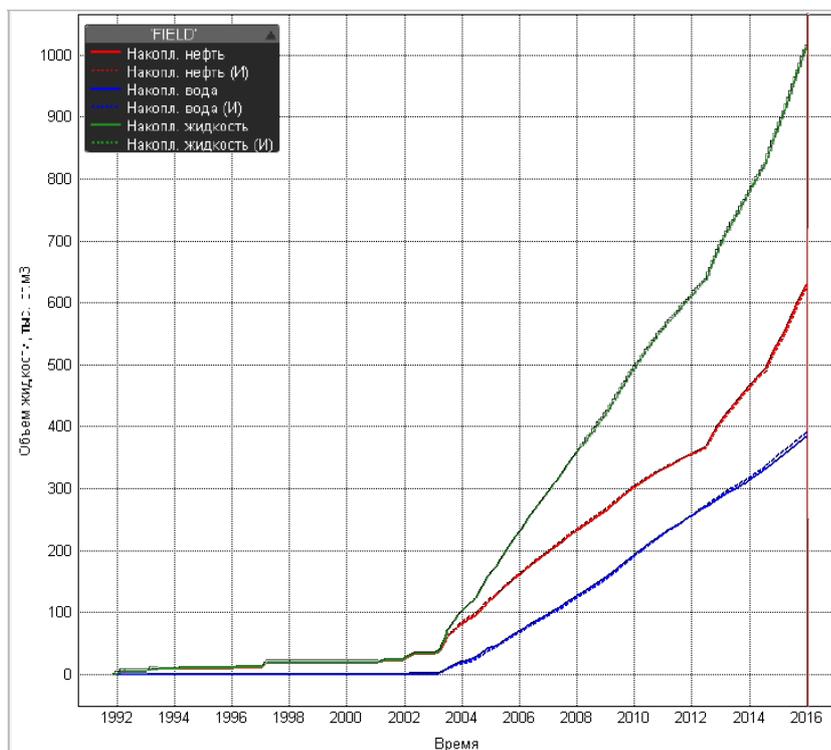


Рисунок 20 – Результаты адаптации модели по накопленным отборам жидкости, воды и нефти

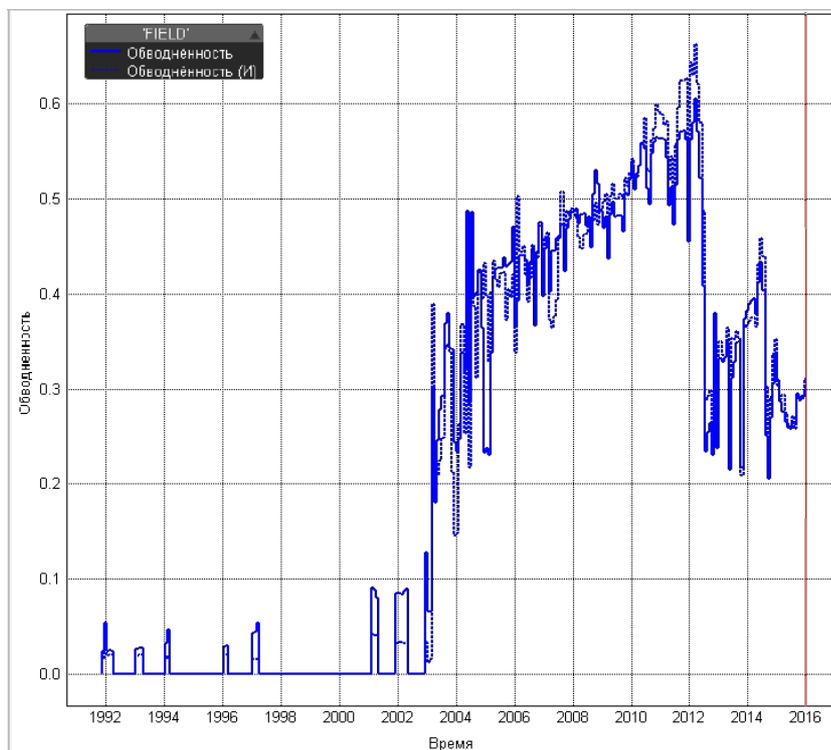


Рисунок 21 – Результаты адаптации модели месторождения по обводненности продукции

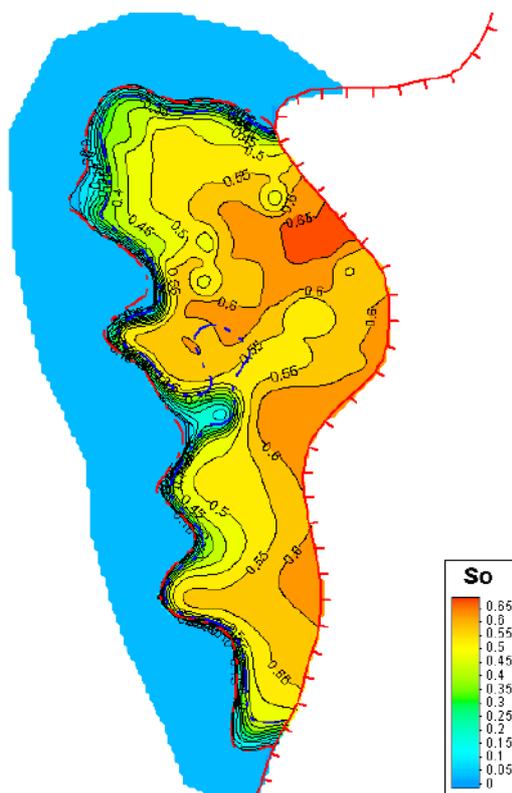


Рисунок 22 – Карта нефтенасыщенности пласта Ю11 на момент начала разработки месторождения «С»

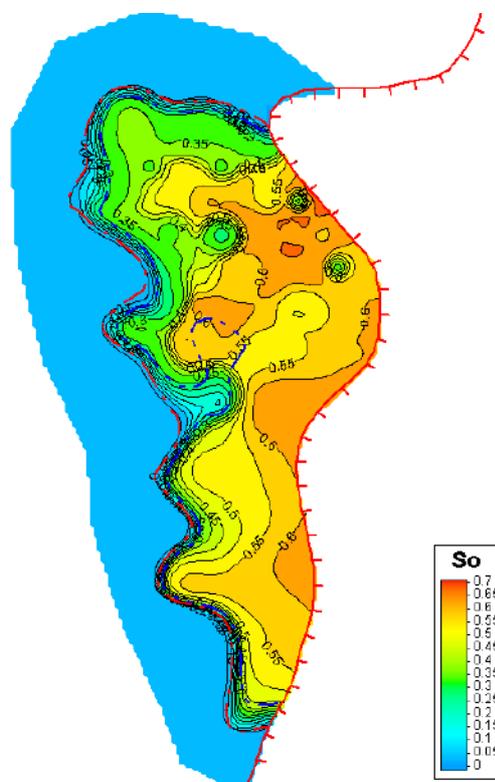


Рисунок 23 – Карта нефтенасыщенности пласта Ю11 месторождения «С» на 01.01.2016

5 СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ

В результате геологоразведочных работ и эксплуатационного бурения в разрезе месторождения выявлена одна нефтяная залежь, приуроченная к пласту Ю₁¹. Промышленная нефтеносность установлена параметрической скважиной № 262Р, пробуренной в 1986 году в северо-западной части поднятия, в которой из интервала от 2584 до 2593 м. получен фонтан безводной нефти дебитом 47,3 м³/сут на 5 мм. штуцере. Кроме того, получены притоки нефти при испытании пласта Ю₁¹ в открытом стволе и в эксплуатационной колонне в скважинах 261Р, 262, 266Р, 268Р.

Пласт Ю₁² испытан в открытом стволе совместно с пластом Ю₁¹ в скважине 273Р. В результате испытания получен приток пластовой воды дебитом 1,25 м³/сут. Пласт Ю₁³ испытан в открытом стволе в скважине 274Р. Кроме этого, проведены испытания в открытом стволе совместно с Ю₁¹ в скважинах 260Р, 261Р. В результате испытаний получены притоки пластовой воды, либо воды с пленкой нефти. Помимо пластов васюганской свиты в открытом стволе испытаны залегающие выше по разрезу пласты Б₁₆₋₂₀, Б₁₀, Б₅₋₇, А₁₂, А₂, А₁. В результате испытаний установлено, что указанные пласты являются водоносными.

Таким образом, в пределах месторождения «С» в результате испытаний разведочных скважин промышленные притоки нефти получены только из пласта Ю₁¹ который и является единственным эксплуатационным объектом разработки. Разведанные запасы углеводородов Ю₁¹ отнесены к категориям В₁ и В₂. Залежь нефти классифицируется как пластово-сводовая, литологически ограниченная с восточного борта. Геолого-физическая характеристика объекта Ю₁¹ представлена в таблице 11.

Таблица 11 – Геолого-физическая характеристика объекта Ю₁¹ месторождения

№ п/п	Параметры	Объект Ю ₁ ¹
1	Глубина залегания, м	2573
2	Тип залежей	пластовая, литологически экранированная
3	Тип коллектора	Поровый
4	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	20367
5	Площадь газоносности, тыс. м ²	-
6	Общая толщина пласта, м	6,6
7	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	4,7
8	Эффективная газонасыщенная толщина, м	-
9	Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,73
10	Расчлененность	1,1
11	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	3,5
12	Пористость, доли ед.	0,18
13	Начальная нефтенасыщенность, доли ед.	0,52
14	Начальная газонасыщенность, доли ед.	-
15	Начальная пластовая температура, °С	90
16	Начальное пластовое давление, МПа	26,7
17	Давление насыщения нефти газом, МПа	8
18	Газовый фактор нефти, м ³ /т	58,9
19	Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	741
20	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа×с	0,94
21	Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	1,179
22	Плотность воды в пластовых условиях, кг/м ³	1006
23	Вязкость воды в пластовых условиях, мПа×сек	0,4
24	Плотность газа при начальных пластовых условиях, кг/м ³	-
25	Коэффициент сверхсжимаемости при начальных пластовых условиях, доли ед.	-
26	Вязкость газа при начальных пластовых условиях, мПа×с	-
27	Потенциальное содержание C ₅ ⁺ при начальных пластовых условиях, г/м ³	-
28	Давление начала конденсации, МПа	-

5.1 Технологические показатели

Обоснование расчетных вариантов разработки месторождения «С» проведено по результатам геолого-промыслового анализа разработки, анализа фактической эффективности геолого-технологических мероприятий по

повышению нефтеотдачи и моделирования процессов выработки текущих запасов нефти на базе трехмерной гидродинамической модели.

После воспроизведения истории разработки на 01.01.2016 г. на гидродинамической модели уточнилось распределение остаточных подвижных запасов нефти. В связи с этим проведена корректировка проектных решений действующего проектного документа.

Программа геолого-технологических мероприятий и сроки проведения работ согласованы с недропользователем (ОАО «Томскнефть» ВНК).

Для оценки вложенных инвестиций рассчитан **вариант 0**, предусматривающий разработку залежей существующим фондом скважин при сложившихся условиях. Общий фонд скважин – 36 ед., в том числе 15 добывающих, 8 нагнетательных, 3 контрольных, 3 водозаборных, 7 ликвидированных.

За расчетный срок до 2066 г. будет отобрано 1015 тыс. т нефти, 3897 тыс. т. жидкости. Накопленная закачка воды составит 4248 тыс. м³. На последний год эксплуатации компенсация отбора закачкой за весь срок разработки будет на уровне 98 %. Максимальный уровень добычи нефти в объеме 65,1 тыс. т. отмечается в 2016 г., жидкости – 107,7 тыс. т. в 2018 г. Проектный уровень закачки равен 163,5 тыс. м³ в 2016 году. Средний дебит жидкости добывающих скважин в течение проектного периода варьируется от 25 до 65,4 т/сут, приемистость нагнетательных скважин – от 13,5 до 59 м³/сут.

Коэффициент нефтеизвлечения – 0,213, коэффициент охвата – 0,483. Плотность сетки – 66,4 га/скв.

На рисунках 24,25 и 26 показана динамика добычи нефти и жидкости, закачки рабочего агента, обводненности, КИН, накопленные показатели.

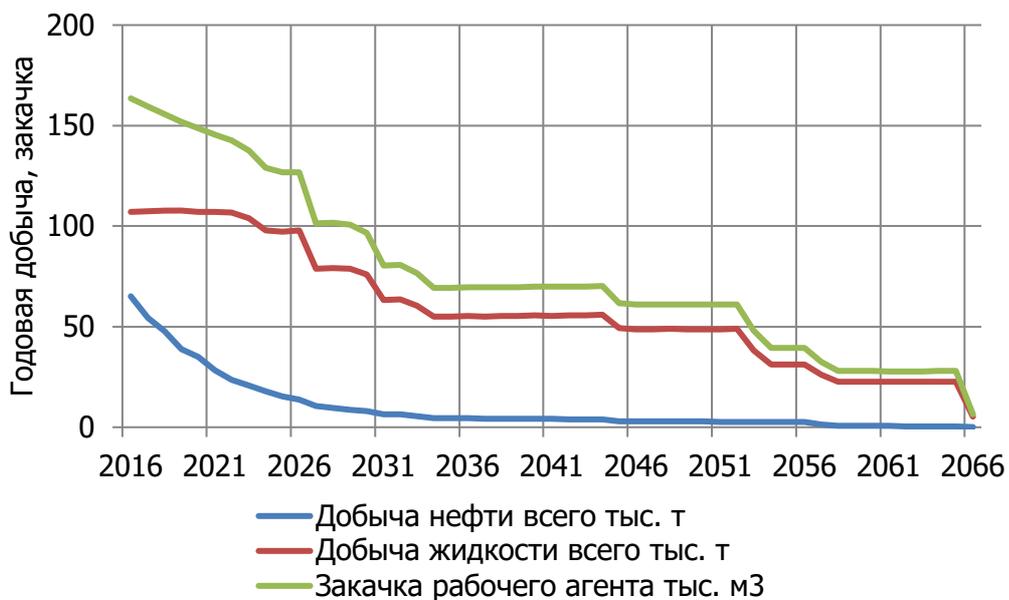


Рисунок 24 – Динамика добычи нефти, жидкости и обводненности продукции.

Вариант 0

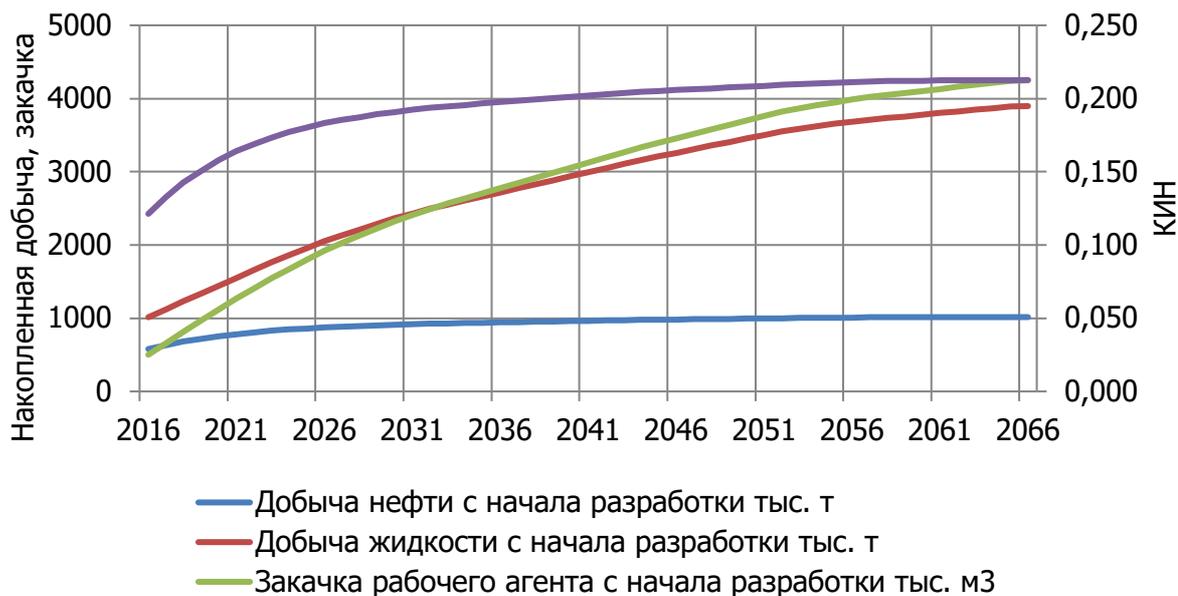


Рисунок 25 – Динамика накопленной добычи нефти, жидкости и коэффициента нефтеизвлечения. Вариант 0

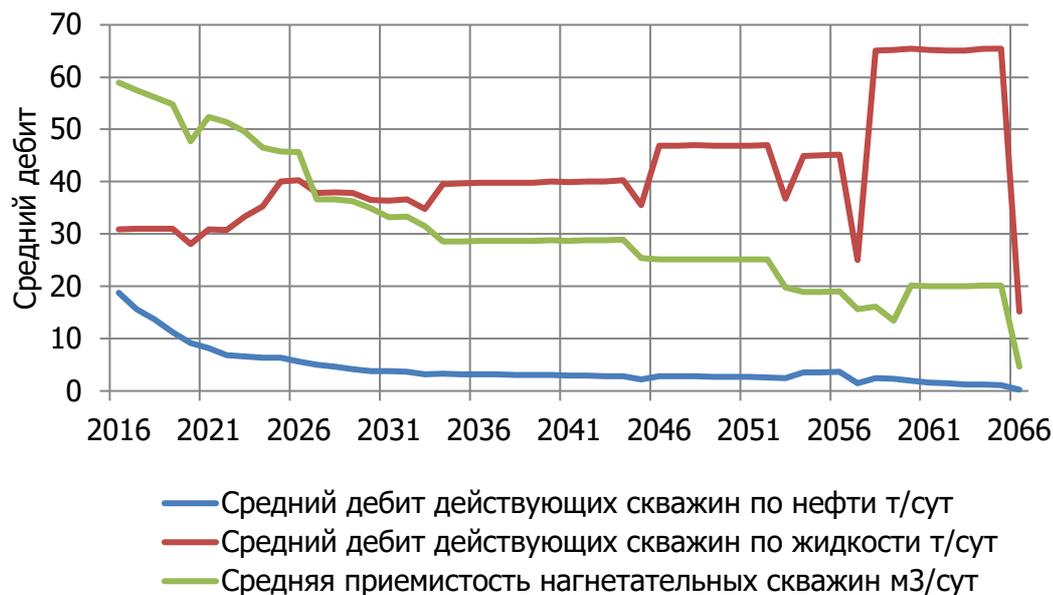


Рисунок 26 – Динамика дебитов нефти, жидкости и действующего фонда добывающих скважин. Вариант 0

Помимо вариант 0 для объекта Ю₁¹ сформировано три расчетных варианта разработки:

Вариант 1 (базовый) предусматривает реализацию решений действующего проектного документа. Система разработки – очагово-избирательная, размещение скважин по нерегулярной сетке с расстоянием между скважинами 500 – 1300 м с организацией системы ППД. Общий фонд скважин – 49 ед., в том числе 21 добывающих, 13 нагнетательных, 3 контрольных, 5 водозаборных, 7 ликвидированных. Фонд скважин для бурения – 13 ед., в том числе добывающих ГС 500 м. – 6 ед. (из них 5 с МГРП (4 стадии), 5 нагнетательных, 2 водозаборных).

