

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

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Особенности геологического моделирования неоднородности ФЕС в карбонатном коллекторе

УДК 552.578.2.061.4:552.54-047.58

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ81	Кундич Дарья Дмитриевна		26.07.2020

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт	Чернова О.С.	Д.Г.-М.Н.		

Руководитель отделения

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД ИШПР	Мельник И.А.	Д.Г.-М.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Рукавишников В.С.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Белозеров В.Б.	Д.Г.-М.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт	Чернова О.С.	Д.Г.-М.Н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Общие по направлению подготовки (специальности)</i>	
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
<i>Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений</i>	
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

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

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

_____ О.С.
Чернова
(Подпись) (Дата)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ81	Кундич Дарья Дмитриевна

Тема работы:

Особенности геологического моделирования неоднородности ФЕС в карбонатном коллекторе	
Утверждена приказом директора ИШНПТ	Приказ № 204-9/с от 22.07.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1.08.2020
--	-----------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования являются карбонатные отложения нижней Перми. Работа проводится на персональном компьютере (ПК). Требования к ПК: процессор – четырехъядерный процессор; оперативная память – 64 Гб; графическая карта – NVIDIA Quadro P4000</p>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><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>Задачами работы являются: геологическое описание месторождения; определение литологических и петрографических свойств; определение петрофизических параметров коллектора; создание двух геологических моделей в программном продукте Petrel при помощи GPM модуля и стохастического распределения свойств.</p> <p>Оценка результатов работы, сравнение двух моделей.</p> <p>Дополнительные разделы работы: финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение и социальная ответственность.</p>
--	---

<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>- Таблицы; - Рисунки.</p>
---	----------------------------------

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
<i>Финансовый менеджмент...</i>	Рукавишников В.С., Профессор ОНД, ТПУ
<i>Социальная ответственность</i>	Белозеров В.Б., Профессор ОНД, ТПУ

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Geological modelling features of carbonate heterogeneity reservoir properties

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	1.08.2020
--	-----------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт	Чернова О.С.	Д.Г.-М.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ81	Кундич Д.Д.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ81	Кундич Дарья Дмитриевна

Инженерная школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Расчет сметной стоимости работ, согласно выполняемой работы
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Тарифные ставки заработных плат рабочего персонала, нормы времени на проведение мероприятий (согласно регламентам)
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка налога на прибыль 20%; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Экономическое обоснование проведения технического мероприятия путем определения ресурсоэффективности работы.
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет бюджета согласно затратам НТИ.
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Расчет экономической эффективности проводимого мероприятия путем оценки ресурсоэффективности.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Таблицы: а. Расчет бюджета затрат НТИ; б. Материальные затраты.
2. Расчетные формулы.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	1.07.2020
---	-----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Рукавишников В.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ81	Кундич Дарья Дмитриевна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ81	Кундич Дарья Дмитриевна

Инженерная школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. <i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i>	Вредных проявлений факторов производственной среды (микроклимат, освещение, шумы, вибрации, ионизирующее излучение); Опасных проявлений факторов производственной среды (электрической, пожарной и взрывной природы).
2. <i>Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</i>	Электробезопасность; Пожаровзрывобезопасность; Требования охраны труда при работе на ПЭВМ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды</i>	Действие фактора на организм человека; Приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); Предлагаемые средства защиты (коллективные и индивидуальные)
2. <i>Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды</i>	Электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, средства защиты); Пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	1.07.2020
---	-----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Белозеров В.Б.	Д.Г-М.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ81	Кундич Дарья Дмитриевна		

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

Школа – Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) – Нефтегазовое дело
 Уровень образования – магистратура
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения – (осенний / весенний семестр 2019 /2020 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:	1.08.2020
--	-----------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
1.06.2020	<i>Обзор литературы</i>	5
5.06.2020	<i>Введение</i>	10
30.06.2020	<i>Общая часть</i>	40
13.07.2020	<i>Социальная ответственность</i>	10
20.07.2020	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	15
25.07.2020	<i>Раздел, выполняемый на иностранном языке</i>	10
10.08.2020	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт	Чернова О.С.	Д.Г-М.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт	Чернова О.С.	Д.Г-М.Н.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа включает в себя 99 страницы, 34 рисунка, 13 таблиц, 33 источников.

Ключевые слова: КАРБОНАТНЫЙ КОЛЛЕКТОР, ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ, ПОРИСТОСТЬ, ПРОНИЦАЕМОСТЬ, НАСЫЩЕННОСТЬ, GPM МОДУЛЬ, СТОХАСТИЧЕСКОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ СВОЙСТВ, ГРЕЙНСТОУН, ПАКСТОУН.

Целью работы является создание геологической модели, описывающей неоднородности фильтрационно-емкостных свойств тонкослоистого карбонатного коллектора.

Результатом работы стали: оценка петрофизических параметров пластов: пористость, проницаемость и насыщенность; описание шлифов пород, слагающих коллектор; две геологические модели тонкослоистого карбонатного коллектора, выполненные в программном продукте Petrel, при помощи GPM модуля и стохастического распределения свойств. Также был проведен сравнительный анализ полученных моделей. Были рассмотрены такие части, как финансовый менеджмент и ресурсоэффективность, и социальная ответственность.

Областью применения является разработка нефтяных и газовых месторождений.

Список сокращений

- ГИС – Геофизические исследования скважин;
- ИИИ – Источник ионизирующего излучения;
- ИИ – Ионизирующее излучение;
- НГБ – Нефтегазоносный бассейн
- ПО – Программное обеспечение;
- ФСС – Фонд социального страхования;
- ФФОМС – Федеральный фонд обязательного медицинского страхования;
- ЭМИ – Электромагнитное излучение:
- AG – Водорослевый грейстоун;
- BG – Мшанковый грейстоун;
- BP – Мшанковый пакстоун;
- CB – Микрокодиевый баундстоун;
- CG – Криноидный грейнстоун;
- CNC, NGLD – Нейтронный каротаж;
- CrAG – Криноидно-водорослевый грейнстоун;
- CrBG – Мелко-оолитовый криноидно-мшанковый грейнстоун;
- CrP – Криноидный пакстоун;
- DTP – Акустический каротаж;
- LL3 – Боковой каротаж;
- MINV – Боковой микрокаротаж;
- MNOR – Боковой микрокаротаж;
- MLL – Боковой микрокаротаж;
- NdP – Нодозаридовый пакстоун;
- OPG – Оолитовый пелоидальный грейнстоун;
- TAB – Полифитовый водорослевый баундстоун (бафлстоун);
- ZDEN – Плотностной каротаж.

Оглавление

Реферат	1
Список сокращений	9
Введение.....	12
1 Описание Тимано-Печерского нефтегазоносного бассейна	15
1.1 Геологическое строение Тимано-Печорской провинции.....	15
1.2 Тектоника Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна.....	16
1.3 Стратиграфия	17
2 Описание месторождения X	20
2.1 Литологические и петрографические характеристики залежи.....	21
2.1.1 Продуктивный пласт I.....	22
2.1.2 Продуктивный пласт II	25
2.1.3 Продуктивный пласт III.....	29
2.1.4 Продуктивный пласт IV.....	34
3 Петрофизическая интерпретация данных геофизических исследований скважин.....	37
3.1 Оценка коэффициента глинистости	38
3.2 Расчет эффективной пористости.....	39
3.3 Расчет нефтенасыщенности.....	41
3.4 Оценка проницаемости	42
4 Концептуальная модель	47
5 Геологическая модель тонкослоистого карбонатного коллектора.....	51
5.1 GPM моделирование	54
5.2 Стохастический метод моделирования	61
6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	66
6.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования.....	66
6.2 Заработная плата сотрудника	67
6.3 Отчисления во внебюджетные фонды	68
6.4 Накладные расходы.....	69
6.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта.....	70

	11
7 Социальная ответственность	73
7.1 Организационные мероприятия	73
7.2 Технические мероприятия	74
7.3 Условия безопасной работы	76
7.4 Электробезопасность.....	78
7.5 Пожарная и взрывная безопасность	79
Заключение	82
Список публикаций.....	85
Список используемой литературы	86
1 Geology	90
1.2 Fault tectonic of Timan-Pechora Basin	90
1.3 The structure of the Timan-Pechora sedimentary basin.....	91
1.4 Stratigraphy of Timan-Pechora Basin	92
1.5 Lithological and petrographic reservoir characteristics	94
1.5.1 Productive formation I.....	94
1.5.2 Productive formation II	94
1.5.3 Productive formation III.....	96
1.5.4 Productive formation IV	97

Введение

Целью работы является создание геологической модели, описывающей неоднородности фильтрационно-емкостных свойств тонкослоистого карбонатного коллектора.

