

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Оценка неопределенностей и анализ рисков при проектировании разработки газового месторождения X Восточной Сибири

УДК 622.279:330.131(571.5)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ01	Пидзамкив Егор Владимирович		14.06.22

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Матвеев И.В.	к. ф-м. н.		14.06.22

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

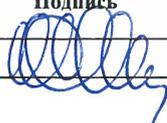
По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рукавишников В.С.	PhD		14.06.22

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин А.А.	к. т. н.		14.06.22

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	д. г-м. н.		14.06.22

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

(Подпись)

15.03.22
(Дата)

Чернышова О.О.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ01	Пидзамкив Егор Владимирович

Тема работы:

Оценка неопределенностей и анализ рисков при проектировании разработки газового месторождения X Восточной Сибири

Утверждена приказом директора ИШПР

Приказ №70-34/с от 11.03.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:

14.06.22

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Результаты интерпретации геофизических исследований скважины, инклинометрия скважины, отбивки по пластам, карта отражающего горизонта. Фондовая и периодическая литература, учебники, монографии.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Введение</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Литературный обзор и описание методов и достижений проводимых исследований по теме работы 2. Геологическая характеристика месторождения X 3. Оценка неопределенностей и анализ рисков при проектировании газового месторождения X Восточной Сибири 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность <p>Заключение</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Графическим материал представляет собой зависимости параметров флюида от давления, распределения фильтрационно-емкостных свойств пласта, показателей добычи с течением времени.</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Сечин А.А., доцент, канд. техн. наук</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Рукавишников В.С., доцент, PhD</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>Оценка неопределенностей и анализ рисков при проектировании разработки газового месторождения / Uncertainty assessment and risk analysis with the use of modeling</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>16.03.22</p>
--	-----------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Матвеев И.В.	к. ф.-м. н.		16.03.22

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2TM01	Пидзамкив Егор Владимирович		16.03.22

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: магистратура
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2021 /2022 учебного года)
 Форма представления работы:

Магистерская диссертация

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы: *14.06.22*

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	<i>Литературный обзор и описание методов и достижений проводимых исследований по теме работы</i>	10
	<i>Uncertainty assessment and risk analysis with the use of modeling</i>	5
	<i>Геологическая характеристика месторождения</i>	15
	<i>Оценка неопределенностей и анализ рисков при проектировании газового месторождения X Восточной Сибири</i>	40
	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	15
	<i>Социальная ответственность</i>	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Матвеев И.В.	К. Ф-М. Н.		<i>15.03.22</i>

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	Д. Г-М. Н.		<i>15.03.22</i>

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ01	Пидзамкив Егор Владимирович

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01. Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Затраты ресурсов на создание алгоритма генерации моделей и последующую гидродинамическую симуляцию
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Капитальные вложения на строительство скважин
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоги на извлекаемые запасы и налоги на прибыль

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Расчет экономической эффективности проектных решений по разработке
2. Разработка устава научно-технического проекта	Методические рекомендации по выбору оптимальной системы разработки
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Анализ экономической эффективности предложенных методов
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Сравнительные расчеты прибыли для каждого из вариантов разработки

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Графики движения денежных потоков

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

16.03.22

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рукавишников В.С.	PhD		16.03.22

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ01	Пидзамкив Егор Владимирович		16.03.22

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2ТМ01		Пидзамкив Егор Владимирович	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Оценка неопределенностей и анализ рисков при проектировании разработки газового месторождения X Восточной Сибири	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p>Объект исследования: создание геологических, гидродинамических и экономических моделей</p> <p>Область применения – принятие инвестиционных решений</p> <p>Рабочая зона: офис</p> <p>Размеры помещения 12 на 8 метров</p> <p>Количество и наименование оборудования рабочей зоны 20 персональных компьютеров</p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне учебной аудитории Центра Хериот-Ватт</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ ГОСТ Р 55710-2013 ГОСТ 23337-2014 ГОСТ 30494-2011 СанПиН 2.2.4.548-96 ГОСТ 12.2.032-78 ГОСТ Р 58698-2019 ГОСТ Р 50571.3-94 ГОСТ 12.1.004-91 ГОСТ 12.1.044-2018</p> <p>Расчет освещенности рабочего места</p>
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<ul style="list-style-type: none"> - Недостаточное освещение; - Шум; - Нарушение параметров микроклимата; - Умственное перенапряжение; - Монотонность работы; - Поражение электрическим током; - Короткое замыкание.

3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения:	Воздействие на селитебную зону отсутствует Воздействие на литосферу отсутствует Воздействие на гидросферу отсутствует Воздействие на атмосферу отсутствует
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения:	Возможные ЧС – возникновение пожара Наиболее типичная ЧС – возникновение пожара

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику 16.03.22

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	Канд. техн. наук		16.03.22

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ01	Пидзамкив Егор Владимирович		16.03.22

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК-1. Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного анализа, вырабатывать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И.УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И.УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способен применять современные	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	<p>деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег</p> <p>И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)</p> <p>И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные</p> <p>И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках</p>
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	<p>И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий</p> <p>И.УК(У)-5.2. Выстраивает социальное и профессиональное взаимодействие с учётом особенностей деловой и общей культуры представителей разных этносов и конфессий, других социальных групп</p> <p>И.УК(У)-5.3. Обеспечивает создание недискриминационной среды для участников межкультурного взаимодействия при личном общении и при выполнении профессиональных задач</p>
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	<p>И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов</p> <p>И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих</p>

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p>производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами</p> <p>И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда</p>

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 120 с., 35 рис., 17 табл., 60 источников, 1 прил.

Ключевые слова: неопределенности, риски, геологическое моделирование, гидродинамическое моделирование, разработка газовых месторождений.

Объектом исследования продуктивный пласт Биркинского горизонта газового месторождения X, расположенного в Восточной Сибири, северо-восточной части Ангаро-Ленской тектонической ступени.

Цель работы – провести анализ неопределенностей и оценить риски, связанные с разработкой месторождения для принятия инвестиционных решений по существующему активу.

Для достижения цели было необходимо решить следующие задачи:

- 1) Оценить неопределенности и проанализировать риски, связанные с геологическими аспектами и разработкой месторождения, путем создания алгоритма генерации геологических моделей;
- 2) Определить оптимальную систему разработки газового месторождения для достижения максимальных технологических и экономических показателей.

Актуальность темы исследования. На начальном этапе разработки нефтегазовые компании обладают малым набором геолого-геофизической информацией, что порождает неопределенности в количестве геологических запасов месторождения. Более того отсутствие широкого спектра данных влечет за собой риски связанные с разработкой месторождения и несут в себе риски понести экономические убытки. Именно с этой целью требуется проведение анализа неопределенностей и оценки рисков, для принятия решений по уменьшению наиболее значимых неточностей и уменьшению технологических и экономических потерь.

Область применения: газовые месторождения, с низкой степенью изученности.

Экономическая эффективность/значимость работы заключается в учете неопределенностей геологического строения, а также неточностей, связанных с процессом фильтрации флюидов на экономическую оценку актива.

В будущем планируется автоматизировать процесс расчета различных систем разработки через построения алгоритма расстановки скважин.

Благодарности. Выражаю особую благодарность сотрудникам ЦППС НД ТПУ: И.В. Матвееву и О.С. Черновой за предоставленную помощь при написании данной магистерской работы.

Оглавление

Введение.....	16
1. Литературный обзор и описание методов и достижений проводимых исследований по теме работы.....	18
2. Геологическая характеристика месторождения X.....	30
2.1. Общие сведения о месторождении.....	30
2.2. Стратиграфия и расчленение.....	36
2.3. Продуктивная часть разреза.....	42
2.4. Тектонические особенности района исследования.....	47
3. Оценка неопределенностей и анализ рисков при проектировании разработки газового месторождения X Восточной Сибири.....	50
3.1. Выявление факторов неопределенности при геологическом моделировании.....	50
3.2. Создание алгоритма генерации геологических моделей.....	51
3.2.1. Этапы алгоритма.....	52
3.2.2. Подсчет запасов.....	56
3.3. Построение гидродинамической модели для прогнозирования добычи.....	59
3.3.1. Создание гидродинамической модели.....	59
3.3.2. Адаптация модели на исторические данные.....	63
3.4. Выбор оптимальной системы разработки.....	65
3.5. Оценка влияния неопределенностей фильтрационных показателей на КИГ.....	72
3.6. Выводы.....	74
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	76
5. Социальная ответственность.....	87
5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности....	88
5.2. Производственная безопасность.....	88
5.3. Соответствие нормам освещенности.....	89
5.4. Соответствие нормам шума.....	92
5.5. Соответствие нормам микроклимата.....	93
5.6. Перенапряжение зрительного аппарата.....	94
5.7. Перенапряжение в процессе умственной деятельности.....	95

5.8. Перегрузки связанные со статическим положением тела.....	95
5.9. Электробезопасность	97
5.10. Экологическая безопасность.....	98
5.11. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	99
5.12. Выводы по главе.....	100
Заключение	101
Список использованных источников	102
Приложение А	109

Список сокращений, использованных в работе

ГИС - геофизические исследования

ГДИС - гидродинамические исследования скважин

ФЕС - фильтрационно-емкостные свойства

НГЗ - начальные геологические запасы

ИЗ - извлекаемые запасы

КИГ - коэффициент извлечения газа

ГВК - газовой контакт

ГС - горизонтальная скважина

ГРП - гидравлический разрыв пласта

МГРП - многостадийный гидравлический разрыв пласта

ОПЗ - обработка призабойной зоны

ОФП - относительная фазовая проницаемость

ГМ - геологическая модель

ГДМ - гидродинамическая модель

Введение

На данном этапе развития нефтегазовой отрасли невозможно представить реализацию проекта без детальной оценки его инвестиционной привлекательности. Строение залежи, распределение фильтрационно-емкостных свойств породы, нарушение структур и другие геологические аспекты в совокупности с системой расстановки скважин, режимом эксплуатации скважин напрямую влияют на экономическую эффективность объекта разработки.

Анализ и учет спектра геологических факторов и параметров, связанных с разработкой, позволяет детально оценить неопределенности и риски проекта. В настоящее время это возможно осуществить при помощи программных продуктов геологического и гидродинамического моделирования, успешно зарекомендовавших себя в качестве точного инструмента понимания распределения и фильтрации полезных ископаемых.

Цель работы – провести анализ неопределенностей и оценить риски, и на основе проведенного анализа определить оптимальную систему разработки для принятия инвестиционных решений по существующему активу.

Для достижения цели было необходимо решить следующие задачи:

- 1) Оценить неопределенности и проанализировать риски, связанные с геологическими аспектами и разработкой месторождения, путем создания алгоритма генерации геологических моделей;
- 2) Определить оптимальную систему разработки газового месторождения для достижения максимальных технологических и экономических показателей.

Актуальность темы исследования. На начальном этапе разработки нефтегазовые компании обладают малым набором геолого-геофизической информацией, что порождает неопределенности в количестве геологических запасов месторождения. Более того отсутствие широкого спектра данных влечет за собой риски связанные с разработкой месторождения и несут в себе

риски понести экономические убытки. Именно с этой целью требуется проведение анализа неопределенностей и оценки рисков, для принятия решений по уменьшению наиболее значимых неточностей и уменьшению технологических и экономических потерь.

1. Литературный обзор и описание методов и достижений проводимых исследований по теме работы

Риск, являясь опасностью потерь или снижения доходов, выступает постоянным спутником процесса разработки нефтяных и газовых месторождений. Поскольку оценка вероятности получения убытков требует детального понимания системы и всех ее компонентов, что на раннем этапе по причине отсутствия информации невозможно, анализ рисков осуществляется в условиях неопределенности. Выделяют несколько типов, непосредственно связанных с проектированием и управлением процесса разработки углеводородных месторождений. К ним относят перспективную, технологическую, стохастическую, целевую, природную, экономическую, политическую и социальную неопределенности [9]. Каждая из них вносит свой вклад в общую неясность системы. Учет неопределенностей позволяет произвести оценку вероятности и степени влияния рисков на инвестиционную привлекательность проекта.

Прежде чем углубиться в детальный разбор параметров, вносящих сложность в прогнозирование процесса разработки и способы их идентификации и учета, ознакомимся с классификацией запасов и ресурсов, напрямую отражающих диапазон неопределенности и вероятность риска. Данная классификация подразделяет начальные геологические запасы и ресурсы на два крупных подкласса: открытые и неоткрытые. Последние являются перспективными и представляют собой запасы, имеющие наименьшую вероятность достижения стадии промышленной значимости. В свою очередь, открытые запасы подразделяются на добычу, запасы и условные ресурсы. Данные подкатегории также отличаются шансом стать промышленно значимыми, а значит содержат разные риски для реализуемого проекта. Наиболее важным с точки зрения экономической привлекательности является разделение запасов на категории 1P, 2P и 3P [44]. Их также называют доказанные, вероятные, возможные. Запасы каждой из категории должны

отвечать определенной степени уверенности, принимая во внимание экономические условия. Так для доказанных вероятность такого или большего объема должна составлять не менее 90%, для вероятных – не менее 50%, и для возможных – не менее 10%. Определение категорий возможно при помощи использования инструментов, описанных ниже. (Рисунок 1.1)

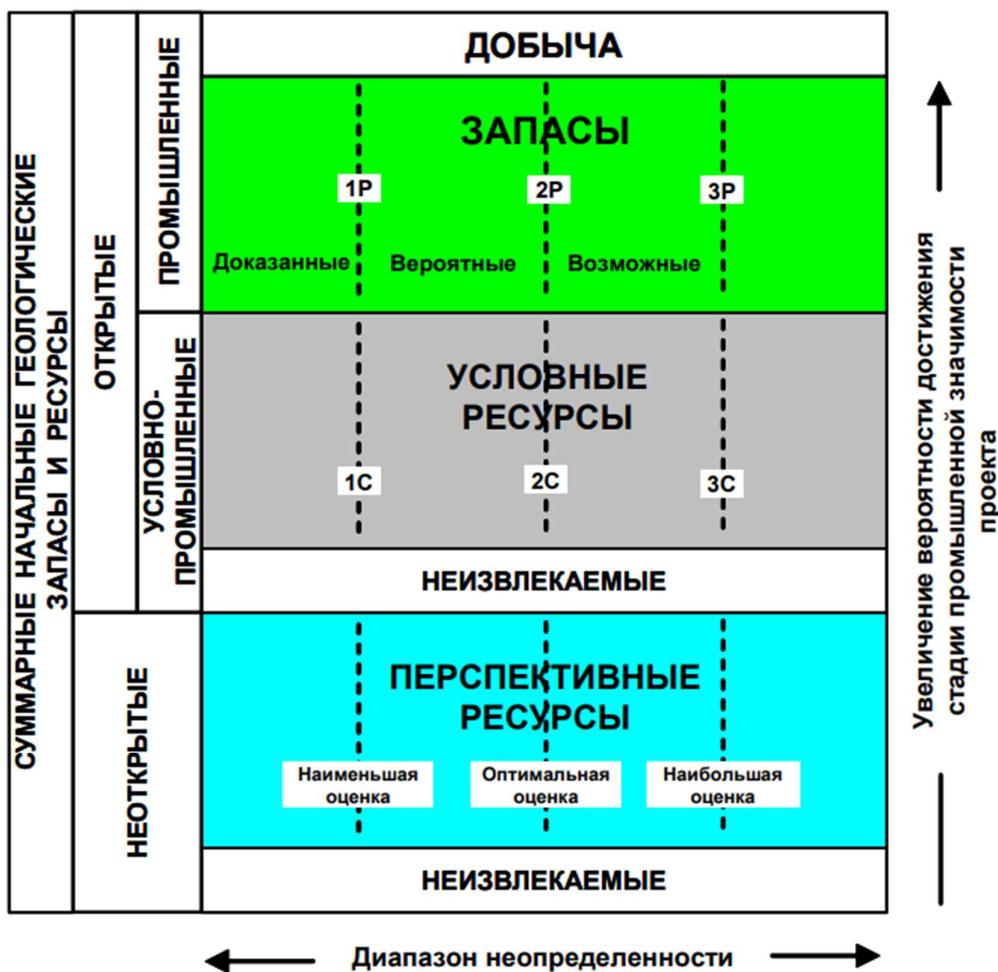


Рисунок 1.1 – Система классификации запасов и ресурсов [40]

На современном этапе развития нефтегазовой сферы, сложно представить реализацию разработки без построения полноценных трехмерных геологической и гидродинамической моделей. На данную тему написан не один десяток работ [44, 60]. Их реализация направлена на подсчет запасов, а также прогноз дальнейших показателей по добыче. Однако моделирование и

дальнейшая симуляция способны оценить неопределенности, связанные с параметрами месторождения. Иными словами, создание моделей является инструментом для анализа рисков.

Для начала более детально рассмотрим неполноту данных, связанную с геологическим моделированием. Зачастую на нефтегазоносных площадях и месторождениях бурится достаточно небольшое количество поисковых и разведочных скважин. Это приводит к низкой изученности района или участка. Геологические разрезы плохо коррелируются, а скважинных данных крайне мало для полноценного понимания системы.

Построение модели требует массива информации, состоящего из: сейсмической карты кровли пласта, положения устьев скважин, инклинометрия, керновых данных, геофизических исследований (ГИС) и результатов интерпретации (РИГИС), отбивок по пласту, гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Начиная с построения 3D grid данные, полученные в результате исследований пласта, дают знать о неточности содержащихся в них. Так сеймика имея разрешающую способность порядка 16 метров, неточно описывает структуру залежи, и тем самым требует учета. Ограниченное число скважин не позволяет с достаточной степенью уверенности определить обстановку осадконакопления и как следствие понять тренды распределения и геометрию песчаных тел. Распределение пористости внутри резервуара также требует большой объем статистической информации. В условиях ограниченного количества кернового материала и данных ГИС, интерполяция имеющихся данных может не отражать действительности. Модель насыщенности также не лишена изъяна и требует для корректного построения насыщения нефтью или газом требует не только положение водонефтяного контакта, но и ряда измерений, произведенных на разных скважинах, для более.

Процесс построения модели тесно связан с методами заполнения ячеек моделей фациями и фильтрационно-емкостными свойствами пород.

Существует два принципиально разных подхода для выполнения данной процедуры: детерминистский и стохастический.

Выбор детерминистских моделей не учитывает в достаточной мере неопределенностей геологической среды. Надлежащее управление рисками должно учитывать вероятностную формулировку описания резервуара и моделирования течения жидкости в пористой среде [47]. Иными словами, для учета ряда неопределенностей требуется именно стохастическое моделирование. Здесь стоит отметить, что каждый из параметров имеет в своей основе вероятностное распределение. Данный подход требует генерации большого количества моделей, каждая из которых учитывает вероятностное распределение каждого из составляющих ее аспектов. Таким образом, каждая модель вероятна и отличается лишь степенью вероятности, а сам массив моделей учитывает весь спектр неопределенностей, связанный с геологическим строением. (Рисунок 1.2)

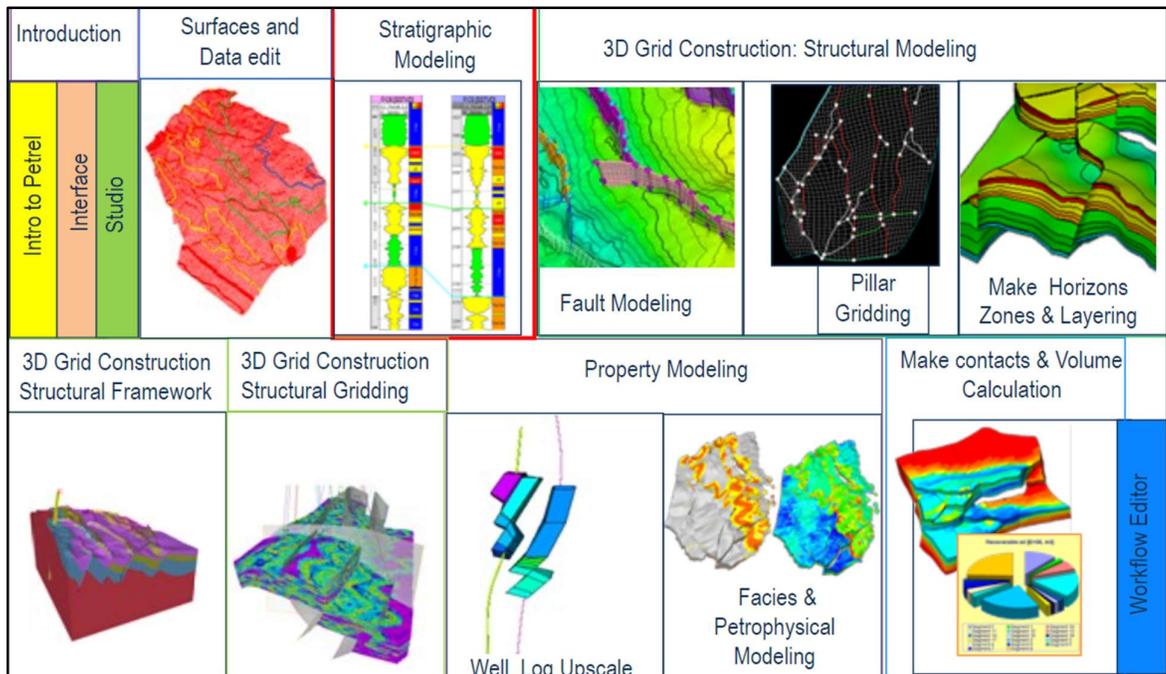


Рисунок 1.2 – этапы построения геологической модели [35]

Стоит понимать, что модель в конечном итоге представляет собой лишь наше представление о подземных структурах, и не отражает реального строения резервуара. Это объясняется в первую очередь тем, что каждый элемент данных приведенных выше содержит в себе искажение измерений. Также стоит учесть, что полученные данные являются лишь малой частью всего геологического объема залежи [7].

Как уже отмечалось ранее, первостепенная задача геологической модели – это подсчет запасов и понимания распределения запасов в геологическом объеме залежи. Одним и наиболее известных методов вероятностного подсчета запасов является метод Монте-Карло. Данный подход использует вероятностное распределение для каждого из параметров входящих в формулу начальных геологических запасов, после чего генерирует определенное количество разных моделей и рассчитывает объем нефти или газа в пласте. Полученные значения позволяют построить гистограмму вероятностного распределения запасов. Тем самым полученный разброс значений характеризует неопределенность, связанную с объемом входной информации [1]. (Рисунок 1.3)

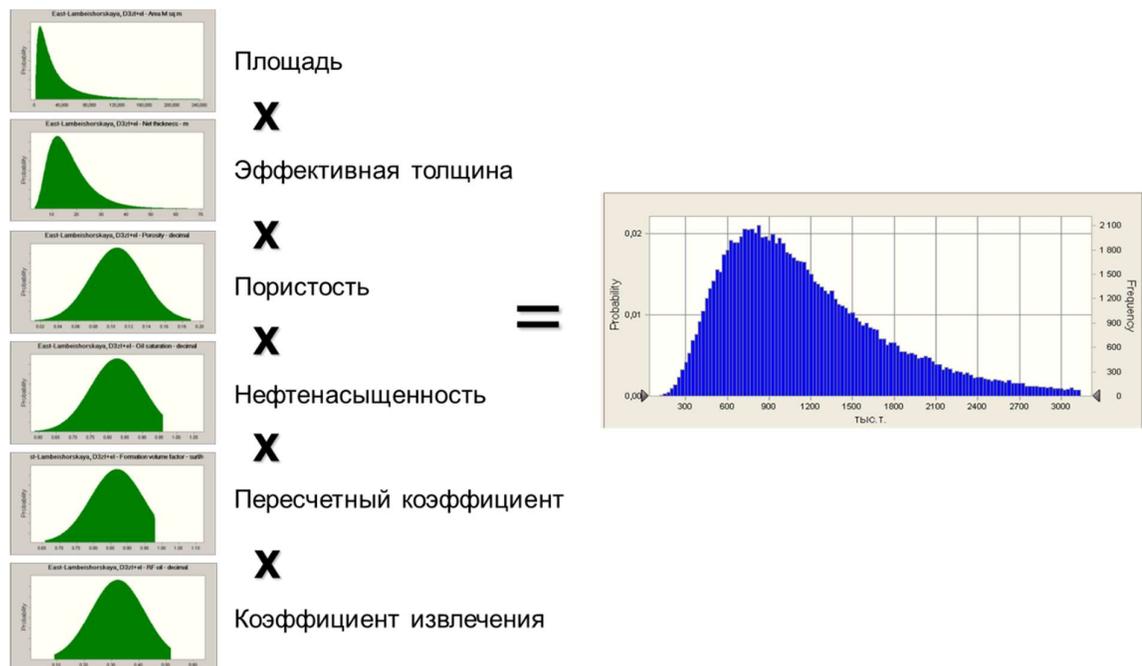


Рисунок 1.3 – Подсчет запасов методом Монте-Карло [10]

Однако здесь стоит учесть объем входных данных, поскольку построение вероятностного распределения возможно лишь при наличии достаточного количества замеров, зачастую не по одной скважине. Таким образом, в случае ограниченного количества информации следует ожидать повышенный разброс значений при реализации моделей и общую неточность в прогнозировании свойств коллектора.

Гистограмма распределения вероятности геологических запасов в недрах представляет собой один из способов визуализации полученных при моделировании результатов. Другим наглядным примером влияния ряда параметров на количество запасов является торнадо плот. (Рисунок 1.4) В нем демонстрируется базовый случай, а также отклонения от него, за счет изменения одной из переменных. Так, по полученной диаграмме можно судить о вносящем наибольшее влияние факторе неопределенности и стремиться снизить его степень не изученности.

Геологическая модель служит основой для построения гидродинамической. Ввиду этого аналогичная ситуация, связанная с неопределенностью входных данных, существует и в процессе гидродинамического моделирования. (Рисунок 1.5)

Зачастую полученная по керну зависимость пористость от проницаемости плохо описывает распределение второго в пласте. Похожая ситуация наблюдается и в фазовых проницаемостях. Данные, полученные в лабораторных исследованиях, представляют собой лишь малую часть объема породы, и неспособны отразить всю сложность фильтрационных процессов, происходящих в пласте. Свойства флюида, полученного на поверхности, также не может отражать все неточности, связанные с комплексностью процессов изменения жидкой и газовой фаз, находящихся в недрах. Более того, вязкость и объемный коэффициент, могут подчиняться разным зависимостям. Все это в конечном итоге ведет к изменению процессов фильтрации. Например, изменяющийся показатель пьезопроводности влияет на скорость

перераспределения давлений в пласте и как следствие на изменения дебитов с течением времени. Другим примером неопределенности процесса фильтрации является наличие аквифера и его силы. Водонапорный режим является одним из самых эффективных по коэффициенту извлечения нефти. Внесенный вклад подошвенной или краевой воды требуется учесть при гидродинамическом моделировании, так как его влияние будет проявляться еще и на параметре обводненности. Проводя аналогию с геологическим моделированием, гидродинамическая модель требует учета вероятностного распределения свойств флюида и его влияния на процесс разработки [45].

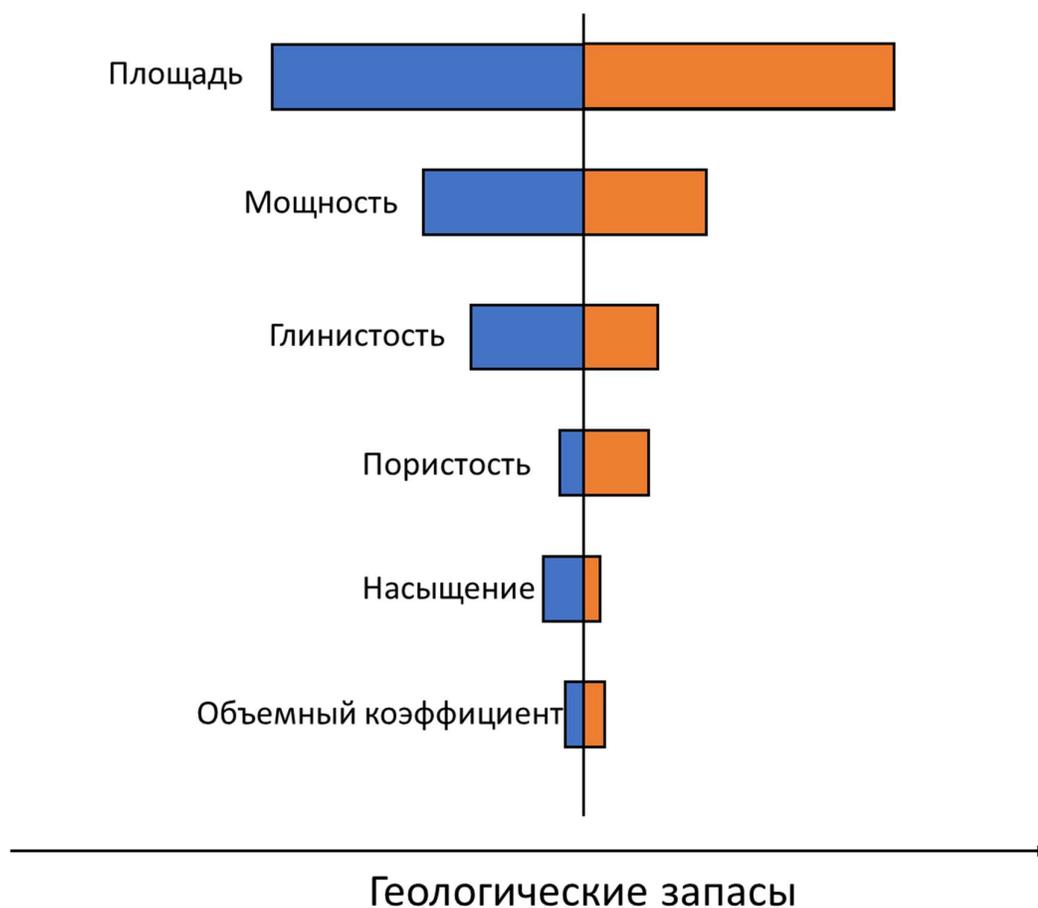


Рисунок 1.4 – Торнадо плот

Учет неопределенностей, связанных с экономическим влиянием на привлекательность того или иного инвестиционного проекта, также стоит принять во внимание. Так цены на сырье, капитальные затраты, связанные с бурением и строительством всей сопутствующей инфраструктуры, операционные затраты, связанные с обслуживанием и поддержанием работы скважин, системы обустройства, сбора и подготовки, ставка дисконтирования и инфляция, цена заемных средств несут свое отражение в распределении вероятности получения прибыли или убытков.