Программа ГТМ:

- ЗБС – 1 ед. (скважина 262);
- ГРП – 26 скв.-операций, из них 20 в проектных горизонтальных скважинах;
- Вывод из б/д – 2 ед. (скважины 276, 278);
- Применение ОПЗ, потокоотклоняющих технологий

За расчетный срок до 2077 г. будет отобрано 1703 тыс. т. нефти, 10109 тыс. т. жидкости. Накопленная закачка воды составит 12188 тыс. м³. На последний год эксплуатации компенсация отбора закачкой за весь срок разработки будет на уровне 112,3 %. Максимальный уровень добычи нефти в объеме 94,9 тыс. т отмечается в 2017 г., жидкости – 250,4 тыс. т в 2019 г. Проектный уровень закачки равен 347,4 тыс. м³ в 2019 году. Средний дебит жидкости добывающих скважин в течение проектного периода варьируется от 20 до 57,1 т/сут, приемистость нагнетательных скважин – от 22,2 до 73,3 м³/сут. Достижение КИН – 0,357 при Кохв. – 0,811, Квыт. – 0,44; Плотность сетки скважин – 40,9 га. На рисунках 27,28 и 29 показана динамика добычи нефти и жидкости, закачки рабочего агента, обводненности, КИН, накопленные показатели. Схема размещения скважин по варианту 1 приводится на рисунке 30.

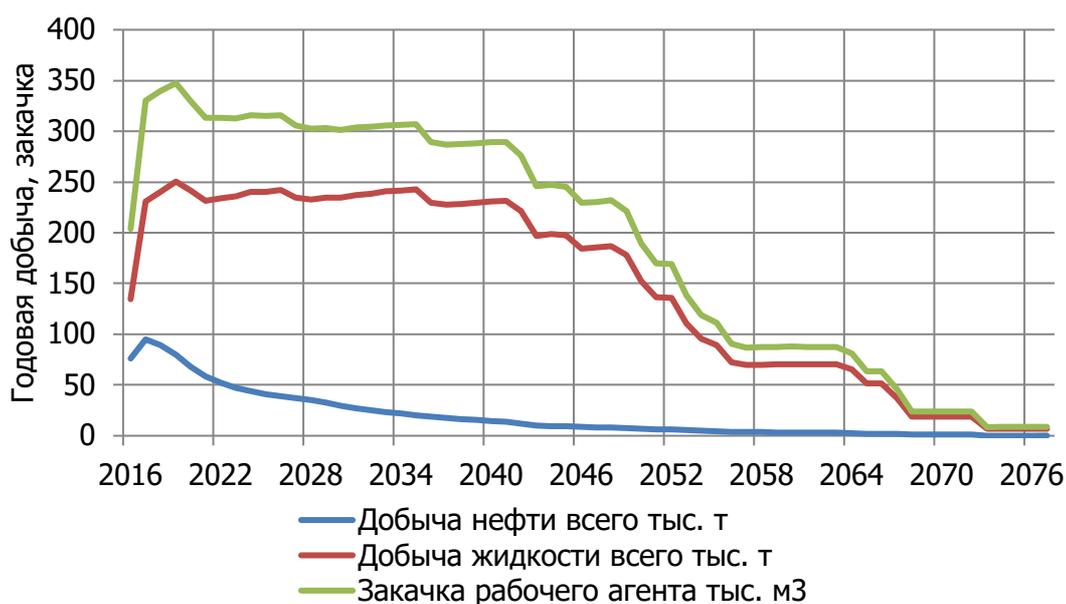


Рисунок 27 – Динамика добычи нефти, жидкости и обводненности продукции.

Вариант 1

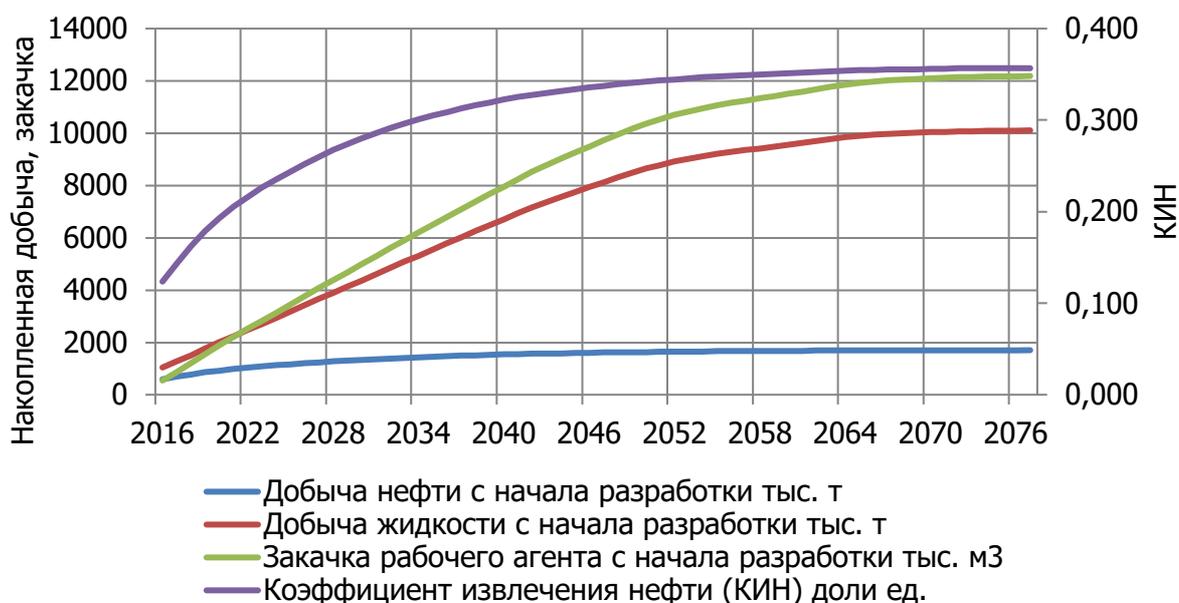


Рисунок 28 – Динамика накопленной добычи нефти, жидкости и коэффициента нефтеизвлечения. Вариант 1

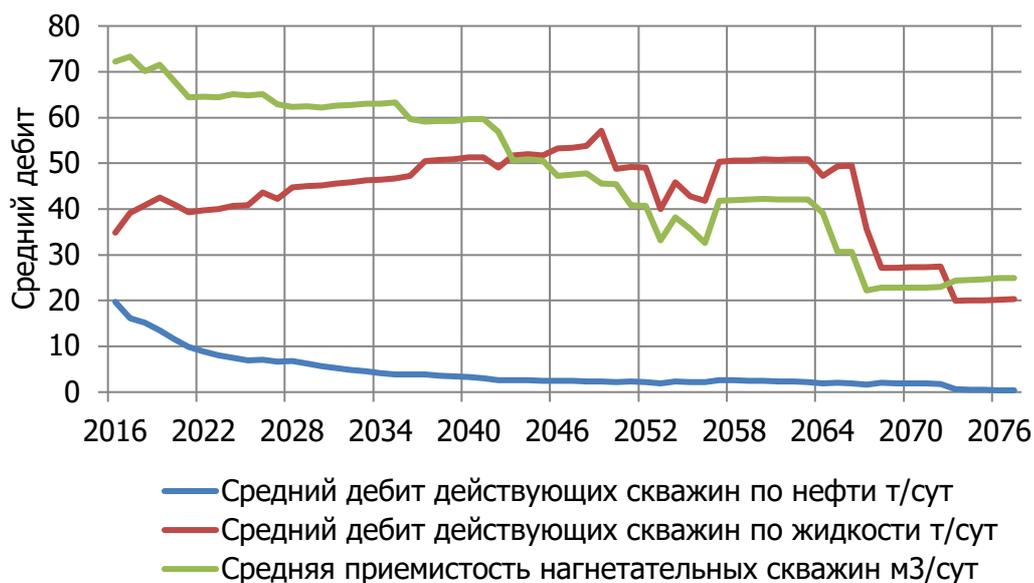


Рисунок 29 – Динамика дебитов нефти, жидкости и действующего фонда добывающих скважин. Вариант 1

Программа ГТМ:

- ЗБС – 2 ед. (скважина 278, 401);
- ГРП – 37 скв.-операций, из них 30 в проектных горизонтальных скважинах;
- Перевод одной добыв скважины в нагнетательный фонд;
- Вывод из б/д – 3 ед. (скважины 301, 502, 278);
- РИР – 1 скв.-операция (скважина 101)
- Применение ОПЗ, потокоотклоняющих технологий

За расчетный срок до 2079 г. будет отобрано 1907 тыс. т. нефти, 12337 тыс. т. жидкости. Накопленная закачка воды составит 14927 тыс. м³. На последний год эксплуатации компенсация отбора закачкой за весь срок разработки будет на уровне 113,4 %. Максимальный уровень добычи нефти в объеме 98,3 тыс. т. отмечается в 2019 г., жидкости – 254,5 тыс. т. в 2026 г. Проектный уровень закачки равен 333,7 тыс. м³ в 2026 году. Средний дебит жидкости добывающих скважин в течение проектного периода варьируется от 24,7 до 46,6 т/сут., приемистость нагнетательных скважин – от 40,8 до 85,1 м³/сут. Достижение КИН – 0,399 при Кохв. – 0,908, Квыт. – 0,44; Плотность сетки скважин – 40,1 га. На рисунках 31,32 и 33 показана динамика добычи нефти и жидкости, закачки рабочего агента, обводненности, КИН, накопленные показатели. Схема размещения скважин по варианту 2 приводится на рисунке 34.

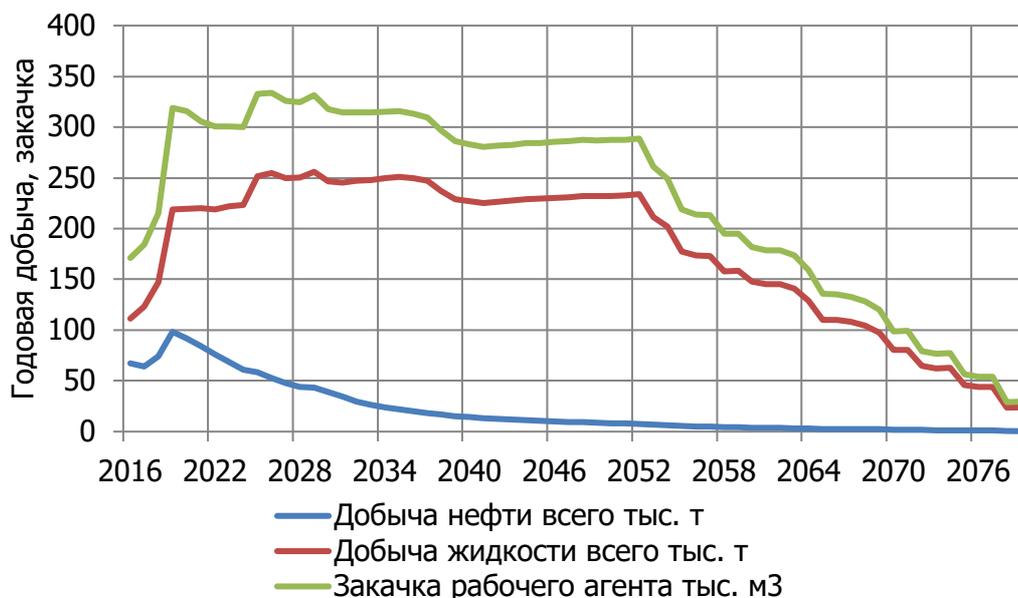


Рисунок 31 – Динамика добычи нефти, жидкости и обводненности продукции. Вариант 2

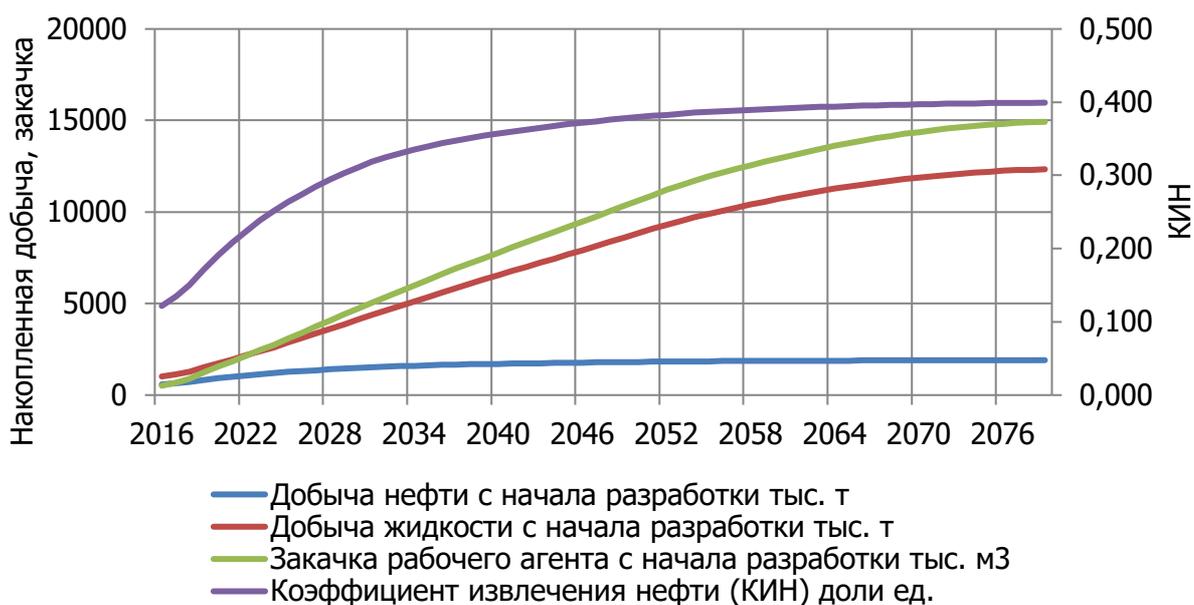


Рисунок 32 – Динамика накопленной добычи нефти, жидкости и коэффициента нефтеизвлечения. Вариант 2

Вариант 3 (дополнительный) Предусматривает бурение наклонно-направленных нагнетательных и горизонтальных добывающих скважин с длиной ствола 1000 м (в том числе с МГРП 10 стадий). Система разработки – очагово-избирательная, размещение скважин по нерегулярной сетке с расстоянием между скважинами 600 м с организацией системы ППД. Общий фонд скважин – 45 ед., в том числе 19 добывающих, 12 нагнетательных, 3 контрольных, 4 водозаборных, 7 ликвидированных. Фонд скважин для бурения – 9 ед., в том числе добывающих ГС 1 000 м – 4 ед. (МГРП 10 стадий), 4 нагнетательных, 1 водозаборная.

Программа ГТМ:

- ЗБС – 2 ед. (скважина 278, 401);
- ГРП – 46 скв.-операций, из них 40 в проектных горизонтальных скважинах;
- Вывод из б/д – 3 ед. (скважины 301, 502, 278);
- РИР – 1 скв.-операция (скважина 101)
- Применение ОПЗ, потокоотклоняющих технологий
- Накопленная добыча нефти – 1797 тыс. т;

За расчетный срок до 2082 г. будет отобрано 1797 тыс. т нефти, 14234 тыс. т жидкости. Накопленная закачка воды составит 17140 тыс. м³. На последний год эксплуатации компенсация отбора закачкой за весь срок разработки будет на уровне 114,2 %. Максимальный уровень добычи нефти в объеме 115,8 тыс. т отмечается в 2019 г., жидкости – 325,8 тыс. т в 2032 г. Проектный уровень закачки равен 408 тыс. м³ в 2025 году. Средний дебит жидкости добывающих скважин в течение проектного периода варьируется от 26,8 до 127,4 т/сут, приемистость нагнетательных скважин – от 46 до 98,1 м³/сут. Достижение КИН – 0,376 при Кохв. – 0,855, Квыт. – 0,44; Плотность сетки скважин – 41,7 га. На рисунках 35,36 и 37 показана динамика добычи нефти и жидкости, закачки рабочего агента, обводненности, КИН, накопленные показатели. Схема размещения скважин по варианту 3 приводится на рисунке 38.