Задачи работы:

- Выполнить литературный обзор по тематике исследования;
- Оценить литологические и петрографические свойства пластов;
- Оценить петрофизические свойства коллектора;
- Создать две геологические модели, проанализировать полученные результаты и сравнить их.

Данная тематика является актуальной в нефтегазовой отрасли, так как разработка карбонатных месторождений достаточно сложная задача.

Рассматриваемое месторождение находится на третьей стадии разработки, коэффициент извлечения нефти достаточно мал. Месторождение выработали достаточно быстро, что не совсем целесообразно в плане экономики. Для того чтобы на месторождениях – аналогах не допускать таких ошибок, необходимо построить верную геологическую модель для понимания техники разработки.

Объектом исследования являются средне- и верхне-каменноугольные и нижнепермские карбонатные отложения, слагающие основной продуктивный нефтегазоносный горизонт, представленный серией карбонатных пластов-коллекторов, имеющих различный генезис.

Анализ, проводимый в целях изучения литолого-фациальных особенностей строения карбонатных коллекторов по скважинам, пробуренным с отбором керна в пределах лицензионного участка базировался на основе данных бурения, интерпретации ГИС и на образцах керна. Данные по сейсморазведке предоставлены не были.

Для уточнения седиментологической картины и восстановления условий среды осадконакопления продуктивных пластов использованы опубликованные литературные данные по региональному геологическому строению Печорской плиты, в пределах которой расположен объект исследования.

Геологическим обоснованием послужило седиментологическое изучение данных бурения (кern – ГИС), увязка их с геофизическими исследованиями с оценкой информации по привязкам и прослеживанию отражающих горизонтов.

Теоретической основой, описанных в тексте седиментологических моделей, послужили стандартные седиментационно-емкостные модели карбонатных формаций М. Ирвина (1965), устанавливающие зависимости геометрических, седиментологических, структурных и емкостных параметров осадочных тел в соотношении с иерархической организацией осадочных комплексов и соответствующих им структур. При разработке типовой концептуальной модели продуктивных осадочных комплексов использованы все скважины, пробуренные с kernом, имеющиеся в пределах лицензионного участка.

Первоначальным важнейшим этапом исследований являлось изучение структурно-генетических характеристик, описанных ранее литогенетических типов карбонатных пород по данным kernа и ГИС. Анализ особенностей строения базируется на интерпретации данных kernа, на измерениях естественной радиоактивности по разбивкам пластов. По скважинам 1, 3, 4, 5 был проведен микрофациальный – литолого-фациальный анализ на микроуровне, анализ продуктивных отложений, в результате которого восстановлены обстановки карбонатного осадконакопления, существовавшие в Печорском море в позднепалеозойские эпохи осадконакопления.

Карбонатные коллекторы были выделены по показаниям нейтронных и акустических методов. Косвенными качественными признаками коллекторов в карбонатных породах являлись низкие показания на кривой гамма-каротажа ГК (GR). Для исключения тонких плотных низкопористых или глинистых прослоев использованы данные всего имеющегося комплекса ГИС: микрометоды - микрокаротаж, боковой микрокаротаж (MINV, MNOR, MLL), боковой каротаж -

(LL3), нейтронный (NGLD, CNC), акустический (DTP), плотностной (ZDEN) методы.

Прямыми качественными признаками наличия коллектора в скважинах рассматриваемого месторождения являются проникновение фильтрата промывочной жидкости в пласты с образованием глинистой корки. Также к прямым качественным признакам наличия коллекторов отнесен факт получения притоков пластовых флюидов при опробовании и испытании пластов.

Для выделенных литогенетических типов пород, с учетом проведенной интерпретации петрофизических данных, описаны типы коллекторов, с генетической характеристикой их фильтрационно-емкостных свойств.

1 Описание Тимано-Печерского нефтегазоносного бассейна

1.1 Геологическое строение Тимано-Печорской провинции

В состав Тимано-Печорского НГБ входят два крупнейших тектонических элемента, а именно: Печорская плита, которая входит в состав Русской платформы, и Предуральский краевой прогиб. Граница провинции на севере проводится по Северо-Печорской моноклинали, на юге границей служит Западно-Уральский надвиг, образуя Урало-Тиманский стык. На западе и юго-западе Тимано-Печорская провинция граничит с Западно-Тиманским глубинным разломом, а на востоке передовые складки Урала и Пай-Хоя служат структурными ограничениями. [4]

Возраст фундамента Тимано-Печорской провинции определен по породам, которые прорвали комплекс байкалид – поздний рифей – кембрий. Возраст чехла представлен палеозойско-кайнозойскими отложениями.

Формирование чехла происходило в условиях погружения под влиянием развития соседней геосинклинали. [4]

Относительно глубоководные карбонатно-глинистые и кремнисто-карбонатные палеозойские отложения накапливались в Уральском геосинклинальном бассейне. Западнее они сменялись отложениями в основном карбонатно-шельфового типа. Нижне- и среднепалеозойские шельфовые отложения распространены западнее, в Предуральском краевом прогибе и далее на Печорской плите, где происходит увеличение терригенных, терригенно-карбонатных пород.

Во второй половине раннепермской эпохи происходит резкая смена преимущественно морского карбонатного осадконакопления на терригенную. Это было связано с интенсивными поднятиями в Уральской геосинклинали. Дальнейшее погружение окраины платформы определялось формированием вдоль ее края Предуральского краевого прогиба, куда с позднеартинского

времени начали поступать с Урала огромные массы терригенного материала. Более мористые и терригенно-карбонатные фации дольше сохраняются на западе и северо-западе, замещаясь в сторону Урала терригенными грубообломочными континентальными отложениями.

1.2 Тектоника Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна

Перерывы и несогласия в начале триаса и особенно крупные в начале юрского периода характеризуют важнейшие структуроформирующие движения в платформенных районах, складчатость во внутренней зоне краевого прогиба, которые завершают крупнейший палеозойско-раннемезозойский тектоно-седиментационный этап. Этот этап является самым важным в формировании осадочного чехла, его современной структуры, что определяет нефтегазоносность Тимано-Печорской провинции. Также происходит развитие этажей и подэтажей осадочного чехла. [9]

Нижний этаж состоит в основном из терригенных отложений среднего Девона – нижнего Франа и терригенно-карбонатных среднего Франа-Турне. Верхний этаж начинается угленосно-терригенными отложениями нижнего-среднего Визе. Нижняя половина верхнего этажа, до верхнего Карбона-нижней Перми сложена карбонатными породами. [3]

На территории Тимано-Печорской плиты можно выделить несколько тектонических зон: Ижма-Печорская, Печоро-Колвинская, Хорейверская и Варандей-Адзвинская. В пределах Печорской плиты выявлено много разломов, они не только разделяют отдельные зоны, но и пересекают их.

Ижма-Печорский блок фундамента представляет крупную моноклираль.

К важнейшей структуре Большеземельного мегаблока принадлежит Печоро-Колвинский блок, территориально-охватывающий значительную часть вулканоплутонического пояса внутренней структуры байкальского фундамента.

Хорейверская впадина соответствует одноименному блоку фундамента. Наблюдается несоответствие в строении Ордовикско-нижнедевонского и вышележащих структурных этажей. Верхнедевонские отложения перекрывают различные горизонты нижнего Девона и Силура. На месте погребенного свода по Верхнедевонским и более молодым отложениям устанавливается Сандивейская группа поднятий.

Большеземельский свод представляет собой наиболее приподнятую поверхность фундамента в пределах Хорейверского блока.

Варандей-Адзвинский блок представляет собой чередование дизъюнктивных валов и разделяющих их депрессий. Структура осадочного чехла зоны сформировалась вследствие подвижек по разломам, проявляющимся еще в период образования Ордовикско-Нижнедевонского структурного этажа.

Сложную тектонику Варандей-Адзвинской зоны определило несоответствие в строении структурных этажей. [11]

1.3 Стратиграфия

В Визейское время сформированы морские карбонатные шельфы, которые покрывали восточные районы Баренцева моря, Карского моря и Тимано-Печорской области.