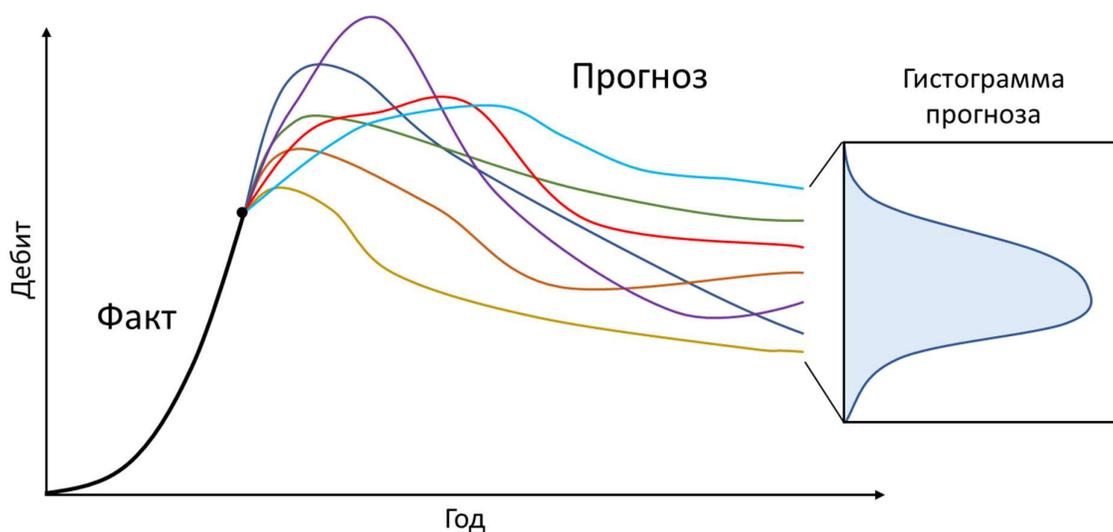


Рисунок 1.5 – Вероятностный прогноз добычи (Пидзамкив, 2022)

Здесь также стоит упомянуть глобальные экономические условия, политические обстоятельства, правовые условия [30]. В то время как некоторые из факторов можно с достаточной степенью достоверности прогнозировать, некоторые остаются за гранью аналитического подхода и не могут в полной мере быть оценены. Долгосрочные прогнозы несут в себе дополнительные риски и неопределенности ввиду множества непредвиденных решений, требуемых осуществления в будущем, но не прогнозируемых в настоящее время. Динамичность экономических процессов также вносит вклад в сложность долгосрочных прогнозов. Однако, видение будущего проекта необходимо для принятия решений, связанных с инвестированием. Система

альтернатив способна дать более полное понимание ситуации, оценить потенциальное будущее проекта и позволить принять инвестиционное решение.

После построения нескольких экономических моделей, аккумулирующих в себе массу переменных факторов, анализ данных может быть реализован. (Рисунок 1.6) Основным предметом данного исследования является степень влияния каждого из факторов на ключевые финансовые показатели проекта. К таким показателям можно отнести чистую дисконтированную прибыль или срок окупаемости вложенных инвестиций. На основе проведенного анализа возможно проведение отборов наиболее привлекательных инвестиционных решений и проведения более детального разбора и проработки каждого из них.

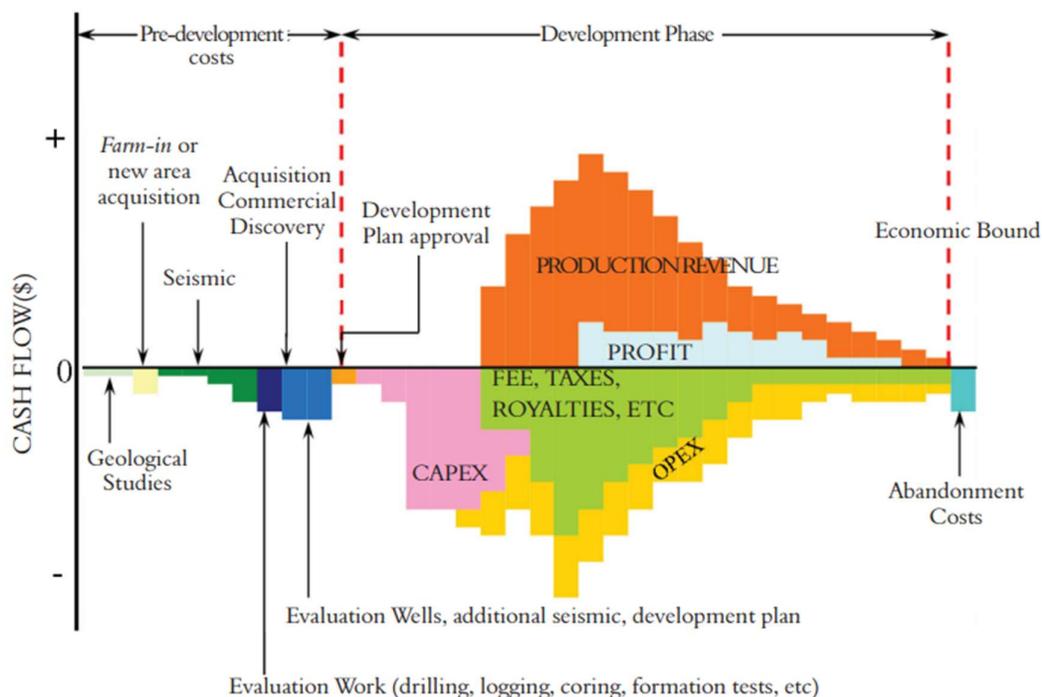


Рисунок 1.6 – Типовые денежные потоки проекта

Существуют способы наглядной визуализации подобного анализа. Одним из таких является построение спайдер диаграмма. (Рисунок 1.7) Подобный график отражает изменение экономических параметров от изменения аспектов геологии, разработки, а также внутренних экономических составляющих

проекта. Иными словами, диаграмма представляет собой анализ чувствительности. Польза данного подхода заключается в простом выявлении ключевых параметров, оказывающих максимальное воздействие на показатели проекта. Запланированный ряд решений должен быть преимущественно ориентирован на изучение таких параметров. Они должны быть рассмотрены более тщательно, поскольку минимизация их влияния наиболее существенно скажется на прогнозируемости проекта.

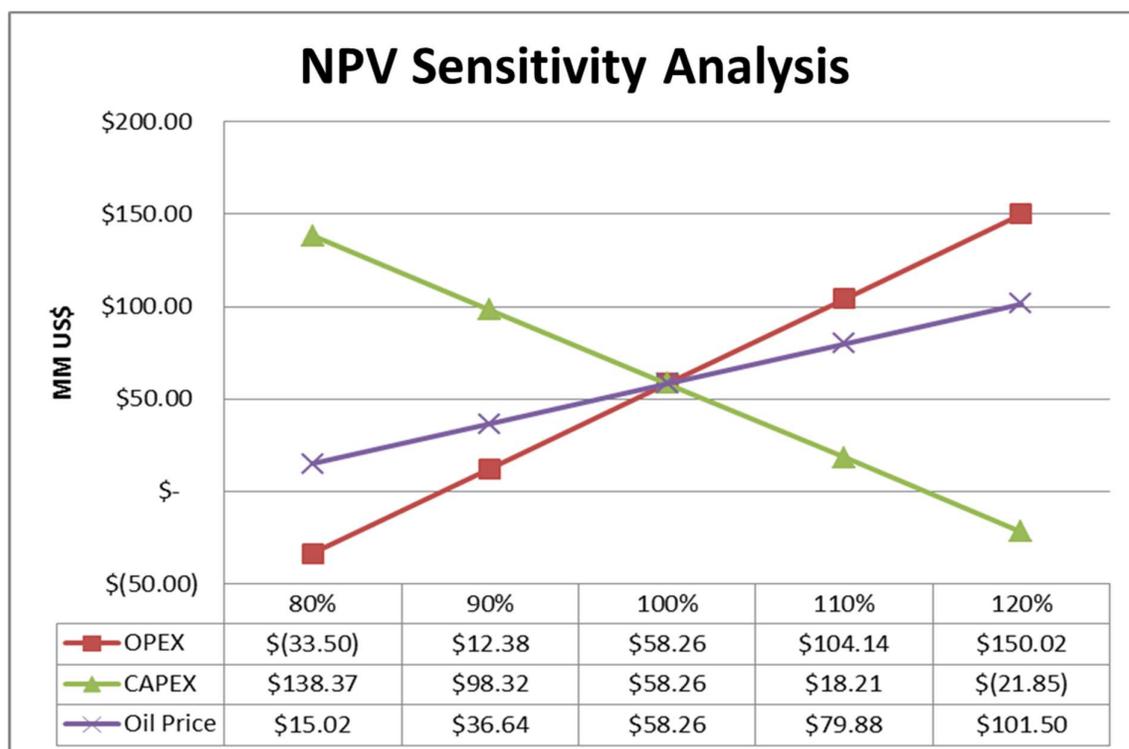


Рисунок 1.7 – Анализ чувствительности

Суммируя вышесказанное, любой инвестиционный проект требует тщательного анализа, связанного со всеми неопределенностями, сопутствующими на каждом его этапе. Данный подход позволит, пусть и не в полной мере, но с достаточной долей достоверности определить все потенциальные риски, проработать пути их минимизации или устранения, а также более полно оценить привлекательность возврата инвестиций.

Целью данной работы стало применения всех вышеперечисленных инструментов выявления и анализа неопределенностей. Было принято решение о создании алгоритма генерации геологических моделей с переменными данными. Изменения касались:

- структурных поверхностей, полученных по сейсмическим исследованиям;
- расположения и геометрии песчаных тек, и как следствие распределения коллектора и не коллектора;
- распределения пористости, с учетом статистических данных по скважинам;
- распределение проницаемости;
- модели насыщенности газом.

Полученный алгоритм создавал бы заданное количество геологических моделей, которые в свою очередь легли в основу гидродинамической модели. На данном этапе планируется произвести расчет фильтрации флюида в пласте с использованием ряда переменных:

- вязкость;
- относительные фазовые проницаемости;
- объемный коэффициент;
- скин скважин;
- анизотропия;
- варианты обработки пласта;

Полученные данные из гидродинамического симулятора послужили бы основой для создания экономических моделей. На данном этапе так же планируется создание неопределенностей, связанных с ценами на газ, капитальными и операционными затратами и т.д. (Рисунок 1.8)

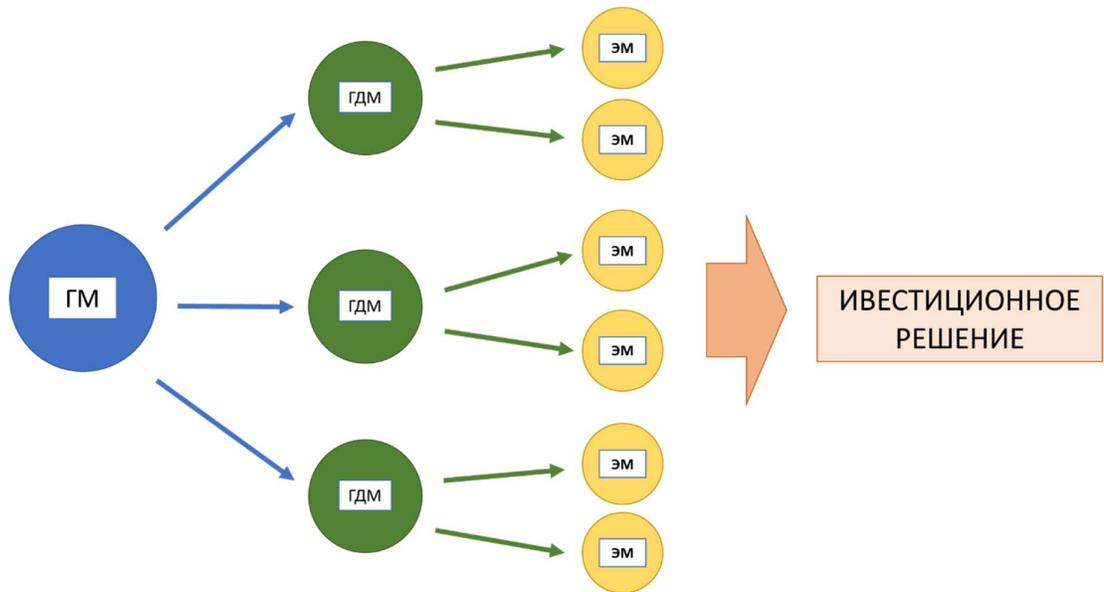


Рисунок 1.8 – Финальная схема работы

Финальный этап включает в себя анализ полученной базы данных, построения аналитических графиков и принятия инвестиционных решений по текущему активу.

2. Геологическая характеристика месторождения X

2.1. Общие сведения о месторождении

Геологическая характеристика месторождения X составлена на основе оперативного подсчета запасов от 2011 года.

Лицензионный участок расположен в южной части Среднесибирского плоскогорья на территории Жигаловского и, частично, Качугского района Иркутской области. Площадь равна 3190 км².

Участок объединяет ряд площадей, на которых в разные годы были выполнены геолого-геофизические исследования, включающие комплекс геологических, геофизических работ, а также бурение глубоких и колонковых скважин. Бурение скважин на нефть и газ проводилось на Жигаловской, Рудковской, Петровской и Коркинской площадях. Обоснованием для постановки глубокого бурения на нефть и газ послужили прямые газопроявления, полученные в калиепоисковых колонковых скважинах, пробуренных в 1964-1969 гг. В эти годы Приангарским калиепоисковым отрядом ПГО «Иркутскгеология» проводилось бурение колонковых профилей по р. Лена. На территорию лицензионного участка попадают калиепоисковые скважины № 11, 12, 13, 14. В этих скважинах при вскрытии карбонатных отложений ангарской и булайской свит были отмечены газопроявления и фонтанные притоки газа. В 1965 году проводилось бурение глубокой калиепоисковой скважины №15 – Петровская. Кроме основной задачи – поисков калийных солей, ставилась задача оценки нефтегазоносности карбонатного и терригенного разреза. Скважина №16 вскрыла боханский горизонт и отложения ушаковской свиты. При испытании боханского горизонта нижнемотской свиты был получен слабый приток газа с дебитом 80 м³/сут и воды 3 м³/сут.

В 1968 году при бурении калиепоисковой скважины №17 при вскрытии отложений булайской свиты при забое 1039 м произошел аварийный выброс газа с дебитом 80-100 тыс. м³/сут. Попытки ликвидировать скважину

положительных результатов не давали. Скважина продолжала фонтанировать в открытом аварийном режиме. На этом поиски калийных солей на участке закончились. Залежей калийных солей в отложениях галогенно-карбонатного комплекса не обнаружено. Открытый фонтан газа в скв. №17 ликвидировать не удалось. Скважина продолжала фонтанировать газом еще длительное время с дебитом до 100 тыс. м³/сут.

Глубокое бурение с целью поисков залежей нефти и газа было начато в 1971 году на Коркинской площади. Поисковая скважина №21 была заложена для изучения карбонатного комплекса. Проектный горизонт – отложения бельской свиты. При опробовании христофоровского горизонта был получен слабый приток пластовой воды, насыщенной сероводородом.

В 1972-1973 гг. бурилась параметрическая скважина №22, вскрывшая кристаллический фундамент платформы. При бурении отложений ангарской свиты (при забое 1205 м) был получен приток газа и воды. Дебит газа составлял 100-150 тыс. м³/сут., дебит воды 86 м³/сут. При опробовании атовского и бильчирского горизонтов получены притоки газа до 2 тыс. м³/сут. и пластовой воды с дебитом 80-96 м³/сут. соответственно. Христофоровский и парфеновский горизонты оказались «сухими». Из боханского горизонта был получен приток пластовой воды с дебитом 8,6 м³/сут.

С 1980 года проводилось бурение трех поисковых скважин на площади X в пределах Большелугского поднятия, выявленного геолого-съёмочными работами. Поисковая скважина №1 пробурена двумя стволами. Первый ствол бурился с целью испытания карбонатной части разреза. При испытании низов ангарской свиты, рекомендованного по ГИС, получен слабый приток газа до 1 тыс. м³/сут. Бурением второго ствола установлено газо-водяное насыщение боханского горизонта. Дебит газа составлял 5 тыс. м³/сут., дебит воды до 0,5 м³/сут.

Поисковая скважина №2, пробуренная в 3 км южнее скважины №1, вскрыла отложения боханского горизонта ушаковской свиты на более высокой отметке, чем скважина №1. При испытании боханского горизонта получен

приток газа с дебитом 16 тыс. м³/сут. и воды до 1,5 м³/сут. В скважине №3, пробуренной в 5 км южнее скважины №2, объектов для испытания не выделено. Боханский горизонт в скважине залегает гипсолитрически выше, чем в скважине №2, но пластовых флюидов не получено, горизонт «сухой». Таким образом, по результатам бурения 3-х скважин можно предположить, что в песчаниках боханского горизонта вскрыта газовая залежь литолого-структурного типа.

В 1983-1984 гг. на площади X проводились площадные сейсморазведочные работы методом общей глубинной точки (МОГТ). По отражающему горизонту (кровля мотской свиты) к юго-западу от пробуренных скважин было подготовлено к бурению Коркинское поднятие. Размер поднятия 17x5 км, амплитуда 60 м, площадь 50 км². Пробуренные скважины №1, 2, 3 оказались на северо-восточном крыле выделенной структуры. Наличие Коркинского поднятия, где отметки кровли мотской свиты выше на 5 метров, чем в скважине №2, положительные результаты испытания первых поисковых скважин, оказавшихся на крыле поднятия, а также наличие установленных коллекторов с газовым насыщением в карбонатной части разреза (колонковая скважина №17 в это время продолжала открыто фонтанировать), позволили продолжить поисковое бурение на площади X.

В 1985 г. при возобновлении ликвидационных работ на аварийной скважине №17 (глушение газовых притоков) дебит газа составлял 300 тыс. м³/сут. Открытый фонтан не был ликвидирован из-за отсутствия средств.

В 1986 году была начата бурением поисковая скважина №4, заложенная в 9 км юго-западнее скв. №3, в сводовой части коркинского поднятия. Скважина бурилась двумя стволами. Первый ствол с целью изучения карбонатной части разреза, прекращен бурением при забое 1124 м в кровле булайской свиты (биркинский горизонт). Опробование горизонта проведено в интервале 1040-1124 м. При подъеме пластоиспытателя началось интенсивное газопроявление. Через закрытый превентор и через отвод скважину отработали на шайбах 12,7

мм, 9,51 мм, 4,2 мм, дебит газа составил соответственно 82, 70 и 37 тыс. м³/сут, пластовое давление составило 110 атм (11,0 мПа). Попытки задавить скважину тяжелым раствором положительного результата не давали. Скважина вела себя аналогично скважине №17. Первый ствол скважины ликвидировали цементированием вместе с компоновкой пластоиспытателя.

При бурении второго ствола биркинский горизонт проявил себя поглощением до полной потери циркуляции. Отобранный в верхней части горизонта керн представлен доломитами с открытыми вертикальными трещинами. Кровля булайской свиты в скважине №4 вскрыта гипсометрически выше на 76 м, чем в скважине №17, давшей промышленный приток газа. При дальнейшем бурении скважина №4 вскрыла отложения ушаковской свиты и при глубине 3110 м закончена бурением. При опробовании боханского горизонта получен приток газа с дебитом 1,5-2 тыс. м³/сут. После спуска эксплуатационной колонны 146 мм на глубину 1410 м биркинский горизонт был испытан под защитой колонны. Горизонт был вскрыт перфоратором ПКС-105 в интервале 1111-1179 м с плотностью 12 отв./п.м. Скважину испытали на 3-х режимах: 6,35 мм, 5,38 мм, 4,12 мм. Дебит газа составлял соответственно – 12 тыс. м³/сут, 10,3 тыс. м³/сут., 5,8 тыс. м³/сут. Для интенсификации притока была проведена кислотная обработка в объеме 13 м³ соляной кислоты плотностью 1,13 г/см³. После семичасовой выдержки скважину разрядили, очистили и исследовали на 6-ти режимах: 7,95 мм, 15,85 мм, 22,19 мм, 25,4 мм. Дебит составил соответственно 91,3 тыс. м³/сут., 203,0 тыс. м³/сут., 288,2 тыс. м³/сут., 304,0 тыс. м³/сут. Пластовое давление составило 110 атм. (11,0 мПа); пластовая температура 21⁰С. После завершения исследования скважину ввели в консервацию 1987-1992 гг., а в 1993 году в связи с отсутствием потребителя газа скважину ликвидировали.

В течение всего периода бурения и исследования скважины №4, колонковая скважина №17 продолжала находиться в аварийном состоянии и фонтанировала газом. В июне 1997 года состоялось рабочее совещание при заместителе главы администрации Иркутской области, на котором было

принято решение о поджоге газа. 16 июня 1997 года газ на скв. №17 был зажжен. Через 4-е дня стоявшая на скважине буровая вышка рухнула. Постоянного мониторинга за состоянием открытого горящего фонтана газа в те годы не проводилось. В 2002 г. факел на скважине №17 и грифоны потухли. Скважина работала в слабом пульсирующем режиме водой и газом. Затем все газоводопрооявления прекратились.

С 2006 года проводились мониторинговые наблюдения за скв. №17 в соответствии с условиями лицензионного соглашения. Обследования скважин показали, что никаких газопрооявлений не наблюдается. Скважина самоликвидировалась. Причины самоликвидации аварийного фонтана были установлены в результате испытания восстановленной скважины №4.

Данные по гипсометрическому положению кровли мотской свиты, полученные по результатам бурения скважин №1,2,3,4, не подтвердили существования Коркинской структуры с амплитудой до 60 м, выделенной по данным геофизики. На основании результатов испытания терригенных отложений было сделано заключение о том, что песчаники боханского горизонта слабо газонасыщены и для продолжения поисковых работ на терригенный комплекс на площади оснований нет.

Основные перспективы на площади связывались с отложениями биркинского горизонта булайской свиты, промышленная газоносность которого подтверждена испытанием скважин №4 и №17. В те годы по имеющемуся комплексу геофизических исследований скважин ёмкостные свойства биркинского горизонта оценить не представлялось возможным. Керновый материал отсутствовал. По этой же причине не проведен предварительный подсчет запасов газа с целью постановки месторождения на баланс. Разведочное бурение планировалось начать в 1987-1988 году.

В 1987 году было открыто Ковыктинское газоконденсатное месторождение в отложениях мотской свиты в песчаниках парфеновского горизонта. В этой связи поисковые работы на площади были прекращены. Все поисково-разведочные работы были сосредоточены на Ковыктинской площади.

На площади поисковые работы были возобновлены в 2006 году, т.е. спустя 24 года.

Согласно лицензионному соглашению на лицензионном участке предусмотрено бурение трех поисковых скважин. По состоянию на май 2009 года на участке закончено строительство двух поисковых скважин, которые не дали положительного результата. Третья поисковая скважина (№5) была заложена недалеко от пробуренной в 1986 году скважины №4, которая дала приток газа, а затем ликвидирована из-за отсутствия потребителя газа. В процессе бурения этой скважины необходимых данных для оценки ее потенциальных возможностей и подсчета запасов получено не было. Не отобран керн из продуктивного пласта, не получены гидродинамические параметры пласта, не проведены исследования на газоконденсатность. Поэтому поисковая скважина №5 была заложена вблизи ликвидированной скважины №6 с целью получения всех недостающих показателей.

В январе 2009 года строительство скважины №5 было приостановлено из-за отсутствия финансовых средств. Одновременно было принято очень рискованное решение – попытаться восстановить ликвидированную 20 лет назад скважину №6. Риск состоял в том, что скважина была ликвидирована установкой цементных мостов на глубинах 1250-1410 м и 1040-1110 м, а устье скважины оказалось совершенно открытым и не загерметизированным. В таком виде скважина простояла более 20-ти лет. В стволе скважины, начиная с самого устья, находились посторонние металлические предметы.

С середины февраля по апрель 2009 года на ликвидированной скважине №6 были выполнены восстановительные виды работ:

1. Из ствола скважины поднято большое количество металлических предметов. Ствол скважины очищен до глубины 1248 м;
2. Проведен комплекс ГИС;
3. Проведена дополнительная перфорация обсадных колонн в интервале продуктивного горизонта с плотностью 10 отв./п. м;

4. Проведена кислотная обработка призабойной зоны скважины в объеме 5 м³ соляной кислоты;

5. После промывки скважины от продуктов реакции, скважину запустили заменой бурового раствора на конденсат;

6. Скважину исследовали изохронным методом через сепарационную установку на трех режимах прямого хода на штуцерах 3 мм, 5 мм, 7 мм и шайбах соответственно 6,35 мм, 9,51 мм, 12,7 мм. Дебит газа составил соответственно 11,25 тыс. м³/сут., 25,29 тыс. м³/сут., 43,71 тыс. м³/сут. Таким образом, испытание восстановленной скважины №6 подтвердило наличие залежи газа в биркинском горизонте и решило задачи, стоящие перед скважиной №5.

Существование залежей газа в биркинском горизонте подтверждается двумя скважинами: колонковой скважиной №17 и поисковой восстановленной скважиной №6, давшими промышленные притоки газа.

Наличие положительной структуры по кровле булайской свиты, установленной по сейсмическим данным, получение промышленных притоков газа в скв. №6 и №17 дает основание для проведения подсчетов запасов газа и постановки месторождения на баланс.

2.2. Стратиграфия и расчленение

Архей – протерозой (AR – PR)

Кристаллический фундамент.

На территории лицензионного участка фундамент достигнут только в скважине № 15 – Коркинской на глубине 3301 м. По фундаменту пройдено 29 м. На прилегающих к участку площадях фундамент вскрыт в скважинах №№1 и 174 Чиканской площади, в скважинах №№ 1 и 4 Южно-Ковыктинской площади и в скв. № 56 Ковыктинского газоконденсатного месторождения.

В скважине № 15 – Коркинской породы фундамента представлены моноцитом серого цвета. Это кристаллическая магматическая порода, содержащая приблизительно равное количество полевого шпата и темноцветов: пироксена, амфибола, биотита. Представляет собой промежуточное положение между габбро и сиенитом, относящимся к интрузивным образованиям. Определение абсолютного возраста пород фундамента не проводилось.

Венд (V)

Верхний протерозой (PR₂)

Ушаковская свита (V ush)

Ушаковская свита представляет объединение нижележащих горизонтов осадочного чехла начиная от поверхности пород фундамента заканчивая подошвой песчаников боханского горизонта. Литологически свита представлена сероцветными терригенными отложениями: аргиллитами, алевролитами, песчаниками от мелкозернистых до грубозернистых. В подошве свиты залегает пласт базальных песчаников. На территории лицензионного участка базальные песчаники вскрыты в скважине № 15 – Коркинской толщиной 15 м.

В скважине №3 Ушаковская свита вскрыта в интервале 3205-3352,5 м. Толщина вскрытой части свиты составляет 147,5 м.

Нижняя часть свиты пройдена с отбором керна в интервале 3331,5 – 3350,75 м. Верхняя часть интервала представлена темно-серыми песчаниками, размер зерна крупный, сцементированы с зернами кварца в качестве включений. Толщина слоя определена по керну и составляет порядка метра. Нижележащие породы представлены переслаиванием сменяющимися алевролитов и аргиллитов. Цвет погоды темно-серый, массивная текстура, крепкие с включениями белого кварца с прослоями аргиллитов черного цвета, тонкоплитчатых, трещиноватых. Толщина слоя 14,3 м. Ниже слой представлен песчаниками светло серого цвета крупнозернистыми, зерна плохо окатаны, плотные, очень крепкие, с прослоями до 15 мм аргиллитов черного цвета с прожилками кварца. Толщина слоя по керну 2,56 м.

Петрофизические исследования образцов керна показали, что пористость пород составляет 1,22-3,87%, а проницаемость не превышает 0,05 мД, т.е. песчаники базального горизонта не проницаемые и не обладают коллекторскими свойствами.

Анализ показывает, что толщина отложений ушаковской свиты постепенно увеличивается в восточном направлении. В скважине № 56 – Ковыктинской ее толщина составляет 92 м., в скважинах №№ 174 и 1 Чиканских увеличивается до 103 м и 112 м соответственно, в скважинах №№ 1 и 4 Южно-Ковыктинских ее толщина равна 110-120 м., в скважине № 15 – Коркинской – 176 м, а в скважине № 271 Нотайской, расположенной восточнее всех пробуренных скважин, толщина только вскрытой части ушаковской свиты составляет 203 м, но фундамент при этом не был достигнут. Нарастивание толщины ушаковской свиты происходит за счет нижних частей разреза. В общем, толщина отложений ушаковской свиты на участке изменяется от 176 до 180 м.

Венд – кембрий (V–Є)

Мотская свита (V – Є₁ mt)

Мотская свита объединяет толщу пород в объеме от подошвы песчаников боханского горизонта до подошвы отложений усольской свиты нижнего кембрия.

В региональном плане отложения свиты залегают трансгрессивно. Она последовательно ложится на отложения ушаковской свиты. В местах выклинивания свита залегает на поверхности выветрелых пород фундамента, либо на размытой поверхности рифея.

Суммарно на территории лицензионного участка мотская свита подразделена на три подсвиты. Нижняя подсвита представляет собой терригенные отложения, средняя – карбонатные, а верхняя объединяет в себе породы сульфатов и карбонатов.

Нижнемотская подсвита (V – Є₁ mt₁)

Подсвита состоит из неравномерного переслаивания пород, представленных песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Породы в основном серые, темно-серые, зеленовато-серые, плотные, толстоплитчатые, слюдистые по наслоению.

В основании подсвиты, выделяется боханский горизонт, состоящий из трех песчаных пластов, разделенных глинистыми перемичками. Общая толщина горизонта по данным скважин изменяется от 88,5 м до 96,0 м. Песчаники полимиктовые, кварцевые, разнозернистые, до гравелитистых темно-серого цвета. Толщина песчаных пластов в скважинах площади X изменяется от 14 м до 29,5 м. В кровельной части подсвиты выделяется парфеновский горизонт. В скважине №3 горизонт представлен переслаиванием аргиллитов, алевролитов, и песчаников. Преобладают глинистые разности пород.

Толщины подсвиты меняются в незначительных пределах от 256 м до 286 м.

Среднемотская подсвита (V – ϵ_1 mt₂)

Подсвита сложена карбонатами и сульфатами карбоната. Выражено преобладание доломитов с маломощными прослоями ангидритов и ангидрито-доломитов. Породы серые, темно-серые с коричневым оттенком. Встречаются доломиты черного цвета.

Толщина подсвиты меняется в пределах от 170 до 180 метров.

Кембрий (ϵ)

Нижний отдел (ϵ_1)

Усольская свита (V – ϵ_1 us)

Усольская свита сложена переслаивания солей с доломитом. Нижняя часть свиты представлена осинским горизонтом, который в свою очередь сложен известняками и доломитизированным известняком. Мощность составляет до 60 метров. Толщина всей свиты варьируется от 446 до 790 метров.

В северо-западной части лицензионного участка, жигаловскими скважинами была вскрыта трапповая интрузия толщиной 9 метров, находящаяся под осинским горизонтом, внизу усольской свиты.

Бельская свита (Є₁ bs)

Внутри свиты выделяется три подсвиты. На территории лицензионного участка нижняя и средняя подсвиты представлены единым геологическим телом и не расчленяются. Подсвиты представлены доломитами, известняками, известняковыми доломитами, а также ангидридами и ангидрото-доломитами. Наблюдается сильное переслаивание пород, а также крупные прослои каменной соли толщиной порядка 5-15 метров. Толщина нижней и средней подсвит составляют 264 метра. В нижней части находится христофоровский, а в верхней – атовский (толщина 60-70 метров) продуктивные горизонты.

Верхняя подсвита сложена доломитами и ангидритами, а также их смесью. Присутствуют глинистые доломиты, мергели и каменная соль. Последняя занимает в разрезе существенную долю. Толщина подсвиты 113-145 м. Общая толщина свиты составляет 388-415 м.

Булайская свита (Є₁ bl)

Булайская свита представлена доломитами, доломитовыми известняками, ангидрото-доломитами, глинистыми доломитами и доломитовыми мергелями. Толщина булайской свиты, выдержана в регионе и равна 111-130 м. Верхняя часть свиты толщиной 80-100м выделяется в качестве биркинского продуктивного горизонта. Средняя толщина свиты по площади лицензионного участка равна 120 м.

Ангарская свита (Є₁ an)

Ангарская свита, по литологическим признакам, расчленяется на две подсвиты. Выделяют верхнюю и нижнюю подсвиты. Первая сложена чередованием пластов доломитак с доломитизированными известняками. Присутствуют частые прослои мергелевые брекчии с включениями гипса, а также ангидрита и каменной соли. Верхняя часть имеет в составе бильчирский

горизонт толщиной до 90 метров. Горизонт сложен переслаиванием доломитов и каменных солей.

Толщина подсвиты составляет от 238 до 544 метра.