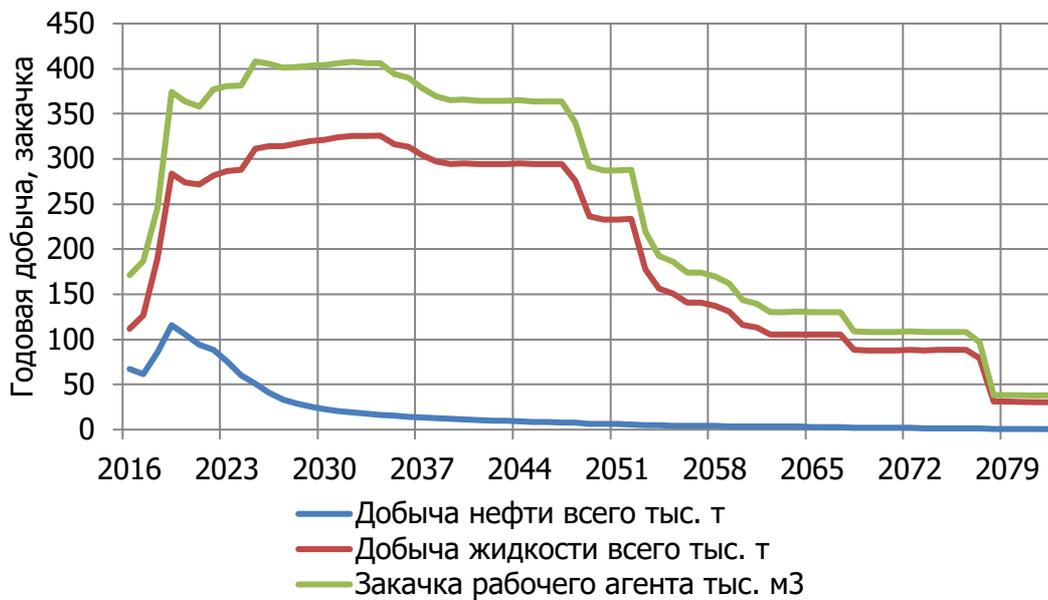


Рисунок 35 –Динамика добычи нефти, жидкости и обводненности продукции. Вариант 3

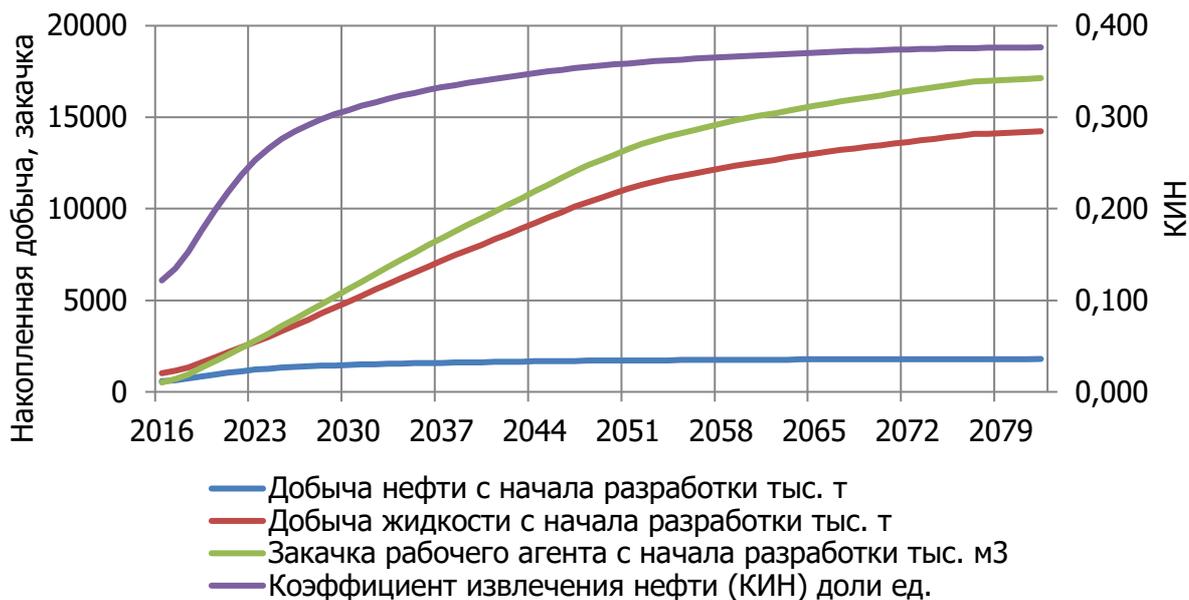


Рисунок 36 – Динамика накопленной добычи нефти, жидкости и коэффициента нефтеизвлечения. Вариант 3

При моделировании разработки залежи на скважины накладывались определенные условия эксплуатации. Забойное давление в добывающих скважинах на прогнозный период составляет 6 МПа, в нагнетательных скважинах забойное давление 45 МПа. Компенсация отбора жидкости закачкой рабочего агента принята равной 120 %. Отключение добывающих скважин производилось по достижении предельной обводненности 98 %. В таблице 12 представлена характеристика расчетных вариантов месторождения «С». Результаты расчетов приведены на рисунках с 39 по 44.

Таблица 12 – Основные исходные данные для расчета технологических показателей разработки объекта Ю₁¹ месторождения «С»

Характеристика	Варианты разработки		
	1	2	3
Режим разработки	С ППД		
Система размещения скважин	очагово-избирательная		
Расстояние между скважинами, м	500-1300	700	600
Плотность сетки, га/скв	40,9	40,1	41,7
Забойное давление, МПа			
– добывающих	6,0	6,0	6,0
– нагнетательных	45,0	45,0	45,0
Коэффициент использования эксплуатационного фонда скважин, доли ед.			
– добывающих	0,95	0,95	0,95
– нагнетательных	0,95	0,95	0,95
Коэффициент эксплуатации действующего фонда скважин, доли ед.			
– добывающих	0,95	0,95	0,95
– нагнетательных	0,95	0,95	0,95

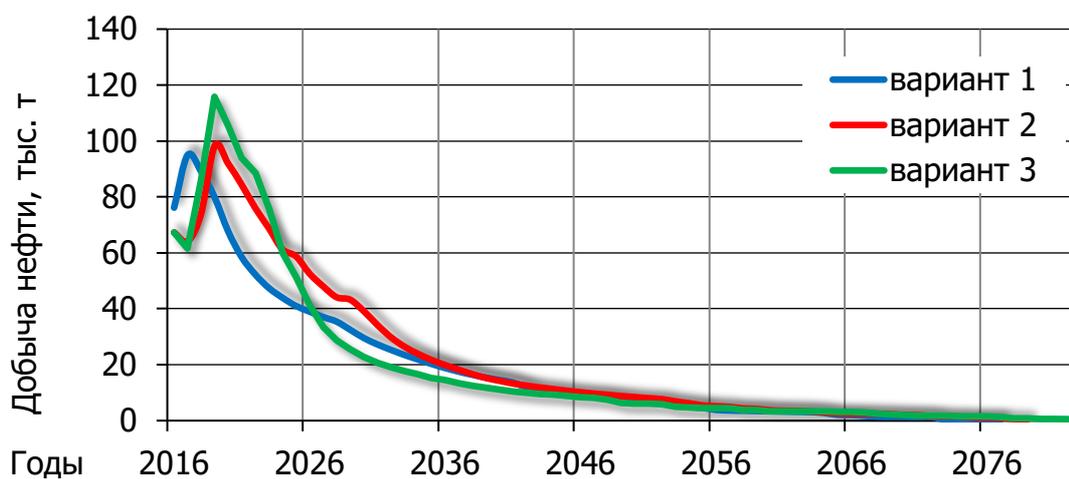


Рисунок 39 – Динамика годовых отборов нефти по вариантам разработки

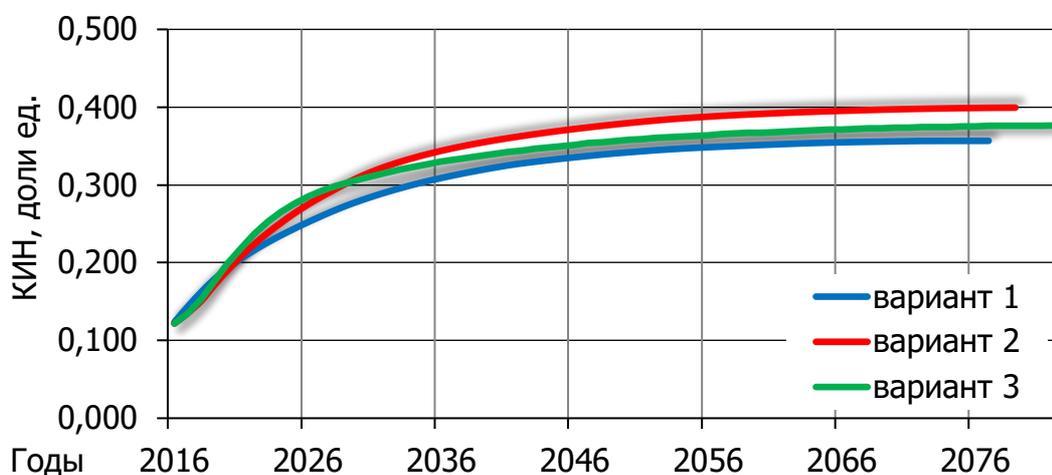


Рисунок 40 – Динамика коэффициентов нефтеизвлечения по вариантам разработки

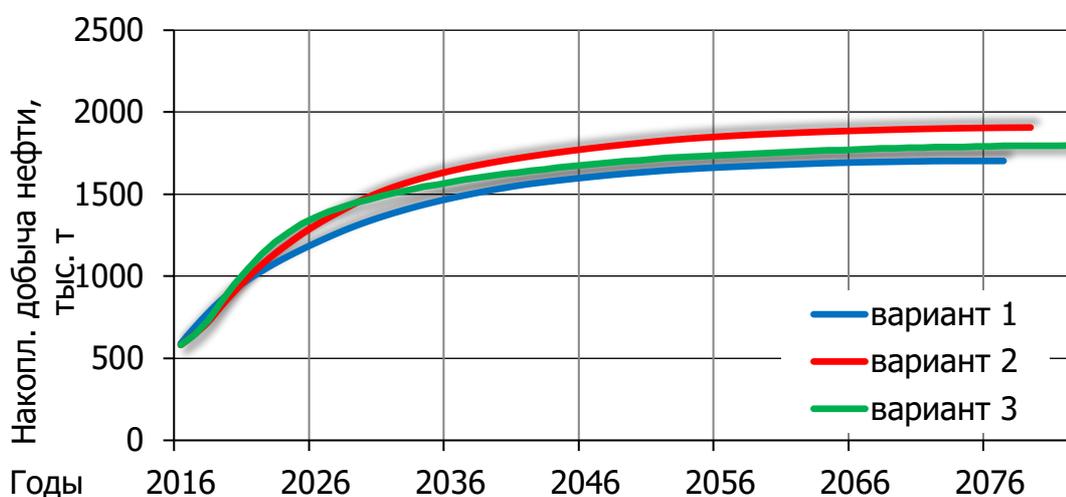


Рисунок 41 – Динамика накопленных отборов нефти по вариантам разработки

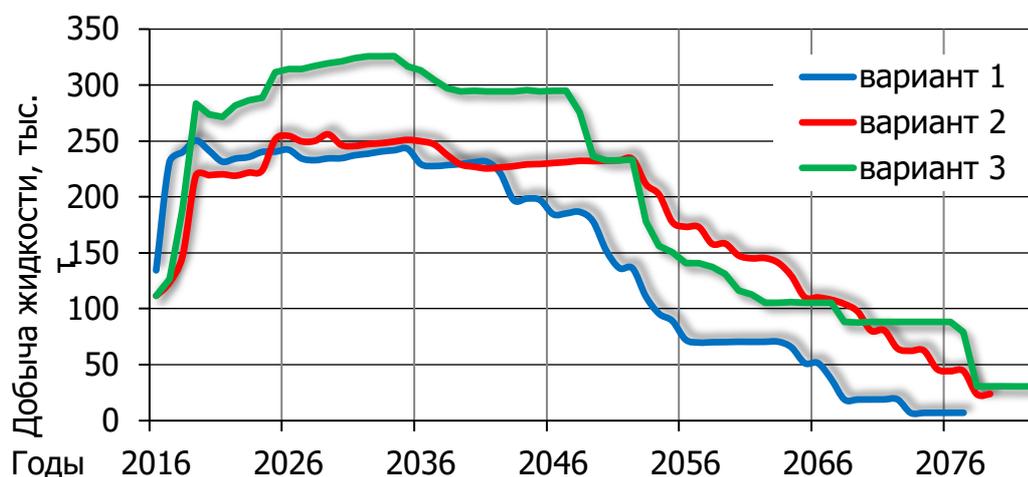


Рисунок 42 – Динамика годовых отборов жидкости по вариантам разработки

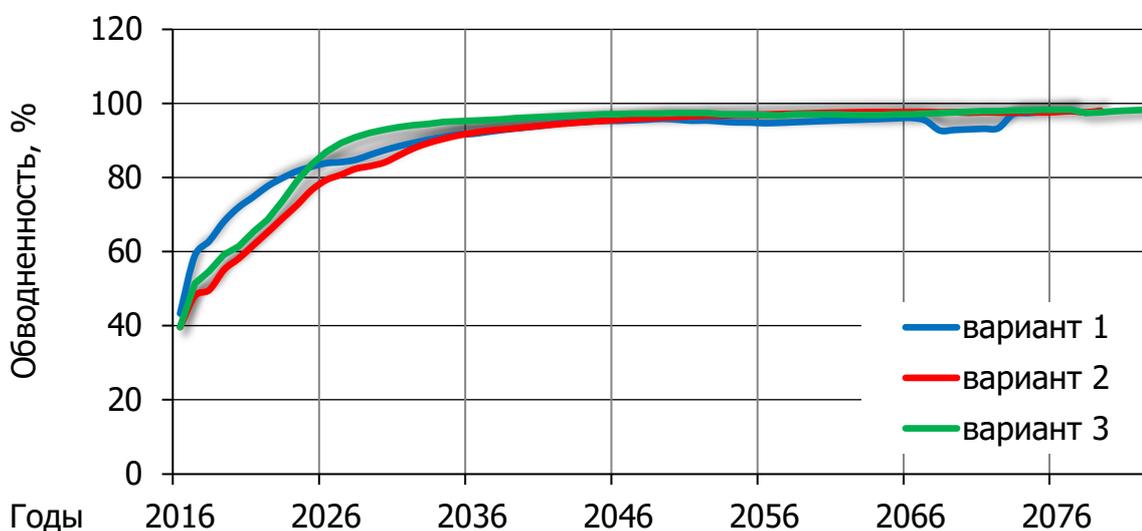


Рисунок 43 – Динамика обводненности по вариантам разработки

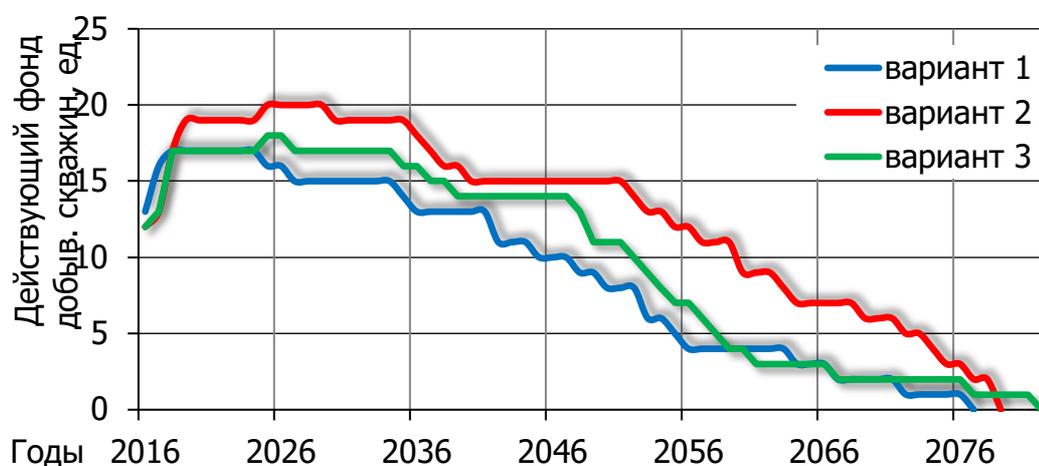


Рисунок 44 – Динамика действующего фонда добывающих скважин по вариантам разработки

6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ

6.1 Исходные данные для экономической оценки

Экономическая оценка вариантов разработки ЭО и месторождения в целом проводится согласно действующим «Методическим рекомендациям по оценке эффективности инвестиционных проектов» [18], а также с учетом основных положений «Временных методических рекомендаций по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» [19].

Показатели экономической эффективности:

- внутренняя норма рентабельности (IRR) представляет собой значение дисконта, при котором величина суммарного потока наличности за расчетный период равна нулю. IRR не может быть вычислена в следующих ситуациях: все значения годового потока наличности отрицательны, все значения годового потока наличности положительны;
- дисконтированный срок окупаемости капитальных вложений (DPP) определяется количеством лет, по истечении которых начальные отрицательные значения накопленной дисконтированной денежной наличности полностью компенсируются последующими ее положительными значениями;
- индекс доходности дисконтированных инвестиций (PI) – отношение суммы дисконтированных элементов денежного потока от операционной деятельности к абсолютной величине дисконтированной суммы денежного потока от инвестиционной деятельности. PI равен увеличенному на единицу отношению NPV к накопленному дисконтированному объему инвестиций;
- индекс доходности дисконтированных затрат (PIE) – определяется как отношение суммы дисконтированной выручки от реализации УВС к сумме дисконтированных текущих затрат, налогов, пошлин и прочих

отчислений в бюджеты РФ различных уровней, а также капитальных затрат;

- чистый дисконтированный доход пользователя недр (NPV) - сумма прибыли от реализации углеводородов и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину капиталовложений, направляемую на освоение ЭО (залежи, месторождения), приведенная к начальному году по ставке дисконта 15%;
- дисконтированный доход государства (ДДГ) – накопленная сумма годовых налоговых отчислений, таможенных сборов, пошлин и прочих отчислений в бюджеты РФ различных уровней, рассчитанных с учетом ставки дисконтирования 15%.
- рентабельный срок разработки – часть проектного срока (начиная с первого проектного года) разработки ЭО (залежи, месторождения), в течение которого достигается максимальное положительное значение NPV пользователя недр.

Экономические параметры, заложены в расчет экономических показателей для оценки рентабельности рассматриваемых вариантов разработки и выбора наилучшего по критерию оптимальности $Topt$, который рассчитывается по следующей формуле:

$$Topt(i) = НКИН(i) + НNPV(i) + НДДГ(i); \quad (23)$$

$$НКИН(i) = ККИН(i) / \max(ККИН(1) \dots ККИН(n)); \quad (24)$$

$$НNPV(i) = NPV(i) / \max(NPV1 \dots NPVn); \quad (25)$$

$$НДДГ(i) = ДДГ(i) / \max(ДДГ1 \dots ДДГn); \quad (26)$$

где: $Topt(i)$ – интегральный показатель оптимальности i -го варианта разработки ЭО;

$НКИН(i)$ – нормированный коэффициент извлечения нефти i -го варианта разработки ЭО для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

$НNPV(i)$ – нормированный ЧДД пользователя недр i -го варианта разработки ЭО для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

$НДДГ(i)$ – нормированный накопленный дисконтированный доход

государства для i -го варианта разработки ЭО для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

$ККИН(i)$ – коэффициент извлечения нефти за рентабельный срок разработки для i -го варианта разработки ЭО для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

$ККИН(1) \dots ККИН(n)$ – коэффициенты извлечения нефти за рентабельный срок для вариантов разработки ЭО для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

$NPV(i)$ – ЧДД пользователя недр для i -го варианта разработки ЭО для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

$NPV1 \dots NPVn$ – ЧДД пользователя недр для вариантов разработки ЭО для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

$ДДГ(i)$ – накопленный дисконтированный доход государства для i -го варианта разработки ЭО для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

$ДДГ_1 \dots ДДГ_n$ – накопленные дисконтированные доходы государства для вариантов разработки ЭО для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

i – номер варианта разработки ЭО;

n – количество вариантов разработки ЭО.