Тесная связь между рифтовыми структурами, образовавшихся в период карбона, и распределением эвапоритовых и карбонатных отложений в вышележащей Пермской последовательности предполагает неравномерное погружение осадочного чехла, что, вероятно, было вызвано более ранней фазой расширения земной коры. [3]

В Ассельское время, образование карбонатных построек из теплой воды происходило в климате, характеризующемся ледниковыми условиями, с высокочастотными и высокоамплитудными эвстатическими изменениями уровня моря, вызванными оледенениями в южном полушарии. На южных и

юго-западных окраинах Тимано-Печорской провинции были также развиты мелководные карбонатные шельфовые структуры с песчаной отмелью и биостромными постройками.

В течение Вордского времени произошла полная трансгрессия моря. В Тимано-Печорской области продолжающаяся позднепермская регрессия привела к расширению земных коры.

В отличие от Позднепермской, Триасовая седиментация в Тимано-Печорской области имеет трансгрессивную тенденцию. Об этом свидетельствует переход от аллювиальных отложений и водотоков к озерным болотам и дельтовым осадкам.

Средний Триас представлен в основном не морскими глинистыми алевролитами, а местами пестрыми песчаниками. Эти отложения накапливались в озерных и пойменных районах Тимано-Печорской провинции. [3]

Во время позднего Триаса и ранней Юры большие участки шельфа Баренцева моря были подняты и размыты. На этих участках распространена последовательность нижнеюрских отложений песчаников, алевролитов и аргиллитов, достигающая до 2 км толщиной.

В течении Байосского времени регрессия моря достигла максимума. Вероятно, Тиманский хребет был основным районом происхождения континентальных отложений, и накопления таких отложений как песок, гравий и конгломераты. Накопление данных отложений происходило на обширных аллювиальных равнинах.

В течение Титонского времени на открытом морском шельфе откладывались преимущественно сланцы и аргиллиты с подчиненными тонкими прослоями известняков, алевролитов и песчаников. В некоторых изолированных районах накапливалась битумная грязь, которая впоследствии стала обильным сланцем.

В раннем Валанжине глинистые отложения с фораминиферами, двустворчатыми моллюсками и членистоногими были широко

распространены, тогда как в Поздневаланжинское время встречались илы и пески с разнообразными морскими фаунами и растениями.

В раннее Баремское время в Тимано-Печорской области преобладали прибрежно-морские обстановки осадконакопления. Происходило отложение глин и ила с фораминиферами, двустворчатыми моллюсками, аммонитами и белемнитами. К концу Баремского века произошла регрессия моря, поднятие земной коры, что привело к переходу от морских к континентальным условиям осадконакопления.

В Тимано-Печорской области Аптские отложения несогласно перекрывают Титонские пласты.

Мало что известно об Эоценовой палеогеографии в Печоре. Эти районы, вероятно, представляли собой тектонически стабильный эпиконтинентальный бассейн. Отложения, которые могли быть, были впоследствии смыты из-за последующего поднятия в Неогене и эрозии почвы. [3]

2 Описание месторождения X

Месторождение X располагается в восточной части шельфа Печорского моря. На рисунке 2.1 показано расположение месторождения X.

В тектоническом плане месторождение приурочено к Варандей-Адзвинской структурной зоне Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна.



Рисунок 2.1 – Расположение месторождения X

Платформенный чехол сложен палеозойскими, мезозойскими и кайнозойскими отложениями, которые залегают с угловым и стратиграфическим несогласиями на Рифей-Вендских образованиях фундамента.

Объектом седиментологического исследования являются средне- и верхне-каменноугольные и нижнепермские карбонатные отложения, слагающие основной продуктивный нефтегазоносный горизонт, представленный серией карбонатных пластов-коллекторов, имеющих различный генезис. Выделяется два основных пласта-коллектора.

Верхний высокопористый пласт-коллектор (Ассельский ярус нижней Перми), состоит из биокластических известняков и перекрыт глинами кунгурского яруса, которые образуют региональную покрывку. Этот коллектор разделен на четыре пласта: **I, II, III, IV**.

Нижний пласт-коллектор представлен относительно плотными известняками карбона.

Залежь приурочена к пористым органогенно-детритовым известнякам. В разных соотношениях представлены водоросли, мшанки, брахиоподы, криноидеи, иглокожие и единичные кораллы. Развита преимущественно коллекторы порового и каверно-порового типов с развитием кавернозности по первичным седиментационным порам, за счет чего известняки характеризуются сложным строением порового пространства.

2.1 Литологические и петрографические характеристики залежи

В литологическом плане фации, слагающие пласты-коллекторы, представлены мадстоунами, вакстоунами/пакстоунами, мшанковыми вакстоунами, водорослевыми пакстоунами, криноидно-водорослевыми пакстоунами, кринодными пакстоунами.

При петрографическом описании учитываются типы карбонатных частиц, слагающих осадок:

- 1) зерна, сформированные прямым или биологически зависимым осаждением карбоната кальция;
- 2) биокласты;
- 3) пелоиды;
- 4) литокластика.

2.1.1 Продуктивный пласт I

В литологическом плане пласт представлен криноидно-водорослевыми грейнстоунами и пакстоунами с прослоями биогермных мшанковых баундстоунов. Для пласта характерно присутствие брекчированных разностей, представленных преимущественно брекчией водорослевой породы, разбитой на отдельные блоки.

1) Криноидно-водорослевые биокластовые грейнстоуны/пакстоуны представлены на рисунке 2.2 и характеризуются граноморфной структурой породы в целом, микритовой неясно сгустковато-комковатой и яснокристаллической – в цементе. Известняки практически нацело (около 98%) сложены кальцитом. В составе зернистого материала в незначительном количестве (менее 10%) в виде относительно мелких комков и пеллет представлены не скелетные зерна

Зерна связаны преимущественно фитогенным пелитоморфно-микросталлическим неясно мелкокомковато-сгустковым цементом, слабо доломитизированным микро-тонкокристаллическим.

В составе биоты широко представлены фрагменты скелетов иглокожих, мшанок, обломки трубочек сине-зелёных и зеленых водорослей; фрагменты Tubiphytes. [2]

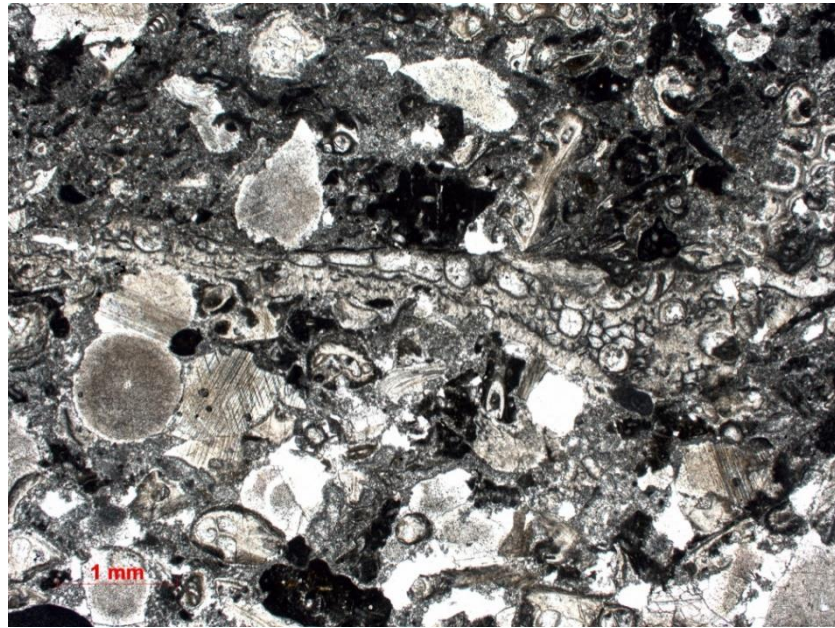


Рисунок 2.2 – Криноидно-водорослевые биокластовые грейнстоуны /
пакстоуны

2) Полифитовые биогермные баундстоуны представлены на рисунке 2.3. Характеризуются биоморфной трубчатой структурой, которая в межкаркасных пространствах сменяется на микритовую комковато-сгустковую. Известняки данного типа практически нацело сложены кальцитом.