В верхней подсвите преобладают каменно-соляные пласты с прослоями доломитов, мергелей, глинистых доломитов, а также доломитовой брекчии.

Толщина верхней подсвиты составляет от 80 до 190 метров.

Общая толщина свиты равна от 342 до 550 м. средняя мощность по лицензионному участку составляет порядка 480 м.

Нижний – средний отделы кембрия (Є₁₋₂)

Литвинцевская свита (Є_{1-2lt}).

Свита сложена доломитами, известняковыми и ангидрито-доломитами. Частое брекчирование и наличие каменных солей, редкое присутствие прослоев известняков. Отложения ангарской и литвинцевской свит выходят на дневную поверхность в сводчатой части Жигаловского вала.

Толщина свиты по площади меняется в зависимости от наличия каменной соли в разрезе и колеблется от 88 м до 285 м.

Средний-верхний отделы кембрия (Є₂₋₃)

Верхоленская свита (Є_{2-3vl}).

Породы свиты со стратиграфическим несогласием залегают на подстилающих галогенно-карбонатных отложениях и резко отличаются от них по литологическому составу и цвету. Свита сложена переслаивающимися красно-бурого мергелями, аргиллитами, алевролитами, песчаниками, редко глинистыми доломитами и водорослевыми известняками. Мергели и доломиты в нижней части загипсованы и содержат включения ангидрита. Прослой водорослевых известняков приурочены к верхней части разреза, прослой песчаников рассредоточены в верхней и средней частях, а нижняя - более глинистая. Прослой мергелей присутствуют по всему разрезу свиты. Полная толщина свиты 700-750 м.

Ордовик (O)

Нижний отдел (O₁)

Устькутская свита (O_{1us})

Отложение устькутской свиты развиты в зоне прогиба, отделяющего Жигаловский вал от Коркинского вала, и слагают там вершины водораздельных пространств.

Устькутская свита представлена нижней и верхней подсвитами. Нижняя представлена оолитовыми и водорослевыми известняками, а также песчаниками, переслаивающимися с прослоями алевролитов и аргиллитов. Верхняя подсвита сложена пластами песчаников, чередующимися со слоями зеленовато-серых алевролитов, аргиллитов известняков, конгломератов.

Видимая толщина подсвиты 300 м.

Кайнозой

Четвертичная система (Q)

Представлены сплошным чехлом рыхлых отложений, покрывающих более древние породы Глины, суглинки, супеси, пески и галечники складывают отложения четвертичной системы.

Толщина отложений до 20 м.

2.3. Продуктивная часть разреза

В разрезе осадочного комплекса отложений на месторождении X и на территории лицензионного участка выделяется ряд, регионально прослеживающихся, продуктивных горизонтов связанных с подсолённым терригенного комплексом и галогено-карбонатном комплексом. В последнем выделяются: келорский, бильчирский, биркинский, атовский, христофоровский, балыхтинский, осинский продуктивные горизонты. Все перечисленные продуктивные горизонты представлены карбонатными (известняки, доломиты) пластами-коллекторами. Их коллекторские свойства характеризуются в основном трещинным, трещинно-кавернозным и трещинно-поровым типами.

Преобладает развитие коллекторов трещинного типа, что свидетельствует об их вторичном происхождении. Их образование обусловлено условиями тектонического развития данной территории. Она характеризуется проявлением соляного тектогенеза, вызванного тангенциальным давлением со стороны Байкальской рифтовой зоны.

В отложениях подсолевого терригенного комплекса регионально прослеживаются продуктивные горизонты, представленные песчаными пластами-коллекторами: базальный, боханский, парфеновский. Эти горизонты характеризуются наличием зон развития коллекторов порового типа. В пределах этих зон ловушки всех типов, а именно структурные, литологические и тектонические, могут содержать залежи углеводородов. Все известные месторождения в Иркутской области связаны с терригенными продуктивными горизонтами. Ниже кратко приводится характеристика продуктивных горизонтов, получивших развитие в пределах лицензионного участка и газового месторождения X.

Базальный горизонт выделяется в основании осадочного чехла в подошве ушаковской свиты и залегает на породах кристаллического фундамента. Горизонт сложен песчаниками разнозернистыми до гравелистых. В пределах лицензионного участка базальный горизонт вскрыт в скважине № 15 – Коркинской и в скважине №3. В первой толщина пласта песчаников составляет 15 м. В скважине №3 горизонт вскрыт на глубине 3348,5 м (-2315,5м). С отбором керна по горизонту пройдено 4 м до глубины 3352,5 м. Выход керна составил 85,47 %. Дальнейшее углубление скважины было прекращено, опробование пласта не проводилось из-за начавшегося осложнения ствола в виде обвалов стенок скважины. Горизонт представлен окварцованными плотными, крепкими песчаниками с прослоями аргиллитов. На соседних площадях горизонт вскрыт в скважинах №№ 1 и 174- Чиканской площади, в скважине №1 – Тыптинской и в скважине №56 – Ковыктинской. Нигде, в процессе вскрытия базального горизонта, поглощений водо- и газопроявлений не отмечалось.

Боханский горизонт выделяется в подошвенной части нижнемотской подсвиты мотской свиты и на территории участка залегает на отложениях ушаковской свиты венда. В пределах лицензионного участка горизонт состоит из трех пластов песчаников, разделенных пластами аргиллитов и алевролитов. Толщина горизонта изменяется в пределах 88-96 м.

В поисковой скважине №3 отложения боханского горизонта пройдены со сплошным отбором керна. Пройдено с отбором керна 91,13 м. выход керна составил 90,53 м. т.е. 99.34 %. Горизонт представлен тремя пластами песчаников, разделенных глинистыми перемычками толщиной до 17 м. Песчаники мелкозернистые, очень плотные, крепкие. Между вторым и третьим пластами глинистая перемычка резко сократилась до 5 м.

Изучение петрофизических свойств песчаников боханского горизонта показало, что они обладают низкими коллекторскими свойствами. Средняя пористость составляет 7,61%, проницаемость 0,276 мД, т.е. песчаники практически непроницаемы. Отсутствие не проницаемых коллекторов подтвердилось результатами испытания песчаников боханского горизонта трехкратным спуском испытателя пластов. Притоки газа и пластовой воды не получено. Дополнительно выполненные виды ГИС (ВИКИЗ, ГГК-П, ГДК – 39 точек ОПН) показали наличие слабопроницаемых пород.

На основании полученных данных по скважине №3 можно сделать следующие выводы. Боханский горизонт в северо-восточной части участка состоит из трех пластов песчаных пород, которые имеют низкие емкостные свойства (низкая пористость 7,61%) и очень слабые фильтрационные свойства (проницаемость 0,276 мД). При опробовании горизонта притоков флюидов не получено.

Парфеновский горизонт залегает на глубине верхнего интервала терригенного комплекса нижнемотской подсвиты и отделен от карбонатов среднемотской подсвиты глинистой перемычкой толщиной от 3 до 15 м, представленной красно-бурыми аргиллитами и алевролитами. Горизонт представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов с

преобладанием последних. В скважине №6 отложения парфеновского горизонта пройдены со сплошным отбором керна. Пробурено с отбором керна 28,7 м. выход керна 28,36 м, что составляет 98,8 %. Горизонт сложен преимущественно глинистыми отложениями темно-серого цвета с редкими тонкими прослоями песчаников мелкозернистых, плотных. Проведено опробование горизонта пластоиспытателем. Притока газа, воды, нефти не получено. Горизонт «сухой».

К северу от лицензионного участка парфеновский горизонт постепенно опесчанивается и улучшаются его коллекторские свойства. Песчаники имеют газовое насыщение и с ними связаны Ковыктинское и Чиканское газоконденсатные месторождения.

Осинский горизонт залегает в низах усольской свиты, сложен доломитами и известняками толщиной 50-60 м. Горизонт является межсолевым карбонатным пластом регионально прослеживающийся по всей территории юга Сибирской платформы.

Тип коллектора в осинском горизонте весьма разнообразный: трещинно-поровый, порово-трещинный, трещинно-поровый-кавернозный, трещинный. На лицензионном участке из осинского горизонта ни в одной из скважин притока пластовых флюидов не получено.

Балыхтинский горизонт приурочен к верхней части усольской свиты. Сложен засоленными кавернозными доломитами и известняками. Толщина горизонта составляет 7-11 м. От вышелегающего христофоровского горизонта, балыхтинский отделен пластом соли толщиной 5-10 м.

Христофоровский горизонт выделяется в подошвенной части бельской свиты. Представлен доломитами с чередованием известняковых прослоев, глинистыми доломитами и доломито-ангидритами. Толщина горизонта 60-70 м.

Атовский горизонт выделяется в кровле среднебельской подсвиты. Сложен известняками и доломитовыми известняками. Толщина горизонта 60-65 м. Коллекторские свойства горизонта обусловлены процессами сульфатизации и выщелачивания и относятся к коллекторам трещинно-поровому, трещинно-

кавернозному типам. На территории лицензионного участка из атовского горизонта только в скважине №1 получен газовый приток не превышающий 1 тыс. м³/сут.

Биркинский горизонт выделяется в верхней части булайской свиты. Толщина горизонта в пределах участка изменяется незначительно от 67,5 м до 74 м. Сложен массивными средне-крупнокристаллическими доломитами. На лицензионном участке X проявил себя промышленным притоком газа в колонковой скважине № 17 и скважине № 4.

Бильчирский горизонт выделяется в верхней части нижнеангарской подсвиты ангарской свиты. Горизонт состоит из четырех пластов доломитов разъединенных прослоями каменной соли (пласты Б₁, Б₂, Б₃, Б₄). Коллектора горизонта относятся к трещинно – поровому, трещинно-поровый-кавернозному, трещинного типам. Коллекторские свойства пород бильчирского горизонта изучены по образцам керна из скважины №14 – Коркинской и скважины № 54-К и №31-К и характеризуются пористостью от 2 до 22%, проницаемость системы трещин составляет 1-40 мД. Фильтрация флюидов происходит, в основном, по системе вертикальных и наклонных трещин. Основными емкостями для флюидов являются трещины, каверны и в меньшей степени поровое пространство породы.

Келорский горизонт расположен в приконтактной зоне литвинцевской и ангарской свит и приурочен к пласту водорослевых доломитов. Толщина горизонта составляет 37-47 м. По керну водорослевые доломиты горизонта имеют порово-кавернозный тип коллектора и обладают хорошими емкостными свойствами. Пористость колеблется от 2 до 29 %, в среднем составляет 12-15%. Горизонт проявил себя при бурении колонковых скважин притоками газа.

Профильный геологический разрез представлена на Рисунке 2.1.

2.4. Тектонические особенности района исследования

Лицензионный участок расположен в пределах северо-востока Ангаро-Ленской тектонической ступени – крупного надпорядкового структурного элемента юга Сибирской платформы. (Рисунок 2.2) [5]

В рассматриваемой части Сибирской платформы выделяются два структурных яруса. (Сложенный протерозойскими кристаллическими породами фундамент и представленный отложениями венда, кембрия и ордовика осадочного чехла с толщиной доходящей до 3200 – 3700 метров.

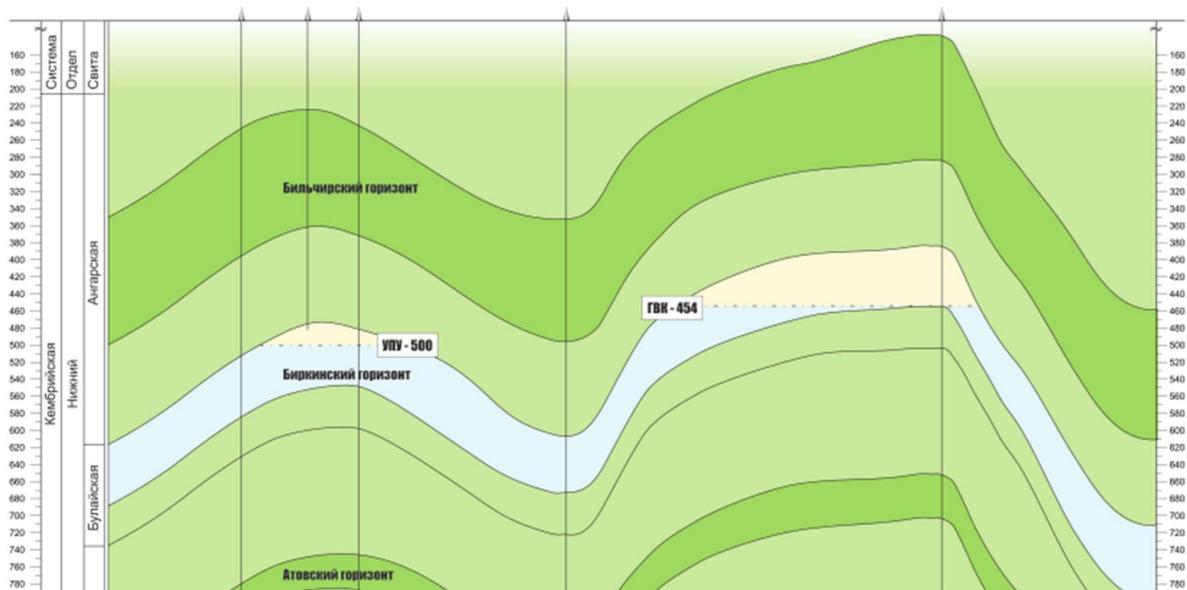


Рисунок 2.1 – Профильный геологический разрез [5]

В осадочном чехле по характеру тектонического строения выделяется два структурных этажа. Нижний – подсолевой, включающий вендско-нижнекембрийские терригенно-карбонатные отложения ушаковской и мотской свит. Верхний – солевой в свою очередь солевой включает нижнекембрийские образования усольской, бельской, булайской, ангарской и литвинцевской свит. В состав солевого этажа также залегают свиты верхнего кембрия и ордовика представленные терригенными отложениями. Нижний и верхний структурный

этажи по характеру тектонического строения принципиально отличаются друг от друга.

Лицензионный участок характеризуется сложным тектоническим строением. Эта сложность проявляется в несоответствии структурных планов подсолевого и соленосного этажей и в проявлении соляной и разрывной тектоники в соленосных отложениях. Если отложения подсолевого комплекса в целом имеют моноклиналиное залегание и погружаются в северо-западном направлении, то отложения соленосного комплекса интенсивно смяты в линейные протяженные антиклинальные складки (валы), имеющие северо-восточное простирание.

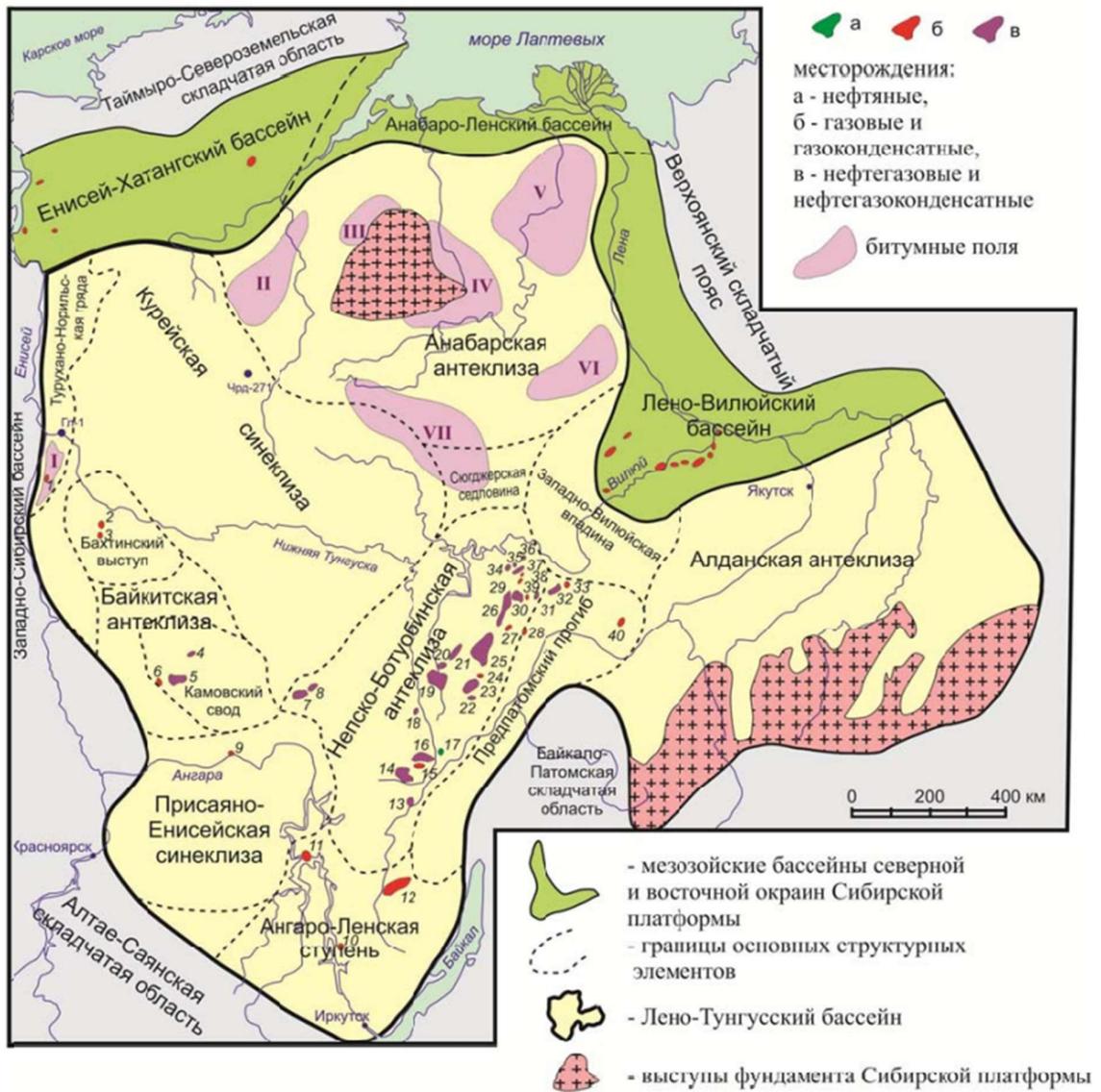


Рисунок 2.2 – Обзорная схема тектоники и нефтегазоносности осадочных бассейнов Сибирской платформы [5]

3. Оценка неопределенностей и анализ рисков при проектировании разработки газового месторождения X Восточной Сибири

3.1. Выявление факторов неопределенности при геологическом моделировании

На начальном этапе разработки нефтегазовые компании обладают малым набором геолого-геофизической информацией, что порождает неопределенности в количестве геологических запасов месторождения. Более того отсутствие широкого спектра данных влечет за собой риски связанные с разработкой месторождения и несут в себе риски понести экономические убытки. В данной работе описаны этапы оценки неопределенностей и анализ рисков, связанных с геологическими и гидродинамическими аспектами газового месторождения X Восточной Сибири.

На начальном этапе данной работы определен ряд факторов, вносящих неопределенность при подсчет геологических запасов. Все факторы, влияющие на объем геологических запасов разделены на 5 категорий. К ним относятся неопределенности связанные с:

- объемом залежи;
- песчанистостью и геометрией песчаного тела;
- пористостью;
- насыщенностью газом;
- объемным коэффициентом газа.

Более детально рассмотрим каждый из представленных.

Можно выделить две главные причины возникновения неопределённости в данном аспекте определения геологических запасов. Они связаны с неточностью проведенных сейсмических исследований и положением газовой контактной (ГВК).

Разрешающая способность сейсмоки равна порядка 16 метров, таким образом, кровля и подошва полученные путем анализа данных от отражающих горизонтов несут в себе неточности исследования.

Газоводяной контакт не обнаружен в скважине. Данный факт вносит неопределенность в положение контакта и соответственно в объем залежи.

По одной скважине невозможно с достоверной точностью определить обстановку осадконакопления, тем самым понять геометрию песчаного тела. Более того посчитанная в скважине песчанистость не будет соответствовать всему геологическому объему. Данные неопределенности требуют учета.

Аналогичная ситуация складывается и в определении пористости. Поскольку ее средние, минимальные и максимальные значения в резервуаре могут отличаться от полученных данных в скважине, определенный диапазон значений должен описывать неоднородность данного свойства.

По лабораторным исследованиям керна определена насыщенность газа, однако данный параметр может отличаться в объеме залежи. Также стоит принять во внимание погрешность связанную со методом определения насыщенности, поскольку данный показатель может содержать ошибку расчетов.

Объемный коэффициент газа определен по поверхностной пробе в лабораторных исследованиях. Данный параметр напрямую зависит от состава газа и, как и другие, содержит в себе неточности расчет. Неопределенность состава и как следствие показателя объемного коэффициента требует учета.

3.2. Создание алгоритма генерации геологических моделей

Следующим этапом на пути оценки неопределенностей стало создание геологической модели. Принято решение создать специальный алгоритм, генерирующий базу данных из геологических моделей (ГМ), каждая из которых будет отличаться сразу несколькими параметрами неопределенности, описанными выше. Таким образом, получится кратно сократить время, затраченное на генерацию одной модели, а также увеличить учет всех факторов

в совокупности. Создание происходило в программном продукте «Petrel», при помощи модуля «workflow».

Как уже отмечалось ранее, выделено пять факторов вносящих неопределенности в объем геологических запасов данного месторождения. Каждый из них требовалось учесть при создании алгоритма. Рассмотрим учет каждого из них более подробно.

3.2.1. Этапы алгоритма

Объем залежи зависит от геометрии структурных поверхностей кровли и подошвы. Для учета данной неопределённости введена новая поверхность, отражающая неточность сейсмических исследований. Она имеет нулевое отклонение от сейсмической поверхности в точке, где скважина вскрыла пласт, и диапазон отклонений в крайних точках от 0 до 16 метров. Путем сложения или вычитания данной поверхности из имеющейся структурной карты получен спектр структур, отражающих неточность сейсмических исследований. Упрощенная схема данного пункта представлена ниже на Рисунке 3.1.

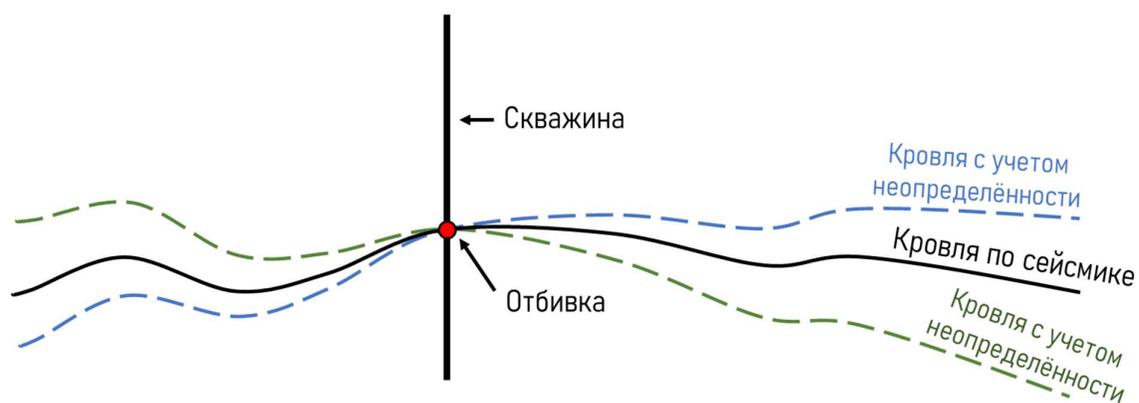


Рисунок 3.1 – Схематичное изображение учета неопределенности структур

Вторым фактором, влияющим на объем залежи является положение ГВК. В данном случае принято решение варьировать его положение в диапазоне от 0

до 30 метров. Иными словами, закладывается вариант, при котором ГВК расположено непосредственно под забоем скважины, а также вариант, когда ГВК расположен над точкой пролива. Схема положения ГВК представлена ниже на Рисунке 3.2.

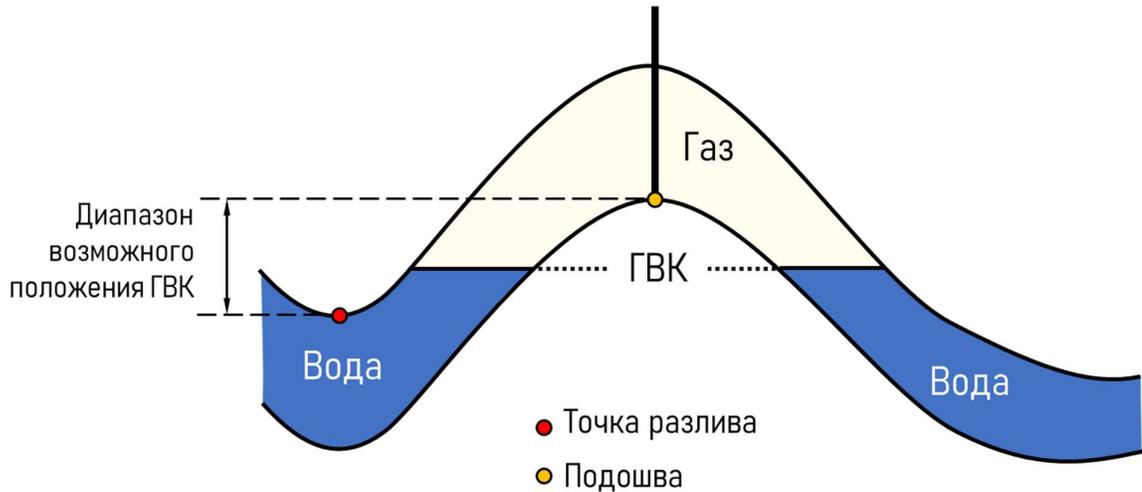


Рисунок 3.2 – Диапазон возможного положения ГВК

Песчанистость, полученная в скважине, экстраполирована на весь объем резервуара. Для учета неопределенности данного фактора экстраполирование производилось разными реализациями последовательного Гауссовского моделирования. Генерация различных фациальных моделей осуществлялось при помощи меняющихся вариограмм. Для каждой из моделей задавалось свое значение наггета, диапазона и порога. Таким образом, каждая реализация по-разному распределяет внутри объема резервуара ячейки фаций. Схема вариограммы и ее компонентов представлена ниже на Рисунке 3.3.

После распределения коллекта и неколлектора в модели, все ячейки последнего получили значения «0» по пористости. В коллекторе же требовалось произвести моделирование пористости таким образом, чтобы полученные модели описывали неопределенность строения залежи. Подобно фациальному моделированию, петрофизические модели основывались на фактических данных по скважине, экстраполируя значения на весь объем.

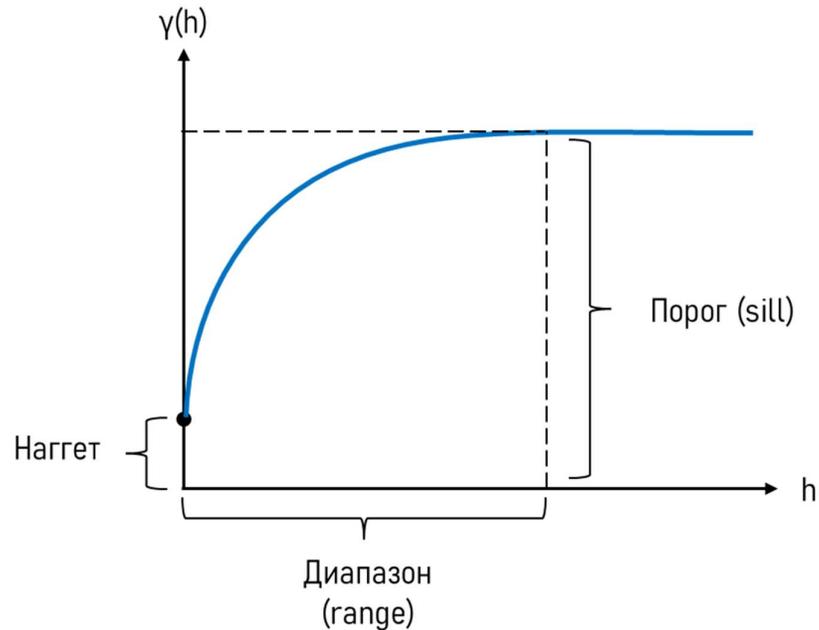


Рисунок 3.3 – Вариограмма

В создание модели пористости изменялись четыре параметра:

- Минимального значения пористости;
- Максимальное значение пористости;
- Среднее значение пористости;
- Значение стандартного отклонения;

Принято решение расширить диапазон пористости, путем уменьшения минимального на значение от 0 до 1% и увеличения максимального – от 0 до 2%. Так изначальный разброс от 1 до 7% мог оставаться неизменным, становиться максимальным от 0 до 9%, либо находиться между представленными значениями. Среднее значение так же варьировалось в диапазоне от 2.5 до 4.5%, при среднем значении по скважинным данным в 3.5%. Значения стандартного отклонения составило 0.017. Для учета неопределенности введен диапазон от 0.012 до 0.022. Схема распределения пористости представлена ниже на Рисунке 3.4.

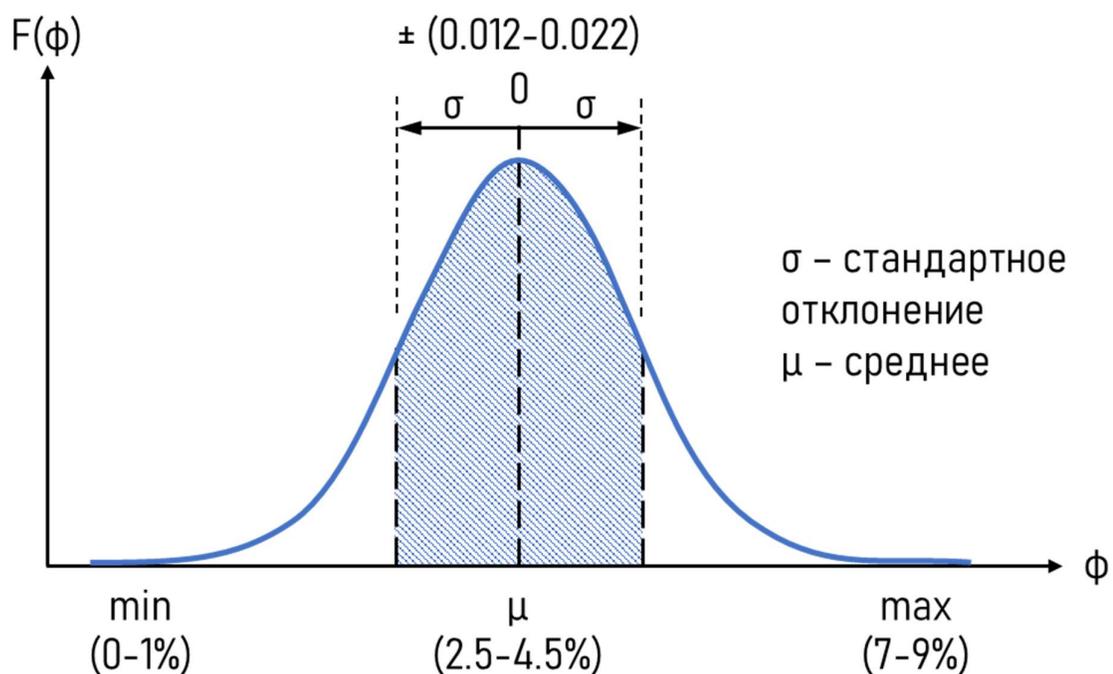


Рисунок 3.4 – Распределение значений пористости

По результатам ГИС определена насыщенность газа равная 90%. Данное значение получено путем вычитания насыщенности связанной воды из единицы. Принято допущение, что процент начальной водонасыщенности может изменяться в диапазоне от 5 до 15%. Таким образом, насыщенность газа в залежи изменяется от 85 до 95% и описывает неопределенность данного фактора.