Показатели ЧДД и ДДГ рассчитываются за рентабельный срок разработки.

Рекомендуемый вариант разработки определяется, как вариант разработки с максимальным значением показателя $Топт(i)$.

Макроэкономические показатели и расчет чистых цен УВС.

Положениями «Временных методических рекомендаций по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» рекомендуется использовать средние значения цен на УВС на экспортных рынках и соответствующие им значения обменного курса российского рубля за 12 календарных месяцев, предшествующих дате подготовки ПТД.

Внутренняя цена нефти рассчитывается на узле учета нефти по методике, используемой во всех ведущих нефтяных компаниях, работающих на территории РФ. В соответствии с этой методикой, чистая цена на КУУ недропользователя (Netback) рассчитывается из цены на внешнем рынке путем

вычитания величины экспортной пошлины и транспортных расходов. Макроэкономические показатели и расчет чистых цен представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Макроэкономические показатели и расчет чистых цен

Годы	Цена нефти Юралс	Транспорт от КУУН до порта (трубопроводный)	Таможенная пошлина на нефть сырую	Коэффициент перевода из тонн в баррели	Обменный курс	Экспортный нетбэк на нефть сырую	Цена на газ на внутреннем рынке (без НДС)
	долл./барр.	руб./т	руб./т	барр./т	руб./долл.	руб./т	руб./ 1000 м ³
2016	51,0	2 747	6 642	7,3	61,0	13 313	557,8
2017	51,0	2 747	5 253	7,3	61,0	14 702	557,8
2018 и т.д.	51,0	2 747	5 253	7,3	61,0	14 702	557,8

Величина транспортных расходов при экспортной реализации на участке «НПС Раскино – порт Козьмино (Приморск)» рассчитывается в соответствии с Приказом Федеральной антимонопольной службы (ФАС России) [20].

Показатели экономической эффективности разработки месторождения «С» определены при условии сбыта 50 % добываемой продукции на внутреннем рынке и 50 % на внешнем рынке в условиях действующей налоговой системы.

Цена на газ представляет собой ожидаемую стоимость поставки газа сторонним потребителям в 2016 году по данным пользователя недр.

Расчеты выполнены в реальных ценах без учета инфляции.

Финансирование проекта предполагается за счет собственных средств недропользователя.

Система налогов и платежей. Недропользователь выплачивает все налоги, предусмотренные действующим законодательством РФ, с учетом поправок, вступивших в силу на момент расчетов. В таблице 14 представлен перечень налогов и платежей, включенных в экономическую оценку вариантов разработки, и показан порядок их расчета.

Таблица 14 – Основные налоги Российской Федерации для нефтегазодобывающих предприятий

Вид налога 1	Ставка налога и база начисления 2
Налоги, относимые на себестоимость	
<p>1. Налог на добычу полезных ископаемых (льгота по выработанности отражена в табличном приложении В.12)</p>	<p>Расчетная ставка: Нефть 2016 г. – 7 208 руб. за тонну; 2017 г. – 7 730 руб. за тонну; Налоговая ставка 857 – 2016 г., 919 – 2017 г. умножается на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть – К_ц. Полученное произведение уменьшается на величину показателя Д_м, характеризующего особенности добычи нефти. $K_{ц} = (Ц - 15) * P / 261$, где Ц – средний за налоговый период уровень цен нефти «Юралс» в долларах США за баррель; Р – среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю, устанавливаемого Центральным банком РФ; $D_{м} = K_{ндпи} * K_{ц} * (1 - K_{в} * K_{з} * K_{д} * K_{дв} * K_{кан})$, где К_{ндпи} равно 559 – с 1 января по 31 декабря 2016 г. $K_{в} = 3,8 - 3,5 * N / V$, где N – сумма накопленной добычи нефти на конкретном участке недр (включая потери при добыче) по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода; V – начальные извлекаемые запасы нефти, утвержденные в установленном порядке с учетом прироста и списания запасов нефти и определяемые как сумма извлекаемых запасов категорий А, В, С1 и С2 на 1 января 2006 года и накопленной добычи с начала разработки конкретного участка недр в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых на 1 января 2006 года. В случае, если степень выработанности запасов не превышает 0,8, то коэффициент К_в принимается равным 1, если степень выработанности запасов превышает 1 коэффициент К_в принимается равным 0,3; В случае, если величина начальных извлекаемых запасов нефти (V_з) по конкретному участку недр меньше 5 млн. тонн и степень выработанности запасов (С_{вз}) конкретного участка недр, меньше или равна 0,05, коэффициент К_з рассчитывается по формуле: $K_{з} = 0,125 * V_{з} + 0,375$ Коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти (К_д), принимается: 1) равным 0,2 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более $2 \cdot 10^{-(3)}$ мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи не более 10 метров; 2) равным 0,4 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более $2 \cdot 10^{-(3)}$ мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи более 10 метров; 3) равным 0,8 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенной к продуктивным отложениям тюменской свиты в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых; 4) равным 1 - при добыче нефти из прочих залежей углеводородного сырья, характеристики которых не соответствуют характеристикам, указанным в подпунктах 1 - 3. Коэффициент К_д в размере, установленном подпунктами 1 - 3, применяется до истечения 180 налоговых периодов,</p>

Вид налога	Ставка налога и база начисления
1	2
	<p>начинающихся с 1 января года, в котором степень выработанности запасов конкретной залежи углеводородного сырья превысила 1 процент. По истечении указанного срока значение коэффициента принимается равным 1.</p> <p>Степень выработанности запасов конкретной залежи углеводородного сырья для целей расчета коэффициентов K_d и $K_{дв}$ рассчитывается налогоплательщиком в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода</p> <p>В случае, если значение коэффициента K_d для залежи углеводородного сырья составляет менее 1 и степень выработанности запасов указанной залежи углеводородного сырья больше или равна 0,8 и меньше или равна 1, коэффициент $K_{дв}$ рассчитывается по формуле:</p> $K_{дв} = 3,8 - 3,5 * N_{дв} / V_{дв}, \text{ где}$ <p>$N_{дв}$ - сумма накопленной добычи нефти по конкретной залежи углеводородного сырья (включая потери при добыче) в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода;</p> <p>$V_{дв}$ - начальные извлекаемые запасы нефти, утвержденные в установленном порядке с учетом прироста и списания запасов нефти и определяемые как сумма извлекаемых запасов категорий А, В, С1 и С2 на 1 января года, предшествующего году налогового периода, и накопленной добычи с начала разработки конкретной залежи углеводородного сырья в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода;</p> <p>В случае, если значение коэффициента K_d для залежи углеводородного сырья составляет менее 1 и степень выработанности запасов не превышает 0,8, то коэффициент $K_{дв}$ принимается равным 1, если степень выработанности запасов превышает 1 коэффициент K_v принимается равным 0,3;</p> <p>Коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти ($K_{кан}$), принимается равным 1. В отношении нефти вязкостью более 200 мПа х с и менее 10 000 мПа х с (в пластовых условиях), а также нефти на участках недр, расположенных полностью или частично в том числе в границах Республики Саха (Якутия), Иркутской области, Красноярского края, в Азовском, Каспийском, Черном, Охотском морях и некоторых других участках недр, коэффициент $K_{кан}$ принимается равным 0 при соблюдении определенных условий.</p>
2. Страховые взносы	Всего 2016-2018гг. – 30 %. С 2019г. – 34% от начисленной суммы ФОТ, в том числе:
- пенсионный фонд	2016-2018гг. – 22 %, с 2019г. – 26% от начисленной суммы фонда оплаты труда (но не более 796 тыс. руб./чел. в год)
- фонд социального страхования	2,9 % от начисленной суммы фонда оплаты труда (но не более 718 тыс. руб./чел. в год)
- фонд медицинского страхования	5,1 % от начисленной суммы фонда оплаты труда
3. Страхование от несчастного случая	0,5 % от начисленной суммы фонда оплаты труда
4. Прочие налоги	Взяты по фактическим данным ОАО «Томскнефть» ВНК за 2015

Вид налога	Ставка налога и база начисления
1	2
	год по месторождению «С» и составляют 11 тыс. руб.
Налоги, относимые на выручку от реализации и финансовый результат	
1. Налог на добавленную стоимость	18 % от добавленной стоимости, определяемой как разница между стоимостью реализованной продукции и стоимостью материальных затрат, отнесенных на издержки. В случае использования в расчете затрат без НДС, базой начисления налога будет выручка от реализации продукции.
2. Налог на имущество предприятий	2,2 % от стоимости основных фондов.
3. Экспортная пошлина	2016г. – 6 642 руб. за тонну, 2017г. – 5 253 руб. за тонну, (при сложившейся за предшествующий месяц средней ценой нефти сырой марки «Юралс» в долларах США за тонну менее 109,5 доллара США – 0 %, при превышении за предшествующий месяц сложившейся средней цены нефти сырой марки «Юралс» 109,5 доллара США за тонну, но не более 146 долларов США за тонну (включительно) – 35 % от разницы; свыше 146, но не более 182,5 доллара США (включительно) – в размере 12,78 доллара за тонну и 45 % от разницы, свыше 182,5 доллара США – 29,2 доллара за тонну и 2016г. – 42% от разницы, 2017г. – 30%).
4. Налог на прибыль	20% от балансовой прибыли, остающейся от выручки после компенсации эксплуатационных затрат и выплаты всех налогов.

6.2 Оценка затрат

Оценка капитальных вложений. Капитальные вложения на разработку месторождения «С» включают в себя затраты на строительство скважин и их обустройство, рассчитанные в планируемых на 2016 г. ценах без учета НДС.

Расчет стоимости строительства скважин производился исходя из запланированной на 2016 г. стоимости 1 метра проходки и средней глубины скважины. Затраты на строительство скважин представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Затраты при бурении на месторождении, тыс. руб. (без НДС)

Бурение скважин/сопутствующие работы:	Стоимость 1 м., руб.	Глубина, м.	ИТОГО, тыс. руб.
- наклонно-направленной	12 022	2 900	34 862
- горизонтальной	20 576	3 400	69 959
- горизонтальной	28 499	3 900	111 147
- водозаборной	14 666	1 800	26 399
- пилотный ствол	13 634	3 400	46 355
- отбор керна	49 494	10	495
- ЗБННС		600	38 432

Продолжение таблицы 15

- ГРП на ЗБННС			5 124
- ГРП			6 802
- МГРП (4 -х ст.)			8 666
- МГРП (5 -х ст.)			9 937
- МГРП (10 -х ст.)			16 293
- Вышкомонтажные работы (на куст скважин)			38 880

Капитальные затраты определяются по следующим направлениям: бурение скважин; обустройство скважин и кустовых площадок; оборудование, не входящее в сметы строек; промышленное обустройство.

Затраты на оборудование не входящее в сметы строек рассчитаны исходя из средней стоимости оборудования 1 536 тыс. руб. на 1 новую скважину и 123 тыс. руб на 1 скважину действующего механизированного фонда.

Затраты на капитальное строительство при разработке месторождения в динамике по годам представлены в таблице 16. Структура и динамика капитальных вложений представлены на рисунках 45 и 46.

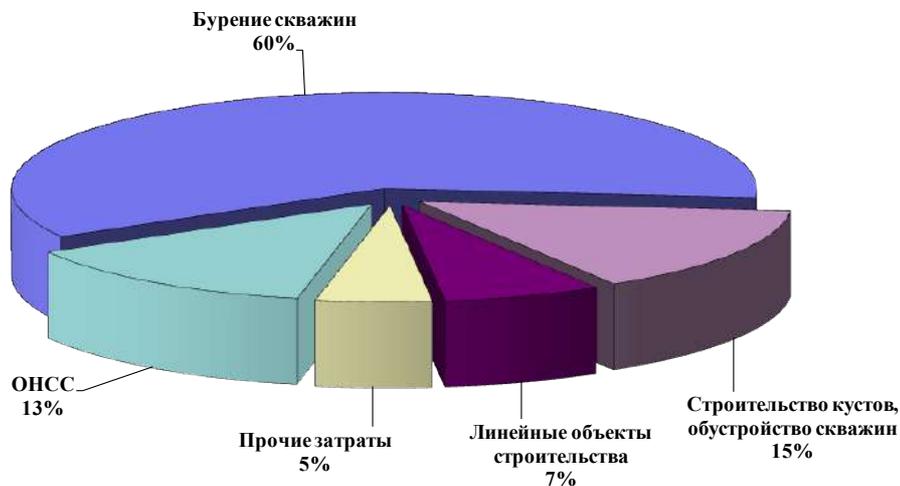


Рисунок 45 – Структура капитальных вложений

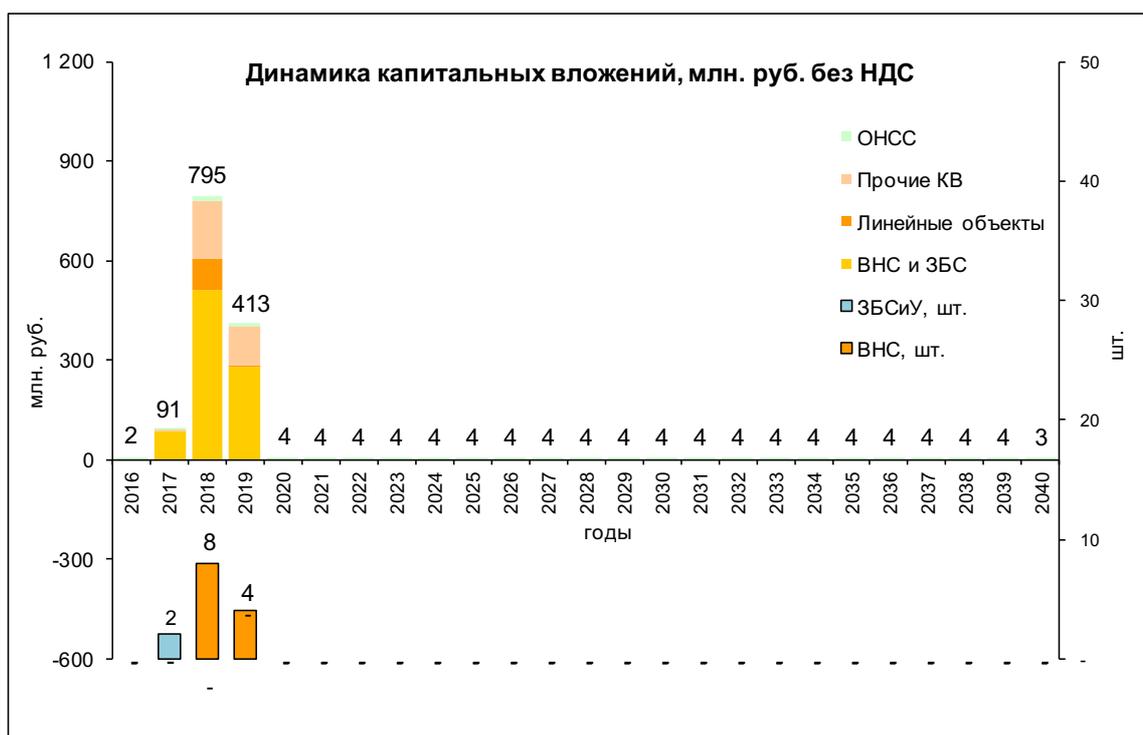


Рисунок 46 – Динамика капитальных вложений

Таблица 16 – Расчет капитальных вложений, млн. руб.

Показатель	Всего	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2079
1. Эксплуатационное бурение	879,5	-	87,1	510,4	282,0	-	-	-	-
1.1 Наклонно-направленные	174,8	-	-	105,1	69,7	-	-	-	-
кол-во скважин, шт.	5,0	-	-	3,0	2,0	-	-	-	-
1.2 Горизонтальные	497,5	-	-	318,7	178,8	-	-	-	-
кол-во скважин, шт.	6,0	-	-	4,0	2,0	-	-	-	-
1.3 Водозаборные	26,4	-	-	26,4	-	-	-	-	-
кол-во скважин, шт.	1,0	-	-	1,0	-	-	-	-	-
1.4 ЗБС	87,1	-	87,1	-	-	-	-	-	-
кол-во скважин, шт.	2,0	-	2,0	-	-	-	-	-	-
1.5 ГРП	93,6	-	-	60,2	33,5	-	-	-	-
кол-во, шт.	11,0	-	-	7,0	4,0	-	-	-	-
2. Промышленное строительство	349,5	-	-	242,0	107,5	-	-	-	-
2.1 Обустройство скважин	88,3	-	-	58,9	29,4	-	-	-	-
кол-во, шт.	12,0	-	-	8,0	4,0	-	-	-	-
2.2 Строительство кустов	128,6	-	-	64,4	64,2	-	-	-	-
кол-во, шт.	2,0	-	-	1,0	1,0	-	-	-	-
2.3 НСК	22,6	-	-	21,9	0,8	-	-	-	-
- новое строительство	22,6	-	-	21,9	0,8	-	-	-	-
протяженность, км.	2,9	-	-	2,8	0,1	-	-	-	-
2.4 Водоводы	0,7	-	-	-	0,7	-	-	-	-
- новое строительство	0,7	-	-	-	0,7	-	-	-	-
протяженность, км.	0,1	-	-	-	0,1	-	-	-	-
2.5 Автодороги	62,9	-	-	60,7	2,2	-	-	-	-
протяженность, км.	2,9	-	-	2,8	0,1	-	-	-	-
2.6 ВЛ-6	14,6	-	-	14,1	0,5	-	-	-	-
протяженность, км.	5,5	-	-	5,3	0,2	-	-	-	-
2.7 Прочие КВ	31,8	-	-	22,0	9,8	-	-	-	-
3. ОНСС	197,9	2,5	2,6	15,7	10,1	3,9	3,9	3,9	155,2
4. Природоохранные мероприятия	42,1	-	1,7	27,1	13,2	-	-	-	-
ИТОГО САРЕХ	1 468,88	2,5	91,4	795,2	412,8	3,9	3,9	3,9	155,2

Оценка текущих и эксплуатационных затрат. Эксплуатационные затраты рассчитаны в соответствии с удельными текущими затратами и объемными технологическими показателями вариантов разработки на основе фактических издержек на добычу нефти в ОАО «Томскнефть» ВНК за 2015 г. сложившиеся по месторождению «С».