Межкаркасные пространства, выполнены фитогенным тонкопелитоморфно-микрористаллическим кальцитом, слабо доломитизированным мелкокомковато-сгустковой структуры. В составе помимо мелких фрагментов каркасообразующих форм, отмечается обломки скелетов иглокожих, неопределимые перекристаллизованные пластинчатые фрагменты раковин, отдельные створки и целые раковины остракод, раковины мелких фораминифер и кальцисферы.

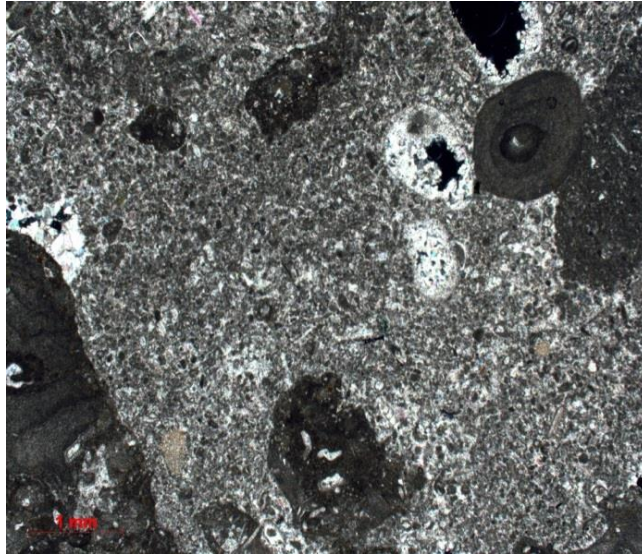


Рисунок 2.3 - Полифитовый биогермный баундстоун

Присутствуют разно ориентированные извилистые прерывистые трещины.

3) Мшанковые полифитовые баундстоуны, представленные на рисунке 2.4, с граноморфным детритовым, в сочетании с микритовым и яснокристаллическим цементом, выполнением каркаса имеют неоднородную биогермную текстуру и биоморфную ветвисто-трубчатую структуру породы в целом. Порода практически нацело (около 98%) сложена кальцитом. Биоморфный каркас породы сформирован веточками мшанок, трубками сине-зеленых и зеленых водорослей. [2]

Зерна довольно плотно упакованы и связаны кальцитовым слабо доломитизированным и слабо-умеренно развитым цементом. В породе наблюдаются трещины. Трещины выполнены тонко-микрористаллическим кальцитом, в единичных наиболее крупных формах комковато-сгустковым материалом, с включениями мелких фрагментов раздробленных трубок; в отдельных случаях наблюдаются открытые участки трещин.

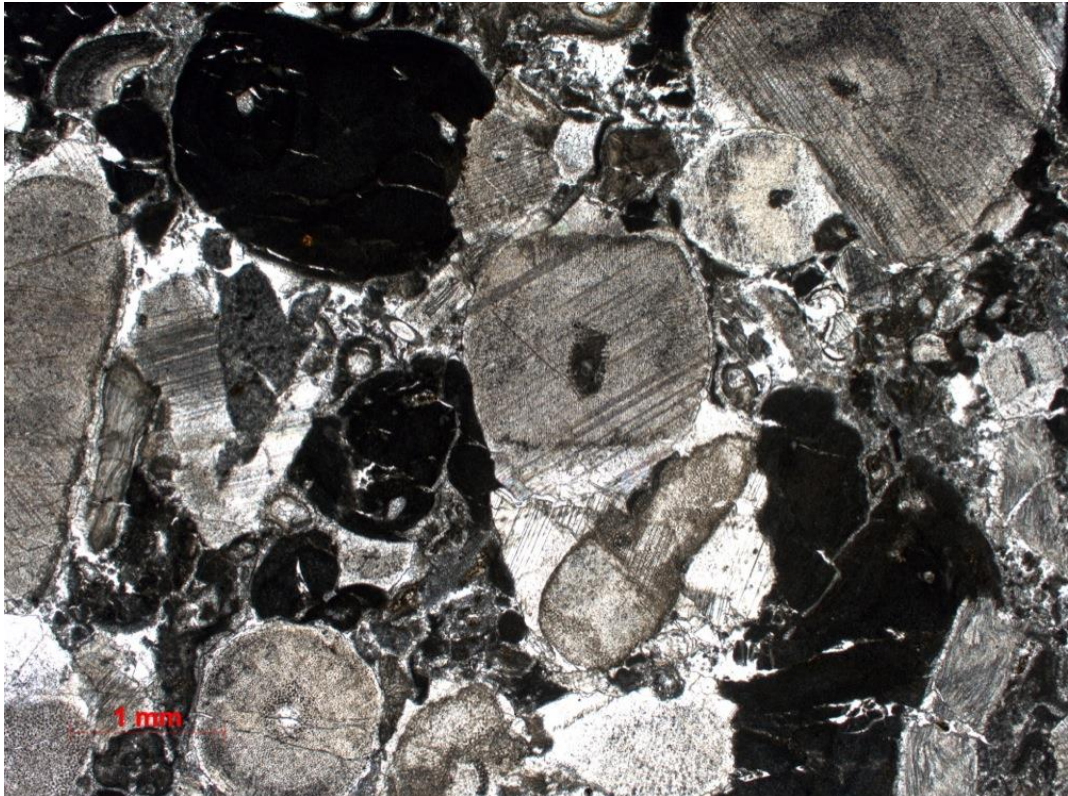


Рисунок 2.4 – Мшанковый полифитовый баундстоун

2.1.2 Продуктивный пласт II

Пласт представлен комковато-сгустковыми пелитоморфными мадстоунами, детритовыми криноидно-водорослевыми грейнстоунами и пакстоунами с прослоями биогермных мшанковых баундстоунов (бафлстоунов), а также разновидностями баундстоунов (микрокодиевыми, коралловыми, полифитовыми), реже доломитистыми, микрористаллическими разновидностями.

1) Мадстоун показан на рисунке 2.5. Это доломитистый известняк, слабо битуминозно-глинистый микрокристаллический, пиритизированный, однородной текстуры. Пласт сложен кальцитом примерно на 84%, доломит составляет около 10%.

Основная масса породы имеет довольно однородное строение и сложена в различной степени замутненными кристаллами микрокристаллической размерности, единичные кристаллы достигают тонко-мелкокристаллической размерности, также отмечаются отдельные микросгустки пелитоморфного карбоната.



Рисунок 2.5 – Мадстоун

В породе отмечаются округлые и овальные зеленоватые или буроватые зерна глауконита размером 0,04-0,15 мм и единичные раздробленные замещенные микрокристаллическим кремнеземом пластинчатые фрагменты раковин.

Вторичные изменения выражены в перекристаллизации кальцита, доломитизации, окремнении, пиритизации.

2) Детритовые вакстоуны, на рисунке 2.6, пелитоморфные микрокристаллические неясно комковато-сгустковые с граноморфной детритовой

составляющей. Структура пород пелитоморфно-микросталлическая неясно комковато-сгустковая с граноморфной составляющей. [2]

Породы в основной массе (60-70% от объема породы) сложены однородным фитогенным микритовым слабо доломитизированным кальцитом, слабо перекристаллизованным до пелитоморфно-микросталлической неясно комковато-сгустковой структуры. В основной массе породы распределены преимущественно скелетные средне-плохо отсортированные зерна размером 0,1-2,8 мм, которые составляют 30-40% от объема породы.