Последним фактором, требующего внесения в алгоритм, стал объемный коэффициент газа. Полученная проба имеет удельный вес газа равный 0.77. Принято решение варьировать данный параметр в диапазоне от 0.67 до 0.87 для описания неточности измерения в лабораторных условиях, а также погрешностей, связанных с извлечением пробы и место ее отбора. Далее при помощи модуля «Make fluid model» и корреляций z-фактора Dranchuk & Abou-Kassem и псевдо-критических свойств газа Piper, McCain & Corredor получена функция объемного коэффициента газа от давления. Пример одной из итераций для удельного веса равного 0.77 приведен ниже на Рисунке 3.5.

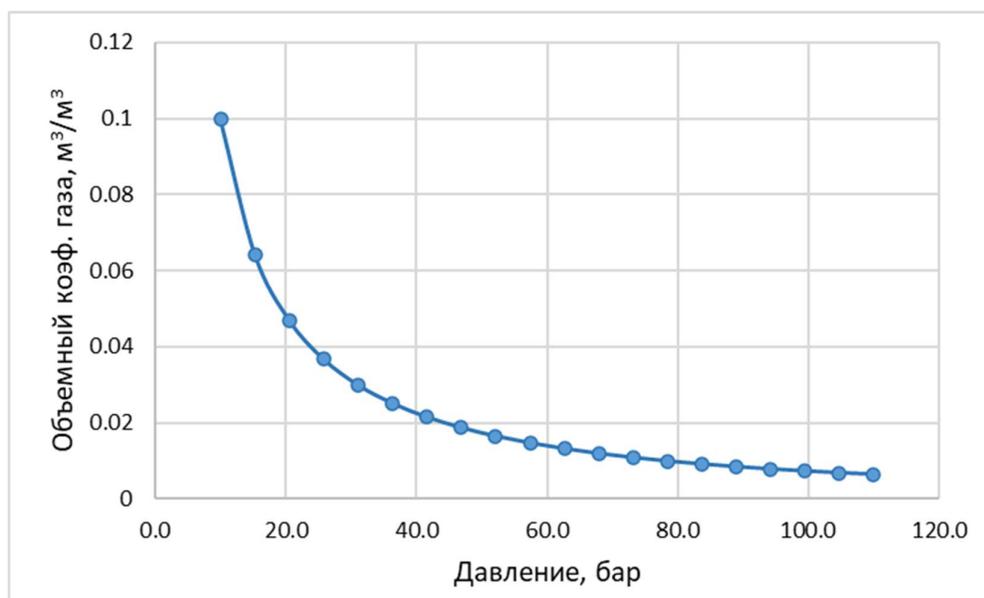


Рисунок 3.5 – График зависимости объемного коэффициента от давления

3.2.2. Подсчет запасов

На основе каждой сгенерированной модели произведен подсчет запасов объемным методом. В результате получены гистограмма вероятностного распределения запасов, а также накопленная гистограмма запасов на основе 200 моделей. Оба графика представлены ниже на Рисунках 3.6 и 3.7.

На основе полученных диаграмм установлены наиболее вероятные диапазоны запасов. Так для объема от 7.5 до 8.5 млрд. м³ вероятность составляет 26.3%, а для расширенного диапазона от 6.5 до 9.5 млрд. м³ вероятность нахождения в пласте составит 71.2%. Иными словами, с высокой долей вероятности можно предсказать геологические запасы.

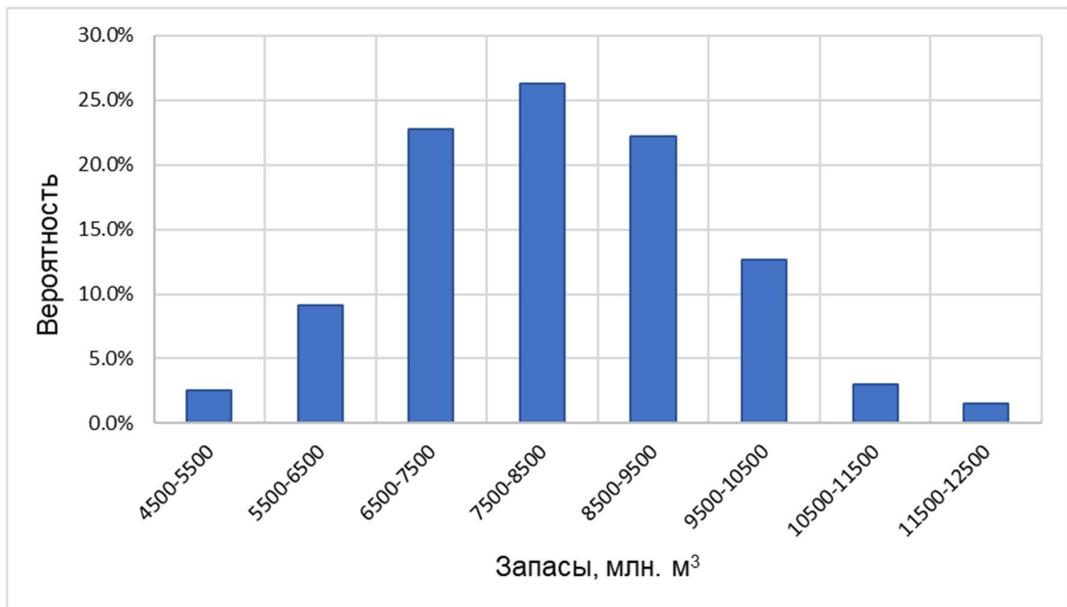


Рисунок 3.6 – Гистограмма вероятностного распределения запасов

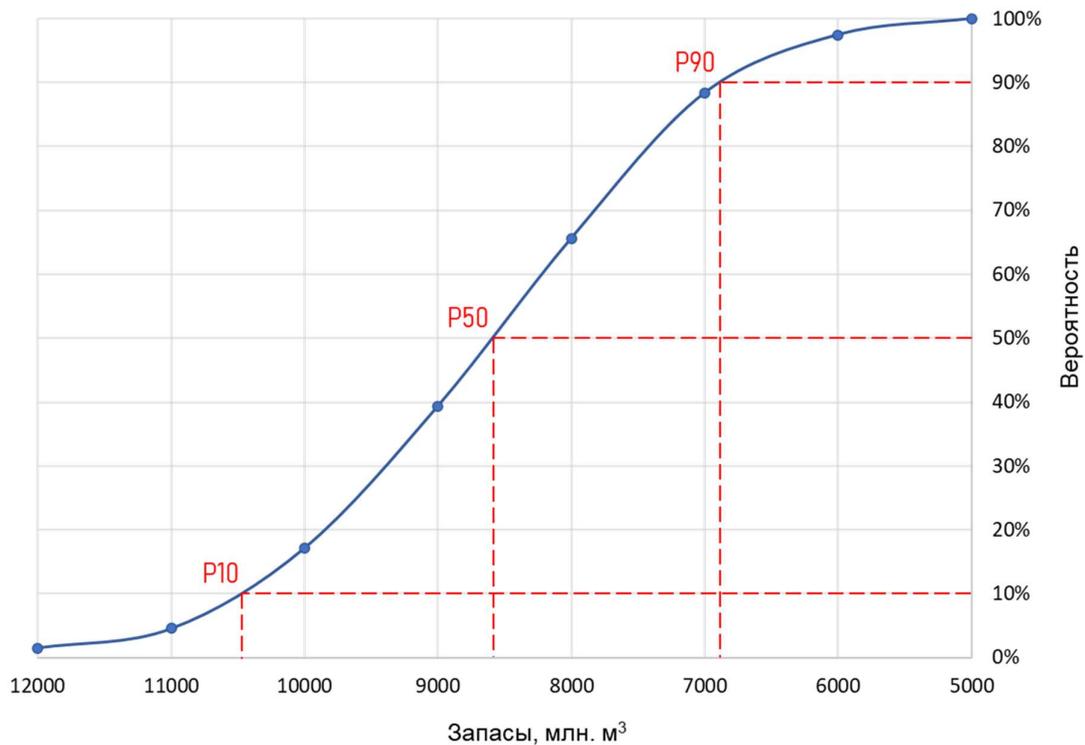


Рисунок 3.7 – Накопленная гистограмма распределения запасов

С помощью полученных данных также определены запасы категорий P90, P50 и P10, равные соответственно 6.79, 8.58 и 10.47 млрд. м³.

На основе полученных моделей, сгенерированных алгоритмом, также построен торнадо плот, представленный на Рисунке 3.8.

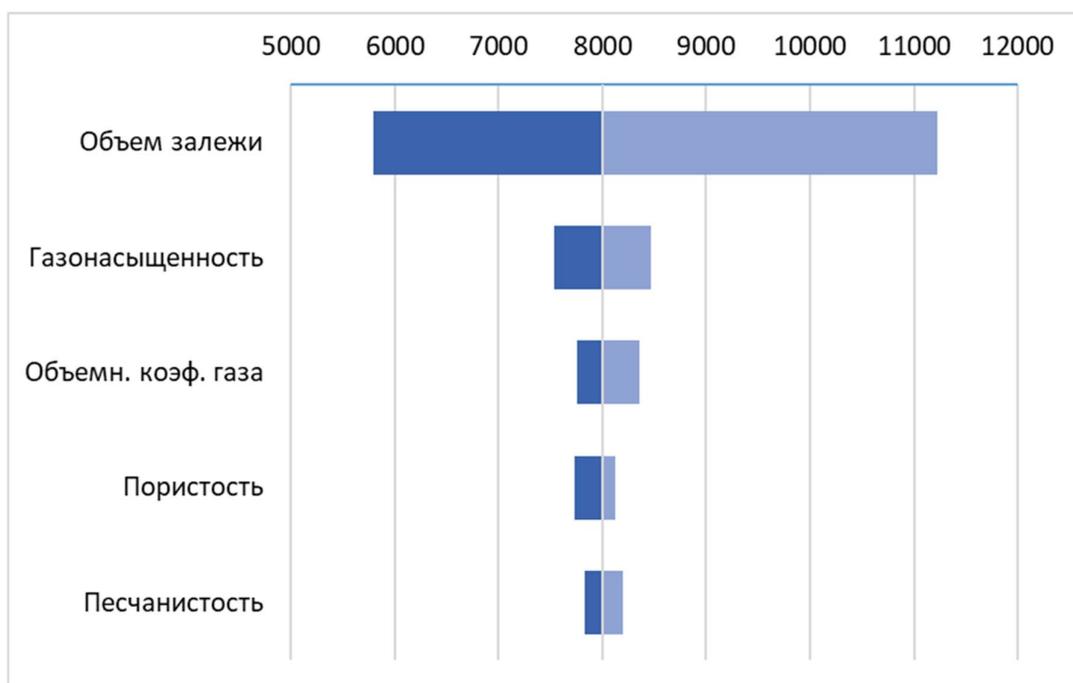


Рисунок 3.8 – Торнадо плот геологических запасов

Базовым вариантом принят наиболее вероятный сценарий запасов, который составил 7998 млн. м³ газа. Опираясь на полученный результат, можно выявить факторы, наиболее влияющие на изменение начальных геологических запасов (НГЗ). К таким относятся: объем залежи, газонасыщенность и объемный коэффициент газа. Из представленных трех решающее значение несет объем залежи. Связано это главным образом с отсутствием информации о положении ГВК и как следствие большим разбросом значений. Для снижения неопределенностей и уменьшения рисков ключевой целью является бурение дополнительных скважин с проведением ГИС для обнаружения уровня контакта. Другие параметры, влияющие на запасы хоть и оказывают меньшее влияние на разброс значений НГЗ, требуют уточнения. Это обосновано в первую очередь тем, что при обнаружении точного положения ГВК их значимость в общей неопределенности системыкратно возрастет.

Геофизические исследования скважин также должны быть нацелены на определение пористости, с целью уточнения диапазона актуальных значений для месторождения. Определение газонасыщенность также важно по вышеизложенным причинам. Песчанистость оказывает наименьшее влияние на запасы. Данное явление обосновано изменением геометрий песчаных тел, но не содержанием глин в разрезе.

3.3. Построение гидродинамической модели для прогнозирования добычи

3.3.1. Создание гидродинамической модели

На данном этапе работы принято решение создать по 10 гидродинамических моделей для каждой категории запасов P10, P50 и P90. Допускалось отклонение по запасам, не превышающее 2% от НГЗ. Сделано это для двух целей: уменьшить количество генерируемых алгоритмом моделей за счет расширения диапазона допустимых значений и сохранить точность оценки неопределенностей для каждого из случаев. Перед проведением расчетов на гидродинамическом симуляторе, полученные модели требуют внесения дополнений и экспортом в гидродинамический симулятор.

Поскольку гидродинамическая модель (ГДМ) содержит в себе не только геологические неопределенности, описанные ранее, но также и неопределенности, связанные с фильтрацией газа в пласте, исходный workflow был модифицирован. Так были добавлены параметры Кори для вариации фазовой проницаемости вода-газ, а также вертикальная анизотропия для пласта. Относительные фазовые проницаемости (ОФП), полученные для одной из итераций представлены ниже на Рисунке 3.9.

Для каждой итерации менялись показатели относительной фазовой проницаемости для газа и воды при остаточном содержании воды и газа соответственно. Критическая водонасыщенность, на ряду со степенями Кори

для газа и воды также подвергались изменению на каждой новой генерации. Заложенная неопределенность предполагает уточнение неточностей связанных с определением ОФП по лабораторным исследованиям.

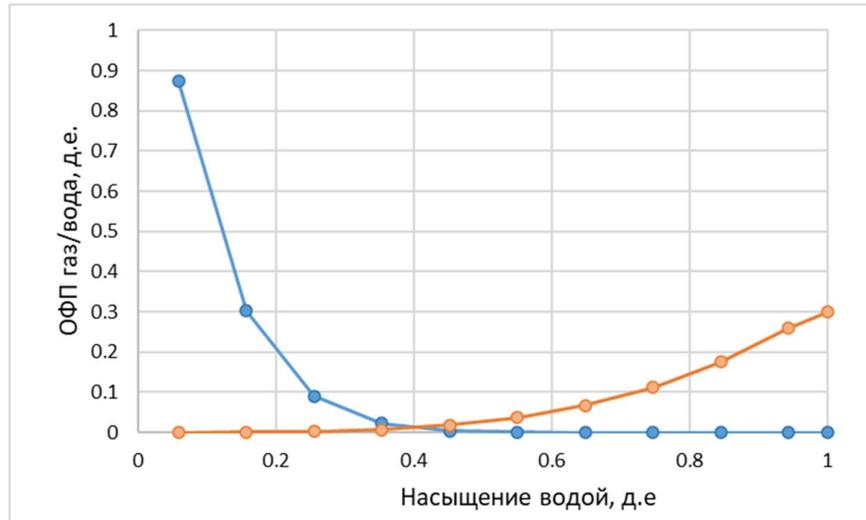


Рисунок 3.9 – Относительные фазовые проницаемости

Как уже отмечалось ранее пластовый флюид создан при помощи модуля «Make fluid model» в «Petrel». Данный модуль не только определял объемный коэффициент для газа, но также строил зависимость вязкости от давления. Данная зависимость представлена ниже на Рисунке 3.10.

Стоит уточнить, что график представлен для одной из итераций для конкретного значения относительной плотности флюида. Использована корреляция Lee. Gonzales & Eakin. Вязкость флюида по итогу проведенных расчетов менялась в диапазоне от 0.0093 до 0.00124 сП.

Следующим шагом стал экспорт полученных моделей из программного продукта «Petrel» в гидродинамический симулятор «tNavigator». Для этого использовался модуль «Simulation - Define Case». Экспортированы геометрия 3D grid, кубы песчаности, пористости, проницаемости, насыщения, свойства флюидов и породы.

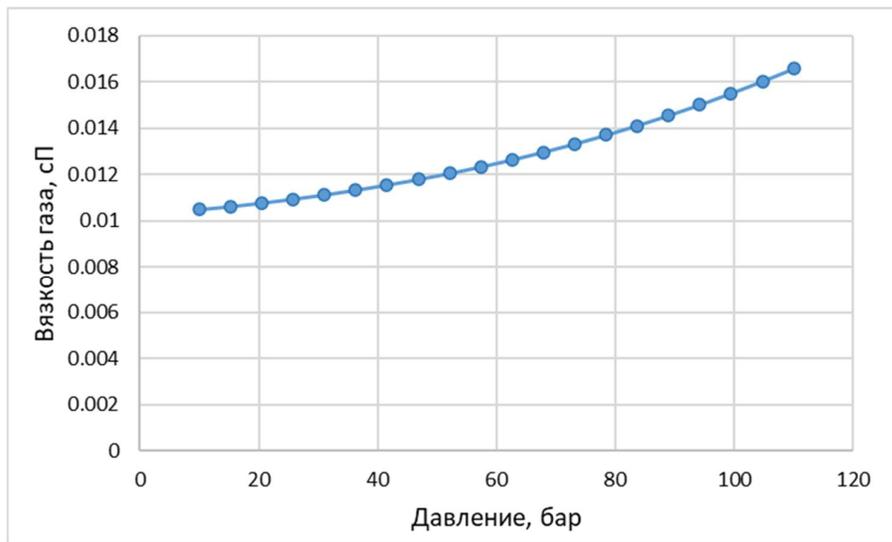


Рисунок 3.10 – Зависимость вязкости газа от давления

Для создания скважин использовалась секция «Schedule». Вертикальные скважины вскрывают полную газонасыщенную толщу во всех ячейках коллектора. В случае, когда рядом находился ГВК оставлялся запас по перфорациям порядка 5 метров для предотвращения обводнения продукции и возникновения водной пробки, из-за образования водяных конусов. Виртуальные перфорации представлены ниже на Рисунке 3.11.

Горизонтальные скважины заданы в верхней трети продуктивной толщи для предотвращения подтягивания воды и стягивания газа в купол залежи. Виртуальные перфорации горизонтальных скважин также представлены ниже на Рисунке 3.12.

Среднее пластовое давление составило порядка 110 бар. Для распределения его в пласте выбрана референтная точка, от которой производилось экстраполяция знаний из градиента по газу и воде.

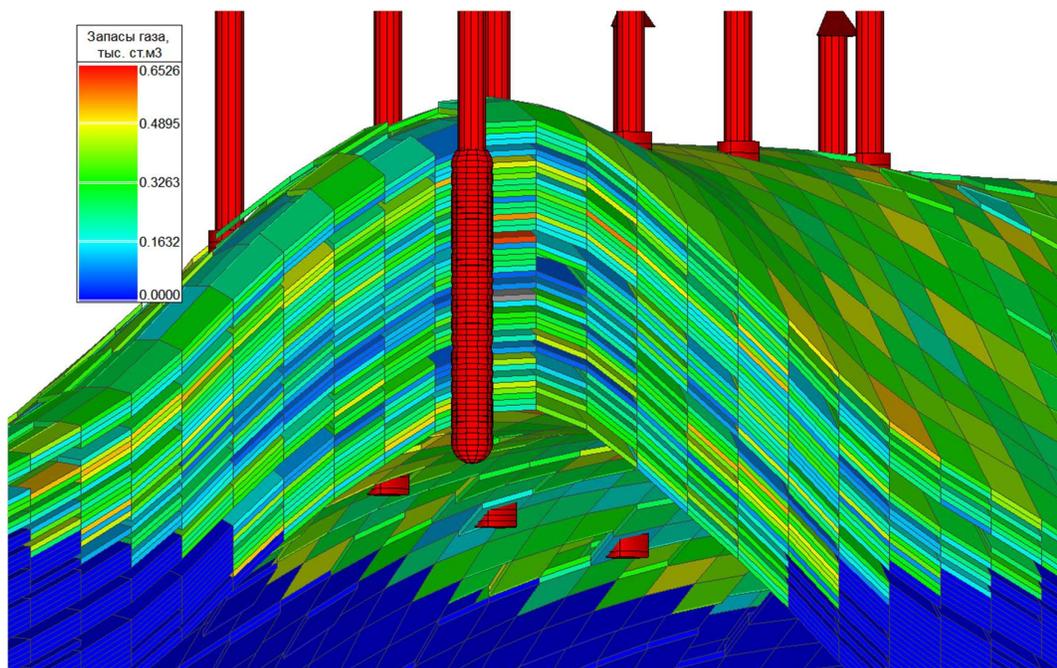


Рисунок 3.11 – Виртуальные перфорации вертикальных скважин

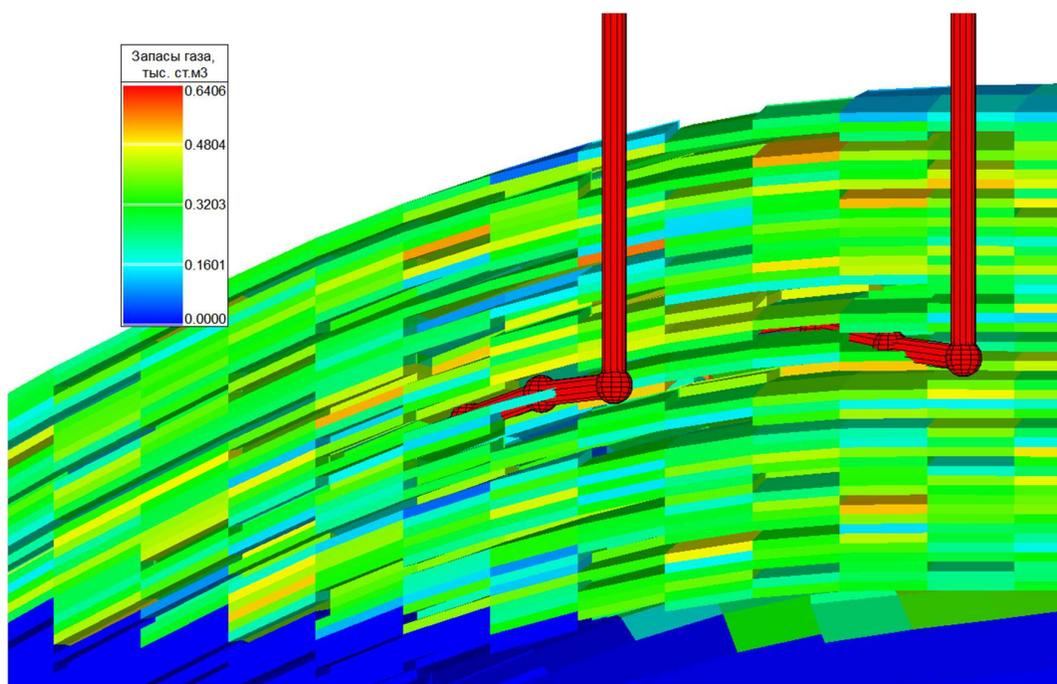


Рисунок 3.12 – Виртуальные перфорации горизонтальных скважин

3.3.2. Адаптация модели на исторические данные

Важным аспектом подготовки гидродинамической модели, для дальнейшего прогнозирования будущей добычи, является адаптация модели на исторические данные по дебитам флюидов и изменению давлений. Процесс адаптации модели включает в себя изменение параметров пласта как в целом, так и в определённом регионе, или, например, около скважинном пространстве. Итоговым результатом должна стать модель, способная воспроизвести фактические данные, полученные при замерах дебитов на автоматической групповой замерной установке (АГЗУ), либо данных полученных при проведении гидродинамических исследований.

Адаптация модели происходила на основе ГДИС. Предоставлены данные испытания скважины протяженностью 4 дня. Записаны данные по дебиту газа, давлению на устье в затрубье и пересчитанное забойное давление. Замеры проведены на трех шайбах диаметром 3, 5 и 7 мм. Изменение параметров призабойной зоны пласта, путем настройки через скин-фактор позволило добиться высокой сходимости по модели и результатам испытания скважины. На Рисунках 3.13. и 3.14 ниже представлены полученные результаты настройки гидродинамической модели на фактические данные.

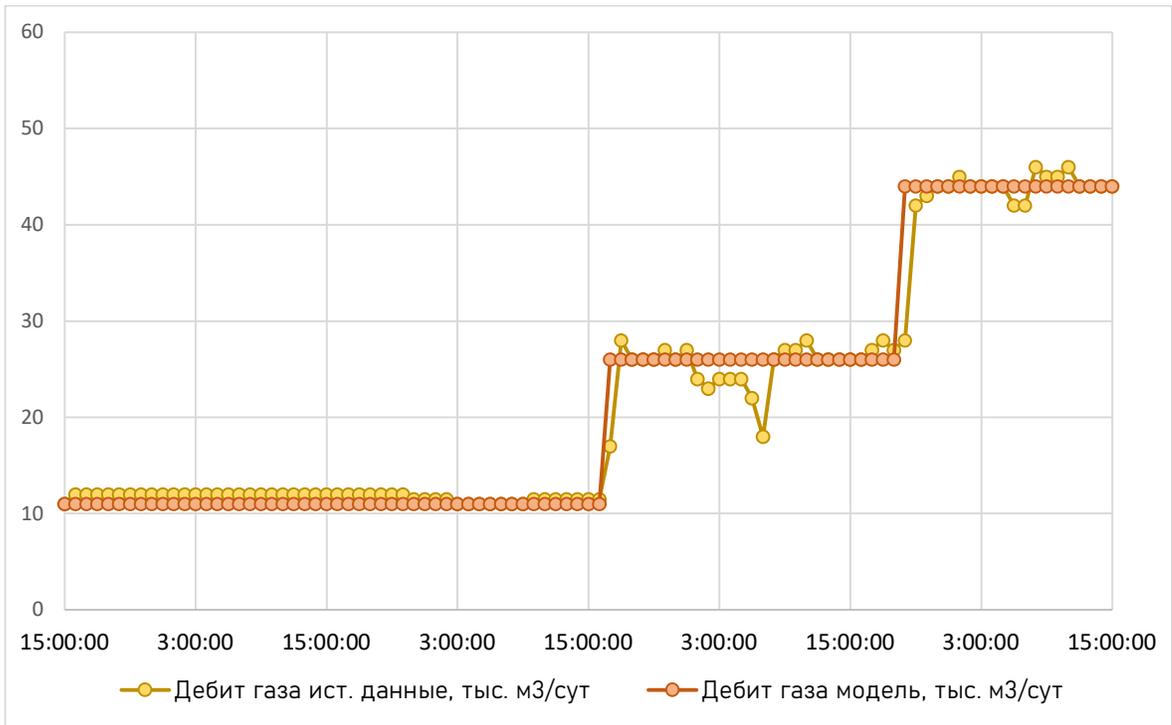


Рисунок 3.13 – Адаптация модели по дебиту газа

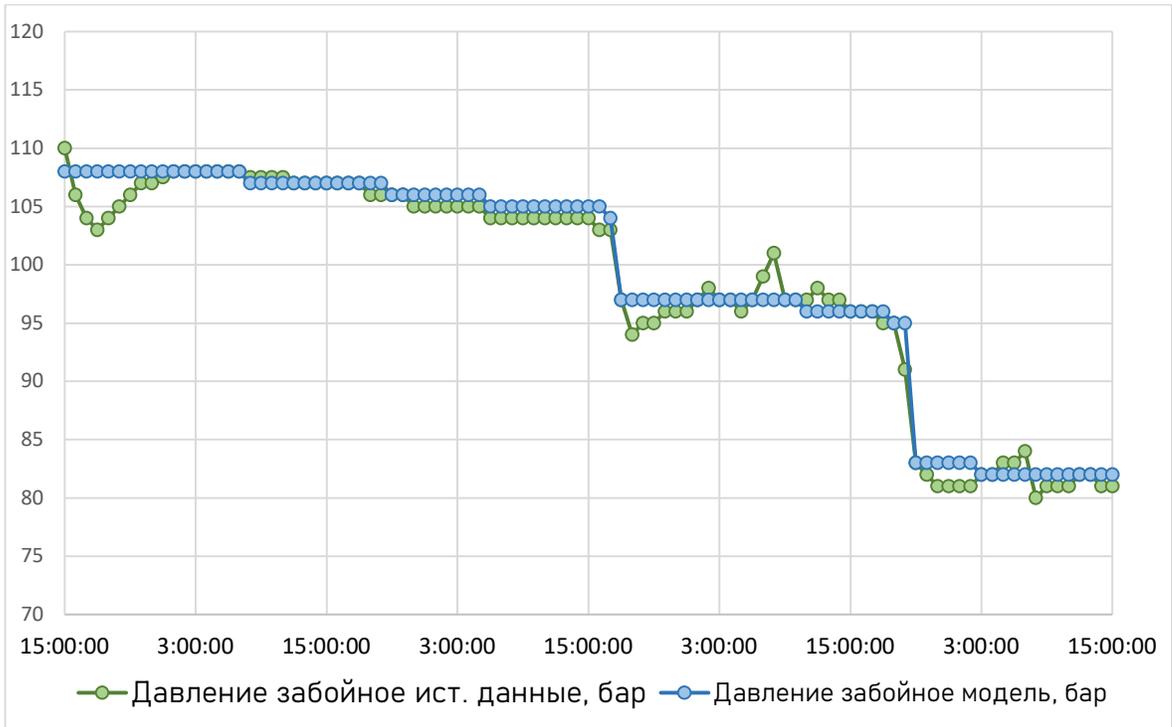


Рисунок 3.14 – Адаптация модели по забойным давлениям

3.4. Выбор оптимальной системы разработки

Принято решение произвести расчет трех вариантов сеток скважин для каждой из модели с последующим осреднением результатов и определения влияния параметров фильтрации флюидов на коэффициент извлечения газа (КИГ) и уровни добычи.

Ниже перечислены все варианты разработки:

- Избирательная в линейном порядке (Рисунок 3.15);
- Избирательная в шахматном порядке (Рисунок 3.16);
- С применением горизонтальных скважин (ГС) (Рисунок 3.17);

Система поддержания пластового давления для данного объекта не предусмотрена ввиду отсутствия конденсата, расstroенного в газе. Длина горизонтального ствола скважины составила 800 метров. Расчет произведен на 20 лет вперед.

Полученные результаты расчета демонстрируют невысокий КИГ, который варьируется в диапазоне от 0.543 до 0.571 для избирательной системы с линейной расстановкой скважин, от 0.633 до 0.652 для системы с шахматной системой. Наихудший результат показали варианты с применением (ГС). КИГ составил от 0.154 до 0.182. Пониженные значения могут быть объяснены большой мощностью нефтенасыщенных толщин и анизотропией по вертикали.

Для увеличения извлекаемых запасов принято решение произвести стимуляцию скважин. Для вертикальных – применение обработки призабойной зоны (ОПЗ), либо гидроразрыва пласта (ГРП), для горизонтальных – применение многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП).

На основе отчетов о испытании скважин было установлено увеличение дебитов в два раза при кислотной обработке пласта. Аналитическим путем рассчитано увеличение дебита по газу, через уменьшение скина. Скин фактор составил -3,5.