Себестоимость определена в разрезе следующих статей:

- электроэнергия на извлечение жидкости;
- искусственное воздействие на пласт;
- сбор и транспорт нефти и газа;
- технологическая подготовка нефти;
- расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования;
- общехозяйственные и общепроизводственные затраты;
- ГТМ на прирост добычи;
- налоги и платежи, относимые на себестоимость;
- амортизационные отчисления.

Энергетические затраты по извлечению нефти рассчитаны в соответствии с прогнозным расчетом объемов механизированного подъема жидкости.

Расходы на искусственное воздействие на пласт включают затраты на электроэнергию для закачки воды и затраты на обслуживание нагнетательных скважин.

Расходы на сбор и транспорт нефти и газа рассчитываются в зависимости от объема добываемой жидкости и газа и затрат по этим статьям калькуляции.

Расходы на технологическую подготовку нефти и газа рассчитываются в зависимости от объема добываемой нефти и газа и затрат по этим статьям калькуляции.

Расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования определяются в зависимости от действующего фонда нефтяных скважин и включают в себя, затраты на содержание и эксплуатацию оборудования, капитальный ремонт, а также заработную плату (основную и дополнительную)

промышленно-производственного персонала и соответствующие страховые взносы во внебюджетные фонды.

Общехозяйственные и общепроизводственные затраты включают в себя прочие производственные затраты на сбор и транспорт нефти и газа, на технологическую подготовку нефти, цеховые расходы и определяются в зависимости от действующего фонда нефтяных скважин. Также по данной статье отражаются административно-управленческие расходы, рассчитываемые в зависимости от добычи нефти.

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из классификации основных средств по амортизационным группам и срока полезного использования в соответствии с Федеральным законом РФ №158-ФЗ от 22 июля 2008 года «О внесении изменений в главы 21, 23, 24, 25 и 26 части второй налогового кодекса Российской Федерации и некоторые другие акты законодательства Российской Федерации о налогах и сборах» [21].

В состав эксплуатационных затрат включены расходы на мероприятия повышающие нефтеотдачу: вывод из бездействия скважин, перевод под закачку, ремонтно-изоляционные работы, ОПЗ, ПОТ и ГРП на действующих скважинах. Стоимость проводимых мероприятий по месторождению представлена в таблице 17.

Таблица 17 – Стоимость мероприятий по повышению нефтеотдачи при разработке месторождения «С»

Мероприятия	Стоимость, тыс. руб./опер.
Вывод из б/д	1 377
ГРП	5 875
Перевод под закачку	843
Ремонтно-изоляционные работы	1 774
ОПЗ	1 776
ПОТ	952

Средние операционные затраты на ТУТ, позволяющие получать прибыль составляют 7 040 руб./т, т.е. месторождение с прибылью может работать до

2030 г., дальнейшая разработка месторождения для недропользователя невыгодна. Это связано с тем, что все скважины работают до 98 % обводненности при предельной рентабельной обводненности 84,1 % и дебите нефти 5,6 т/сут. при этом дебит по жидкости 35,5 т/сут.

Оценка внереализационных затрат. Целевые средства для финансирования работ по завершению эксплуатации месторождения были оценены исходя из сложившегося по каждому варианту объема капитальных затрат и существующего фонда скважин. Размер ликвидационных затрат рассчитан исходя из 20 % от величины новых капитальных вложений на обустройство месторождения и 939 тыс. руб. на каждую ликвидируемую скважину. Отчисление ликвидационных затрат на скважины осуществляются по факту выбытия скважин из эксплуатации, а ликвидационные затраты на объекты обустройства отнесены на последний год разработки.

6.3 Технико-экономические показатели вариантов разработки

Экономическая оценка вариантов разработки месторождения «С» проведена с целью выбора наиболее эффективной системы разработки, обоснования максимально возможных коэффициентов извлечения и извлекаемых запасов УВС, в том числе максимально возможных рентабельных коэффициентов извлечения и рентабельно извлекаемых запасов.

Технико-экономический анализ проектных решений разработки месторождения проведен по трем вариантам разработки.

Выбор варианта рекомендуемого для практической реализации основан на сопоставлении технико-экономических показателей вариантов разработки месторождения и нахождении максимального интегрального показателя оптимальности, представленных в таблице 18 и на рисунке 47.

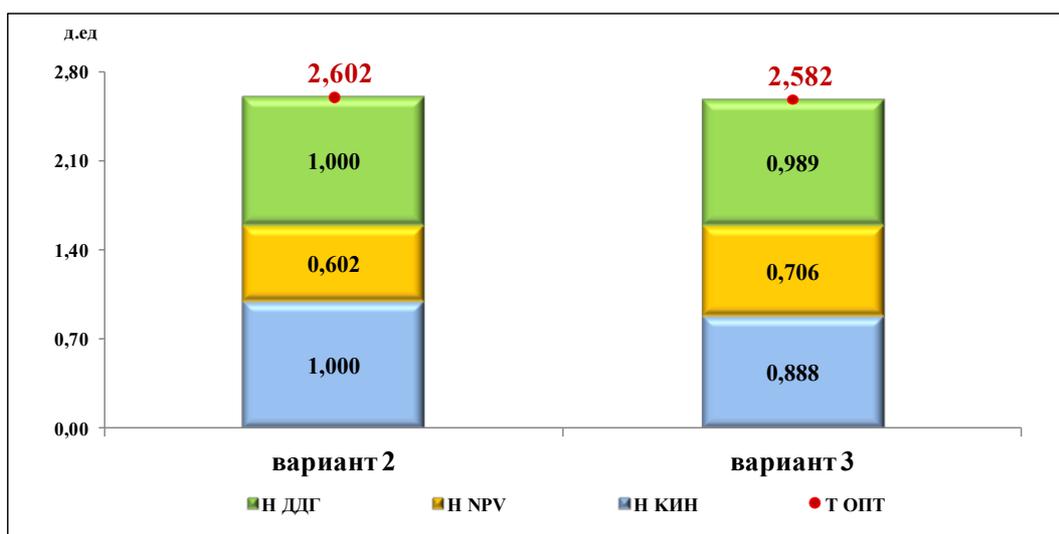


Рисунок 47 – Интегральный показатель оптимальности по вариантам разработки

Таблица 18 – Технико-экономические показатели вариантов разработки за рентабельный срок разработки

Параметр	Ед. изм.	вариант 2	вариант 3
Проектный период разработки	годы	2 079	2 082
Рентабельный период разработки	годы	2 030	2 025
Накопленная добыча нефти за проектный период	тыс. т	1 393	1 283
Накопленная добыча нефти за рентабельный период	тыс. т	972	805
Коэффициент извлечения нефти (КИН)	доли ед.	0,399	0,376
Коэффициент извлечения нефти за рентабельный период (КИН _р)	доли ед.	0,311	0,276
Показатели экономической эффективности вариантов разработки			
Внутренняя норма рентабельности (ВНР)	%		
Срок окупаемости	лет	5,2	4,9
Индекс доходности капитальных затрат			
за проектный период	доли ед.	1,29	1,20
за рентабельный период	доли ед.	1,36	1,40
Индекс доходности затрат			
за проектный период	доли ед.	1,03	1,02
за рентабельный период	доли ед.	1,04	1,05
Рентабельно извлекаемые запасы (по видам) категории А+В ₁ +В ₂	тыс. т/млн. м ³	972	805
Чистый дисконтированный доход (ЧДД 15%)			
за проектный период	млн. руб.	290	206
за рентабельный период	млн. руб.	358	420
Расчетные показатели за рентабельный период			
Выручка, ВСЕГО	млн. руб.	19 429	16 080
в т. ч. от реализации нефти	млн. руб.	19 406	16 063
от реализации газа	млн. руб.	24	17
Капитальные затраты, в т. ч.	млн. руб.	1 346	1 350
Бурение скважин	млн. руб.	879	1 015
Промысловое обустройство	млн. руб.	318	227

Продолжение таблицы 18

Внешняя инфраструктура	млн. руб.	0	0
Прочее	млн. руб.	149	108
Эксплуатационные затраты, в т. ч.	млн. руб.	15 192	12 359
Текущие затраты	млн. руб.	5 356	3 828
Налоги, включаемые в себестоимость	млн. руб.	7 627	6 399
Амортизационные отчисления	млн. руб.	2 107	2 069
Внереализационные расходы	млн. руб.	2	1
Чистый доход пользователя недр	млн. руб.	965	1 024
Доход государства	млн. руб.	11 760	9 876
Дисконтированный доход Государства (ДДГ 15%)	млн. руб.	5 858	5 791
Интегральный показатель (Топт)	доли ед.	2,602	2,582

Расчет Топт по варианту 1 не производился из-за отсутствия рентабельного срока разработки. Расчет Топт по вариантам разработки показал наибольшую экономическую эффективность за рентабельный срок разработки по варианту 2, который и рекомендуется к реализации на месторождении.

Технико-экономические показатели по вариантам разработки месторождения «С» за проектный срок представлены на рисунке 48.

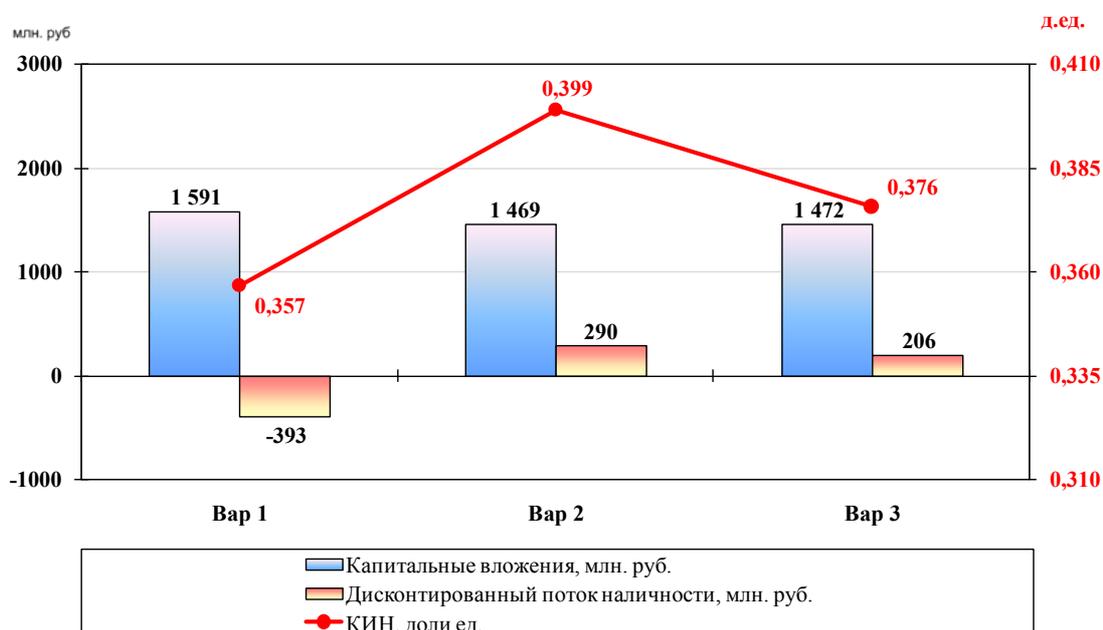


Рисунок 48 – Основные показатели экономической эффективности вариантов за проектный срок разработки

При реализации рекомендуемого варианта разработки месторождения, капитальные вложения в разработку за расчетный период составят 1 469 млн. руб., добыча нефти составит 1 393 тыс. т, КИН - 0,399 д. ед. За рентабельный срок разработки капитальные вложения составят 1 346 млн. руб., добыча нефти 972 тыс. т., КИН - 0,311 д. ед., дисконтированный (с дисконтом 15%) доход недропользователя составит 358 млн. руб., дисконтированный доход государства составит 5 858 млн. руб.

6.4 Анализ чувствительности

Для оценки влияния неточности прогнозирования основных параметров проекта на показатели эффективности, была рассчитана чувствительность проекта к изменению таких факторов, как: цена реализации нефти, объем добычи нефти, эксплуатационные затраты на добычу нефти и капитальные вложения.

Исследование степени устойчивости проекта к изменению возмущающих факторов проведено на базе рекомендуемого варианта разработки месторождения «С», сводные результаты, которых представлены на рисунке 48.

Оценка риска падения цены на нефть, добычи нефти или увеличения капитальных вложений и эксплуатационных затрат проводилась для возможных колебаний значений в диапазоне 40 %. Так, при падении цены реализации на 9 % или добычи нефти на 12 %, либо при росте эксплуатационных затрат на 12 % или росте капитальных вложений на 33%, разработка месторождения становится нерентабельной.

Разработка месторождения обладает приемлемой чувствительностью к изменениям внешних факторов, проект характеризуется положительной экономической эффективностью разработки.

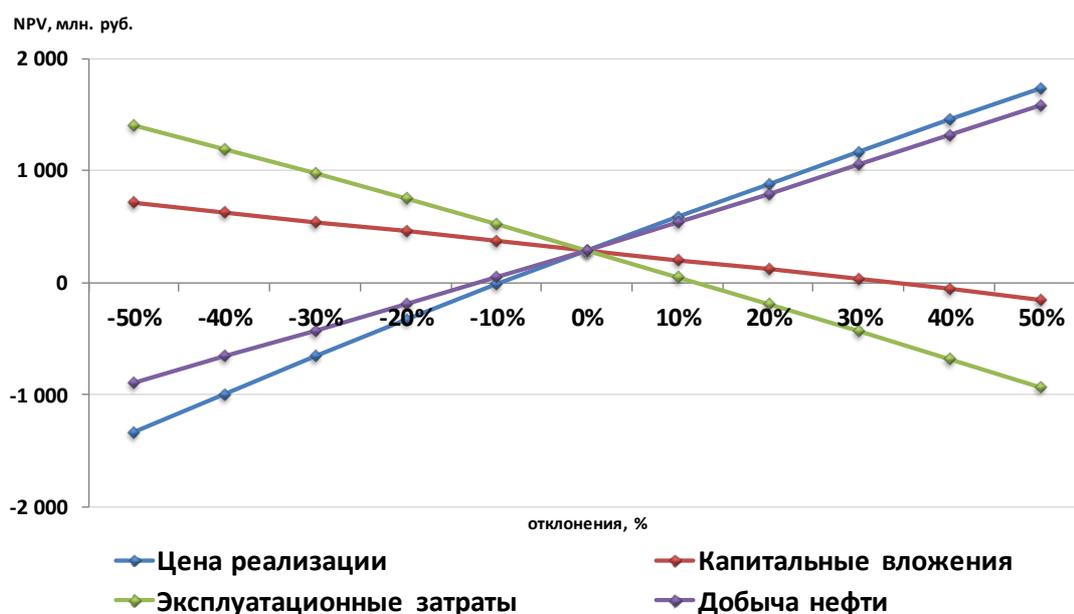


Рисунок 49 – Анализ чувствительности по рекомендуемому варианту разработки

Выводы:

- Экономическая оценка выбора наиболее эффективной системы разработки месторождения «С» (недропользователь ОАО «Томскнефть» ВНК) проводилась по трем вариантам разработки. По совокупности технико-экономических показателей в качестве рекомендуемого был выбран вариант 2.
- Проект разработки месторождения «С» характеризуется положительной экономической эффективностью. Реализация проекта позволит достичь следующих технико-экономических показателей за рентабельный срок 15 лет: добыть 972 тыс. т нефти, обеспечить недропользователю дисконтированный доход 358 млн. руб., пополнить бюджет государства дисконтированными налоговыми платежами и отчислениями в размере 5858 млн. руб.
- Анализ чувствительности показал приемлемую чувствительность проекта к изменению внешних факторов.

7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Корпоративная или социальная ответственность – это ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров (ГОСТ Р ИСО 26000-2012) [25].

Целью настоящей работы является создание достоверной геолого-технологической модели месторождения «С» Томской области, находящегося на начальной стадии разработки. А также прогноз технологических показателей на базе трехмерной гидродинамической модели исследуемого месторождения. Модель нефтяного месторождения, создана в программном продукте Petrel и РН-КИМ компании Schlumberger и Роснефть соответственно, в которых наиболее полно реализованы функции моделирования сложных процессов разработки и создан функционал построения геологических и гидродинамических моделей залежи.

Производственная безопасность определяется как система законодательных актов, социально-экономических, организационных, технических, гигиенических и лечебно-профилактических мероприятий и средств, обеспечивающих безопасность, сохранение здоровья и работоспособности в процессе труда.

Уровень работоспособности человека напрямую зависит от условий труда. Под условиями труда понимается совокупность факторов производственной среды и трудового процесса, которые оказывают влияние на работоспособность и здоровье работника.

Вся работа выполнялась в помещении с компьютерами. Помещение находится в семиэтажном здании офисного центра, на четвертом этаже. Помещение имеет следующие параметры: ширина 8 м, длина 25 м, высота потолков 2,5 м.

В помещении стоят 15 компьютерных столов с высотой рабочей поверхности $h = 0,8$ м, оснащенных стационарными компьютерами (процессор: Intel(R) Core(TM) i5-3230M CPU 2,60 GHz) с монитором Samsung SyncMaster 715N с диагональю 19 дюймов (яркость 75 %, контрастность 50 %, с частотой обновления 60 Hz и разрешением 1920×1080).

В связи с тем, что основной целью данной работы являлось создание достоверной геологической и гидродинамической модели для разработки месторождения Томской области, существует необходимость учесть экологическую безопасность на месторождении.