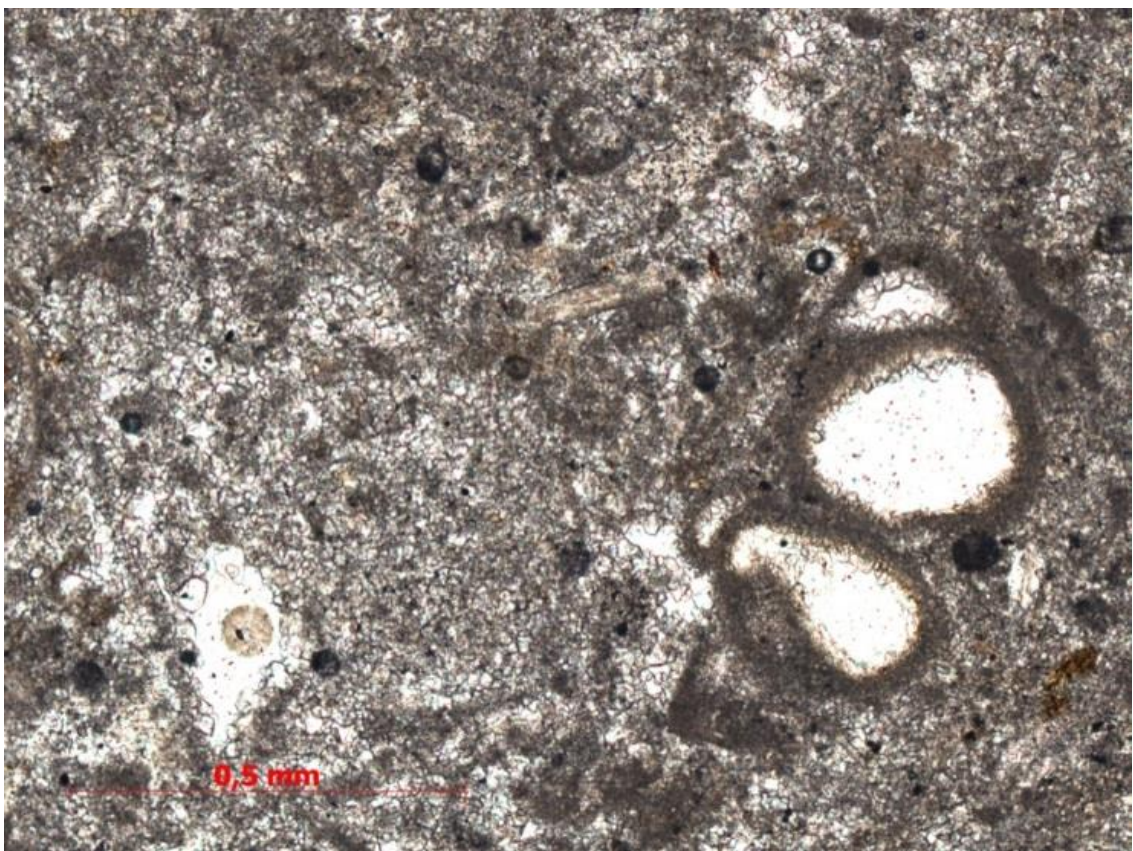


Рисунок 2.6 – Известняк – Детритовый вакстоун

В составе детритовых зерен преобладают фрагменты скелетов мшанок и иглокожих, отмечаются пластинчатые обломки раковин пелеципод, фрагменты трубчатых водорослевых образований и полихет, окатанные обломки раковин крупных фораминифер, а также целые раковины различных мелких фораминифер и кальциферы.

Свободное пустотное пространство составляет около 2%. Пустоты размером 0,01-0,75 мм представлены преимущественно кавернами выщелачивания разнообразной формы, а также в количестве менее 20% - первичными внутризерновыми порами в детрите мшанок, водорослей и в раковинах фораминифер, мелкими вторичными порами перекристаллизации и доломитизации.

3) На рисунке 2.7 представлены криноидно-мшанковые грейнстоуны. Данная порода является обломочным граноморфным пористым известняком, с однородной текстурой, яснокристаллическим цементом, микростилолитовыми швами, сложенными кальцитом. Зернистый каркас, сформированный практически исключительно скелетными зернами средне-хорошо отсортированными преобладающим размером 0,25-0,75 мм. Относительно крупные зерна размером 1-2 мм и более составляют 10-15% от объема всех зерен и распределены неравномерно – представлены групповыми скоплениями в одних участках породы, в других - отсутствуют или единичны. Зерна имеют довольно плотную упаковку и хорошо связаны яснокристаллическим кальцитовым слабо доломитизированным цементом - тонко-крупнокристаллическим крустификационно-поровым и широко развитым по обломкам иглокожих средне-грубокристаллическим регенерационным. [2]

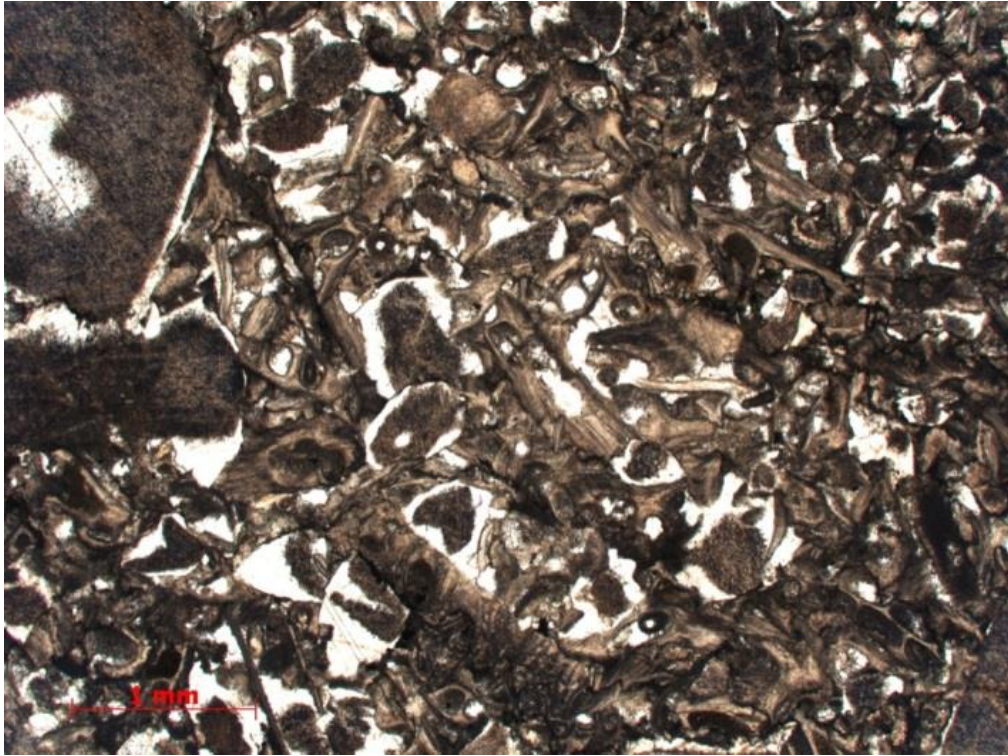


Рисунок 2.7 – Известняк – криноидно-мшанковый грейнстоун

Из вторичных изменений описаны перекристаллизация кальцита, стилолитобразование, слабая доломитизация, выщелачивание.

2.1.3 Продуктивный пласт III

Пласт представлен комковато-сгустковыми пелитоморфными мадстоунами, полидетритовыми грейнстоунами и пакстоунами с прослоями биогермных полифитовых баундстоунов (бафлстоунов), а также разновидностями баундстоунов (микрокодиевыми, коралловыми, полифитовыми), реже доломитистыми, микрокристаллическими разновидностями.

Для пласта характерно присутствие брекчированных разностей, представленных преимущественно брекчией водорослевой породы, разбитой на отдельные блоки.

1) На рисунке 2.8 показаны полидетритовые грейнстоуны, слагающие пласт. Породы представлены граноморфными полидетритовыми разностями, с микритовым и яснокристаллическим цементом, с участками биоморфной

полифитовой структуры, пористыми. Текстура пород однородная, участками биогермная. Структура граноморфная, микритовая сгустково-комковатая и яснокристаллическая в цементе, участками биоморфная трубчатая.

Породы практически нацело сложены кальцитом. Они имеют довольно плотный зернистый каркас, сформированный преимущественно скелетными средне отсортированными зернами преобладающим размером 0,2-0,7 мм при вариации 0,05-4,5 мм. Не скелетные зерна составляют менее четверти от объема всех зерен и представлены преимущественно мелкими комками, желвачками и пеллетами. [2]

В составе скелетных зерен широко представлены фрагменты разнообразных трубчатых и корковых водорослевых образований, а также обломки скелетов иглокожих; реже встречаются скелетные фрагменты мшанок, раковины разнообразных мелких фораминифер и кальциферы, неопределимый тонкодетритовый материал; единичны пластинчатые обломки раковин пелеципод и фрагменты раковин крупных фораминифер.

Зерна связаны преимущественно фитогенным микритовым неясно комковато-сгустковым цементом порового типа.

Зерна преобладающим размером 0,5-1,0 мм связаны слабо-умеренно равномерно развитым кальцитовым цементом.

Цемент занимает около 15% от объема минеральной части породы, при этом частично сохраняется ее первичная межзерновая пористость.