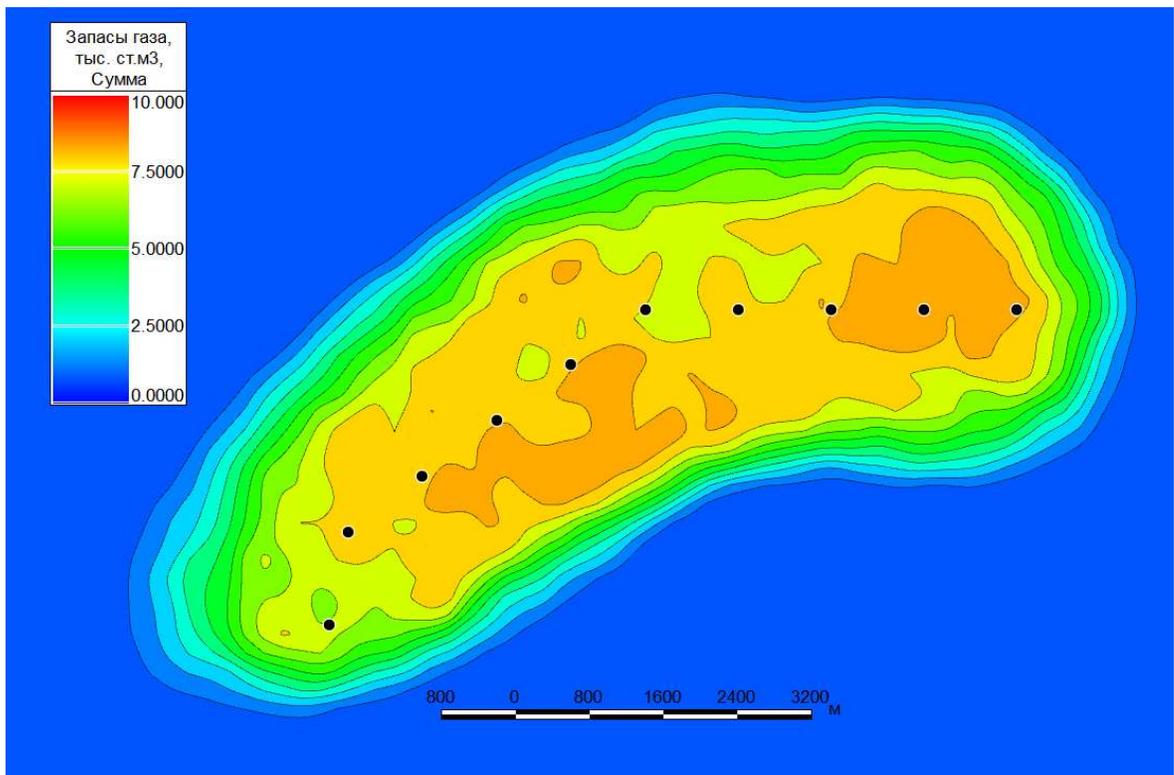


Рисунок 3.15 – Избирательная система разработки в линейном порядке

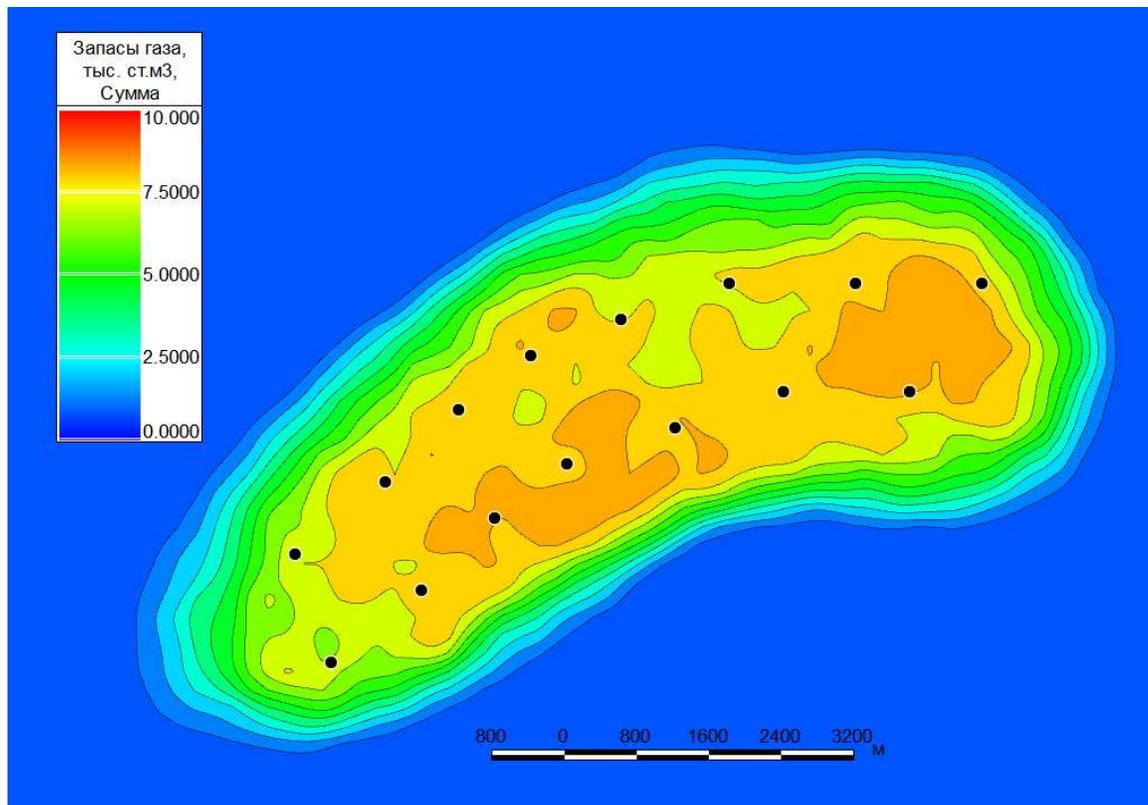


Рисунок 3.16 – Избирательная система разработки в шахматном порядке

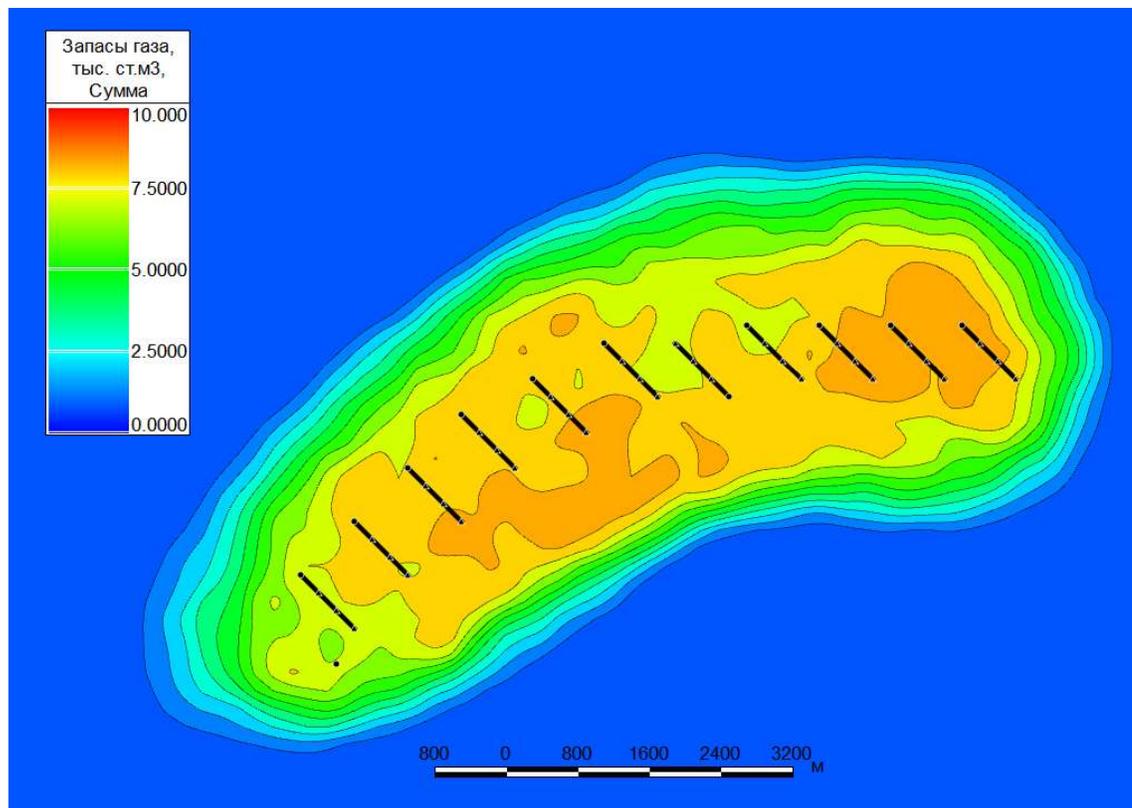


Рисунок 3.17 – Система разработки с применением горизонтальных скважин

Моделирование геометрии трещин ГРП и МГРП не являлось целью данной работы, ввиду чего приняты условные значения для трещины. Высота трещин равна мощности пласта, полудлинна принята для двух вариантов 30 метров и 100 метров. Для метода многостадийного ГРП создается 4 трещины с расстоянием между трещинами 200 метров. Создание трещин происходило путем применения виртуальных трещин с заданием геометрии, описанной ранее. На Рисунке 3.18 ниже представлены горизонтальные скважины с заданными трещинами.

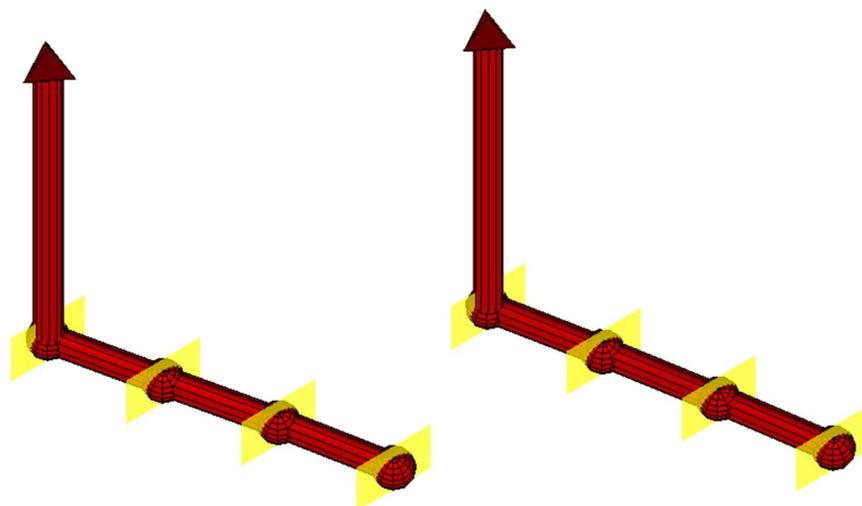


Рисунок 3.18 – ГС с МГРП в симуляторе t-Navigator

Прирост КИГ для вертикальных скважин составил от 9.4 до 13.4 % при применении кислотной обработки, от 6.6 до 10.2% для ГРП с полудлинной в 30 метров и от 8.7 до 12.6% для ГРП с полудлинной трещины 100 метров. Так оба метода интенсификации показали себя как эффективный метод увеличения КИГ. Стоит отметить, что полученные результаты крайне схожи и предпочтение отдается кислотной обработке, ввиду большего значения прироста извлекаемого газа, а также более простого в технологическом плане применения.

Применение МГРП кратно увеличивает КИГ и обеспечивает прирост на 0.488-0.555 для трещин длиной 30 метров и на 0.585-0.617 для трещин длиной 100 метров. Такой большой прирост обеспечен соединением трещинами ГРП песчаных тел в разрезе и уменьшением влияния анизотропии на течение флюида. Накопленный газ и КИГ представлены ниже в Таблицах 3.1 и 3.2.

Таблица 3.1 – Наколенный газ для трех вариантов запасов

	Доказанные	Вероятные	Возможные
	Накопленная добыча, млн. м ³		
Линейная	4016	4854	5768
Линейная + ОПЗ	4775	5660	6993
Линейная + ГРП 100 м	4574	5421	6698
Шахматная	4576	5575	6727
Шахматная + ОПЗ	5441	6501	8156
Шахматная + ГРП 100 м	5212	6227	7812
ГС	1279	1320	1786
ГС + МГРП 30 м	5180	5962	6971
ГС + МГРП 100 м	5564	6640	8348

Таблица 3.2 – КИГ для трех вариантов запасов

	Доказанные	Вероятные	Возможные
	Накопленная добыча, млн. м ³		
Линейная	0.571	0.567	0.543
Линейная + ОПЗ	0.679	0.662	0.658
Линейная + ГРП 100 м	0.650	0.634	0.630
Шахматная	0.651	0.652	0.633
Шахматная + ОПЗ	0.774	0.760	0.767
Шахматная + ГРП 100 м	0.741	0.728	0.735
ГС	0.182	0.154	0.168
ГС + МГРП 30 м	0.737	0.697	0.656
ГС + МГРП 100 м	0.791	0.776	0.785

Стоит отметить, что для каждого из вариантов установлена полка, представляющая собой ограничения по максимальной допустимой добыче. Это обусловлено ограничениями поверхностного оборудования. Пропускная способность рассчитывалась как среднее значение дебитов за первые 10 лет. Таким образом, с одной стороны обеспечиваются высокие темпы отбора, с другой – снижение капитальных затрат на прокладывание трубопровода.

Для трех категорий запасов отличаются не только извлекаемые запасы, но и количество скважин. Требуется произвести экономический расчет для определения рентабельности и маржинальности каждого из вариантов. (Таблица 3.3)

Таблица 3.3 – Количество скважин для трех вариантов запасов

	Доказанные	Вероятные	Возможные
	Кол-во скважин		
Линейная	9	10	11
Линейная + ОПЗ	9	10	11
Линейная + ГРП 100 м	9	10	11
Шахматная	13	15	17
Шахматная + ОПЗ	13	15	17
Шахматная + ГРП 100 м	13	15	17
ГС	10	11	12
ГС + МГРП 30 м	10	11	12
ГС + МГРП 100 м	10	11	12

Ниже представлены годовые дебиты для основных систем разработки для трех вариантов запасов. (Рисунки 3.19-21)

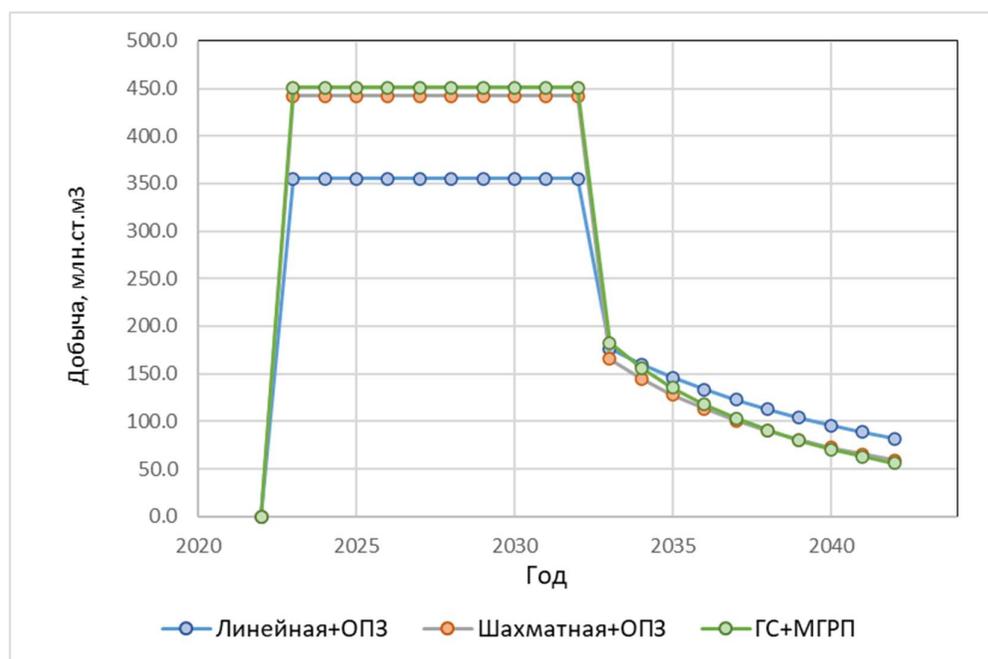


Рисунок 3.19 – Годовая добыча для доказанных запасов

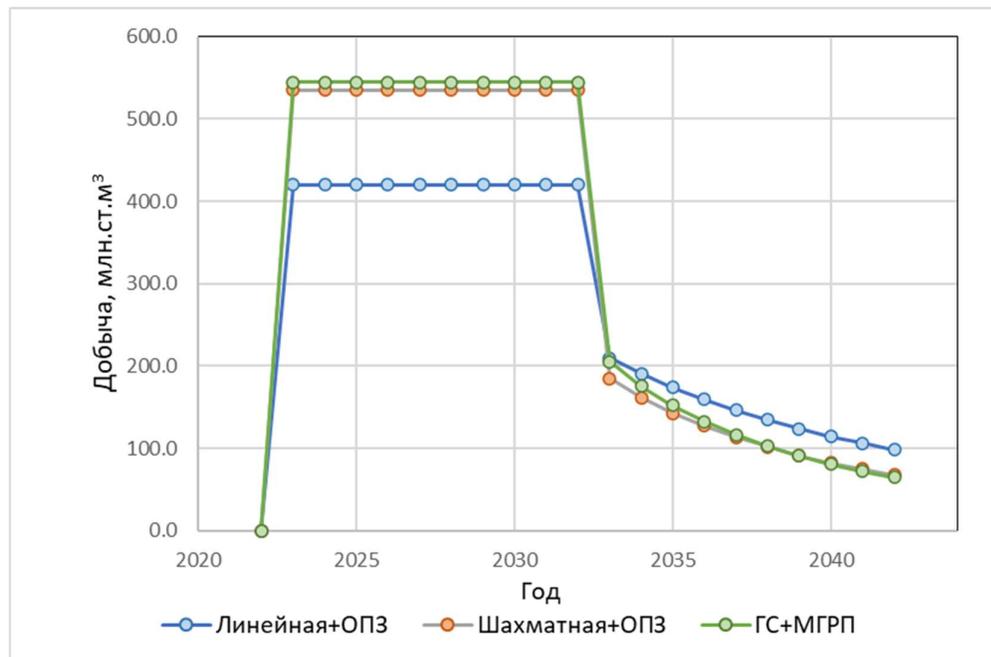


Рисунок 3.20 – Годовая добыча для возможных запасов

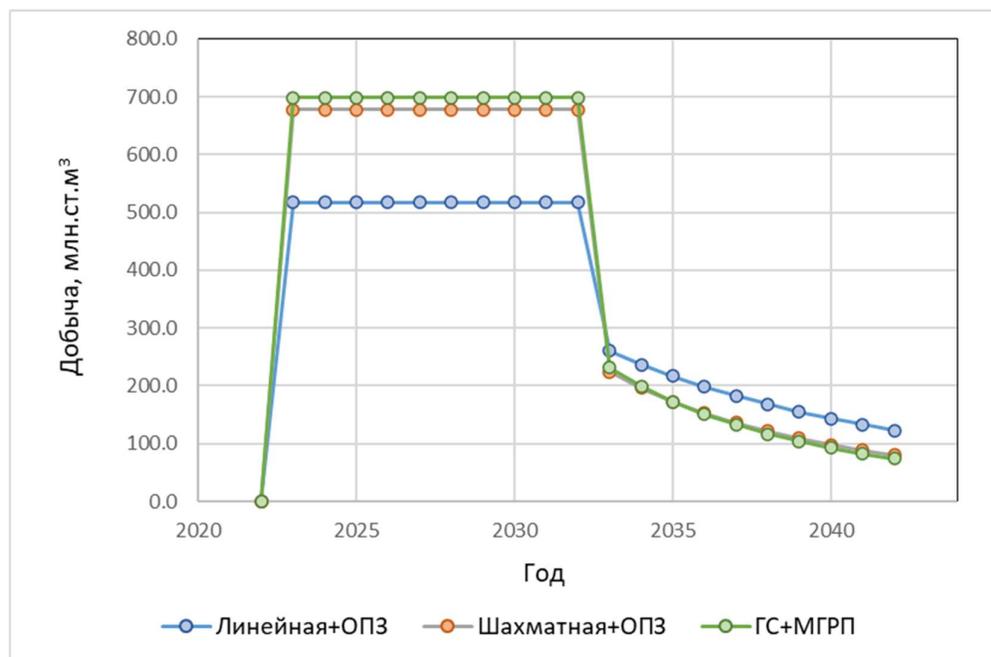


Рисунок 3.21 – Годовая добыча для вероятных запасов

Темпы отборов для каждого из вариантов составили порядка 6%. Резкое падение добычи, а также невысокий общий показатель коэффициента газоотдачи обосновано низким пластовым давлением в залежи. Низкое давление забрасывания в свою очередь является необходимостью

использования компрессоров для дальнейшей транспортировки газа начиная с третьей стадии разработки месторождения.

Для подбора оптимального варианта требуется произвести экономический расчет, однако уже на данном этапе стоит отметить, что достижение повышенных отборов для вариантов с применением горизонтальных скважин несет в себе технико-технологические усложнения процесса бурения, а также проведения операций. Иными словами, намного предпочтительнее использовать вертикальные скважины с достаточно простой в технологическом плане кислотной обработкой, чем бурить, хоть и меньшее количество, но технически сложных по траектории скважин, с дальнейшим применением ГРП. Более того, стоит отметить, что рост трещин крайне сложно контролировать, ввиду чего может возникнуть целый ряд осложнений. К ним можно отнести: недостаточное раскрытие трещин или недостижение заданной длины, что приведет к снижению дебитов, а также рост трещины в направлении к ГВК, что приведет к закупорке призабойной зоны в результате образования водяной пробки. Подытоживая вышесказанное, вариант с шахматной расстановкой скважин является приоритетным исходя из показателей добычи и технических аспектов разработки месторождения.

3.5. Оценка влияния неопределенностей фильтрационных показателей на КИГ

Как уже было отмечено ранее в гидродинамических моделях варьировались показатели, связанные с фильтрацией флюида в пласте. К ним можно отнести главным образом фазовые проницаемости, вязкость и анизотропию. Для данных параметров также произведена оценка влияния и построен торнадо плот, представленный ниже на Рисунке 3.22. Здесь за 100% выбрано среднее значение КИГ для каждого случая, а отклонение показывает влияние того или иного параметра на коэффициент извлечение газа. На основании полученного графика можно установить, что наибольшее

влияние вносит фазовая проницаемость газа при остаточной водонасыщенности, анизотропия пласта и вязкости. Оставшиеся параметры оказывают меньшее воздействие, в особенности те, что связаны с водой.

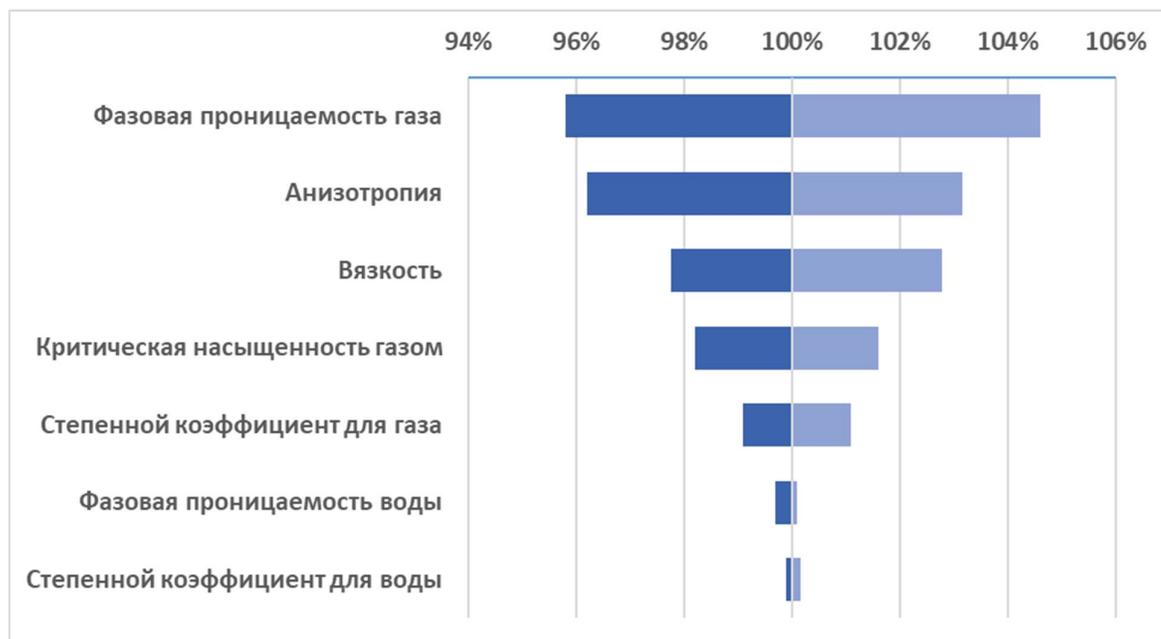


Рисунок 3.22 – Торнадо показателей фильтрации флюида

Стоит также упомянуть, что критичным для понимания дальнейшей разработки является положения ГВК. Он обуславливает не только выбор перфораций для добывающих скважин, но также влияет на их количество и глубину забуривание горизонтальных стволов. Для всех вариантов центральная часть месторождения является чистогазовой зоной, ввиду чего бурение добывающих скважин не несет в себе рисков для обводнения продукции или полной ее потери, однако на периферии данная проблема является актуальной. Как уже отмечалось ранее возникновение водяных конусов и развитие трещин в водяную зону может крайне негативно сказаться на добыче, уменьшая потенциал скважин и приводя к снижению КИГ.

3.6. Выводы

На основе полученной базы данных геологических моделей выделены основные факторы неопределенности запасов газа. Отсутствие 3D сеймики и положения ГВК оказывают наибольшее воздействие. Для увеличения точности подсчета рекомендуется бурение разведочных скважин, с целью уточнения структуры, а также определения положения контакта газа и воды. Важным аспектом при бурении новых скважин является проведение полного комплекса ГИС для уточнения насыщенности и пористости продуктивного пласта. Дальнейшие отборы флюида нацелены на уточнение параметров сжимаемости пластового газа, путем применения лабораторных исследований. Все представленные мероприятия нацелены на уточнение объема геологических запасов и снижения разброса значений.

Уточнения требуют и данные связанные с процессом фильтрации газа в пласте. На данном этапе требуется произвести дополнительные измерения проницаемости пласта путем отбора керновых образцов и проведения ГДИС для определения общего значения по вскрытому интервалу. Пробы флюида и дальнейшие лабораторные исследования должны уточнить состав, а также физические свойства газа, главным образом вязкость.

Бурение разведочных скважин, направленное на уточнение геологических запасов, послужит также обоснованием для выбора системы разработки. Так описанные ранее осложнения с проведением гидроразрыва можно избежать, если водогазовый контакт будет определен с достаточной точностью.

На данном этапе разведки месторождения рекомендуется использовать шахматную систему разработки на режиме истощения. Для получения наивысшего значения КИГ рекомендуется применение кислотной обработки, поскольку данный вид интенсификации показал отличные результаты увеличения дебита скважины. Показавший наилучший результат в гидродинамическом симуляторе вариант с применением МГРП не может быть рекомендован в качестве оптимального ввиду возможных технико-

технологических осложнений. Рекомендуется провести экономическую оценку проекта для принятия инвестиционных решений.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Основополагающим аспектом в принятии решений по разработке месторождений полезных ископаемых является экономический расчет проекта. Именно данные полученные при экономическом анализе позволят определить целесообразность извлечения углеводородов из пласта. Экономический расчет также нацелен на анализ широкого спектра параметров, оказывающих влияние на прибыльность того или иного проекта. Иными словами, создание качественной экономической модели способно произвести анализ неопределенностей и оценить их влияние на прибыльность запланированных мероприятий.

В данной главе произведен экономический расчет на основе данных, полученных при гидродинамическом моделировании, а также текущих экономических показателях, связанных с разработкой. Исходные данные для дальнейшего расчета представлены ниже в Таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные для экономического расчета

Базовый год		2022
Коэффициент дисконтирования	%	15
Цена реализации газа на внутреннем рынке	тыс. руб./тыс. м3	0.52
Величина ликвидационного фонда, % от капитальных затрат	%	10
Налогообложение		
Налог на прибыль	%	20
НДС	%	20
НДПИ	тыс. руб./тыс. м3	0.622
Налог на имущество (от среднегодовой стоимости основных фондов)	%	2.2
Реализация газа	%	100
Эксплуатационные затраты		
Ремонтно-изоляционные работы (РИР)	тыс. руб	3000
Технологическая подготовка газа	тыс. руб./тыс. м3	0.2
Сбор и транспорт газа	тыс. руб./тыс. м3	0.2

Капитальные затраты		
Бурение наклонно-направленной скважины	тыс.руб./м	
Бурение наклонно-направленной скважины	тыс. руб/ствол	62410

На начальном этапе произведен расчет выручки, которая находится как объем газа, добытого за год, умноженный на цену. Предполагается сбыт всего добытого газа на местном рынке по цене равной порядка 5200 рублей за метр кубический газа.

Капитальные затраты включают в себя строительство скважин. Средняя глубина скважин составляет 1200 метров. Учитывая стоимость метра проходки, цена одной вертикальной скважины составит 30'624 тысяч рублей. Горизонтальные скважины включают в себя бурение пилотного ствола длиной 1200 метров и горизонтальной части. Учитывая стоимость бурения вертикального ствола и горизонтального участка, цена скважины равна 93'034 тысяч рублей. Операционные затраты состоят из сбора, технологической подготовки и транспорта газа. Сюда также стоит отнести стоимость ОПЗ, ГРП и МГРП. Стоимость каждой из операций составляет 5'000, 8'500 и 15'000 тысяч рублей соответственно.

Налоговые отчисления осуществляются по основным законам Российской Федерации. К ним относят налог на прибыль, налог на добавленную стоимость, налог на добычу полезных ископаемых, а также налог на имущество.

На каждом году посчитано значение денежных потоков, после чего потоки были дисконтированы под ставку 15%. Суммируя дисконтированные потоки, получаем значение чистого дисконтированного дохода, как ключевой параметр для принятия инвестиционных решений.

Наиболее экономически привлекательными оказались варианты с применением избирательной системы (линейной и шахматной) с использованием кислотной ОПЗ, а также с применением горизонтальных скважин и МГРП с полудлинной трещины в 100 метров.

Экономический расчет для каждого из вариантов разработки представлен ниже в Таблицах 4.2 - 4.10.