7.1 Анализ вредных производственных факторов

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием «Классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003–74 (с измен. № 1, октябрь 1978 г., переиздание 1999 г.)» [26].

Согласно ГОСТ в помещении, в котором производились работы, были выявлены основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы (таблица 19).

Далее, в соответствии с запроектированными видами работ, последовательно по составленной таблице проведено описание выявленных опасных и вредных производственных факторов (анализ факторов и мероприятия по их устранению).

Таблица 19 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ и параметров производственного процесса	Ф а к т о р ы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
– анализ документации по теме работы; – подготовка чертежей, планов, схем.	1. Отклонение показателей микроклимата в помещении; 2. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 3. Психофизиологические факторы.	1. Электрический ток; 2. Пожароопасность.	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 ГОСТ 12.1.038-82 СанПиН 2.2.4.548-96 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 ГОСТ 12.4.009-83 ГОСТ 12.1.005-88
<i>Примечание: Пожароопасность описана как ЧС</i>			

Отклонение показателей микроклимата в помещении. Микроклимат производственных помещений – метеорологические условия производственной среды помещений, которые оказывают влияние на тепловую стабильность организма человека в процессе труда. Микроклиматические условия на рабочих местах производственных помещений – важнейший санитарно-гигиенический фактор, от которого во многом зависит состояние здоровья и работоспособность человека.

Показателями, характеризующими микроклимат в производственных помещениях согласно СанПиН 2.2.4.548-96 [27] являются:

- температура воздуха;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового облучения.

Микроклиматические параметры оказывают значительное влияние, как на функциональную деятельность человека, так и на надежность работы ЭВМ. Поэтому в помещениях, где установлены компьютеры, должны соблюдаться оптимальные параметры микроклимата с учетом разграничения работ на категории по СанПиН 2.2.4.548-96 (таблица 20).

В данном случае проводимые работы можно отнести к категории Ia – интенсивность энергозатрат до 120 ккал/ч (производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением).

Таблица 20 – Оптимальные величины показателей микроклимата в рабочей зоне производственных помещений при работе в компьютерном помещении согласно СанПиН 2.2.4.548–96.

<i>Период года</i>	<i>Параметр микроклимата</i>	<i>Величина</i>
Холодный и переходный	Температура воздуха в помещении	22 – 24 °С
	Относительная влажность	40 – 60 %
	Скорость движения воздуха	до 0,1 м/с
Теплый	Температура воздуха в помещении	23 – 25°С
	Относительная влажность	40 – 60 %
	Скорость движения воздуха	0,1 – 0,2 м/с

При обеспечении оптимальных и допустимых показателей микроклимата в холодный период года следует применять средства защиты рабочего места от радиационного переохлаждения от стеклянных поверхностей оконных проемов, в теплый период – от попадания прямых солнечных лучей.

Для поддержания нормальных параметров микроклимата в рабочей зоне необходимо применять следующие основные мероприятия: защиту от источников теплового излучения, устройство систем вентиляции, кондиционирования воздуха и отопления [28].

Недостаточная освещенность рабочей зоны. Правильно спроектированное и рационально выполненное освещение производственных помещений оказывает положительное воздействие на работающих, способствует повышению эффективности и безопасности труда, снижает утомление и травматизм, сохраняет высокую работоспособность.

Оценка освещенности рабочей зоны необходима для обеспечения нормативных условий работы в помещениях и открытых площадках и проводится в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [29]. Естественное освещение обеспечивается через оконные проемы с коэффициентом естественного освещения КЕО не ниже 1,2% в зонах с устойчивым снежным покровом и не ниже 1,5% на остальной территории. Световой поток из оконного проема должен падать на рабочее место с левой стороны. Искусственное освещение в помещениях эксплуатации компьютеров должно осуществляться системой общего равномерного освещения. Освещенность на поверхности стола в зоне размещения документа должна быть 300-500 лк. Допускается установка светильников местного освещения для подсветки документов. Местное освещение не должно создавать бликов на поверхности экрана и увеличивать освещенность экрана более 300 лк. Прямую блескость от источников освещения следует ограничить. Яркость светящихся поверхностей (окна, светильники), находящихся в поле зрения, должна быть не более 200 кд/м². Для искусственного освещения помещений с персональными компьютерами следует применять светильники типа ЛПО36 с зеркализированными решетками, укомплектованные высокочастотными пускорегулирующими аппаратами. Допускается применять светильники прямого света, преимущественно отраженного света типа ЛПО13, ЛПО5, ЛСО4, ЛПО34, ЛПО31 с люминисцентными лампами типа ЛБ. Защитный угол светильников должен быть не менее 40 градусов. Светильники местного освещения должны иметь непросвечивающийся отражатель с защитным углом не менее 40 градусов.

Недостаточная освещенность влияет на функционирование зрительного аппарата, этот фактор определяет работоспособность, влияет на психику, частично определяет его эмоциональное состояние, может вызывать усталость центральной нервной системы, которая возникает в результате усилий, прилагаемых для опознавания зрительных сигналов. Недостаточная освещенность может возникать при неправильном выборе осветительных

приборов при искусственном освещении и при неправильном направлении света на рабочее место при естественном освещении.

Психофизиологические факторы. Негативное воздействие на человека компьютеров заключается в том, что к концу рабочего дня операторы ЭВМ ощущают головную боль, резь в глазах, тянущие боли в мышцах шеи, рук, спины, зуд кожи лица. Со временем это приводит к мигреням, частичной потере зрения, сколиозу, кожным воспалениям. Эти заболевания не только снижают трудоспособность, но и подрывают здоровье людей [30].

Чтобы избежать подобных негативных явлений, необходимо грамотно организовывать и оборудовать рабочие места с учетом требований СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [31] (рисунок 50), а именно:

- рабочее место должно располагаться так, чтобы естественный свет падал сбоку, преимущественно слева;
- окна в помещениях с ВДТ и ПЭВМ должны быть оборудованы регулируемыми устройствами (жалюзи, занавески, внешние козырьки и т.д.);
- расстояние между рабочими столами с видеомониторами должны быть не менее 2,0 м, а расстояние между боковыми поверхностями видеомониторов – не менее 1,2 м;
- монитор, клавиатура и корпус компьютера должны находиться прямо перед оператором; высота рабочего стола с клавиатурой должна составлять 680 – 800 мм над уровнем пола; а высота экрана (над полом) –900–1280см;
- монитор должен находиться от оператора на расстоянии 60 – 70 см на 20 градусов ниже уровня глаз;
- пространство для ног должно быть: высотой не менее 600 мм, шириной не менее 500 мм, глубиной не менее 450 мм. Должна быть предусмотрена подставка для ног работающего шириной не менее 300 мм с

регулировкой угла наклона. Ноги при этом должны быть согнуты под прямым углом.

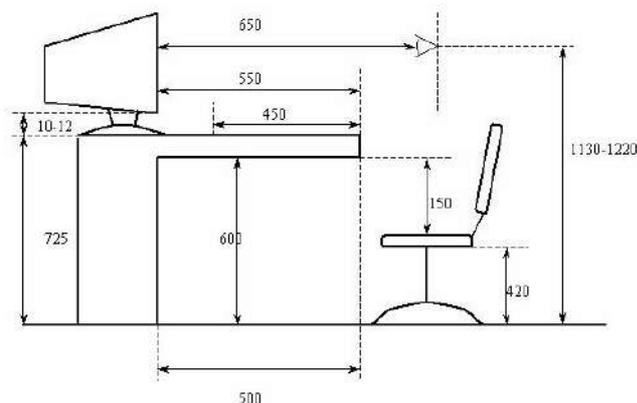


Рисунок 50 – Основные требования к рабочему месту [31]

Кроме того, необходимо учитывать, что в случаях, когда характер работы требует постоянного взаимодействия с ВДТ (набор текстов или ввод данных и т. п.) с напряжением внимания и сосредоточенности, при исключении возможности периодического переключения на другие виды трудовой деятельности, не связанные с ПЭВМ, рекомендуется организация перерывов на 10-15 мин через каждые 45-60 мин работы. Продолжительность непрерывной работы с ВДТ без регламентированного перерыва не должна превышать 1 ч. Ежедневная работа высокой интенсивности и с нервно-эмоциональным напряжением по 12 и более часов не допускается.

7.2 Анализ опасных производственных факторов

Электробезопасность. Разработка дипломной работы предусматривает использование компьютерных технологий. Одним из опасных факторов при работе на ПЭВМ является электрический ток, который может протекать через тело человека в случае его прикосновения к открытым токоведущим частям или электрооборудованию и электропроводам с нарушенной изоляцией. Согласно Правилам эксплуатации электроустановок потребителей, рабочее помещение

характеризуется помещением без повышенной опасности поражения людей электрическим током [32,33].

Безопасных значений напряжений не бывает. Поражение электрическим током может быть даже при напряжении 4 В. Наиболее часто подвержены электротравмам при напряжениях от 127 до 380 вольт (при этом частота равна 50 Гц). Причины этому является не только легкое расстройство, сердцебиение при частоте 50 Гц, но и повсеместное распространенность напряжения питания.

Безопасность при работе с электроустановками обеспечивается применением различных технических и организационных мер.

Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках.

В рамках обеспечения безопасности предусматривается:

- изоляция проводов и ее непрерывный контроль;
- предупредительная сигнализация и блокировки;
- использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов;
- применение малых напряжений;
- защитное отключение.

Кроме того, для снижения величин возникающих зарядов статического электричества в компьютерном кабинете покрытие технических полов следует выполнить из однослойного поливинилхлоридного антистатического линолеума марки АСН. К общим мерам защиты от статического электричества в компьютерном кабинете можно отнести общее и местное увлажнение воздуха. Реализация данных мер обеспечивает безопасную работу в кабинете, оборудованном компьютерами.

7.3 Охрана окружающей среды

В разделе приведена экологическая оценка воздействия на компоненты природной среды разработки нефтяного месторождения «С». Предусмотрены мероприятия, обеспечивающие охрану окружающей среды и недр от возможных негативных воздействий, связанных с разработкой месторождения (таблица 21).

Таблица 21 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия разработке нефтяных и газовых месторождений.

Природные компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Атмосферный воздух	Выбросы загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу.	Герметизация технологического оборудования. Контроль соединений трубопроводов. Защита оборудования от коррозии. Утилизация попутного газа на собственные нужды промысла. Контроль выбросов ЗВ в соответствии с РД 52. 04. 186 – 89
Водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минеральными водами и рассолами и др.)	Концентрированное размещение скважин в кустах и линейных сооружений в коридорах коммуникаций. Восстановление обваловки на кустовых площадках. Отвод поверхностных дождевых, талых вод с территории технологических площадок. Складирование твердых отходов и вывоз на полигон для захоронения
	Загрязнения водоносного горизонта пресных вод	В качестве промывочной жидкости используется буровой раствор с применением глиняного порошка. Организуется зона санитарной охраны (ЗСО)
Земельные ресурсы, флора и фауна	Разрушение и замена естественных почвенных горизонтов на минерализованные грунты при отсыпке площадок бурения скважин и насыпи автодорог минеральным грунтом.	Рекультивация земельных участков в ходе проведения работ
	Вырубка леса, повреждение растительного покрова, подтопление суходольных участков, аварийные разливы нефти.	Использовать древесину, вырубаемую на отводимой территории, для нужд строительства. Ликвидировать порубочные остатки. Применять устройство водопропускных труб. Соблюдать правила пожарной безопасности
	Отчуждение части территорий, на которой обитают популяции животных. Беспокойство животных.	Концентрация эксплуатационных скважин и вспомогательного оборудования на ограниченных площадях. Размещение химреагентов и сыпучих материалов в закрытой таре. Проведение планово-предупредительного ремонта эксплуатируемого оборудования

7.4 Защита в чрезвычайных ситуациях

Одним из наиболее вероятных и разрушительных видов ЧС, который может возникнуть на нефтяном месторождении являются пожары и взрывы, влекущие за собой травмы и гибель людей, а также значительный материальный ущерб.

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров и взрывов[34].

Категории помещений по пожарной и взрывопожарной опасности определяются исходя из вида находящихся в помещениях горючих веществ и материалов, их количества и пожароопасных свойств, а также исходя из объемно-планировочных решений помещений и характеристик проводимых в них технологических процессов, Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" [35]. Категория объекта относится к повышенной пожароопасности (А).

Пожарная безопасность объекта должна обеспечиваться следующими системами и мероприятиями:

- предотвращение распространения пожара достигается мероприятиями, ограничивающими площадь, интенсивность и продолжительность горения. К ним относятся:
- конструктивные и объёмно-планировочные решения, препятствующие распространению опасных факторов пожара по помещению;
- ограничения пожарной опасности строительных материалов используемых в поверхностных слоях конструкции здания, в том числе кровель, отделок и облицовок фасадов, помещений и путей эвакуации;
- снижение технологической взрывопожарной и пожарной опасности помещений и зданий;
- сигнализация и оповещение о пожаре.

- план эвакуации людей при пожаре;
- установкой систем автоматической противопожарной сигнализации (датчики-сигнализаторы типа ДТП)

Помещение обязательно должно быть оснащено первичными средствами пожаротушения. Ручные огнетушители должны размещаться согласно требованиям ГОСТа 12.4.009-83[36].

7.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При разработке данного раздела учитываются необходимые нормы и требования законов Российской Федерации при разработке нефтяных месторождений.

В целях обеспечения охраны недр при разработке нефтяных месторождений, создана правовая основа, представляющая собой систему нормативных правовых актов, главная цель которых - установление природоохранных, экологических требований и обеспечение охраны недр и рационального недропользования.

Разработка нефтяных месторождений, осуществляется хозяйствующими субъектами в соответствии с действующим законодательством о недрах на основе лицензий и согласно утвержденным техническим проектам. Основные требования по рациональному использованию и охране недр содержатся в разделе 3 Закона РФ.

Специальные требования установлены п. 2 ст. 46 Закона РФ при размещении, проектировании, строительстве, реконструкции, вводе в эксплуатацию и эксплуатации объектов нефтегазодобывающих производств, объектов переработки, транспортировки, хранения и реализации нефти, газа и продуктов их переработки должны предусматриваться эффективные меры по очистке и обезвреживанию отходов производства и сбора нефтяного (попутного) газа и минерализованной воды, рекультивации нарушенных и

загрязненных земель, снижению негативного воздействия на окружающую среду, а также по возмещению вреда окружающей среде, причиненного в процессе строительства и эксплуатации указанных объектов. Строительство и эксплуатация объектов нефтегазодобывающих производств, объектов переработки, транспортировки, хранения и реализации нефти, газа и продуктов их переработки допускаются при наличии проектов восстановления загрязненных земель в зонах временного и (или) постоянного использования земель, положительного заключения государственной экспертизы проектной документации [37].

В соответствии с требованиями законодательства о недрах и экологического законодательства при пользовании недрами обеспечиваются безопасность для жизни и здоровья населения, охрана зданий и сооружений, атмосферного воздуха, земель, лесов, вод, животного мира и других объектов окружающей среды. При пользовании недрами осуществляется систематический контроль за состоянием окружающей среды и за выполнением природоохранных мероприятий. Порядок предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов регламентируется постановлением [38,39].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной целью данной работы являлось построение геолого-технологической модели и нахождение оптимальной системы разработки месторождения «С» Томской области. Для выполнения этой цели были выполнены задачи, такие как:

Задачи исследования:

- Собрать входные данные для геологического и гидродинамического моделирования;
- Построить геологическую модель в ПО Schlumberger Petrel;
- Построение гидродинамическую модель в ПО PH-КИМ;
- Провести адаптацию полученной фильтрационной модели;
- Смоделировать несколько вариантов разработки;
- Сравнить технико-экономические показатели вариантов разработки.

По совокупности технико-экономических показателей в качестве рекомендуемого был выбран второй вариант. Проект разработки месторождения характеризуется положительной экономической эффективностью. Реализация проекта позволит достичь следующих технико-экономических показателей за рентабельный срок 15 лет: добыть 972 тыс. т нефти, обеспечить недропользователю дисконтированный доход 358 млн. руб., пополнить бюджет государства дисконтированными налоговыми платежами и отчислениями в размере 5858 млн. руб.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Нормативно-методическая документация. – Москва: ЕСОЭН, 2016. – 320 с.
2. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. Часть 1. Геологические модели. – Москва: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 164 с.
3. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39.0-047-00. – Москва, 2000.
4. Программная платформа Petrel // Schlumberger. – Режим доступа: <http://sis.slb.ru/products/petrel/>
5. Руководство пользователя программного модуля «МАГМА». Уфа, 2017 г.
6. Батурин А. Ю. Геолого-технологическое моделирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – М: Изд. ВНИИОЭНГ, 2008 – 111 с.
7. Косентино Л. Системные подходы к изучению пластов. – М. Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2007. – 400 с.
8. Каневская Р. Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. – 140 с.
9. Рудкевич М.Я. Тектоника Западно-Сибирской плиты и ее районирование по перспективам нефтегазоносности, Труды ЗапСибНИГНИ Выпуск 14 . М: Недра 1969.
10. ОСТ 39-195-86. «Единая отраслевая методика по определению в лабораторных условиях параметров, характеризующих коллекторские свойства пласта».