В составе скелетных зерен преобладают обломки трубок различных сине-зелёных и зеленых водорослей, а также фрагменты скелетов иглокожих. В отдельных участках породы наблюдаются скопления крупных фрагментов водорослевых трубок, формирующих, по-видимому, локально развитую биоморфную структуру.

Вторичные изменения выражены в перекристаллизации кальцита, слабой доломитизации и окремнении.

Свободное пустотное пространство составляет 3-7% и образовано пустотами размером 0,01-0,6 мм. Преобладают первичные межзерновые поры, в различной

степени, иногда интенсивно, разработанные выщелачиванием; примерно по 10% составляют довольно равномерно развитые в породе очень мелкие вторичные поры перекристаллизации и доломитизации и первичные остаточные внутрискелетные поры, развитые в породе спорадически неравномерно. [2]

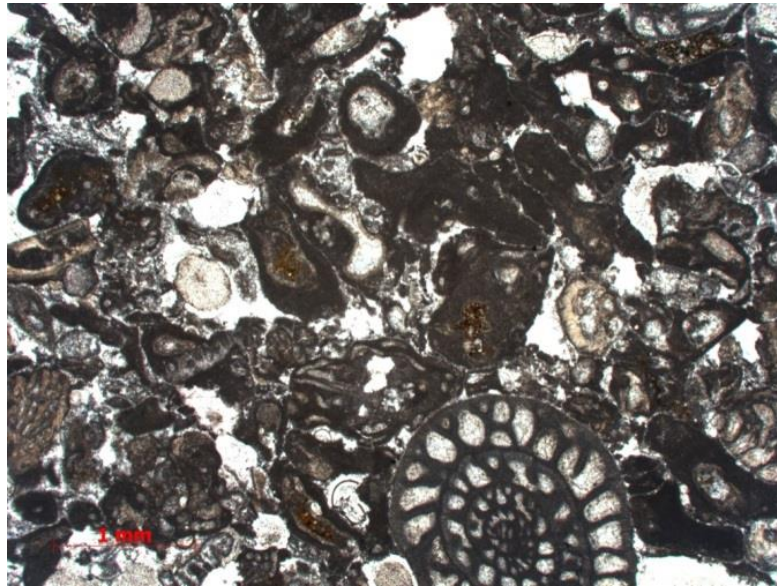


Рисунок 2.8 – Известняк граноморфный, полидетритовый
(Полидетритовый грейнстоун)

2) Мшанково-криноидные грейнстоуны сложены практически одним кальцитом. Они имеют зернистый каркас, занимающий 75-80% от объема минеральной части породы и сформированный исключительно скелетными зернами, которые связаны яснокристаллическим цементом.

В составе скелетного материала выделяются три группы зерен, отличающихся по видовому составу и размерам. Относительно крупные скелетные фрагменты первой группы принадлежат исключительно иглокожим (криноидеи), они составляют 55-60% от объема всех зерен, распределены в породе равномерно, имеют преобладающий размер 1,0-2,0 мм при вариации 0,5-3,3 мм.

Вторая группа зерен представлена относительно мелкими скелетными фрагментами мшанок пре случая достигаями размера 1,5-3,5 мм, что показано на рисунке 2.9.

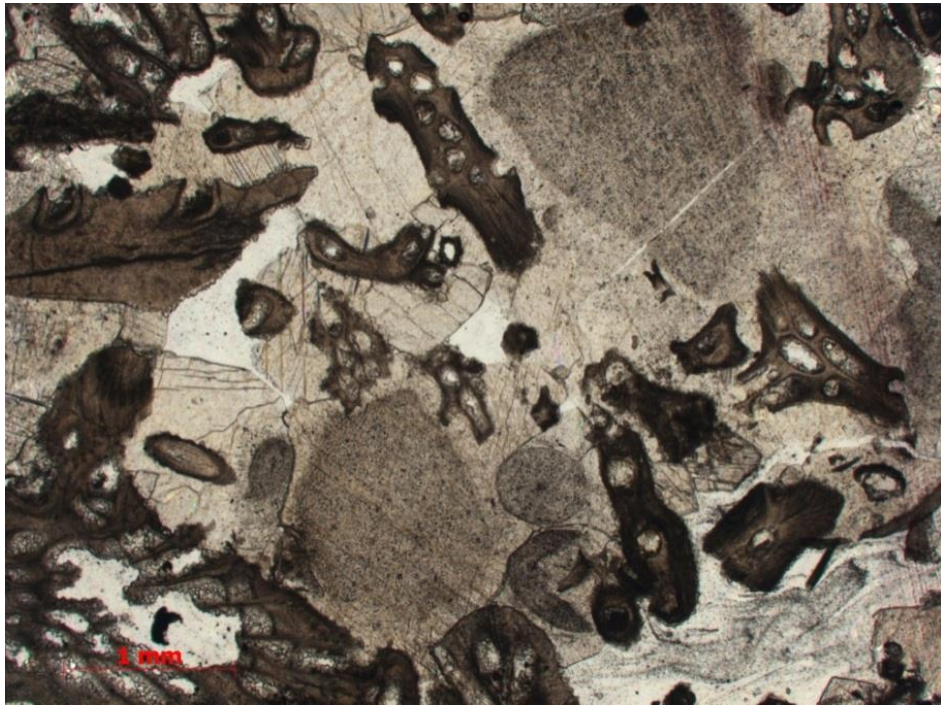


Рисунок 2.9 – Известняк граноморфный, Мшанково-криноидный
(мшанково-криноидный грейнстоун)

Они составляют 30-40% от всех зерен, имеют в породе равномерно-неравномерное распространение в виде различной плотности групп или цепочек зерен.

Вторичные изменения: перекристаллизация кальцита, слабая доломитизация, выщелачивание.

Свободное пустотное пространство составляет 5-10%. Пустоты представляют собой преимущественно относительно крупные остаточные первичные межзерновые пустоты преобладающим размером 0,5-1,0 мм. Около 30% занимают первичные одиночные и чаще групповые внутрискелетные поры преобладающим размером 0,02-0,1 мм, редко до 0,65 мм. Единичные первичные пустоты иногда слабо разработаны выщелачиванием.

3) Изображение шлифа полифитового баундстоуна показано на рисунке 2.10. Известняки биоморфные полифитовые с граноморфным пеллетово-детритовым, в сочетании с яснокристаллическим цементом. Биоморфный каркас пород, занимающий 40-50% от объема минеральной части, сформирован трубками различных зеленых и сине-зеленых водорослей.

Узкие межкаркасные пространства в различной степени залечены инкрустирующим микро-мелко-тонкокристаллическим кальцитом, более широкие – выполнены скелетными и не скелетными зернами.

Незначительный вклад в объем каркаса вносят корки обрастающих цианей, мелкие желваковидные и корковидные наросты красных водорослей. Помимо фитоморфного материала в строении каркаса принимают участие тонкие веточки мшанок.

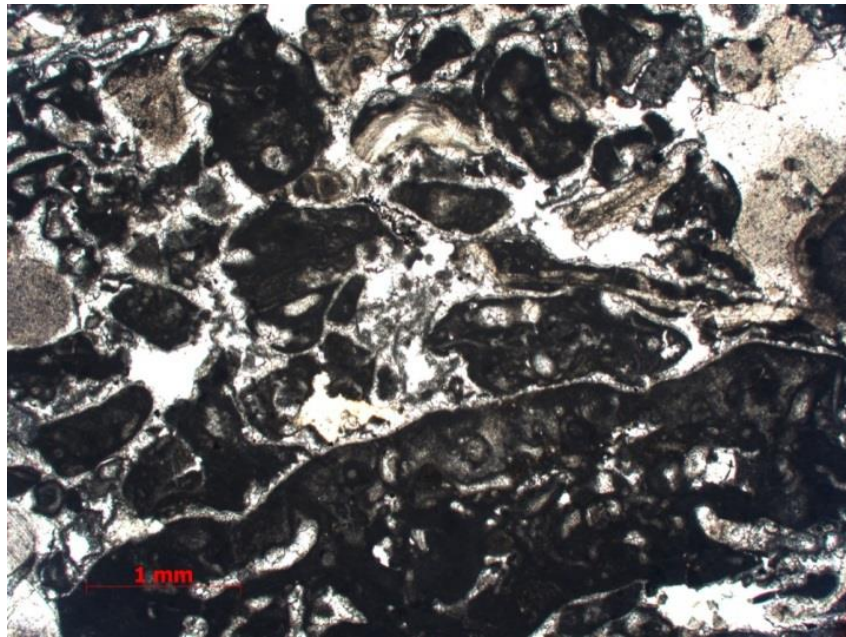


Рисунок 2.10 – Известняк биоморфный полифитовый с граноморфным пеллетово-детритовым, в сочетании с яснокристаллическим цементом, трубчатой биоморфной текстурой

Преобладающие в составе граноморфного материала скелетные зерна, средне-плохо отсортированные преобладающим размером 0,5-1,5 мм при вариации 0,1-6,5 мм, представлены многочисленными обломками скелетов иглокожих, пластинчатыми фрагментами раковин брахиопод и реже пелеципод; отмечаются обломки скелетов мшанок, водорослевых трубок, редкие раковины разнообразных мелких фораминифер, фрагменты раковин крупных фораминифер.