Таблица 4.2 – Экономический расчет линейной системы для запасов P10

Год	Выручка	Затраты	Налоги	Общий денежный поток	Дисконтированный денежный поток	Чистый денежный поток
	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.
2022	0 Р	302 616 Р	6 658 Р	-309 274 Р	-309 274 Р	- 309 274 Р
2023	2 717 006 Р	207 Р	550 059 Р	2 166 740 Р	1 884 122 Р	1 574 848 Р
2024	2 717 006 Р	207 Р	550 059 Р	2 166 740 Р	1 638 367 Р	3 213 215 Р
2025	2 717 006 Р	207 Р	550 059 Р	2 166 740 Р	1 424 667 Р	4 637 882 Р
2026	2 717 006 Р	207 Р	550 059 Р	2 166 740 Р	1 238 841 Р	5 876 722 Р
2027	2 717 006 Р	207 Р	550 059 Р	2 166 740 Р	1 077 253 Р	6 953 975 Р
2028	2 717 006 Р	207 Р	550 059 Р	2 166 740 Р	936 741 Р	7 890 716 Р
2029	2 717 006 Р	207 Р	550 059 Р	2 166 740 Р	814 558 Р	8 705 274 Р
2030	2 717 006 Р	207 Р	550 059 Р	2 166 740 Р	708 311 Р	9 413 585 Р
2031	2 717 006 Р	207 Р	550 059 Р	2 166 740 Р	615 923 Р	10 029 508 Р
2032	2 717 006 Р	207 Р	550 059 Р	2 166 740 Р	535 585 Р	10 565 093 Р
2033	1 367 309 Р	104 Р	280 119 Р	1 087 086 Р	233 662 Р	10 798 755 Р
2034	1 243 199 Р	95 Р	255 297 Р	987 807 Р	184 628 Р	10 983 383 Р
2035	1 136 677 Р	87 Р	233 993 Р	902 597 Р	146 697 Р	11 130 080 Р
2036	1 041 862 Р	79 Р	215 030 Р	826 753 Р	116 844 Р	11 246 924 Р
2037	959 857 Р	73 Р	198 629 Р	761 155 Р	93 542 Р	11 340 466 Р
2038	881 422 Р	67 Р	182 942 Р	698 413 Р	74 636 Р	11 415 101 Р
2039	813 434 Р	62 Р	169 344 Р	644 028 Р	59 847 Р	11 474 948 Р
2040	752 219 Р	57 Р	157 101 Р	595 061 Р	48 084 Р	11 523 032 Р
2041	698 722 Р	53 Р	146 402 Р	552 267 Р	38 805 Р	11 561 837 Р
2042	646 747 Р	27 611 Р	136 007 Р	483 129 Р	29 519 Р	11 591 357 Р
					NPV =	11 591 357 Р

Таблица 4.3 – Экономический расчет линейной системы для запасов P50

Год	Выручка	Затраты	Налоги	Общий денежный поток	Дисконтированный денежный поток	Чистый денежный поток
	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.
2022	0 Р	336 240 Р	7 397 Р	343 637 Р	343 637 Р	343 637 Р
2023	2 206 238 Р	168 Р	448 645 Р	1 757 425 Р	1 528 196 Р	1 184 559 Р
2024	2 206 238 Р	168 Р	448 645 Р	1 757 425 Р	1 328 866 Р	2 513 425 Р
2025	2 206 238 Р	168 Р	448 645 Р	1 757 425 Р	1 155 536 Р	3 668 960 Р
2026	2 206 238 Р	168 Р	448 645 Р	1 757 425 Р	1 004 814 Р	4 673 774 Р
2027	2 206 238 Р	168 Р	448 645 Р	1 757 425 Р	873 751 Р	5 547 525 Р

Продолжение Таблицы 4.3

Год	Выручка	Затраты	Налоги	Общий денежный поток	Дисконтированный денежный поток	Чистый денежный поток
	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.
2028	2 206 238 Р	168 Р	448 645 Р	1 757 425 Р	759 783 Р	6 307 308 Р
2029	2 206 238 Р	168 Р	448 645 Р	1 757 425 Р	660 681 Р	6 967 990 Р
2030	2 206 238 Р	168 Р	448 645 Р	1 757 425 Р	574 505 Р	7 542 495 Р
2031	2 206 238 Р	168 Р	448 645 Р	1 757 425 Р	499 570 Р	8 042 065 Р
2032	2 206 238 Р	168 Р	448 645 Р	1 757 425 Р	434 409 Р	8 476 474 Р
2033	1 101 239 Р	84 Р	227 645 Р	873 510 Р	187 755 Р	8 664 229 Р
2034	999 862 Р	76 Р	207 370 Р	792 416 Р	148 108 Р	8 812 337 Р
2035	912 974 Р	70 Р	189 992 Р	722 913 Р	117 494 Р	8 929 831 Р
2036	835 852 Р	64 Р	174 568 Р	661 221 Р	93 449 Р	9 023 280 Р
2037	769 177 Р	59 Р	161 233 Р	607 886 Р	74 706 Р	9 097 986 Р
2038	705 704 Р	54 Р	148 538 Р	557 112 Р	59 536 Р	9 157 522 Р
2039	650 632 Р	50 Р	137 524 Р	513 059 Р	47 676 Р	9 205 198 Р
2040	601 177 Р	46 Р	127 633 Р	473 498 Р	38 261 Р	9 243 459 Р
2041	558 022 Р	43 Р	119 002 Р	438 978 Р	30 845 Р	9 274 304 Р
2042	516 074 Р	30 663 Р	110 612 Р	374 799 Р	22 900 Р	9 297 204 Р
					NPV =	9 297 204 Р

Таблица 4.4 – Экономический расчет линейной системы для запасов Р90

Год	Выручка	Затраты	Налоги	Общий денежный поток	Дисконтированный денежный поток	Чистый денежный поток
	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.
2022	0 Р	369 864 Р	8 137 Р	- 378 001 Р	- 378 001 Р	- 378 001 Р
2023	1 865 361 Р	142 Р	381 209 Р	1 484 010 Р	1 290 443 Р	912 442 Р
2024	1 865 361 Р	142 Р	381 209 Р	1 484 010 Р	1 122 125 Р	2 034 567 Р
2025	1 865 361 Р	142 Р	381 209 Р	1 484 010 Р	975 761 Р	3 010 327 Р
2026	1 865 361 Р	142 Р	381 209 Р	1 484 010 Р	848 487 Р	3 858 815 Р
2027	1 865 361 Р	142 Р	381 209 Р	1 484 010 Р	737 815 Р	4 596 630 Р
2028	1 865 361 Р	142 Р	381 209 Р	1 484 010 Р	641 578 Р	5 238 208 Р
2029	1 865 361 Р	142 Р	381 209 Р	1 484 010 Р	557 894 Р	5 796 103 Р
2030	1 865 361 Р	142 Р	381 209 Р	1 484 010 Р	485 125 Р	6 281 228 Р
2031	1 865 361 Р	142 Р	381 209 Р	1 484 010 Р	421 848 Р	6 703 076 Р
2032	1 865 361 Р	142 Р	381 209 Р	1 484 010 Р	366 825 Р	7 069 901 Р
2033	924 262 Р	70 Р	192 989 Р	731 202 Р	157 167 Р	7 227 068 Р
2034	839 264 Р	64 Р	175 990 Р	663 211 Р	123 959 Р	7 351 026 Р
2035	766 289 Р	58 Р	161 395 Р	604 836 Р	98 303 Р	7 449 329 Р
2036	701 399 Р	53 Р	148 417 Р	552 929 Р	78 145 Р	7 527 474 Р
2037	645 224 Р	49 Р	137 182 Р	507 993 Р	62 430 Р	7 589 903 Р
2038	591 517 Р	45 Р	126 440 Р	465 031 Р	49 695 Р	7 639 599 Р
2039	544 949 Р	42 Р	117 127 Р	427 781 Р	39 752 Р	7 679 351 Р

Продолжение Таблицы 4.4

Год	Выручка	Затраты	Налоги	Общий денежный поток	Дисконтированный денежный поток	Чистый денежный поток
	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.
2040	503 054 Р	38 Р	108 748 Р	394 268 Р	31 859 Р	7 711 210 Р
2041	466 462 Р	36 Р	101 429 Р	364 997 Р	25 647 Р	7 736 856 Р
2042	430 919 Р	33 719 Р	94 321 Р	302 879 Р	18 506 Р	7 755 362 Р
					NPV =	7 755 362 Р

Таблица 4.5 – Экономический расчет шахматной системы для запасов P10

Год	Выручка	Затраты	Налоги	Общий денежный поток	Дисконтированный денежный поток	Чистый денежный поток
	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.
2022	0 Р	437 112 Р	9 616 Р	- 446 728 Р	- 446 728 Р	- 446 728 Р
2023	3 557 147 Р	271 Р	721 046 Р	2 835 830 Р	2 465 939 Р	2 019 211 Р
2024	3 557 147 Р	271 Р	721 046 Р	2 835 830 Р	2 144 295 Р	4 163 506 Р
2025	3 557 147 Р	271 Р	721 046 Р	2 835 830 Р	1 864 605 Р	6 028 111 Р
2026	3 557 147 Р	271 Р	721 046 Р	2 835 830 Р	1 621 395 Р	7 649 506 Р
2027	3 557 147 Р	271 Р	721 046 Р	2 835 830 Р	1 409 909 Р	9 059 415 Р
2028	3 557 147 Р	271 Р	721 046 Р	2 835 830 Р	1 226 008 Р	10 285 423 Р
2029	3 557 147 Р	271 Р	721 046 Р	2 835 830 Р	1 066 094 Р	11 351 516 Р
2030	3 557 147 Р	271 Р	721 046 Р	2 835 830 Р	927 038 Р	12 278 554 Р
2031	3 557 147 Р	271 Р	721 046 Р	2 835 830 Р	806 120 Р	13 084 674 Р
2032	3 557 147 Р	271 Р	721 046 Р	2 835 830 Р	700 974 Р	13 785 648 Р
2033	1 179 307 Р	90 Р	245 478 Р	933 739 Р	200 701 Р	13 986 349 Р
2034	1 029 787 Р	78 Р	215 574 Р	814 135 Р	152 168 Р	14 138 517 Р
2035	906 884 Р	69 Р	190 993 Р	715 822 Р	116 341 Р	14 254 858 Р
2036	803 039 Р	61 Р	170 224 Р	632 754 Р	89 426 Р	14 344 284 Р
2037	716 204 Р	55 Р	152 857 Р	563 292 Р	69 226 Р	14 413 510 Р
2038	638 084 Р	49 Р	137 233 Р	500 802 Р	53 518 Р	14 467 028 Р
2039	572 354 Р	44 Р	124 087 Р	448 223 Р	41 652 Р	14 508 679 Р
2040	515 287 Р	39 Р	112 674 Р	402 574 Р	32 530 Р	14 541 209 Р
2041	466 672 Р	36 Р	102 951 Р	363 685 Р	25 554 Р	14 566 764 Р
2042	421 679 Р	39 843 Р	93 952 Р	287 884 Р	17 590 Р	14 584 354 Р
					NPV =	14 584 354 Р

Таблица 4.6 – Экономический расчет шахматной системы для запасов P50

Год	Выручка	Затраты	Налоги	Общий денежный поток	Дисконтированный денежный поток	Чистый денежный поток
	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.
2022	0 Р	504 360 Р	11 096 Р	- 515 456 Р	- 515 456 Р	- 515 456 Р
2023	2 810 786 Р	214 Р	573 253 Р	2 237 319 Р	1 945 495 Р	1 430 039 Р
2024	2 810 786 Р	214 Р	573 253 Р	2 237 319 Р	1 691 735 Р	3 121 774 Р
2025	2 810 786 Р	214 Р	573 253 Р	2 237 319 Р	1 471 074 Р	4 592 847 Р
2026	2 810 786 Р	214 Р	573 253 Р	2 237 319 Р	1 279 194 Р	5 872 041 Р
2027	2 810 786 Р	214 Р	573 253 Р	2 237 319 Р	1 112 343 Р	6 984 384 Р
2028	2 810 786 Р	214 Р	573 253 Р	2 237 319 Р	967 255 Р	7 951 639 Р
2029	2 810 786 Р	214 Р	573 253 Р	2 237 319 Р	841 091 Р	8 792 730 Р
2030	2 810 786 Р	214 Р	573 253 Р	2 237 319 Р	731 384 Р	9 524 114 Р
2031	2 810 786 Р	214 Р	573 253 Р	2 237 319 Р	635 986 Р	10 160 100 Р
2032	2 810 786 Р	214 Р	573 253 Р	2 237 319 Р	553 031 Р	10 713 131 Р
2033	968 887 Р	74 Р	204 873 Р	763 940 Р	164 204 Р	10 877 334 Р
2034	849 187 Р	65 Р	180 933 Р	668 189 Р	124 889 Р	11 002 224 Р
2035	750 434 Р	57 Р	161 183 Р	589 194 Р	95 761 Р	11 097 984 Р
2036	666 592 Р	51 Р	144 414 Р	522 127 Р	73 791 Р	11 171 776 Р
2037	596 189 Р	45 Р	130 334 Р	465 810 Р	57 245 Р	11 229 021 Р
2038	532 717 Р	41 Р	117 639 Р	415 037 Р	44 353 Р	11 273 374 Р
2039	479 009 Р	36 Р	106 898 Р	372 075 Р	34 575 Р	11 307 949 Р
2040	432 337 Р	33 Р	97 563 Р	334 741 Р	27 049 Р	11 334 998 Р
2041	392 437 Р	30 Р	89 583 Р	302 824 Р	21 278 Р	11 356 276 Р
2042	355 319 Р	45 963 Р	82 160 Р	227 197 Р	13 882 Р	11 370 158 Р
					NPV =	11 370 158 Р

Таблица 4.7 – Экономический расчет шахматной системы для запасов P90

Год	Выручка	Затраты	Налоги	Общий денежный поток	Дисконтированный денежный поток	Чистый денежный поток
	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.
2022	-0 Р	571 608 Р	12 575 Р	- 584 183 Р	- 584 183 Р	- 584 183 Р
2023	2 321 833 Р	177 Р	476 942 Р	1 844 714 Р	1 604 099 Р	1 019 916 Р
2024	2 321 833 Р	177 Р	476 942 Р	1 844 714 Р	1 394 869 Р	2 414 785 Р
2025	2 321 833 Р	177 Р	476 942 Р	1 844 714 Р	1 212 929 Р	3 627 714 Р
2026	2 321 833 Р	177 Р	476 942 Р	1 844 714 Р	1 054 721 Р	4 682 435 Р
2027	2 321 833 Р	177 Р	476 942 Р	1 844 714 Р	917 149 Р	5 599 584 Р
2028	2 321 833 Р	177 Р	476 942 Р	1 844 714 Р	797 521 Р	6 397 105 Р
2029	2 321 833 Р	177 Р	476 942 Р	1 844 714 Р	693 496 Р	7 090 601 Р
2030	2 321 833 Р	177 Р	476 942 Р	1 844 714 Р	603 040 Р	7 693 642 Р

Продолжение Таблицы 4.7

Год	Выручка	Затраты	Налоги	Общий денежный поток	Дисконтированный денежный поток	Чистый денежный поток
	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.
2031	2 321 833 Р	177 Р	476 942 Р	1 844 714 Р	524 383 Р	8 218 024 Р
2032	2 321 833 Р	177 Р	476 942 Р	1 844 714 Р	455 985 Р	8 674 009 Р
2033	869 294 Р	66 Р	186 434 Р	682 794 Р	146 762 Р	8 820 771 Р
2034	760 567 Р	58 Р	164 689 Р	595 820 Р	111 363 Р	8 932 134 Р
2035	670 582 Р	51 Р	146 692 Р	523 839 Р	85 138 Р	9 017 273 Р
2036	593 774 Р	45 Р	131 330 Р	462 399 Р	65 350 Р	9 082 623 Р
2037	529 409 Р	40 Р	118 457 Р	410 912 Р	50 499 Р	9 133 122 Р
2038	471 187 Р	36 Р	106 813 Р	364 338 Р	38 935 Р	9 172 057 Р
2039	422 099 Р	32 Р	96 995 Р	325 072 Р	30 208 Р	9 202 264 Р
2040	379 417 Р	29 Р	88 459 Р	290 929 Р	23 509 Р	9 225 773 Р
2041	342 982 Р	26 Р	81 172 Р	261 784 Р	18 394 Р	9 244 167 Р
2042	309 277 Р	52 084 Р	74 431 Р	182 762 Р	11 167 Р	9 255 334 Р
					NPV =	9 255 334 Р

Таблица 4.8 – Экономический расчет системы с ГС и МГРП для запасов P10

Год	Выручка	Затраты	Налоги	Общий денежный поток	Дисконтированный денежный поток	Чистый денежный поток
	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.
2022	0 Р	518 650 Р	7 397 Р	- 526 047 Р	- 526 047 Р	- 526 047 Р
2023	3 670 521 Р	280 Р	741 502 Р	2 928 740 Р	2 546 730 Р	2 020 683 Р
2024	3 670 521 Р	280 Р	741 502 Р	2 928 740 Р	2 214 548 Р	4 235 231 Р
2025	3 670 521 Р	280 Р	741 502 Р	2 928 740 Р	1 925 694 Р	6 160 925 Р
2026	3 670 521 Р	280 Р	741 502 Р	2 928 740 Р	1 674 517 Р	7 835 442 Р
2027	3 670 521 Р	280 Р	741 502 Р	2 928 740 Р	1 456 101 Р	9 291 543 Р
2028	3 670 521 Р	280 Р	741 502 Р	2 928 740 Р	1 266 175 Р	10 557 718 Р
2029	3 670 521 Р	280 Р	741 502 Р	2 928 740 Р	1 101 022 Р	11 658 740 Р
2030	3 670 521 Р	280 Р	741 502 Р	2 928 740 Р	957 410 Р	12 616 151 Р
2031	3 670 521 Р	280 Р	741 502 Р	2 928 740 Р	832 531 Р	13 448 681 Р
2032	3 670 521 Р	280 Р	741 502 Р	2 928 740 Р	723 940 Р	14 172 621 Р
2033	1 216 477 Р	93 Р	250 693 Р	965 692 Р	207 569 Р	14 380 190 Р
2034	1 044 382 Р	80 Р	216 274 Р	828 029 Р	154 764 Р	14 534 954 Р
2035	906 097 Р	69 Р	188 617 Р	717 411 Р	116 599 Р	14 651 554 Р
2036	791 332 Р	60 Р	165 664 Р	625 608 Р	88 416 Р	14 739 970 Р
2037	696 779 Р	53 Р	146 753 Р	549 973 Р	67 589 Р	14 807 559 Р
2038	613 409 Р	47 Р	130 079 Р	483 283 Р	51 646 Р	14 859 205 Р
2039	544 057 Р	41 Р	116 209 Р	427 807 Р	39 754 Р	14 898 959 Р
2040	484 522 Р	37 Р	104 302 Р	380 183 Р	30 721 Р	14 929 680 Р
2041	434 279 Р	33 Р	94 253 Р	339 993 Р	23 890 Р	14 953 569 Р
2042	388 499 Р	93 064 Р	85 097 Р	210 339 Р	12 852 Р	14 966 421 Р
					NPV =	14 966 421 Р

Таблица 4.9 – Экономический расчет системы с ГС и МГРП для запасов Р50

Год	Выручка	Затраты	Налоги	Общий денежный поток	Дисконтированный денежный поток	Чистый денежный поток
	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.
2022	0 Р	564 274 Р	8 137 Р	- 572 411 Р	- 572 411 Р	- 572 411 Р
2023	2 860 199 Р	218 Р	580 177 Р	2 279 804 Р	1 982 438 Р	1 410 027 Р
2024	2 860 199 Р	218 Р	580 177 Р	2 279 804 Р	1 723 859 Р	3 133 886 Р
2025	2 860 199 Р	218 Р	580 177 Р	2 279 804 Р	1 499 008 Р	4 632 894 Р
2026	2 860 199 Р	218 Р	580 177 Р	2 279 804 Р	1 303 485 Р	5 936 380 Р
2027	2 860 199 Р	218 Р	580 177 Р	2 279 804 Р	1 133 465 Р	7 069 845 Р
2028	2 860 199 Р	218 Р	580 177 Р	2 279 804 Р	985 622 Р	8 055 467 Р
2029	2 860 199 Р	218 Р	580 177 Р	2 279 804 Р	857 063 Р	8 912 530 Р
2030	2 860 199 Р	218 Р	580 177 Р	2 279 804 Р	745 272 Р	9 657 802 Р
2031	2 860 199 Р	218 Р	580 177 Р	2 279 804 Р	648 063 Р	10 305 865 Р
2032	2 860 199 Р	218 Р	580 177 Р	2 279 804 Р	563 533 Р	10 869 397 Р
2033	1 077 727 Р	82 Р	223 682 Р	853 962 Р	183 553 Р	11 052 951 Р
2034	921 209 Р	70 Р	192 379 Р	728 760 Р	136 211 Р	11 189 161 Р
2035	797 613 Р	61 Р	167 660 Р	629 893 Р	102 375 Р	11 291 536 Р
2036	696 116 Р	53 Р	147 360 Р	548 703 Р	77 547 Р	11 369 084 Р
2037	612 727 Р	47 Р	130 682 Р	481 998 Р	59 235 Р	11 428 319 Р
2038	537 829 Р	41 Р	115 703 Р	422 085 Р	45 106 Р	11 473 425 Р
2039	475 670 Р	36 Р	103 271 Р	372 363 Р	34 602 Р	11 508 027 Р
2040	422 696 Р	32 Р	92 676 Р	329 987 Р	26 665 Р	11 534 691 Р
2041	378 285 Р	29 Р	83 794 Р	294 463 Р	20 691 Р	11 555 382 Р
2042	338 138 Р	102 363 Р	75 765 Р	160 010 Р	9 777 Р	11 565 159 Р
					NPV =	11 565 159 Р

Таблица 4.10 – Экономический расчет системы с ГС и МГРП для запасов Р90

Год	Выручка	Затраты	Налоги	Общий денежный поток	Дисконтированный денежный поток	Чистый денежный поток
	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.
2022	0 Р	609 898 Р	8 877 Р	- 618 775 Р	- 618 775 Р	- 618 775 Р
2023	2 368 143 Р	180 Р	482 505 Р	1 885 457 Р	1 639 528 Р	1 020 753 Р
2024	2 368 143 Р	180 Р	482 505 Р	1 885 457 Р	1 425 677 Р	2 446 430 Р
2025	2 368 143 Р	180 Р	482 505 Р	1 885 457 Р	1 239 719 Р	3 686 149 Р
2026	2 368 143 Р	180 Р	482 505 Р	1 885 457 Р	1 078 016 Р	4 764 165 Р
2027	2 368 143 Р	180 Р	482 505 Р	1 885 457 Р	937 406 Р	5 701 571 Р
2028	2 368 143 Р	180 Р	482 505 Р	1 885 457 Р	815 135 Р	6 516 706 Р
2029	2 368 143 Р	180 Р	482 505 Р	1 885 457 Р	708 813 Р	7 225 519 Р
2030	2 368 143 Р	180 Р	482 505 Р	1 885 457 Р	616 359 Р	7 841 879 Р

Продолжение таблицы 4.10						
Год	Выручка	Затраты	Налоги	Общий денежный поток	Дисконтированный денежный поток	Чистый денежный поток
	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.
2031	2 368 143 Р	180 Р	482 505 Р	1 885 457 Р	535 965 Р	8 377 843 Р
2032	2 368 143 Р	180 Р	482 505 Р	1 885 457 Р	466 056 Р	8 843 899 Р
2033	958 859 Р	73 Р	200 649 Р	758 138 Р	162 957 Р	9 006 856 Р
2034	819 629 Р	62 Р	172 803 Р	646 764 Р	120 885 Р	9 127 741 Р
2035	708 907 Р	54 Р	150 658 Р	558 195 Р	90 722 Р	9 218 463 Р
2036	617 347 Р	47 Р	132 346 Р	484 954 Р	68 538 Р	9 287 001 Р
2037	542 009 Р	41 Р	117 279 Р	424 689 Р	52 192 Р	9 339 193 Р
2038	474 232 Р	36 Р	103 723 Р	370 473 Р	39 590 Р	9 378 783 Р
2039	417 952 Р	32 Р	92 467 Р	325 453 Р	30 243 Р	9 409 026 Р
2040	370 019 Р	28 Р	82 881 Р	287 111 Р	23 200 Р	9 432 226 Р
2041	329 804 Р	25 Р	74 838 Р	254 942 Р	17 914 Р	9 450 140 Р
2042	293 527 Р	111 663 Р	67 582 Р	114 282 Р	6 983 Р	9 457 123 Р
					NPV =	9 457 123 Р

Общая таблица с чистым дисконтированной прибылью показана в Таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Сводная таблица NPV для всех вариантов, млн. руб.

	Линейная	Шахматная	ГС и МГРП
P10	11 591 Р	14 584 Р	14 966 Р
P50	9 297 Р	11 370 Р	11 565 Р
P90	7 755 Р	9 255 Р	9 457 Р

Ниже на Рисунках 4.1 - 4.3 также представлены графики чистого денежного потока для всех случаев.

Основываясь на произведенном расчете наиболее привлекательным для инвестирования, является вариант с применением горизонтальных скважин и многостадийным гидроразрывом пласта. Вариант с избирательной системой расстановки скважин в шахматном порядке показал практически схожие результаты с разницей в 2%. Однако данный вариант имеет достоинство в меньших капитальных затратах. Разница составляет от 15 до 25%, что является ощутимым различием в первоначальных инвестициях. Вариант с линейной

расстановкой, хотя и требует еще меньшего вложения капитала является наименее привлекательным среди трех предложенных кандидатов.

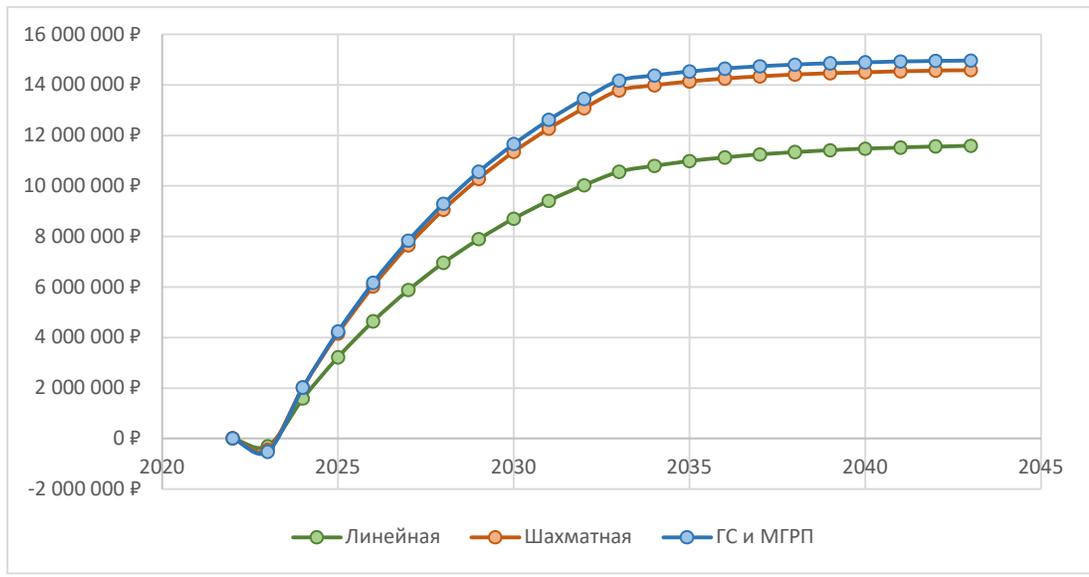


Рисунок 4.1 – График денежных потоков для варианта P10

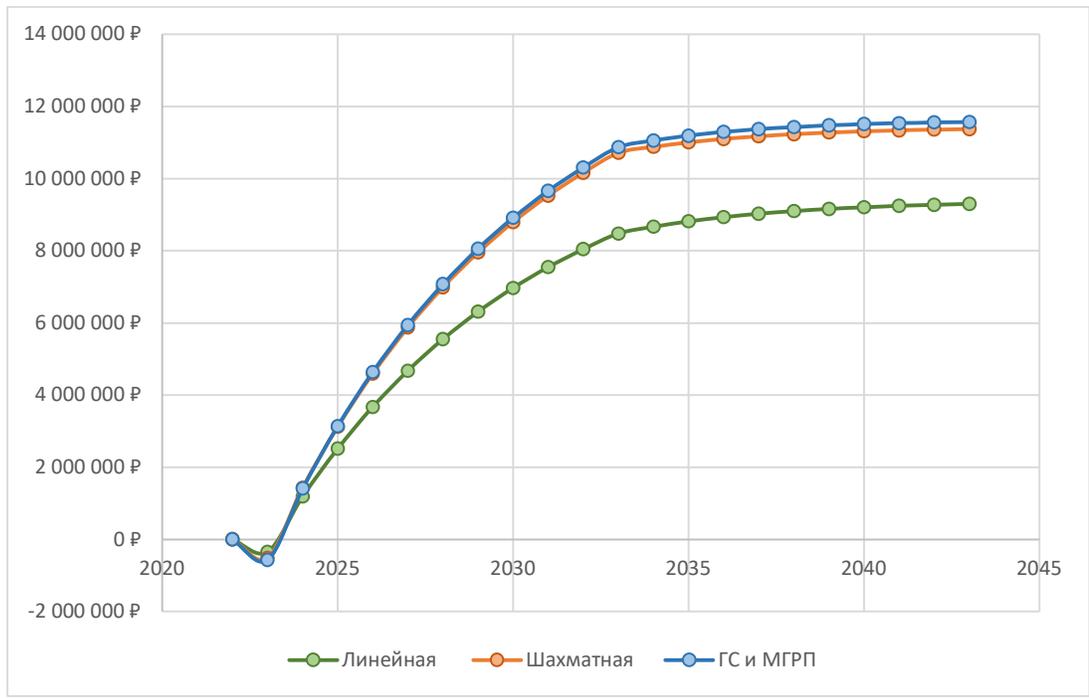


Рисунок 4.2 – График денежных потоков для варианта P50

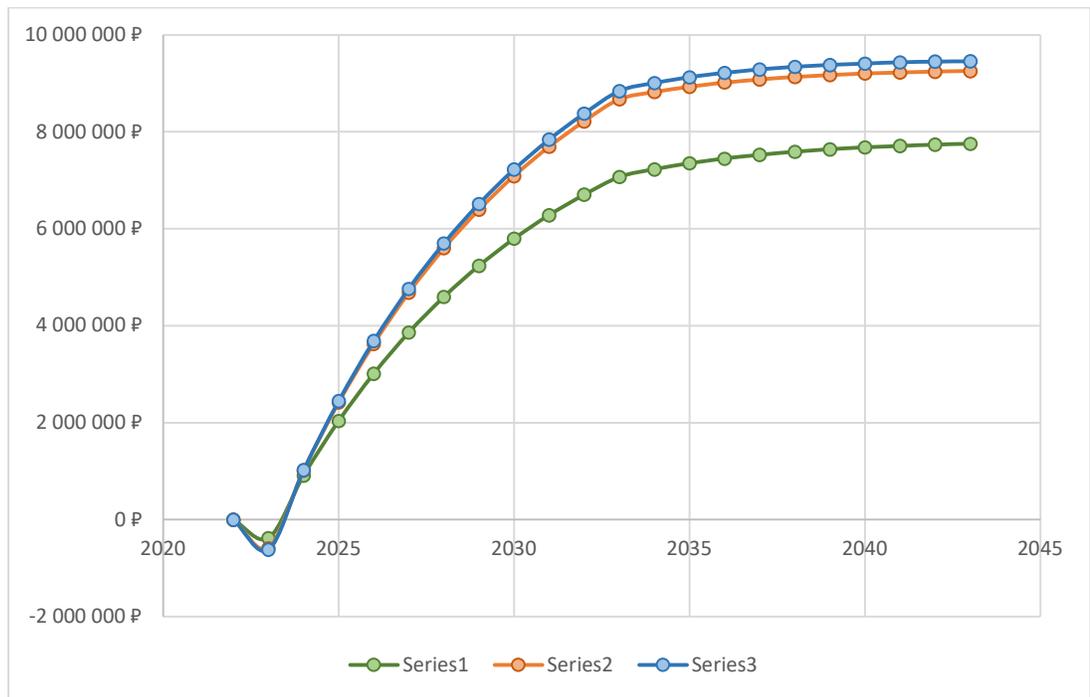


Рисунок 4.3 – График денежных потоков для варианта P90

5. Социальная ответственность

Создание алгоритмов генерации геологических и гидродинамических моделей представляло собой главную цель данной работы. Данный процесс требует применение вычислительной техники. Для этой работы использованы персональный компьютер (ПК), оснащенный процессором Intel i7-7700, видеоускорителем Nvidia 1030 и 16 Гб оперативной памяти, а также портативный компьютер (ноутбук), оснащенный процессором Intel i7-9750H, видеоускорителем Nvidia RTX 2060 и 16 Гб оперативной памяти. Для ПК изображение выводилось через 24 дюймовый монитор АОС с разрешением 1920x1080 и частотой обновления 60Гц. При использовании ноутбука применялся собственный 15,6 дюймовый монитор разрешением 1920x1080 и частотой обновления 144Гц. Реализация алгоритмов происходила в учебной аудитории Томского политехнического университета.

В данной главе диссертации представлен анализ факторов, оказывающих вредное и опасное влияние на работника во время осуществления поставленной цели. Подобный анализ способствует выявлению отклонений условий работы от нормы, установленной законом и предписаниями, и тем самым повысить безопасность работника.

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Законодательством РФ регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др.

Продолжительность рабочего времени не должна превышать 40 часов в неделю. Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается. Всем работникам предоставляются выходные дни. Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Организация выплачивает заработную плату работнику. Минимальный размер оплаты труда устанавливается одновременно на всей территории Российской Федерации федеральным законом и не может быть ниже величины прожиточного минимума трудоспособного населения. Возможно удержание заработной платы, в случаях, предусмотренных ТК РФ ст. 137. [27].