11. СТО 44235454-003-2006. «Породы горные. Методика измерений коэффициента водонасыщенности порового пространства с применением гравиметрической установки капиллярного давления GCS-765»
12. Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений / Миннефтепром. М., 1987.
13. Закревский С.Н. Геологическое 3D-моделирование /С.Н.Закревский. – Москва: ООО ИПЦ «Маска», 2009. – 376 с.
14. Батурин А.Ю. Геолого-технологическое моделирование разработка нефтяных и газонефтяных месторождений / А.Ю.Батурин. – Москва: Изд. ВНИИОЭНГ, 2008. – 111 с.
15. Баранов В.Е., Куреленкович С.Х., Шевелева Л.В. Прикладное моделирование пласта. Томск: Petroleum Learning Centre, 2009, – 103 с.
16. Закревский К.Е., Майсюк Д.М., Сыртланов В.Р. - Оценка качества 3D моделей. – 269 с.
17. Карлсон М. Р., Практическое моделирование нефтегазовых пластов. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – 944 с.
18. Методические рекомендации по оценки эффективности и инвестиционных проектов. М.: Экономика, 2000 г.
19. Временные методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья. – М.: Министерство природных ресурсов Российской Федерации, 2016 г.
20. Приказ Федеральной антимонопольной службы от 13.09.2016 г. №1289/16 «О внесении изменений в приказ ФАС России от 22.10.2015 №991/15 «Об установленных тарифов на услуги ОАО «АК «Транснефть» по транспортировке нефти по системе магистральных трубопроводов».
21. Федеральный закон от 22 июня 2008 г. №158-ФЗ «О внесении изменений в главы 21,23,24,25 и 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации и некоторые другие акты законодательства Российской Федерации о налогах и сборах»

22. Регламент составления проектов и технологических схем разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39-007-96 /Миннефтепром. – М., 1996. – 105 с.
23. Налоговый кодекс Российской Федерации, часть первая от 31.07.1998 №146-ФЗ, часть вторая от 05.08.2000 №117-ФЗ // СПС «Гарант».
24. Чайковская, Л.А. Налоги и налогообложение (схемы и примеры): Учебное пособие / Л.А. Чайковская. –М.: Экономика, 2012. – 301 с.
25. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. – М: Стандартиформ, 2014. – 23 с.ГОСТ 12.0.003–74.ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
26. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
27. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
28. Экология: учебник / В. И. Коробкин, Л. В. Передельский. – 19-е изд., доп. и перераб. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2014. – 603 с.
29. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003.
30. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. - М.: Атомиздат, 1971.
31. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003.
32. Постановления Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 03.06.2003 № 118 «О введении в действие

санитарно-эпидемиологических правил и нормативов СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03».

33. Правила устройства электроустановок. 7-е изд., разд. 1, 6, 7. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2009.
34. РД 52.04.186-89 «Руководство по контролю загрязнения атмосферы».
35. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".
36. ГОСТ 12.4.009-83. Пожарная техника для защиты объектов.
37. Закон РФ от 21.02.1992 N 7-ФЗ (ред. от 29.12.2015) «Об охране окружающей среды».
38. Постановление Правительства РФ от 21 августа 2000 г. N 613 "О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов" // Собрание законодательства Российской Федерации. 2000. N 3.
39. Экология: учебник / В. И. Коробкин, Л. В. Передельский. – 19-е изд., доп. и перераб. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2014. – 603 с.
40. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
41. ГОСТ 12.1.019 -79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
42. Peaceman, D W: Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation, Developments in Petroleum Science No. 6, Elsevier, 1977.
43. L.C. Uren, Petroleum Production Engineering, Oil Field Exploitation, 3rd edn., McGraw-Hill Book Company Inc., New York, 1953.
44. G. Robertson in Cores from the Northwest European Hydrocarbon Province, edited by C D Oakman, J H Martin and P W M Corbett, Geological Society, London. 1997.
45. Reservoir Modelling and Simulation of a Middle Eastern Carbonate Reservoir”, M.J. Sibley, J.V. Bent and D.W. Davis (Texaco), 1997.

46. Archer, J S and Wall, C: Petroleum Engineering: Principles and Practice, Graham and Trotman Inc., London, 1986.
47. Aziz, K. and Settari, A.: Petroleum Reservoir Simulation, Elsevier Applied Science Publishers, Amsterdam, 1979.
48. Crichlow, H B: Modern Reservoir Engineering: A Simulation Approach, Prentice- Hall Inc., Englewood Cliffs, NJ, 1977.
49. Dake, L P: The Practice of Reservoir Engineering, Developments in Petroleum Science 36, Elsevier, 1994.
50. Fanchi, J R: Principles of Applied Reservoir Simulation, Gulf Publishing Co., Houston, TX, 1997.

Приложение А
(обязательное)

**GEOLOGICAL AND SIMULATION MODEL OF U1-1 BED AND ITS
INFLUENCE ON DEVELOPMENT OF OIL FIELD «С» LOCATED IN
TOMSK DISCTRICT**

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Торчинский Ю.В.		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова О.С.	к.г.-м.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Швагрукова Е.В.	к.фил.н.		

1. What is a reservoir simulation model?

A simulation model is one which shows the main features of a real system, or resembles it in its behaviour, but is simple enough to make calculations on. These calculations may be analytical or numerical. By analytical we mean that the equations that represent the model can be solved using mathematical techniques such as those used to solve algebraic or differential equations. An analytic solution would normally be written in terms of “well known” equations or functions (x^2 , $\sin x$, e^x etc).

For example, suppose we wanted to describe the growth of a colony of bacteria and we denoted the number of bacteria as N . Now if our growth model says that the rate of increase of N with time (that is, dN/dt) is directly proportional to N itself, then:

$$\left(\frac{dN}{dt}\right) = a \cdot N \quad (1)$$

Where a is a constant. We now want to solve this model by answering the question: what is N as a function of time, t , which we denote by $N(t)$, if we start with a bacterial colony of size N_0 . It is easy to show that, $N(t)$ is given by:

$$N(t) = N_0 \cdot e^{a \cdot t} \quad (2)$$

Which is the well-known law of exponential growth. We can quickly check that this analytical solution to our model (equation 1), is at least consistent by setting $t = 0$ and noting that $N = N_0$, as required. Thus, equation 1 is our first example of a simulation model which describes the process - bacterial growth in this case - and equation 2 is its analytical solution. But looking further into this model, it seems to predict that as t gets bigger, then the number N - the number of bacteria in the colony - gets hugely bigger and, indeed, as $t \rightarrow \infty$, the number N also $\rightarrow \infty$. Is this realistic? Do colonies of bacteria get infinite in size? Clearly, our model is not an exact replica of a real bacterial colony since, as they grow in size, they start to use up all the food and die off. This means that our model may need further terms to describe the observed behaviour of a real bacterial colony. However, if we are just interested in the early time growth of a small colony, our model may be adequate for our purpose; that is, it may be fit-for-purpose. The real issue here is a balance between the

simplicity of our model and the use we want to make of it. This is an important lesson for what is to come in this course and throughout your activities trying to model real petroleum reservoirs [42].

In contrast to the above simple model for the growth of a bacterial colony, some models are much more difficult to solve. In some cases, we may be able to write down the equations for our model, but it may be impossible to solve these analytically due to the complexity of the equations. Instead, it may be possible to approximate these complicated equations by an equivalent numerical model. This model would commonly involve carrying out a very large number of (locally quite simple) numerical calculations. The task of carrying out large numbers of very repetitive calculations is ideally suited to the capabilities of a digital computer which can do this very quickly. As an example of a numerical model, we will return to the simple model for colony growth in equation (1). Now, we have already shown that we have a perfectly simple analytical solution for this model (equation 2). However, we are going to “forget” this for a moment and try to solve equation 1 using a numerical method. To do this we break the time, t , into discrete timesteps which we denote by Δt . So, if we have the number of bacteria in the colony at $t = 0$, i.e. N_0 , then we want to calculate the number at time Δt later, then we use the new value and try to find the number at time Δt later and so on. In order to do this systematically, we need an algorithm (a mathematical name for a recipe) which is easy to develop once we have defined the following notation:

Notation:

- the value of N at the current time step n is denoted as N^n
- the value of N at the next time step, $n+1$ is denoted as N^{n+1}

Clearly, it is the N^{n+1} that we are trying to find. Going back to the main equation that defines this model (equation 1), we approximate this as follows:

$$\frac{N^{n+1} - N^n}{\Delta t} \approx a \cdot N^n \quad (3)$$

Where we use the symbol, " \approx ", to indicate that equation 3 is really an approximation, or that it is only exactly true as $\Delta t \rightarrow 0$. Equation 3 is now our (approximate) numerical model which can be rearranged as follows to find N^{n+1} (which is the "unknown" that we are after):

$$N^{n+1} = (1 + a \cdot \Delta t) \cdot N^n \quad (4)$$

Where we have gone to the exact equality symbol, "=", in equation 4 since, we are accepting the fact that the model is not exact but we are using it anyway. This is our numerical algorithm (or recipe) that is now very amenable to solution using a simple calculator.

Now let us consider what we want to model - or simulate - when we come to developing petroleum reservoirs. Clearly, petroleum reservoirs are much more complex than our simple example since they involve many variables (e.g. pressures, oil saturations, flows etc.) that are distributed through space and that vary with time.

In 1953, Uren defined a petroleum reservoir as follows:

" ... a body of porous and permeable rock containing oil and gas through which fluids may move toward recovery openings under the pressure existing or that may be applied. All communicating pore space within the productive formation is properly a part of the rock, which may include several or many individual rock strata and may encompass bodies of impermeable and barren shale. The lateral expanse of such a reservoir is contingent only upon the continuity of pore space and the ability of the fluids to move through the rock pores under the pressures available." [43].

This fine example of old fashioned prose is not so easy on the modern ear but does in fact "say it all". And, whatever it says, then it is precisely what the modern simulation engineer must model!

1.1 The task of reservoir simulation

Let us consider the possible magnitude of the task before us when we want to model (or simulate) the performance of a real petroleum reservoir. Figure 1 shows a

schematic of reservoir depositional system for the mid-Jurassic Linnhe and Beryl formations in the UK sector of the North Sea. Some actual reservoir cores from the Beryl formation are shown in Figure 2. It is evident from the cores that real reservoirs are very heterogenous. The air permeabilities (k_{air}) range from 1mD to almost 3000 mD and it is evident that the permeability varies quite considerably over quite short distances. It is common for reservoirs to be heterogeneous from the smallest scale to the largest as is evident in these figures. These permeability heterogeneities will certainly affect both pressures and fluid flow in the system. By contrast, a reservoir simulation model which might be used to simulate waterflooding in a layered system of this type is shown schematically in Figure 3. This model is clearly hugely simplified compared with a real system. Although the task of reservoir simulation may appear from this example to be huge, it is still one that reservoir engineers **can** - and indeed **must** - tackle. Below, we start by listing in general terms the activities involved in setting up a reservoir model [44].

One way of approaching this is to break the process down into three parts which will all have to appear somewhere in our model:

(1) **Choice and Controls**: Firstly, there are the things that we have some control over. For example:

- Where the injectors and producer wells are located
- The capability that we have in the well (completions & downhole equipment)
- How much water or gas injection we inject and at what rate
- How fast we produce the wells (drawdown)

We note that certain quantities such as injection and production rates are subject to physical constraints imposed on us by the reservoir itself.

(2) **Reservoir Givens**: Secondly, there are the **givens** such as the (usually very uncertain) geology that is down there in the reservoir. There may or may not be an active aquifer which is contributing to the reservoir drive mechanism. We can do things to know more about the reservoir/aquifer system by carrying out seismic surveys, drilling appraisal wells and then running wireline logs, gathering and

performing measurements on core, performing and analysing pressure buildup or drawdown tests, etc.

(3) **Reservoir Performance Results:** Thirdly, there is the observation of the **results** i.e the reservoir performance. This includes well production rates of oil, water and gas, the field average pressure, the individual well pressures and well productivities etc.

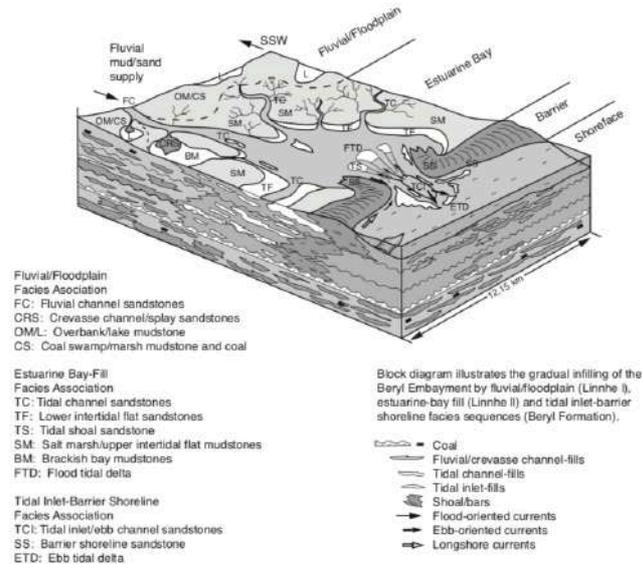


Figure 1 – Conceptual depositional model for the Linnhe and Beryl formations from the middle Jurassic period (UK sector of the North Sea) [44]

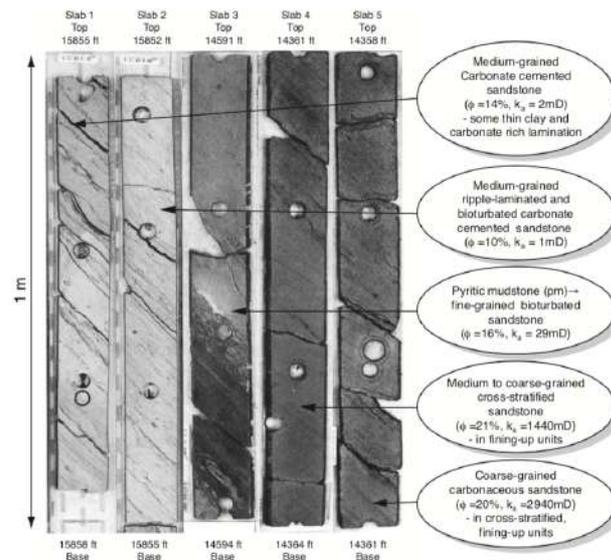


Figure 2 – Cores from the mid-Jurassic Beryl formation from UK sector of the North Sea. ϕ is porosity and k_a is the air permeability [44]

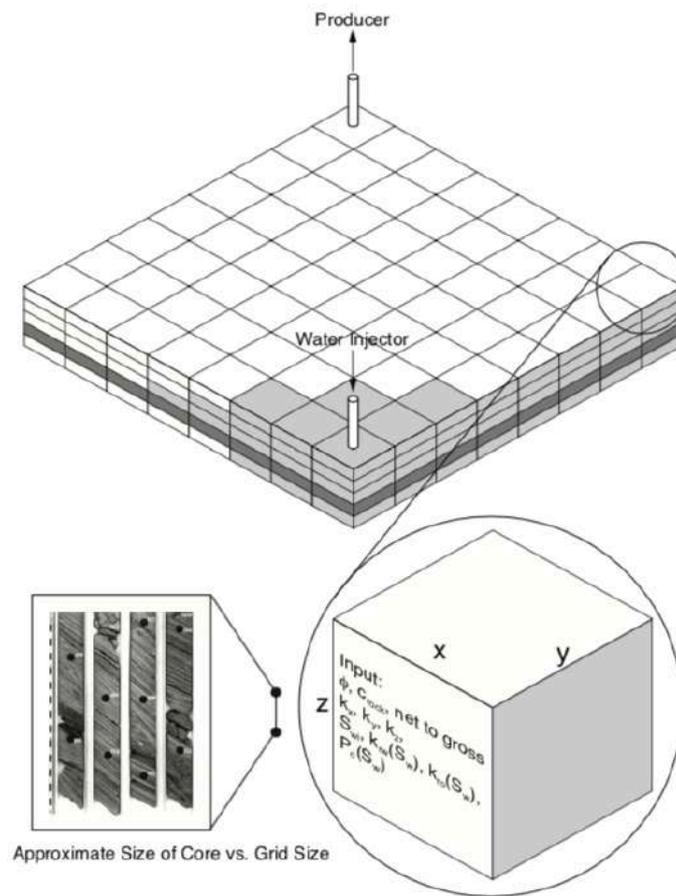


Figure 3 – A schematic diagram of a waterflood simulation in a 3D layered model with an 8x8x5 grid. The information which is input for a single grid block is shown. Contrast this simple model with the detail in a geological model (Figure 1) and in the actual cores themselves (Figure 2)

1.2 What are we trying to do and how complex must our model be?

Therefore, at its most complex, our task will be to incorporate all of the above features (1) - (3) in a complete model of the reservoir performance. But we should now stop at this point and ask ourselves *why* we are doing the particular study of a given reservoir? In other words, the level of modelling that we will carry out is directly related to the issue or question that we are trying to address. Some engineers prefer to put this as follows:

- What decision am I trying to make?

- What is the **minimum** level of modelling - or which tool can I use - that allows me to adequately make that decision?

This matter is put well by Keith Coats - one of the pioneers of numerical reservoir simulation - who said:

“The tools of reservoir simulation range from the intuition and judgement of the engineer to complex mathematical models requiring use of digital computers. The question is not whether to simulate but rather which tool or method to use.”..

Therefore, we may choose a very simple model of the reservoir or one that is quite complex depending on the question we are asking or the decision which we have to make. Without giving technical details of what we mean by **simple** and **complex**, in this context, we illustrate the general idea in Figure 4 which shows three models of the same reservoir. The first (Figure 4a), shows the reservoir as a **tank** model where we are just concerned with the gross fluid flows into and out of the system. The particular advantage of material balance models is that they are very simple. They can address questions relating to average field pressure for given quantities of oil/water/gas production and water influx from given initial quantities and initial pressure (within certain assumptions). However, because the material balance model is essentially a **tank** model, it cannot address questions about why the pressures in two sectors of the reservoir are different (since a single average pressure in the system is a core assumption). The **sector model** in Figure 4b is somewhat more complex in that it recognises different regions of the reservoir. This model could address the question of different regional pressures. However, even this model may be inadequate if the question is quite detailed such as: in my mature field with a number of active injector/ producer wells where should I locate an infill well and should it be vertical, slanted or horizontal ? For such complicated questions, the model in Figure 4c would be more appropriate since it is more detailed and it contains more spatial information. This schematic sequence of models illustrates that there is no one **right** model for a reservoir. The simplicity/complexity of the model should relate to the simplicity/ complexity of the question. But there is another

important factor: *data*. It is clear that to build models of the types shown in Figure 4, we require *increasing amounts of data* as we go from Figure 4a→4b→4c. It is also evident that we should think carefully before building a very detailed model of the type shown in Figure 4c, if we have almost no data. There are some circumstances where we might build quite a complicated model with little data to test out hypotheses but we will not elaborate on this issue at this point [45].

We are now aware that various levels of reservoir model may be used and that the reservoir engineer must choose the appropriate one for the task at hand. We will assume at this point that building a numerical reservoir simulation model is the correct approach for what we are trying to achieve. If this is so, we now address the issue: What do we model in reservoir simulation and why do we model it? There are, as we have said, a range of questions which we might answer, only some of which require a full numerical simulation model to be constructed. Let us now say what a numerical reservoir simulation model is and what sorts of things it can (and cannot) do.