Свободное пустотное пространство составляет около 10%. Пустоты размером 0,02-1,5 мм представлены преимущественно первичными остаточными межкаркасными и межзерновыми порами, иногда в различной степени

разработанные выщелачиванием. Остальную часть пустот образуют редкие мелкие одиночные и групповые первичные внутрискелетные поры в водорослевых трубках, в пластинах палеоаплизин и наиболее мелкие вторичные межкристаллические поры и группы пор перекристаллизации и доломитизации в цементе и в отдельных видах биоты, каверны выщелачивания в отдельных зернах.

2.1.4 Продуктивный пласт IV

Пласт представлен комковато-сгустковыми пелитоморфными мадстоунами, полидетритовыми грейнстоунами и пакстоунами с прослоями биогермных полифитовых баундстоунов, а также разновидностями баундстоунов, реже доломитистыми, микрокристаллическими разностями.

1) Полидетритовые пакстоуны широко распространены в данном пласте. Известняк представлен граноморфными полидетритовыми разностями, с микритовым неясно сгустково-комковатым цементом, с биоморфной составляющей, пористые, однородной с элементами пятнистой текстуры.

Породы практически нацело сложены кальцитом. Основная масса пород представляет зернистый каркас, сформированный средне-плохо отсортированными преобладающим размером 0,08-0,8 мм преимущественно скелетными зернами при участии не скелетных. Каркас пород неоднороден по структурно-плотностным характеристикам. [2]

Зерна преимущественно связаны фитогенным пелитоморфно-микрокристаллическим неясно сгустково-комковатым цементом порового, в локальных участках базально-порового типа, который составляет около 25% от объема породы.

Свободное пустотное пространство составляет около 5%. Пустоты преобладающим размером 0,05-0,25 мм представляют собой преимущественно каверны выщелачивания по зернам и цементу, редкие вторичные очень мелкие межкристаллические поры перекристаллизации и доломитизации и первичные внутрискелетные поры.

2) Также широко распространены пеллетово-полидетритовые грейнстоуны – рисунок 2.11, граноморфные пеллетово-полидетритовые с яснокристаллическим цементом, пористые. Породы имеют преимущественно однородную текстуру и нацело сложены кальцитом. Основная масса породы представляет собой слабо уплотненный зернистый каркас, сложенный преимущественно скелетными и не скелетными зернами средне-хорошо отсортированными преобладающим размером 0,2-0,7 мм при вариации 0,05-1,3 мм, единичные зерна достигают размера 2,6 мм.

В составе скелетных зерен широко представлены иглокожие, разной степени сохранности раковины или мелкие фрагменты раковин крупных фораминифер, фрагменты трубок различных зеленых и реже сине-зелёных водорослей; редкими или единичными фрагментами представлены брахиоподы, мшанки, красные водоросли, неопределимые по видовой принадлежности шламовые и тонкодетритовые зерна; отмечаются единичные целые раковины мелких фораминифер и кальциферы.

Не скелетные зерна представлены преимущественно относительно мелкими пеллетами неоднородной микрокристаллически-пелитоморфной внутренней структуры овальной, гантелевидной, булавовидной или неправильно-удлиненной формы, редко встречаются округлые и овальные микритовые комки.

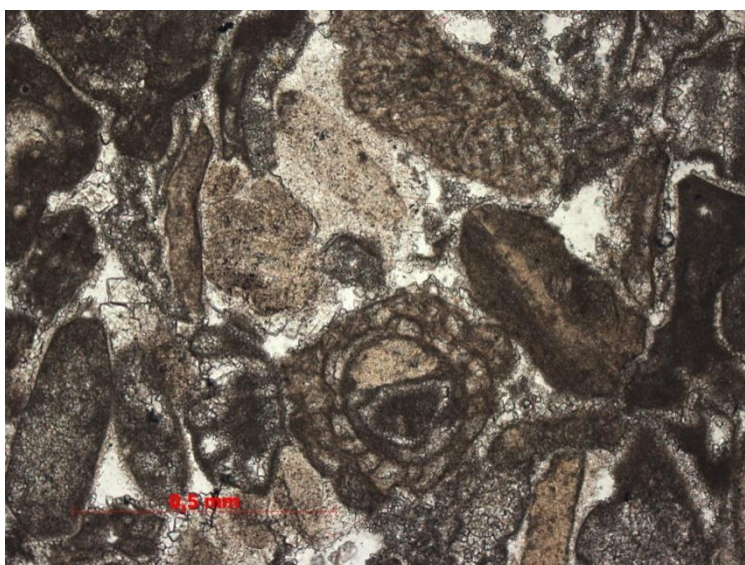


Рисунок 2.11 – Известняк граноморфный пеллетово-полидетритовый

Свободное пустотное пространство составляет 10-15%. Пустоты преобладающим размером 0,05-0,2 мм представлены преимущественно первичными межзерновыми порами, довольно равномерно развитыми в породе. Остальную часть пустот образуют слабо неравномерно развитые первичные внутризерновые (внутрискелетные) поры - одиночные и групповые, а также наиболее мелкие вторичные поры перекристаллизации и доломитизации в трубках зеленых водорослей и в микрите. Отдельные первичные поры слабо разработаны выщелачиванием.

3 Петрофизическая интерпретация данных геофизических исследований скважин

Такие параметры выделенных коллекторов, как глинистость, пористость, проницаемость и насыщенность, необходимы для решения многих задач, возникающих при разведке и разработке месторождений. Количественное определение указанных параметров по данным геофизических исследований скважин основано на наличии устойчивой корреляционной связи между исследуемым параметром и какой-либо петрофизической характеристикой или комплексом характеристик, определяемых по данным ГИС.

Интерпретация данных включает следующие этапы:

- Определение интервала-коллектора;
- Расчет коэффициента глинистости;
- Оценка пористости и проницаемости по данным керна и ГИС;
- Построение зависимостей керн пористость-ГИС пористость и керн проницаемость-ГИС проницаемость, определение коэффициентов схождения:
- Оценка водонасыщенности.

Поскольку разрез карбонатный, то для определения коллекторов будут использоваться следующие методы ГИС: нейтронный, акустический каротажи.

Для исключения тонких плотных низкопористых или глинистых прослоев были использованы данные всего имеющегося комплекса ГИС: микрометоды - микрокаротаж, *боковой микрокаротаж* (MINV, MNOR, MLL), боковой каротаж - (LL3), нейтронный (NGLD, CNC), акустический (DTP), плотностной (ZDEN) методы.

Признаками коллектора являются проникновение фильтрата бурового раствора в пласты с образованием глинистой корки, получение притока из скважины.

Вышеуказанные признаки не являются стабильными во времени и не всегда являются обязательными. Необходима полная временная картина бурения скважин, что в данном случае затруднительно из-за отсутствия полной информации по некоторым этапам цикла строительства скважины. Так, например, затруднительно судить о наличии корок в интервалах с увеличенным диаметром, но можно предположить наличие рыхлых или трещинных участков. Отсутствие глинистых корок также не является безусловным основанием отнесения интервалов к не коллекторам.

3.1 Оценка коэффициента глинистости

Разрез скважин месторождения X сложен терригенными, карбонатными и терригенно-карбонатными породами. Под понятием «глинистость» принимается содержание глинистых минералов независимо от их минерального состава, наличие химически связанной воды для терригенных отложений и содержание нерастворимого остатка – для карбонатных пород. Для смешанных разностей понятие глинистость ассоциируется в зависимости от соотношения терригенных и карбонатных разностей, но в данной работе рассматривается как присутствие глинистых минералов с химически связанной водой.