Согласно Трудовому кодексу Российской Федерации, каждый работник имеет право на:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

5.2. Производственная безопасность

Работа с компьютером подразумевает наличие вредных и опасных факторов, возникающих при трудовой деятельности. Вредны факторы представляют собой те, что приводят к заболеваниям, либо же усугубляют уже имеющиеся. Опасные факторы в свою очередь могут стать причиной получения травмы, в том числе с летальным исходом. Данные факторы приведены в ГОСТ

12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». [12].

К первым можно отнести:

- Недостаточное освещение рабочего места;
- Шум, создаваемый в рабочем помещении;
- Нарушения параметров микроклимата рабочей среды;
- Ионизирующее излучение в процессе работы;
- Перенапряжение, связанное с умственной деятельностью;
- Монотонность осуществляемой деятельности.

К опасным факторам стоит отнести:

- Возможность поражения электрическим током;
- Возможность возникновения пожара.

К нормативным документам регламентирующим вышеперечисленные аспекты безопасности деятельности представлены ниже в Таблица 5.1.

Таблица 5.1.- факторы и нормативные документы

Факторы	Нормативные документы
Освещение	ГОСТ Р 55710-2013
Шум	ГОСТ 23337-2014
Микроклимат	ГОСТ 30494-2011 СанПиН 2.2.4.548-96
Перенапряжение зрительного аппарата	ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ
Физические перегрузки (рабочая поза)	ГОСТ 12.2.032-78
Поражение электрическим током	ГОСТ Р 58698-2019 ГОСТ Р 50571.3-94
Пожароопасность	ГОСТ 12.1.004-91 ГОСТ 12.1.044-2018

5.3. Соответствие нормам освещенности

Помещение аудитории №227 19-го корпуса ТПУ спроектировано без окон. Таким образом доступа естественного освещения в аудитории нет. Согласно СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» в таких помещениях допускается работа не выше IV категории точности (средняя точность) [25]. Поэтому в рабочем помещении используется лишь искусственное освещение. Искусственное освещение в помещениях для эксплуатации ПЭВМ должно осуществляться системой общего равномерного освещения [25]. На Рисунке 5.1 приведена схема освещения рабочего помещения, в котором установлены светильники типа ARS/R 418 размером 500x500x40 мм, каждый укомплектован четырьмя люминесцентные лампы типа OSRAM 765 G13, каждая мощностью 18 Вт.

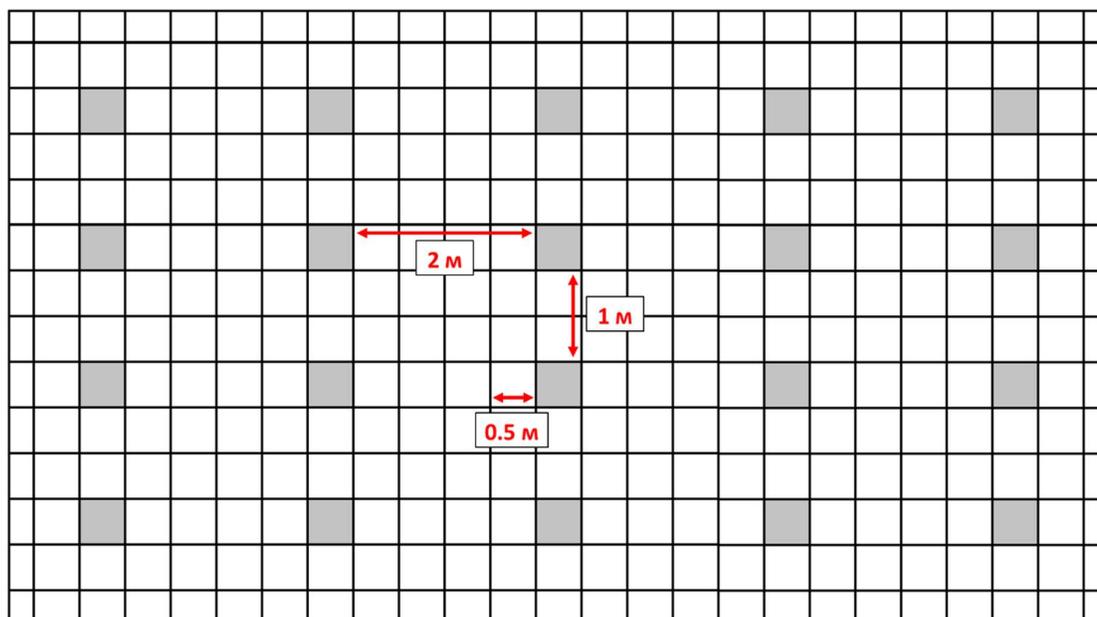


Рисунок 5.1 – Схема освещения помещения

Помещение имеет размерность: длина 12 м, ширина – 6,5 м, высота – 3,8 м, высота стола – 0,8 м, суммарное количество ламп составляет 80 штук. Норма освещённости рабочих поверхностей в помещениях для работы с дисплеями и видеотерминалами принимается $E_n = 400$ лк. Фактическая освещенность определяется по формуле:

$$E_{\phi} = \frac{N \cdot n \cdot \Phi_{\text{ст}} \cdot \eta}{S \cdot K_3 \cdot Z}, \quad (5.1)$$

где N – число светильников; n – число ламп в светильнике; $\Phi_{\text{ст}}$ – световой поток люминесцентных ламп, лм; η – коэффициент использования светового потока, %; S – площадь освещаемого помещения, м²; K_3 – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника; Z – коэффициент неравномерности освещения.

Для определения коэффициента использования светового потока необходимо найти индекс помещения. Индекс помещения определяется по формуле:

$$E_{\phi} = \frac{S}{h \cdot (A+B)}, \quad (5.2)$$

где h – высота от ламп до рабочей поверхности, A – ширина, а B – длина. Рассчитаем индекс:

$$i = \frac{12 \cdot 6.5}{(3.8 - 0.8) \cdot (12 + 6.5)} = 1.41, \quad (5.3)$$

При $i = 1.41$, коэффициенте отражения светлых стен равен 50% и светлого потолка равен 70%, коэффициент использования светового потока, согласно СНиП 23-05-95, равен $\eta = 0.48$. Коэффициент неравномерности освещения Z для люминесцентных ламп примем $Z = 1.1$. Коэффициент запаса в случае офисных помещений составляет $K_3 = 1.2$. Световой поток используемых люминесцентных ламп составляет 1100 лм. Рассчитаем фактическую освещенность:

$$E_{\phi} = \frac{20 \cdot 4 \cdot 1100 \cdot 0.48}{12 \cdot 6.5 \cdot 1.2 \cdot 1.1} = 410 \text{ лк.} \quad (5.4)$$

Рассчитаем отклонение от нормы ΔE :

$$\Delta E = \frac{410}{400} = 1.025, \quad (5.5)$$

Так фактическая освещенность на 2.5 % выше, чем нормативное значение для помещений, предназначенных для работ средней точности, при условии постоянной работы в нем. Данное значение может быть принято в качестве погрешности. Данное рабочее место, используемое на время написания магистерской диссертации, соответствует нормативным требованиям освещенности.

5.4. Соответствие нормам шума

Согласно ГОСТ 23337-2014 учебное заведение можно определить как место проведения аналитической работы [18]. Таким образом, нормы шума определены в Таблице 5.2. Стоит отметить, что шум, создаваемый в аудитории, имеет источник в виде вентиляторов охлаждающей системы компьютеров, а также вентиляционной системы самого учебного помещения. Их шум не превышает допустимых норм и представляет собой белый шум. Условия соответствуют нормам.

Однако для повышения концентрации и как следствие производительности труда, были использованы средства индивидуальной защиты – беруши. По заявлениям производителя подавление шума в данном экземпляре составляет порядка 24 Гц.

Таблица 5.2 – Уровни звукового давления в октановых полосах со среднегеометрическими частотами

Вид трудовой деятельности, рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука эквивалентные уровни звука, дБ А
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Предприятия, учреждения и организации										
1 Творческая деятельность, руководящая работа с повышенными требованиями, научная деятельность, конструирование и проектирование, программирование, преподавание и обучение, врачебная деятельность:										
рабочие места в помещениях - дирекции, проектно-конструкторских бюро; расчетчиков, программистов вычислительных машин, в лабораториях для теоретических работ и обработки данных, приема больных в здравпунктах	86	71	61	54	49	45	42	40	38	50
2 Высококвалифицированная работа, требующая сосредоточенности, административно-управленческая деятельность, измерительные и аналитические работы в лаборатории:										
рабочие места в помещениях цехового управленческого аппарата, в рабочих комнатах конторских помещений, лабораториях	93	79	70	63	58	55	52	50	49	60

5.5. Соответствие нормам микроклимата

Согласно ГОСТ 30494-2011 для учебных аудитории определены допустимые и оптимальные температура воздуха, влажность и скорость движения. [14]. Подробно допустимые диапазоны прописаны в Таблице 5.3 ниже. Температура в помещении соответствовала установленной оптимальному диапазону. Контроль температуры осуществляется за счет притока из вентиляционной системы, потерь тепла через стену помещения и притоком тепла через отопительную систему (5 батарей). Замеры влажности и скорости

движения воздуха невозможны ввиду отсутствия соответствующего оборудования.

5.6. Перенапряжение зрительного аппарата

Как уже упоминалось ранее работа связана с применением компьютерной вычислительной техникой, которая для визуализации данных использует мониторы. Ввиду фокусировки глаз на одном предмете в течении длительного времени мышцы зрительного аппарата начинают деградацию, что ведет за собой ухудшение зрения в виде, например миопии. Таким образом, рабочее место и образ трудовой деятельности должен минимизировать воздействие такого влияния.

Установленные правила Сан-ПиН 2.2.2/2.4.1340-03 гласят, что при 8-часовой рабочей смене суммарное время перерывов составляет от 50 до 90 минут [26]. 12-часовой рабочий день вынуждает установить перерывы суммарной продолжительностью от 80 до 140 минут. Во время отдыха рекомендуется проводить зарядку для глаз для поддержания мышц в тонусе, или наоборот для снятия перенапряжения. В случае с вы пилением диссертационной работы принято решение организации 6 перерывов по 15 минут между часовой работой и перерывом на обед в течении часа. Монитор был расположен на расстоянии вытянутой руки. Также было принято решение подключать ноутбук к внешнему монитору с целью увеличения экрана и снижения нагрузки на глаза. Периодическое отвлечение взгляда вдаль также способствовало снятию напряжения с мышц глазной системы и повышению комфорта использования монитора. В вечернее время мониторы переводились в ночной режим со снижением синего и повышение желтых тонов, что способствовало снижению перенапряжению и последующему улучшению качества сна.

5.7. Перенапряжение в процессе умственной деятельности

В ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ умственное перенапряжение прописано как один из вариантов нервно-психических перегрузок, которое может быть вызвано информационной нагрузкой [12].

Выделяются три группы трудовой деятельности, связанной с компьютерными работами. Осуществление данной работы можно отнести к группе В, а именно творческая работа, сопровождаемая диалогом с вычислительной техникой. Для данной группы нагрузка за рабочую смену должна составлять до 6 часов. Предписаны рекомендации о установлении регламентированных перерывов через полтора - два часа от начала осуществления трудовой деятельности и через полтора - два часа после обеденного перерыва с длительностью отдыха двадцать минут каждый или пятнадцатиминутный перерыв через каждый час работы. Данное предписание согласуется с перерывами, осуществляемыми для снятия напряжения со зрительного аппарата. По этой причине имплементация перерывов повышает их эффективность и положительно влияет на процесс трудовой деятельности.

5.8. Перегрузки связанные со статическим положением тела

Работа осуществлялась в статичном сидячем положении тела. Условия труда для данного вида работа регламентируются ГОСТ 12.2.032-78 [16]. Согласно ему выделено ключевые аспекта, требуемых для применения. Обеспечение выполнения всех необходимых операций должна предоставлять правильная контракция стола. Путем регулирования положения высоты рабочей поверхности, сидения и пространства для ног должно быть осуществлено оптимальное положение тела в пространстве. Оптимальное положение также может регулироваться при помощи подставки для ног для компенсации низкого роста сотрудника.

Таблица 5.3 - Оптимальные и допустимые нормы температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха в обслуживаемой зоне помещений жилых зданий и общежитий

Период года	Наименование помещения	Температура воздуха, °С		Результирующая температура, °С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		оптимальная	допустимая	оптимальная	допустимая	оптимальная	допустимая, не более	оптимальная, не более	допустимая, не более
Холодный	Жилая комната	20-22	18-24 (20-24)	19-20	17-23 (19-23)	45-30	60	0,15	0,2
	Жилая комната в районах с температурой наиболее холодной пятидневки (обеспеченностью 0,92) минус 31°С и ниже	21-23	20-24 (22-24)	20-22	19-23 (21-23)	45-30	60	0,15	0,2
	Кухня	19-21	18-26	18-20	17-25	Не нормируется	Не нормируется	0,15	0,2
	Туалет	19-21	18-26	18-20	17-25	Не нормируется	Не нормируется	0,15	0,2
	Ванная, совмещенный санузел	24-26	18-26	23-27	17-26	Не нормируется	Не нормируется	0,15	0,2
	Помещения для отдыха и учебных занятий	20-22	18-24	19-21	17-23	45-30	60	0,15	0,2
	Межквартирный коридор	18-20	16-22	17-19	15-21	45-30	60	Не нормируется	Не нормируется
	Вестибюль, лестничная клетка	16-18	14-20	15-17	13-19	Не нормируется	Не нормируется	Не нормируется	Не нормируется
	Кладовые	16-18	12-22	15-17	11-21	Не нормируется	Не нормируется	Не нормируется	Не нормируется
Теплый	Жилая комната	22-25	20-28	22-24	18-27	60-30	65	0,2	0,3
Примечание - Значения в скобках относятся к домам для престарелых и инвалидов.									

Положение монитора определяется положением головы и должно регулироваться при помощи подставок, удлинения ножек или применения

кронштейнов. Монотонность работы связанная с неизменным положение двигательной системы следует компенсировать во время осуществления запланированных перерывов. (Рисунок 5.2)

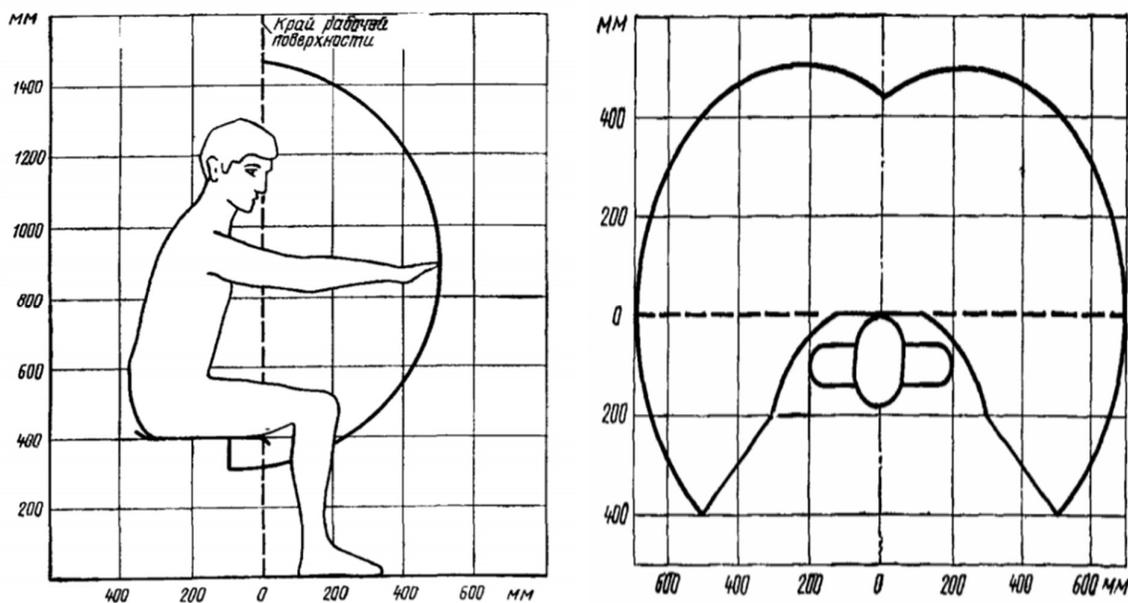


Рисунок 5.2 - Зона досягаемости горизонтальной и вертикальной плоскости моторного поля

5.9. Электробезопасность

Электробезопасность установлена и регламентируется согласно ГОСТ 12.1.019-2017 [19]. Опасность поражения током во время проведения работы могла быть вызвана неисправностью блоков питания персонального компьютера или ноутбука, а также неполадками в удлинителе, используемом для обеспечения питания всей системы. Еще одной причиной можно выделить короткое замыкание системы, связанное с рядом факторов.

Согласно предписаниям для устранения и минимизации шанса получения электрического удара рабочее место должно находиться в чистоте, перед использованием вычислительной техники должна быть проверена целостность

всех кабелей системы. Не допускается приносить напитки или другие жидкости на рабочее место, дабы не допустить их пролития и последующего замыкания. Портативные блоки питания должны быть осмотрены до подключения в сеть, не допускается использование оборудования, если оно имело механическое повреждение во время транспортировки. При возникновении неисправности должны быть приняты меры по устранению угроз. В экстренных случаях требуется обесточить не только рабочую станцию, но и все приборы учебной аудитории для предотвращения последующих поломок стороннего оборудования и получения травм студентами.

Состояние рабочей системы соответствует стандартам безопасности и может быть использовано для проведения трудовой деятельности.

5.10. Экологическая безопасность

Общие положения экологической безопасности прописаны в ГОСТ Р 14.01-2005 [12]. Проводимая работа практически не оказывает влияния на окружающую среду.

В процессе не производилась замена комплектующих вычислительной системы. Количество отходов было минимизировано за счет использования ноутбука вместо листов бумаги, стеклянного стакана для употребления вместо пластиковых одноразовых стаканов. Тара от питьевой воды повторно напыляется также для уменьшения отходов.

Воздействие осуществлялось лишь за счет нагрева комплектующих систем ПК и ноутбука. Общее потребление вычислительной системы составляло в пике порядка 150 Вт/ч при проведении расчетов, что является достаточно небольшим значением.

Таким образом, условия экологической безопасности при проведении работ соответствуют стандартам и не несут вреда для окружающей среды.

5.11. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

К природным чрезвычайным ситуациям (ЧС) Томской области можно отнести: наводнения, ураганы, бури, смерчи, инфекционная заболеваемость сельскохозяйственных животных.

К техногенным ЧС можно отнести: внезапные обрушения зданий, пожары, взрывы, аварии систем электроэнергетики, аварии на нефтегазовом промысле.

В данной работе будет рассмотрен наиболее характерный вариант проявления ЧС, соответствующий осуществляемой в процессе написания магистерской диссертации работы.

Согласно ГОСТ 12.1.004-91 установлены основные правила контроля и поддержания противопожарной системы для мест нахождения человека [17] Опасность пожара исходит от вычислительной техники, непосредственно используемой для проведения научных исследований, а также от техники, находящейся в кабине, подключенной к общей сети питания. Основной причиной возникновения пожара в учебных и офисных комнатах является короткое замыкание сети.

Для предотвращения подобного рода опасности должны выполняться предписания, описанные в электробезопасности. В случае непредвиденных обстоятельств должны незамедлительно быть приняты действия по устранению опасности. На первом этапе должна быть вызвана бригада пожарной части после чего студент имеет право самостоятельно приступить к устранению пожара. Сеть должна быть обесточена, использование воды для тушения не допустимо. Для подобных ситуаций в корпусе должны находиться огнетушители. По стандартам высота их подъема на стене не должна превышать 1,35 метра. Также в помещении должны располагаться рукава для тушения открытых очагов пламени. В случае неудачи в попытке устранить пожар самостоятельно, весь персонал должен покинуть помещение, закрыв окна для устранения подачи кислорода. Эвакуация должна осуществляться

быстро, но без паники, чтобы устранить возможность получения физических травм персонала.

Аудитория оборудована противопожарной системой и обеспечена огнетушителем. Пожарные рукава в коридорах проверены и апробированы. Условия соответствуют установленным нормам и обеспечивают достаточную степень безопасности студентам и работникам.

5.12. Выводы по главе

В данном разделе выпускной квалификационной работы были рассмотрены основные социальные, экологические и правовые вопросы разрабатываемого объекта выпускной квалификационной работы. Рассмотрен вопрос охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности. На основе выявленных вредных и опасных факторов на этапе разработки проектного решения и этапе его эксплуатации разработаны мероприятия по уменьшению воздействия этих факторов. Рассмотренные вопросы и разработанные решения помогут в дальнейшем вести профессиональную деятельность основываясь на них.

Заключение

В результате проделанной работы проанализированы неопределенности и оценены риски, связанные с геологическими аспектами. На их основе получены вероятностные распределения запасов и выделены категории запасов по степени их вероятности. Построены геологическая и гидродинамическая модели для проведения анализа и дальнейших расчетов.

Рассчитаны варианты расстановок скважин для каждого из вариантов запасов и неопределённостей. После чего проведен экономических расчет для всех вариантов разработки.

Полученные результаты позволяют рекомендовать вариант разработки с применением вертикальных скважин в шахматном порядке и применением кислотной обработки призабойной зоны пласта. Данный вариант является наиболее технологически и технически простым из предложенных, более того показывает одни из самых высоких экономических показателей.

Таким образом, реализованы поставленные задачи, а именно:

- 1) Произведена оценка неопределенности и проанализированы риски, связанные с геологическими аспектами и разработкой месторождения, путем создания алгоритма генерации геологических моделей;
- 2) Определена оптимальная система разработки газового месторождения для достижения максимальных технологических и экономических показателей.

Список использованных источников

1. Алтунин А. Е., Семухин М. В., Ядрышникова О. А. Вероятностные и нечеткие модели оценки неопределенностей и рисков при подсчете запасов углеводородов // Вестник Тюменского государственного университета. 2017. №2. С. 85-99.
2. Алтунин А. Е., Семухин М. В., РАСЧЕТЫ В УСЛОВИЯХ РИСКА И НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ В НЕФТЕГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЯХ// М-во образования и науки Рос. Федерации, Тюмен. гос. ун-т, 2005 с. - ISBN: 5-88081-450-5. – 12 с.
3. Ахмедов Э., Велиев Р. Способы минимизации факторов неопределенности и геологических рисков на основе газоконденсатного месторождения Умид // Георесурсы, Государственная Нефтяная Компания Азербайджанской Республики. 2019. – С. 92-98. – DOI: [https:// doi.org/10.18599/grs.2019.1.92-98](https://doi.org/10.18599/grs.2019.1.92-98).
4. Бахаева С.П., Маркшейдерские работы при открытой разработке полезных ископаемых // КузГТУ им. Т.Ф.Горбачева, Кемерово, 2020 г., 210 с., ISBN: 978-5-00137-120-5
5. Белкина В. А., Бембель С. Р., Забоева А. А., Санькова Н. В. Основы геологического моделирования (часть 1): учебное пособие // Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 168 с.
6. Бенч А.Р., Крейнин Е.Ф., Смирнов А.Н., Элланский М.М. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа // Пермский государственный университет, Ухта, 1986 г., 76 с.
7. Боженюк Н. Н. Методы адаптации и снижения неопределенностей при геолого-гидродинамическом моделировании терригенных коллекторов на примере ряда месторождений Западной Сибири // Тюмень: ТИУ, 2018. – 163 с.

8. Боженюк Н.Н. Анализ и классификация причин возникновения неопределенностей при геологическом моделировании // Нефтегазовое дело, ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет», 2015. №3. – 2015. – 19 с.
9. Васильев В.И., Гутников А.И., Закиров С.Н., Колбиков С.В., Коршунова Л.Г. Прогнозирование и регулирование разработки газовых месторождений // Недра, Москва, 1984 г., - 295 с.
10. Васильев Ю. Н., Гимадеева Р.Н., В.Г. Ильницкая Неопределенности и риски при проектировании и управлении разработкой газовых месторождений // Вести Газовой Науки. 2014. №4. С. 16-22.
11. ГОСТ Р 58698-2019 «ЗАЩИТА ОТ ПОРАЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ ТОКОМ. Общие положения для электроустановок и электрооборудования» // Национальный стандарт российской федерации от 01.06.2020 г. – 44 с.
12. ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» // Росстандарт от 09.06.2016 г. №602-ст. – С. 6-12.
13. ГОСТ Р 55710-2013 «ОСВЕЩЕНИЕ РАБОЧИХ МЕСТ ВНУТРИ ЗДАНИЙ» // Национальные стандарты от 01.07.2014 г. – 23 с.
14. ГОСТ 30494-2011 «Параметры микроклимата в помещениях» // от 01.01.2013 г. – 15 с.
15. ГОСТ 12.1.044-2018 «ПОЖАРОВЗРЫВООПАСНОСТЬ ВЕЩЕСТВ И МАТЕРИАЛОВ. Номенклатура показателей и методы их определения» // Межгосударственный стандарт от 01.05.2019 г. – 206 с.
16. ГОСТ 12.2.032-78 «РАБОЧЕЕ МЕСТО ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ РАБОТ СИДЯ Общие эргономические требования» // Система стандартов безопасности труда от 01.01.1979 г. – 9 с.
17. ГОСТ 12.1.004-91 «Система стандартов безопасности труда. ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ» // Межгосударственный стандарт от 01.07.1992 г. – 68 с.

18. ГОСТ 23337-2014 «Шум. Методы измерения шума на селитебной территории и в помещениях жилых и общественных зданий» // Росстандарт от 01.07.2015 г. – 24 с.
19. ГОСТ Р 50571.3-94 «ЭЛЕКТРОУСТАНОВКИ НИЗКОВОЛЬТНЫЕ. Требования для обеспечения безопасности. Защита от поражения электрическим током» // Государственный стандарт российской федерации от 01.01.2011 г. – 28 с.
20. Закиров С. Н., Лапук Б. Б. Проектирование и разработка газовых месторождений // Москва, «Недра», 1974. – 376 с.
21. Костылев А. О., Рост факторов неопределенности при принятии инвестиционных решений в нефтегазовой отрасли // Новосибирский государственный университет, 2015 – стр. 123-127.
22. Кузьменко С.Д., ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ МГРП // Международный научный журнал «ВЕСТНИК НАУКИ» № 12 (33) Т.2, 3с.
23. Моделирование геологического строения и процессов разработки – основа успешного освоения нефтяных и нефтегазовых месторождений // Материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во «Слово», 2018. – 432 с.
24. Покрепин Борис Васильевич, Разработка нефтяных и газовых месторождений // Феникс, 2015 г. - ISBN: 978-5-222-24089-2. – 172 с.
25. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» // Санитарные правила и нормы, Москва, 1997. – 20 с.
26. Ситников А.Н., Пустовских А.А., Маргарит А.С., Белоногов Е.В., Зулкарниев Р.З., Коровин А.Ю. Методология принятия решений по выбору целей бурения в условиях геологической неопределенности // Нефтяное хозяйство, Научно-Технический Центр «Газпром нефти». – 2017. – 6 с.
27. Токарев Д. К., Фатеев Д. Г. Экспресс-анализ модели пластового углеводородного флюида, используемого в гидродинамической модели

- пласта // Научно-технический сборник «ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ» № 1 (46), 2021. – 13 с.
28. Уолкотт Дон, Разработка и управление месторождениями. Методы проектирования, осуществления и мониторинга, позволяющие оптимизировать темпы добычи и освоения запасов // 2001. – 144 с.
29. Хачатуров В. Р, Соломатин А. Н., Скиба А. К. Моделирование разработки газовых месторождений // ТРУДЫ МФТИ. 2017. Том 9, № 3, Математическое моделирование эколого-экономических систем: экономика. – 2017. – С. 168-177.
30. Шутько С.Ю., Кожевникова С.Д., Шутько Д.С. Риски и неопределенности Upstream, // Территория Нефтегаз. 2017. №1-2. С. 65-71.
31. Юшков, И.Р. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: учеб.-метод. пособие / И.Р. Юшков, Г.П. Хижняк, П.Ю. Илюшин. – Пермь: Изд-во Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2013. – 177 с.
32. Юрьевич К. Е., Неопределенность оценок аварийного риска объектов нефтегазовой отрасли// Диссертационная работа, 2020 г. – 333 с.
33. Abhijit, Y. Dandekar, Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties//CRC Press; 2nd edition ISBN-1439876363 – 2013. – 544 p.
34. Ahmed, Tared H., 1946- Reservoir engineering handbook // British Library Cataloguing-in-Publication Data – ISBN 0-88415-770-9, 2001. – 1211 p.
35. Avansi, G., Riosl V., Schiozer D. Numerical tuning in reservoir simulation: it is worth the efort in practical petroleum applications // Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering. – 2019. – 21 p.
36. Bloskin, A., Kharitontseva, P. Sensitivity Analysis of the Impact of Geological Uncertainties on DFN Model Construction (Field X) // EAGE, Innovations in Geosciences — Time for Breakthrough, Saint Petersburg. 2018. – 6p. – DOI: 10.3997/2214-4609.201800141.
37. С.Е. McGlade A review of the uncertainties in estimates of global oil resources // Energy, UCL Energy Institute, University College London. 2012. – 9 p.

38. Dake, L.P., The Practice of Reservoir Engineering (Revised Edition) // 1st Edition, ISBN: 9780080574431, 2001. – 525 p.
39. Denis, José Schiozer, A New Approach to History Matching Using Reservoir Characterization and Reservoir Simulation Integrated Studies// DOI:10.4043/26038-MS, 2015. – 7 p.
40. Guidelines for Application of Petroleum Reserves Definitions // Society of Petroleum Evaluation Engineers, 2011. – 222 p.
41. Heidari, Leila, Ve´ronique Gervais, Mickae¨ le Le Ravalec, and Hans Wackernagel, 2011, History matching of reservoir models by ensemble Kalman filtering: The state of the art and a sensitivity study, in Y. Z. Ma and P. R. La Pointe, eds., Uncertainty analysis and reservoir modeling: AAPG Memoir 96, p. 249 –264.
42. Kamali, M. 3D Geostatistical Modeling and Uncertainty Analysis in a Carbonate Reservoir [Text] / Kamali M., Omidvar A., and Kazemzadeh E. // Journal of Geological Research. – 2013. – DOI: 10.1155/2013/687947. – 8 p.
43. Kohshour, I. O., Ahmadi M., Hanks C. Uncertainty Assessment in Geologic Modeling and Sensitivity Analysis of Static and Dynamic Models in Umiat: A Frozen Shallow Oil Accumulation in National Petroleum Reserve of Alaska // SPE Western Regional & AAPG Pacific Section Meeting. – 2013. – 37p.
44. Kovalevsky, E. Geological Modelling on the Base of Geostatistics // Course Note. – EAGE, 2011. – 122 p.
45. Kozyrev, N. Kozyrev N., Vishnyakov A., Putilov I. Assessment of the Uncertainty Parameters Influence on the Development Indicators Forecasting // 2020. №4. P. 356-368. – DOI: 10.15593/2712-8008/2020.4.5.
46. Ma, Y. Zee, P. R. La Pointe Uncertainty analysis in reservoir characterization and management: How much should we know about what we don't know? // Uncertainty analysis and reservoir modeling: AAPG Memoir 96, – 2011. P. 1-15.
47. Mansour, E., Ho Yeek H., Raj Deo T., Lisa C., Nurul S., Ralf S. Integrated modeling of a complex oil rim development scenario under subsurface

- uncertainty, // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2019. – 12 p. – doi.org/10.1007/s13202-019-0639-4.
48. Nomura, K., Kalia R., Nakano F., Vashishta P., Landa J. Parallel history matching and associated forecast at the center for interactive smart oilfield technologies // *The Journal of Supercomputing*. 2007. – 9 p. – DOI 10.1007/s11227-006-0031-2.
49. Oghena, A. Quantification of Uncertainties Associated with Reservoir Performance Simulation // Texas Tech University. – 2007. – 225p.
50. Rawan, Haddad, Capillary Pressure Estimation and Reservoir Simulation // Imperial College Supervisor - Tara La Force, 2016. – 62 p.
51. Red-Hot Careers, Petroleum engineering professor // CreateSpace Independent Publishing Platform, ISBN-1719015147, 2018. – 360 p.
52. Rock Flow Dynamics, Simulator. Technical guideline // *Rock Flow Dynamics* – 2022. – 1821 p.
53. Rojas, A., ConcoPhillips. "Application of J-Function to Prepare a Consistent Tight Gas Reservoir Simulation Model: Bossier Field." SPE138412, 2010., 21 p.
54. Schiozer, D. J., Ligerio E. L. Risk Assessment for Reservoir Development Under Uncertainty // *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering*, Vol. XXVI, No. 2. – 2004. – 5p.
55. Schiozer, D., Santos A., Santos S., Filho J. Model-based decision analysis applied to petroleum field development and management // *Oil & Gas Science and Technology - Revue d'IFP Energies nouvelles*, Institut Français du Pétrole (IFP), 2019, 74. – 21 p. – DOI: <https://doi.org/10.2516/ogst/2019019>.
56. Suslick, S., Schiozer D., Rodriguez M. Uncertainty and Risk Analysis in Petroleum Exploration and Production // *TERRÆ* 6(1). 2009. – P. 30-41.
57. Vilela, M., P. Marin, M. Rodrigo, A. Medina, A. Limeres, F. Petit Building the field development plan for a new gas field // *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. 2007. – 20 p. – doi.org/10.2118/108831-MS.