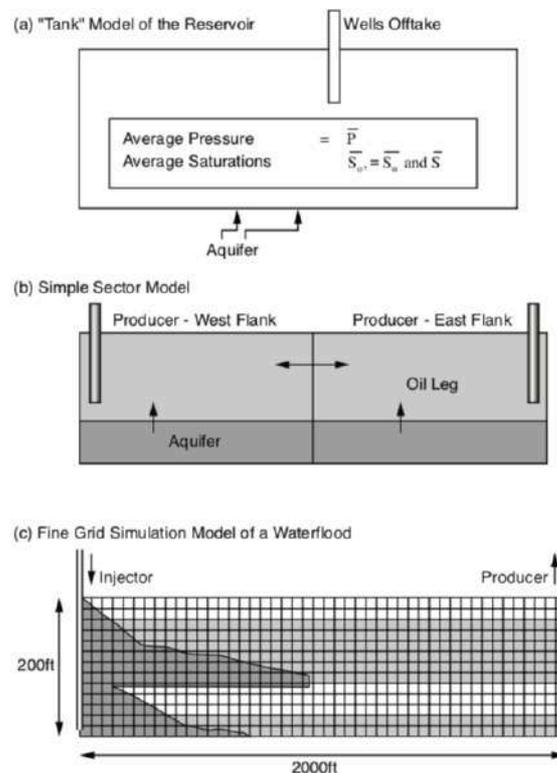


Figure 4 – Schematic illustrations of reservoir models of increasing complexity.

Each of these may be suitable for certain types of calculation [45]

Definition: A *numerical reservoir simulation model* is a grid block model of a petroleum reservoir where each of the blocks represents a local part of the reservoir. Within a grid block the properties are uniform (porosity, permeability, relative permeability etc.) although they may change with time as the reservoir process progresses. Blocks are generally connected to neighbouring blocks so fluid may flow in a block-to-block manner. The model incorporates data on the reservoir fluids (PVT) and the reservoir description (porosities, permeabilities etc.) and their distribution in space. Sub-models within the simulator represent and model the injection/producer wells.

An example of numerical reservoir simulation gridded model is shown in Figure 5, where some of the features in the above definition are evident. We now list what needs to be done in principle to run the model and then the things which a simulator calculate, if it has the “correct” data.

To run a reservoir simulation model, you must:

- Gather and input the fluid and rock (reservoir description) data as outlined above;
- Choose certain numerical features of the grid (number of grid blocks, time step sizes etc);
- Set up the correct field well controls (injection rates, bottom hole pressure constraints etc.); it is these which *drive* the model;
- Choose which output (from a vast range of possibilities) you would like to have printed to file which you can then plot later or - in some cases - while the simulation is still running.

The output can include the following (non-exhaustive) list of quantities:

- The average field pressure as a function of time
- The total field cumulative oil, water and gas production profiles with time
- The total field daily (weekly, monthly, annual) production rates of each phase: oil, water and gas

- The individual well pressures (bottom hole or, through lift curves, wellhead) over time
- The individual well cumulative and daily flowrates of oil, water and gas with time
- Either full field or individual well watercuts, GORs, O/W ratios with time
- The spatial distribution of oil, water and gas saturations throughout the reservoir as functions of time i.e. $S_o(x,y,z;t)$, $S_w(x,y,z;t)$ and $S_g(x,y,z;t)$

Some of the above quantities are shown in simulator output in Figure 6. This field example is for a Middle East carbonate reservoir where the structural map is shown in Figure 6(d). Figure 6(a) shows the field and simulation results for total oil and water cumulative production over 35 years of field life. Figure 6(b) shows the actual and modelled average field pressure. The type of results shown in Figures 6(a) and 6(b) are very common but the modelling of the RFT (Repeat Formation Tester) pressure shown in Figure 6(c) is less common. The RFT tool measures the local pressure at a given vertical depth and, in this case, it can be seen that the reservoir comprises of three zones each of ~ 100 ft thick and each is at a different pressure. This indicates that pressure barriers exist (i.e. flow is restricted between these layers). This is correctly modelled in the simulation. This is an interesting and useful example of how reservoir simulation is used in practice [45].

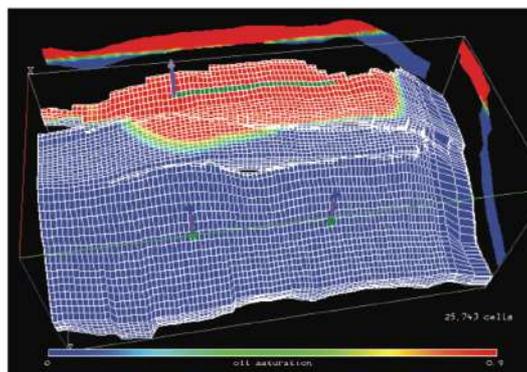
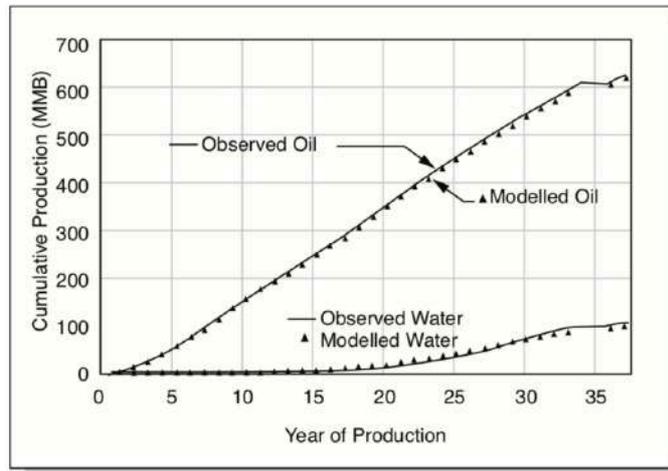


Figure 5 – An example of a 3D numerical reservoir simulation model. The distorted 3D grid covers the crestal reservoir and a large part of the aquifer which is shown dipping down towards the reader.



(a) Full field history match of cumulative oil and water production

Figure 6 (a) to (d) – Example of some typical reservoir simulator output [43]

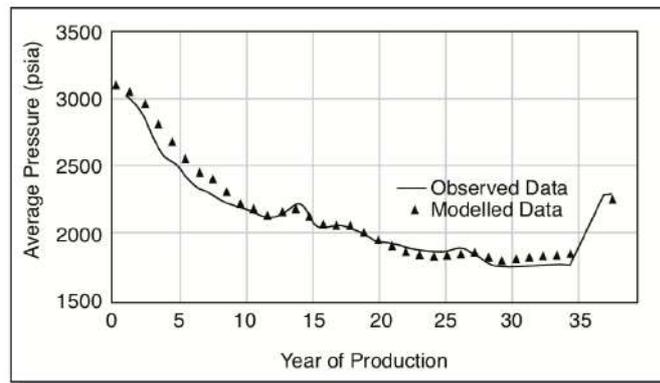


Figure 6 (b) – Full field history match of volume weighted pressure

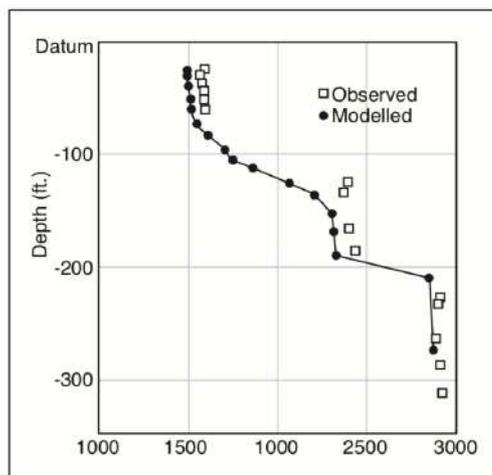


Figure 6 (c) – Match of RFT pressure data by reservoir simulation model at Year 30

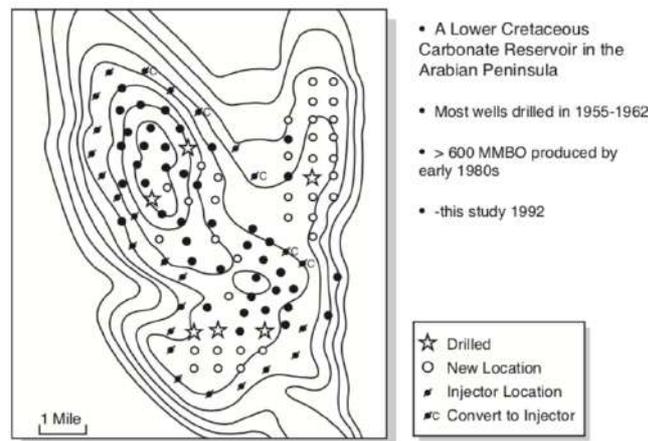


Figure 6 (d) – Field structural map with 50' contour interval

How some of this output might be used is illustrated schematically in Figure 7. This is an imaginary case where the reservoir study is to consider the best of four options in Field A: Option 1 - to continue as present with the waterflood; Option 2 - upgrade peripheral injection wells; Option 3 - upgrade injectors and drill six new injectors; Option 4 - drill four new infill wells. Clearly, it is much cheaper to model these four cases than to actually do one of them. The important quantities are the oil recovery profiles for each case compared with the scenario where we simply proceed with the current reservoir development strategy (Option 1). Of course, we do not know whether the forward predictions which we are taking as what would happen anyway, are actually correct. Likewise, we may be unsure of how accurate our forward predictions are for each of the various scenarios. In fact, an important aspect of reservoir simulation is to assess each of the various uncertainties which are associated with our model. This would ideally lead to a range of profiles for any forward modeling but we will deal with this in detail later.

In the schematic case shown in Figures 7(a) - 7(g) we note that:

(I) The areal plan of the reservoir is given showing injector and producer well location in Figure 7(a);

(II) The corresponding stratification/lithology of the field is shown along the well A-B-C-D transect in Figure 7(b);

(III) Figures 7(c) and 7(d) show the areal grid and the vertical grid, respectively;

(IV) The forward predictions of cumulative oil for the various options are shown in Figure 7(f). Note that Option 3 produces most oil (but it involves drilling six additional injection wells);

(V) The economic evolution of each option using the predicted oil recovery profiles in Figure 7(f) is shown in Figure 7(g) (where NPV = Net Present Value; IRR = Interval Rate of Return: these are economic measures explained in the economics module of the Heriot-Watt distance learning course). Note that option 4 emerges in the most economic case although it produces rather less oil than option 3.

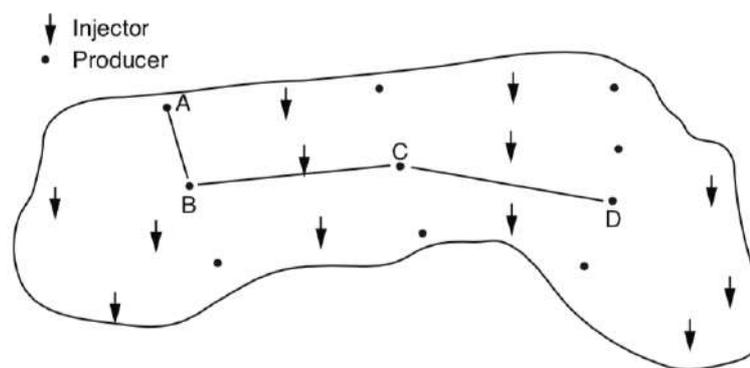


Figure 7 (a) – Schematic example of how reservoir simulation might be used in a study of four field development options

(a) Field A areal plan showing injector and producer well locations; lithology is given from wells A, B, C and D

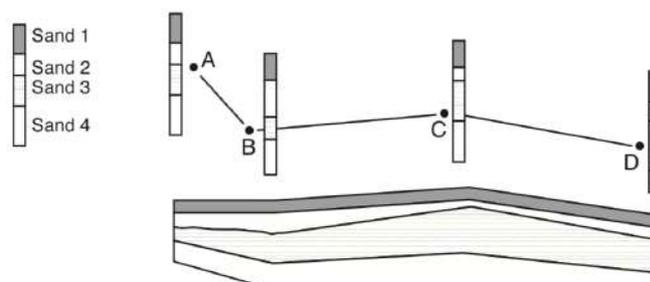


Figure 7 (b) – Schematic vertical cross-section showing the lithology across the field through 4 wells A, B, C and D

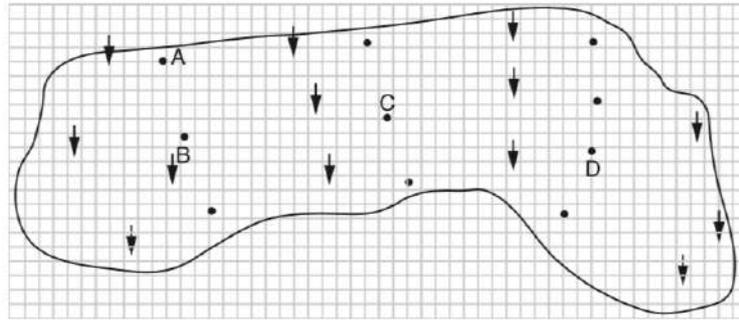


Figure 7 (c) – Reservoir simulation (areal) grid showing current well locations

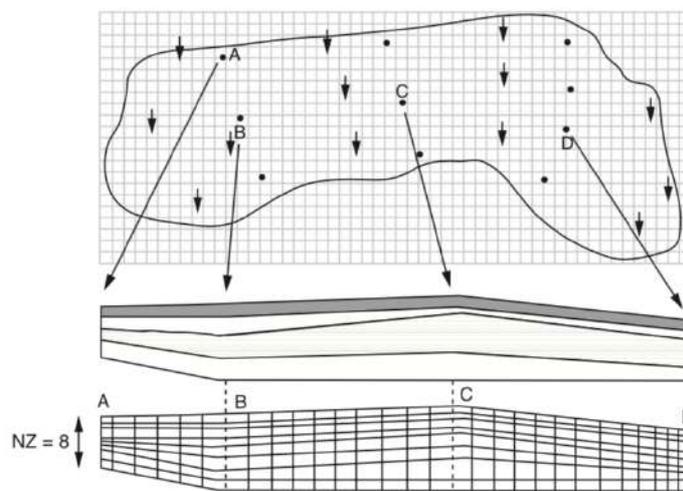


Figure 7 (d) – Reservoir simulation vertical cross-sectional grid showing current well locations. The grid has 8 blocks in the z- direction representing the thickness of the formation as shown below

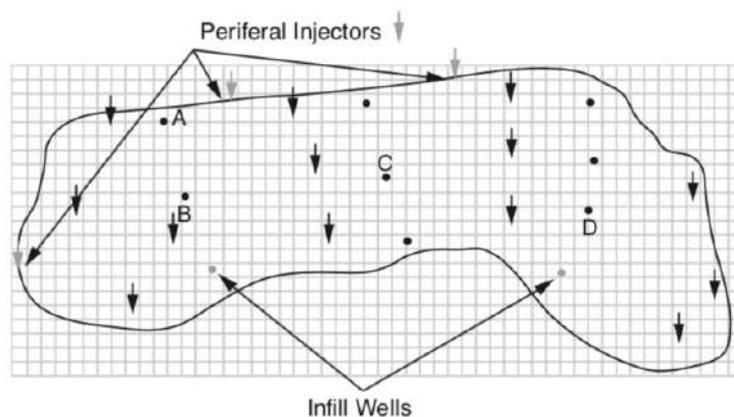


Figure 7 (e) – Option 1- continue as at present; Option 2 - upgrade peripheral injection wells; Option 3- upgrade injectors + add 6 new injectors

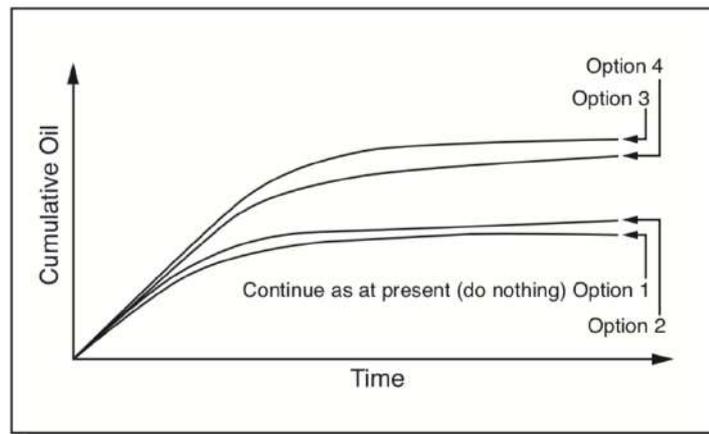


Figure 7 (f) – Simulated oil recovery results for various options

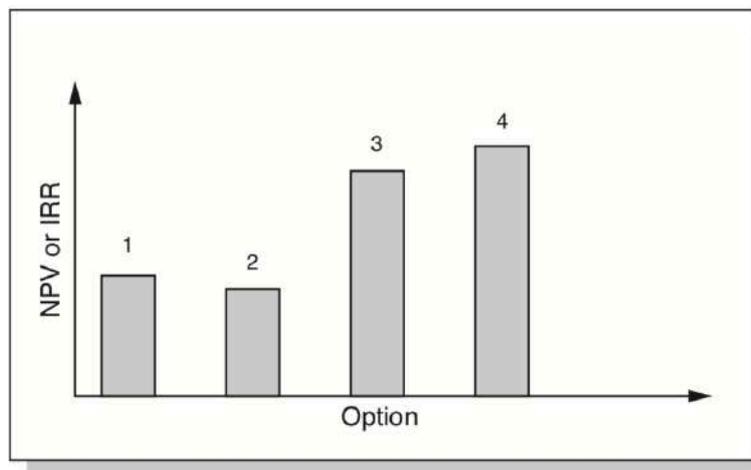


Figure 7 (g) – Economic evaluation of options - NPV or IRR

Now consider what we are actually trying to do in a typical full field reservoir simulation study. There is a short answer to this which is often said in one form or another: it is that *the central objective of reservoir simulation is to produce future predictions (the output quantities listed above) that will allow us to **optimise reservoir performance***. At the grander scale, what is meant by “optimise reservoir performance” is to develop the reservoir in the manner that brings the maximum economic benefit to the company. Reservoir simulation may be used in many smaller ways to decide on various technical matters although even these - for example the issue illustrated in Figure 7 - are usually reduced to economic calculations and decisions in the final analysis as indicated in Figure 7(g) [45].