58. Wang, Y., SPE, Schlumberger, and Petronas and M.Z. Sakdilah M. Bandal. "A systematic Approach to incorporate Capillary Pressure Saturation Data into Reservoir Simulation." SPE101013, 2006. – 32 p.
59. Yong, H. Uncertainty, sensitivity analysis and optimization of a reservoir geological model [Text] / Wenxiang H., Yanli Z., Bincheng G., Zhaopu G. // 2019. - Marine Georesources & Geotechnology. – 2019. – P. 129-139. DOI: 10.1080/1064119X.2019.1679926.
60. Zakrevsky, K. Geological 3D Modelling // The Netherlands: EAGE Publications, 2011. – 253 p. – ISBN 978-90-73781-96-2.

Приложение А

Uncertainty assessment and risk analysis with the use of modeling

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2TM01	Пидзамкив Егор Владимирович		10.06.22

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Матвеев И.В.	к. ф-м. н.		10.06.22

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) школы ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Макаровских А. В.	-		10.06.22

Risk as a danger of income loss or decrease is a constant companion of the oil and gas fields developing process. Since the assessment of the probable losses requires a detailed understanding of the system and all its components which is impossible at an early stage due to the lack of information risk analysis is carried out under conditions of uncertainty. There are several types that are directly related to the design and management of the hydrocarbon fields development. These include prospective, technological, stochastic, target, natural, economic, political and social uncertainties. Each of them contributes to the overall ambiguity of the system. Accounting for uncertainties makes it possible to assess the probability and degree of risks impact on the investment attractiveness of the project.

A detailed analysis of the parameters that make it difficult to predict the development and ways of their identification and accounting requires a prior study of the reserves and resources classification because it directly reflects the range of uncertainty and risk probability. This classification divides petroleum initially in-place (PIIP) into two major subclasses: discovered and undiscovered PIIP. The undiscovered ones are called a prospective resource and represent a volume with the least chance of commerciality. Discovered PIIP are divided into production, reserves and contingent resources. These subcategories also differ in the chance of becoming commercially viable, which means they contain different risks for the existing project. From economic point of view the most important is the division of reserves into categories 1P, 2P and 3P. They are also called proven, probable and possible. Reserves in each category should target the following level of certainty under a specific set of economic conditions. At least 90% probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimated proved reserves. At least 50% probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimated proved + probable reserves. At least 10% probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimated proved + probable + possible reserves. (Figure 1.1 - 1.2)

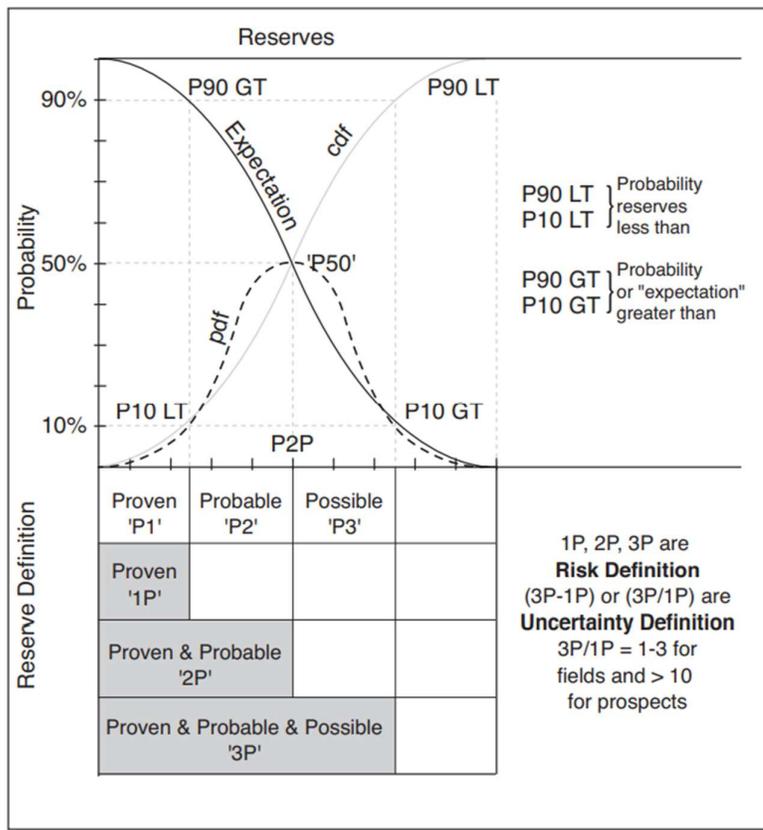


Figure 1 – Probabilistic reserve definitions

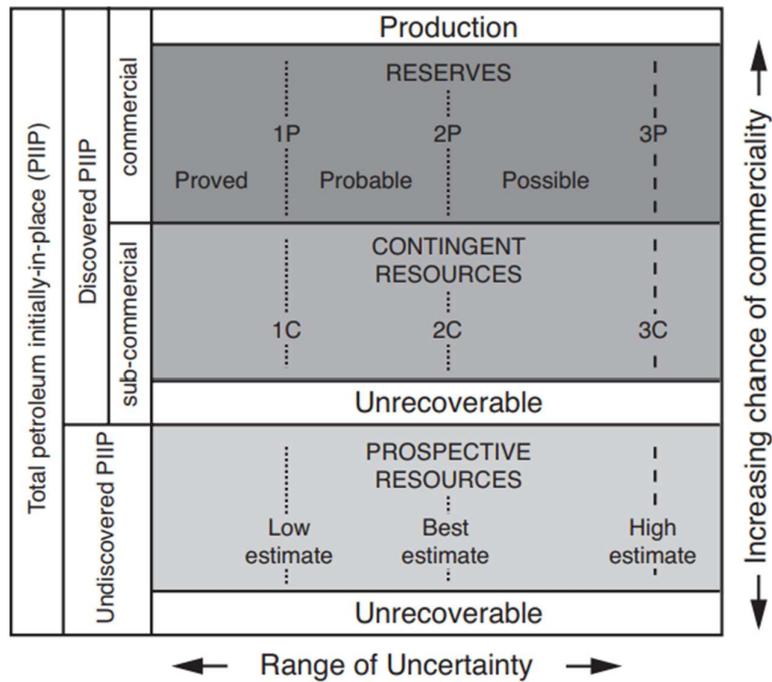


Figure 2 – Reserves Classification Framework

Currently oil and gas development industry is difficult to imagine without three-dimensional geological and simulation modeling. More than a dozen works have been written on this topic. They are aimed at calculating reserves as well as forecasting further production indicators. However modeling and further simulation is able to estimate the uncertainties associated with the reservoir parameters. In other words, modeling is a tool used for risk analysis.

Firstly, the data imperfection associated with geological modeling is detected. Often a fairly small number of exploration and appraisal wells are drilled at oil and gas fields. This leads to inadequate amount of data for a particular field. Geological sections are poorly correlated and well data is extremely scarce to fully understand the system.

Modeling requires a data set consisting of a seismic map of the formation top, wellheads position, deviation survey, core data, geophysical surveys (logging) and their interpretation, well tops, well testing. Starting with modeling a 3D grid the data obtained from reservoir surveys already contains inaccuracies. For example, seismicity having a resolution of about 16 meters inaccurately describes the structure of the deposit and requires accounting. (Figure 3)

The limited number of wells does not allow determining the sedimentation environment with a sufficient degree of certainty and as a result understanding the distribution trends and geometry of sand bodies. The distribution of porosity within a reservoir also requires a lot of statistics. In terms of the limited amount of core material and well logging data, the interpolation of available data may not reflect the reality. The saturation model does also have ambiguities and requires an oil-water contact and a series of measurements made at different wells for the correct modeling.

The process of modeling is closely related to the methods of filling model cells with facies and permeability and porosity of rocks as well. There are two fundamentally different approaches to perform this procedure: deterministic and stochastic.

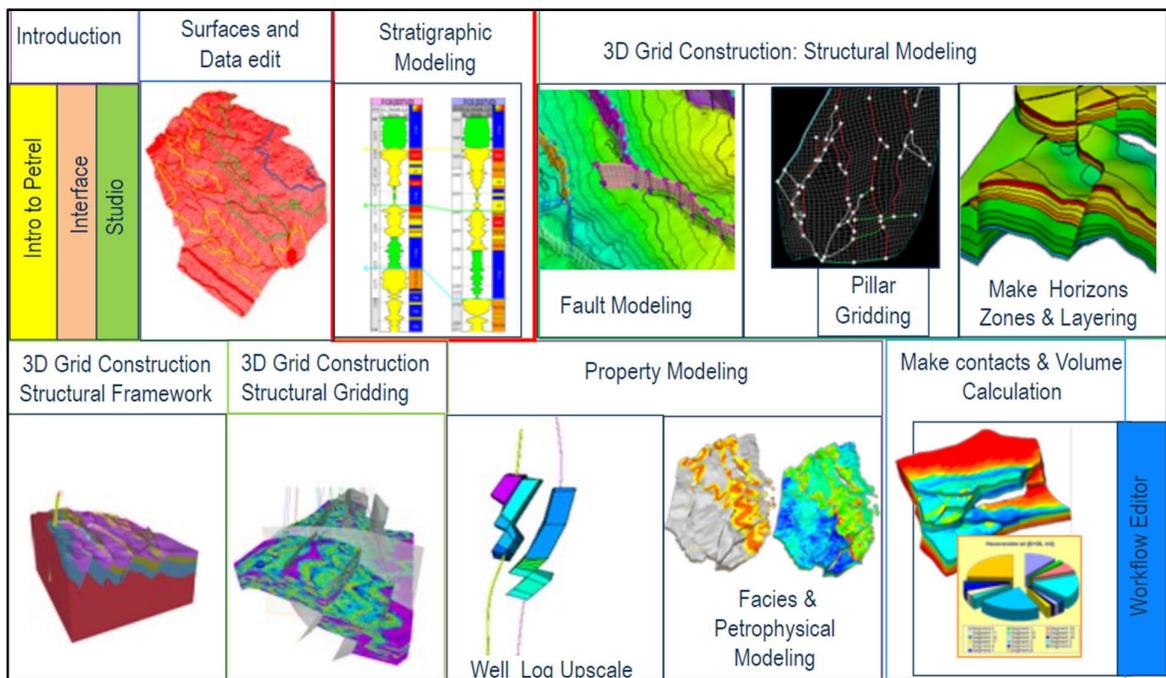


Figure 3 – Stages of geological modeling

The choice of deterministic models does not sufficiently address subsurface uncertainties. According to proper risk management a probabilistic formulation of understanding the reservoir description and modeling of fluid flow in porous media are supposed to be dealt with. In other words, stochastic modeling is required to take a number of uncertainties into account. It is worth mentioning, that each of the parameters is based on a probability distribution. This approach requires the generation of a large number of models each of which uses the probability distribution of its parameters. Thus, every single model is probable and differs only in the degree of probability. Generated models then represent the entire spectrum of uncertainties associated with the geological structure. (Figure 4)

Eventually models are considered to be underground structures and do not reflect the actual structure of the reservoir. This is primarily due to the fact that each element of the above data contains a measurement distortion. It is also worth considering that the data obtained are only a small part of the entire geological volume of the deposit.

The primary task of a geological model is to calculate reserves and understand the distribution of them within the reservoir. One of the most well-known methods for probabilistic calculation of reserves is the Monte Carlo method. This approach uses a probability distribution for each of the parameters included in the formula of STOOIP. It generates a certain number of different models and calculates the volume of oil or gas in the reservoir. The obtained values make it possible to construct a histogram of the probabilistic distribution of reserves. Thus, the resulting spread of values characterizes the uncertainty associated with the amount of input information.

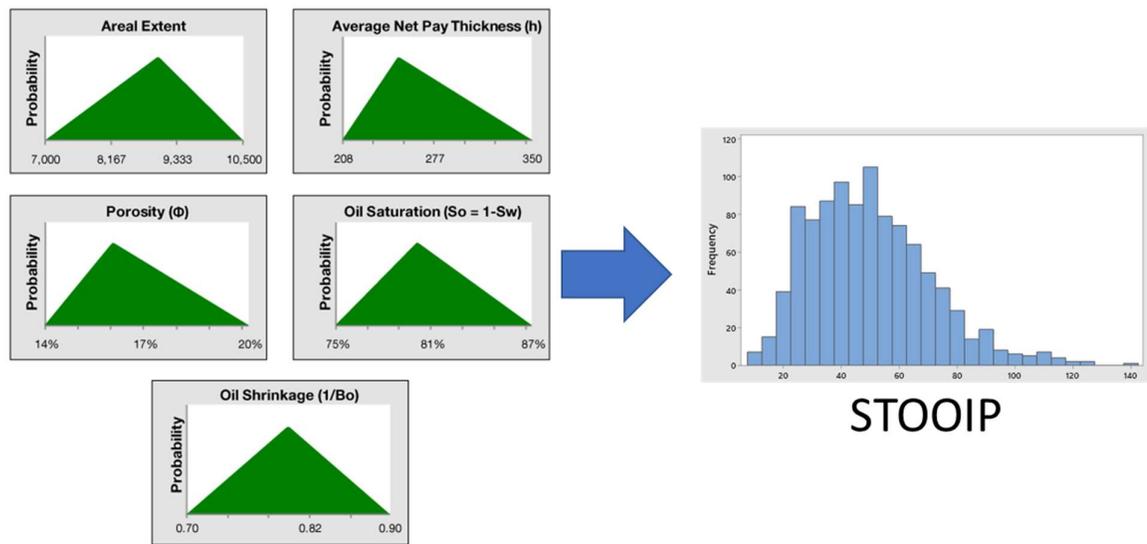


Figure 4 – Monte-Carlo method of STOOIP calculation

Amount of input data is critical. Since the creation of a probability distribution is possible only if there is a sufficient number of measurements often from more than one well. Thus, in case of a limited amount of data, an increased spread of values should be expected, as well as a general inaccuracy in prediction of the reservoir properties. (Figure 5)

The histogram of the probability distribution of geological reserves is one of the ways to visualize the results obtained during modeling. Another example of the influence of a number of parameters on the amount of STOOIP is a tornado plot. It demonstrates the base case, and the deviations from it, by changing one of the

variables. According to the obtained diagram, the uncertainty factor that has the greatest influence can be identified and its degree tends to be reduced.

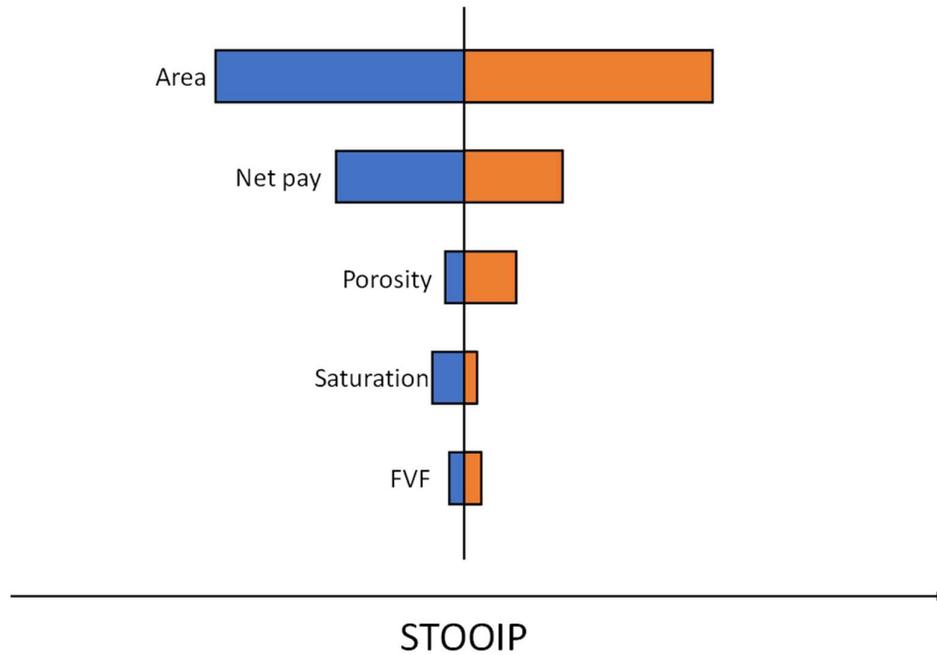


Figure 5 – Tornado plot

A geological model serves as the basis for building a simulation model. Therefore, a simulation modeling faces the uncertainty of input data. Often the porosity-permeability correlation obtained from the core poorly describes the distribution of the permeability within the reservoir. The similar situation is observed in phase permeabilities. The information obtained in laboratory experiments represents only a small part of the volume of the rock and is unable to reflect the whole complexity of the filtration processes occurring in the porous medium. (Figure 6). The properties of the fluid obtained on the surface also cannot reflect all the inaccuracies associated with the complexity of the processes of changing subsurface liquid and gas phases. Moreover, the viscosity and formation volume factor can obey different dependencies. All this eventually leads to a change in filtration processes. For example, a changing value of pressure conductivity affects the speed of pressure redistribution in the reservoir and, as a result, changes in liquid rates over time.

Another example of the uncertainty of the filtration process is the presence of an aquifer and its strength. The water drive has one of the most recovery coefficient. The contribution of the bottom or marginal water must be taken into account in simulation modeling, since it will influence on the water cut parameter. As a geological model, the simulation one requires accounting the probabilistic distribution of fluid properties and understanding the influence on the process of development.

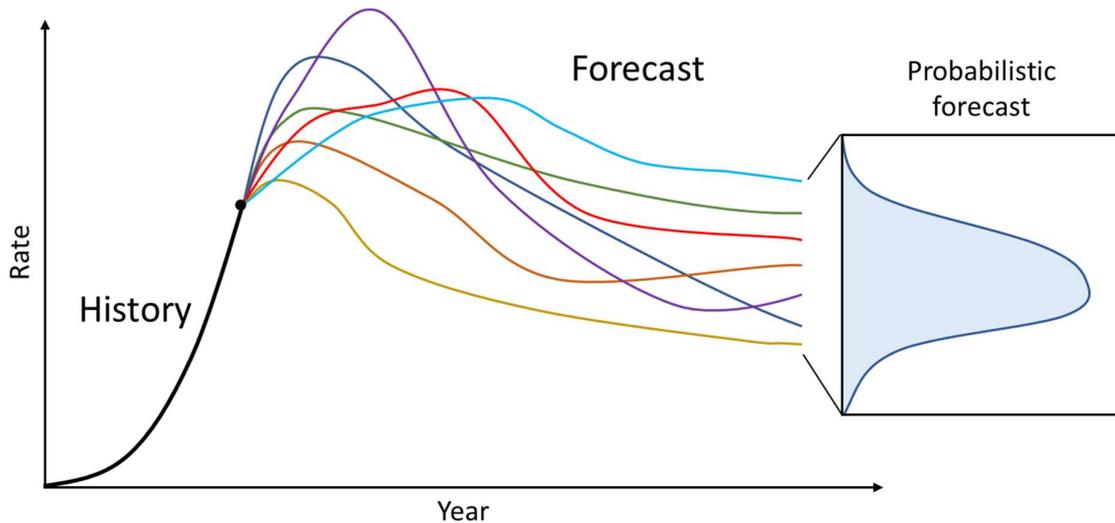


Figure 6 – Probabilistic production forecast

Identification of the economic uncertainties which impact on the attractiveness of an investment project should also be taken into account. Feedstock price, capital costs for drilling and construction of all infrastructure, operating costs associated with maintaining and stimulation of wells, surface equipment expenses, discount rate and inflation, the price of borrowed capital correlate the probability of obtaining profit or suffering a loss. It is also worth mentioning the global economic conditions, political circumstances, legal conditions. While some of the factors can be predicted with a reasonable degree of certainty, some remain beyond the analytical approach and cannot be forecast. (Figure 7) Long-term forecasts carry additional risks and uncertainties due to the many unforeseen decisions required in the future, which have not been predicted yet. The impermanence of economic processes also contributes to the complexity of long-term forecasts. However, a vision of the project future is

necessary for making decisions related to investment. The system of alternatives is able to give a more complete understanding of the situation, assess the potential outcome of the project and provide basis for an investment decision.

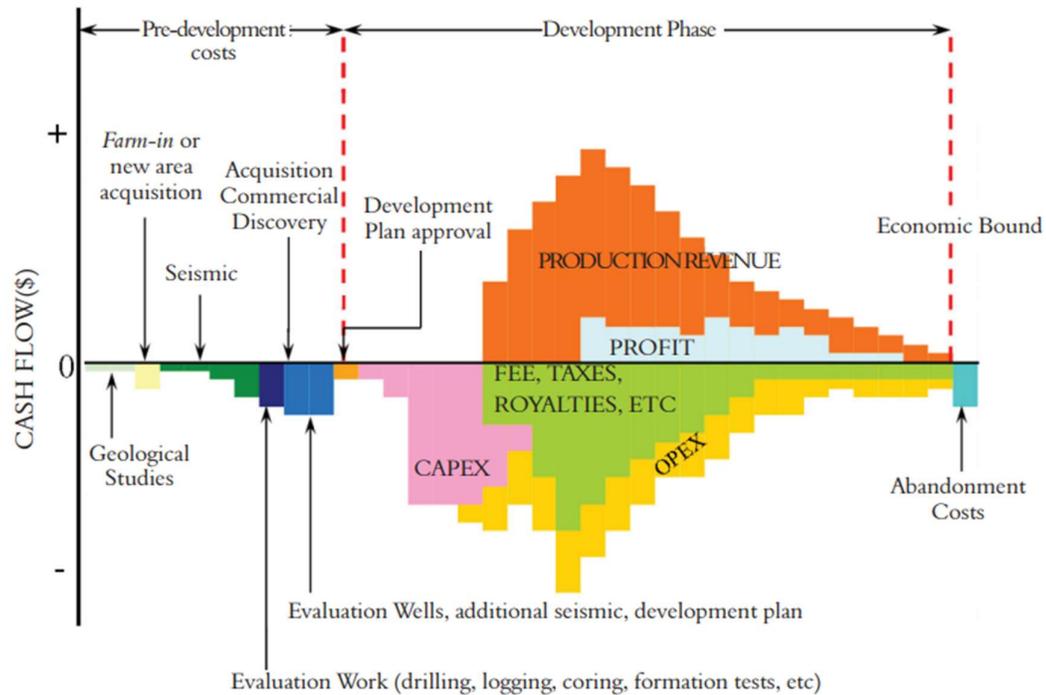


Figure 7 – A typical E&P cash-flow project

After building several economic models that accumulate a lot of variable factors, data analysis can be implemented. The main subject of this step is to identify the degree of influence of each of the factors on the key financial indicators of the project. These indicators include net present value or payback period of investments. Based on the analysis carried out it is possible to select the most attractive investment decisions and conduct a more detailed study for each of the selected. (Figure 8)

There are ways to visualize results of this analysis. One of these is the creation of a spider diagram. It reflects the correlation between change in economic parameters and changes in parameters of geology, development and internal economic components of the project. In other words, the chart is a sensitivity analysis. The benefit of this approach is the simplicity of key parameters identification that have the greatest impact on project performance. The planned

decisions should be primarily focused on the management of these parameters. They should be considered more carefully, since minimizing their impact will significantly affect the predictability of the project.

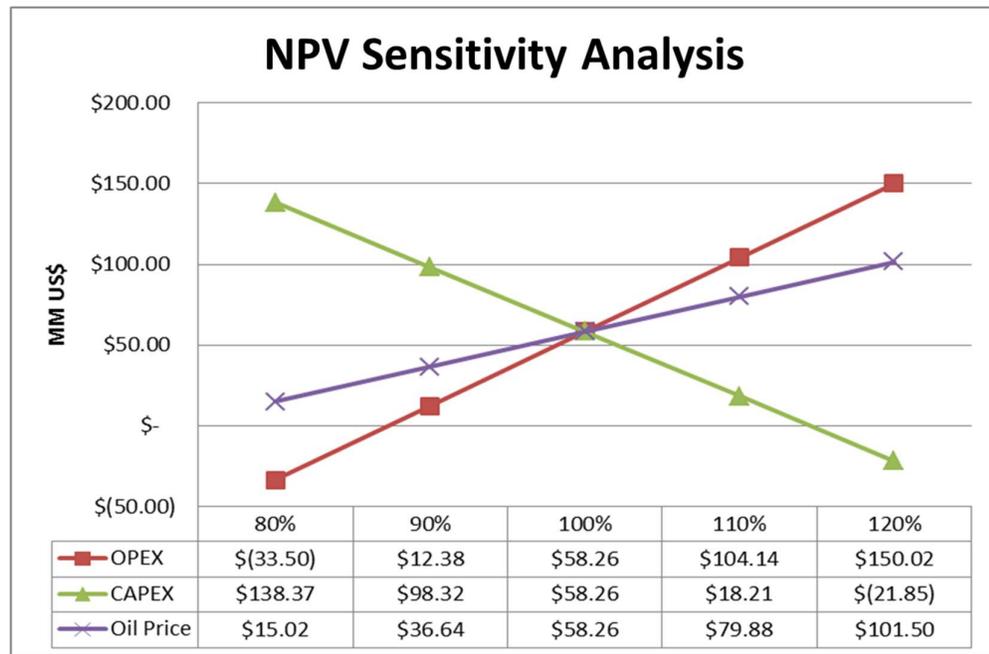


Figure 8 – Sensitivity analysis

Summarizing the forementioned any investment project requires a thorough analysis associated with all the uncertainties that accompany each stage of it. This approach will allow identifying all potential risks, working out ways to minimize or eliminate them and, as a result, assessing the attractiveness of the particular investment with a sufficient degree of certainty.

The purpose of this work was to apply all of the above ‘tools’ for identifying and analyzing uncertainties. It was decided to create an algorithm for generating geological models with variable data. The changes connected with:

- structural surfaces obtained from seismic surveys;
- the location and geometry of the sandy bodies and, as a consequence, the distribution of the reservoir and non-reservoir;
- distribution of porosity with the use of statistical well data;
- permeability distribution;

- gas saturation models.

The resulting algorithm would create a given number of geological models. This model then would be used as the basis for a simulation model. At this stage it is planned to calculate the fluid filtration in the porous medium using a number of variables:

- viscosity;
- relative permeabilities;
- formation volume factor;
- well skin;
- anisotropy;
- reservoir stimulation and treatment options;

The data obtained from the simulation would serve as the basis for the creation of economic models. At this step it is also planned to create uncertainties related to gas prices, capital and operating expenditures, etc. (Figure 9)

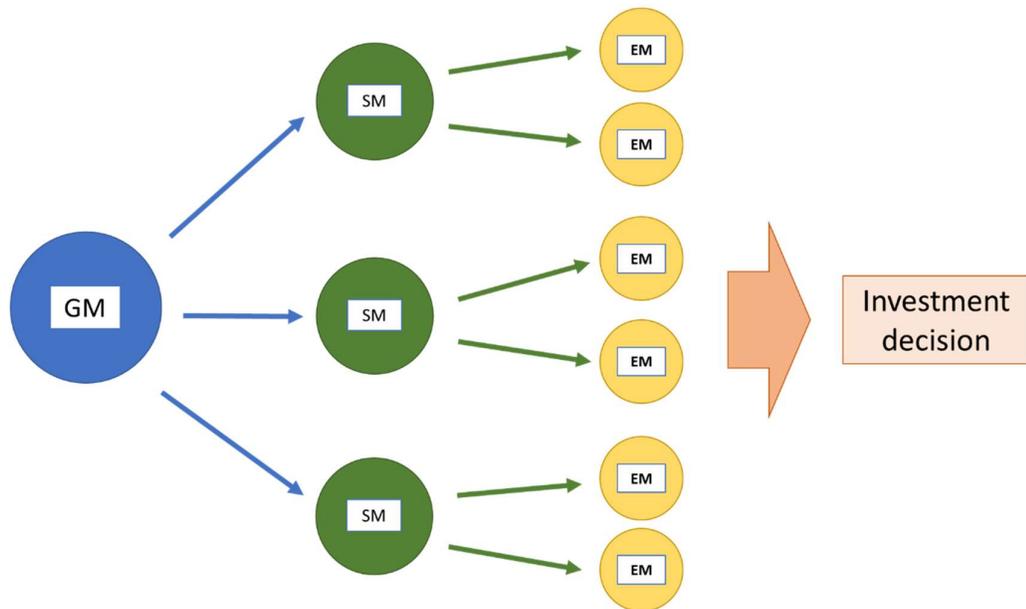


Figure 9 – The final scheme of the work

The final stage includes the analysis of the received database, creation of analytical charts and making investment decisions for the current field.

References:

1. Kovalevsky, E. Geological Modelling on the Base of Geostatistics // Course Note. – EAGE, 2011. – 122 p.
2. Guidelines for Application of Petroleum Reserves Definitions // Society of Petroleum Evaluation Engineers, 2011. – 222 p.
3. Zakrevsky, K. Geological 3D Modelling // The Netherlands: EAGE Publications, 2011. – 253 p. – ISBN 978-90-73781-96-2.
4. Mansour, E., Ho Yeek H., Raj Deo T., Lisa C., Nurul S., Ralf S. Integrated modeling of a complex oil rim development scenario under subsurface uncertainty // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2019. – 12 p. – doi.org/10.1007/s13202-019-0639-4.
5. Kozyrev, N. Kozyrev N., Vishnyakov A., Putilov I. Assessment of the Uncertainty Parameters Influence on the Development Indicators Forecasting // Nedropolzovanie. 2020. №4. P. 356-368. – DOI: 10.15593/2712-8008/2020.4.5
6. Nomura, K., Kalia R., Nakano F., Vashishta P., Landa J. Parallel history matching and associated forecast at the center for interactive smart oilfield technologies // The Journal of Supercomputing. 2007. – 9 p. – DOI 10.1007/s11227-006-0031-2
7. M. Vilela, P. Marin, M. Rodrigo, A. Medina, A. Limeres, F. Petit Building the field development plan for a new gas field // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. 2007. – 20 p. – doi.org/10.2118/108831-MS