Оценка коэффициента глинистости проводится по формуле (3.1):

$$I_{gr} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}, \quad (3.1)$$

где GR – значения гамма-каротажа в коллекторе;

GR_{min} – значения гамма-каротажа в пласте чистого песчаника;

GR_{max} – значения гамма-каротажа для глинистых пластов.

В Таблице 3.1 приведены данные для расчета коэффициента глинистости

Таблица 3.1 – Данные для расчета коэффициента глинистости

$I_{\min 1}$	5.12
$I_{\max 1}$	15.36
$I_{\min 3}$	7.70
$I_{\max 3}$	13.48
$I_{\min 4}$	6.60
$I_{\max 4}$	29.44
$I_{\min 5}$	9.57
$I_{\max 5}$	20.1

В Таблице 3.2 приведены результаты расчета коэффициента глинистости для четырех скважин.

Таблица 3.2 – Результаты расчета коэффициента глинистости

Номер скважины	$I_{\text{гл сред}}$
Скважина №1	0.34
Скважина №3	0.46
Скважина №4	0.18
Скважина №5	0.26

3.2 Расчет эффективной пористости

Эффективная пористость рассчитывалась двумя методами: акустическим и плотностным.

Расчет эффективной пористости по данным акустического каротажа был проведен по уравнению Ханта-Раймера-Гарднера, формула (3.2). Данное уравнение применяется для пород с разной пористостью, пористость должна быть меньше 37%.

$$K_{\text{por}_{\text{sonic}}} = \frac{(2*V_{\text{ma}} - V_f) - \sqrt{(2*V_{\text{ma}} - V_f)^2 - 4*V_{\text{ma}}*(V_{\text{ma}} - V)}}{2*V_{\text{ma}}}, \quad (3.2)$$

где V_{ma} – скорость пробега продольной волны в скелете породы, 6250 м/с;

V_f – скорость пробега продольной волны во флюиде, 1666 м/с;

V – продольная скорость акустического каротажа.

Результаты расчета представлены в Таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчета акустической пористости

Номер скважины	$\Phi_{\text{акустич, \%}}$
Скважина №1	17.80
Скважина №3	12.91
Скважина №4	10.42
Скважина №5	12.3

Также расчет пористости проводился плотностным методом по формуле (3.3).

$$K_{\text{por}_{\text{GGK}}} = \frac{\rho - \rho_{\text{ma}}}{\rho_{\text{ma}} - \rho_f} - K_{\text{clay}} * \frac{\rho_{\text{ma}} - \rho_{\text{clay}}}{\rho_{\text{ma}} - \rho_f}, \quad (3.3)$$

где ρ_{ma} – значение плотности матрицы породы, 2.71 г/см³;

ρ_f – значение плотности флюида, заполняющего поры, 1.063 г/см³;

ρ_{clay} – значение плотности глин, 2.5 г/см³;

K_{clay} – коэффициент глинистости;

ρ – плотность породы по данным по плотностному каротажу.

Результаты расчета пористости по плотностному методу представлены в Таблице 3.4.

Таблица 3.4 – результат расчета пористости по плотностному методу

Номер скважины	ФГГК, %
Скважина №1	17.01
Скважина №3	11.88
Скважина №4	9.7
Скважина №5	11.94

Этих двух методов достаточно для определения пористости, оценки литологического состава в разрезе скважин.

3.3 Расчет нефтенасыщенности

Оценка водонасыщенности проводится по уравнению Арчи по формуле (3.4), с коэффициентами: $a=0.89$, $m=1.96$, $n=2.55$. Коэффициенты a , m и n были получены по результатам специального анализа керна из скважины №3.

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a \cdot R_w}{\varphi^m \cdot R_t}}, \quad (3.4)$$

где R_t – сопротивление коллектора;

R_w - сопротивление пластовой воды, 0.095 Омм.

В Таблице 3.5 представлены значения сопротивления коллектора для расчета водонасыщенности.

Таблица 3.5 – значения R_t

Номер скважины	Сопротивление коллектора, R_t Омм
Скважина №1	1297.60
Скважина №3	2923.40
Скважина №4	96.22
Скважина №5	545.79

В Таблице 3.6 показан результат расчета водонасыщенности.

Таблица 3.6 – Водонасыщенность скважин

Номер скважины	Водонасыщенность, S_w %
Скважина №1	8.70
Скважина №3	8.11
Скважина №4	36.00
Скважина №5	16.00

Значения нефтенасыщенности были получены по формуле (3.5):

$$S_o = 1 - S_w, \quad (3.5)$$

Результаты расчета приведены в Таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Нефтенасыщенность скважин

Номер скважины	Нефтенасыщенность, S_o %
Скважина №1	91.30
Скважина №3	91.89
Скважина №4	64.00
Скважина №5	84.00

3.4 Оценка проницаемости

Расчет проницаемости был произведен для скважин 1, 3, 4 и 5 по зависимости пористости от проницаемости для акустического и плотностного методов по формулам (3.6) и (3.7):

$$K_{perm} = 10^{(2.89 * \log_{10} \left(\frac{1.42}{K_{por}^{-1.508}} \right) + 4.85)}, \quad (3.6)$$

$$K_{perm} = 10^{(1.56 * \log_{10} \left(\frac{1.89}{K_{por.dens}^{-2.01}} \right) + 5.06)}, \quad (3.7)$$

Результаты расчета приведены в Таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Проницаемость для акустического и плотностного методов

Номер скважины	Проницаемость К, D
Акустический метод	
Скважина №1	0.69
Скважина №3	2.80
Скважина №4	7.14
Скважина №5	3.46
Плотностной метод	
Скважина №1	0.84
Скважина №3	4.03
Скважина №4	9.76
Скважина №5	3.94

Литологическое объяснение основано на связи акустических свойств пород и характеристиками пласта, а именно с эффективной пористостью. Для анализа и создания кросс плотов были рассчитаны такие акустические параметры, как скорость продольной волны (V_p) и скорость поперечной волны (V_s).

Продольная скорость была рассчитана по формуле (3.8):

$$V_p = \frac{1000000}{DTP}, \quad (3.8)$$

где DTP – интервальное время пробега продольной волны, с.

В Таблице 3.9 приведены результаты расчета.

Таблица 3.9 – Скорость продольной волны

Номер скважины	V_p , м/с
Скважина №1	4545.39
Скважина №3	4991.05
Скважина №4	5212.97
Скважина №5	5045.56

Поперечная скорость рассчитана по формуле (3.9):

$$V_s = \frac{1000000}{DTS}, \quad (3.9)$$

где DTS – интервальное время пробега поперечной волны, с.

В Таблице 3.10 приведены результаты расчета скорости поперечной волны.

Таблица 3.10 – Скорость поперечной волны

Номер скважины	V_s , м/с
Скважина №1	2478.80
Скважина №3	2699.95
Скважина №4	2831.88
Скважина №5	2723.37

Используя расчетные акустические параметры строим зависимости V_p от V_p/V_s . Для определения литологии. На рисунке 3.12 – 3.15 приведена зависимость для скважины №1, скважины №3, скважины №4 и скважины №5.

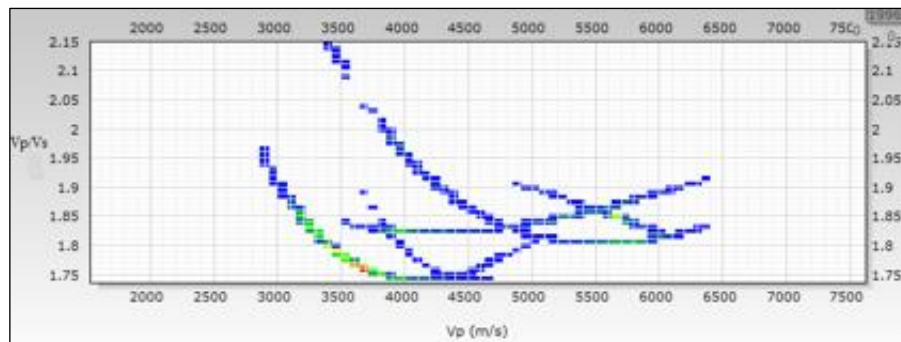


Рисунок 3.12 – Практическая зависимость параметров для скважины №1

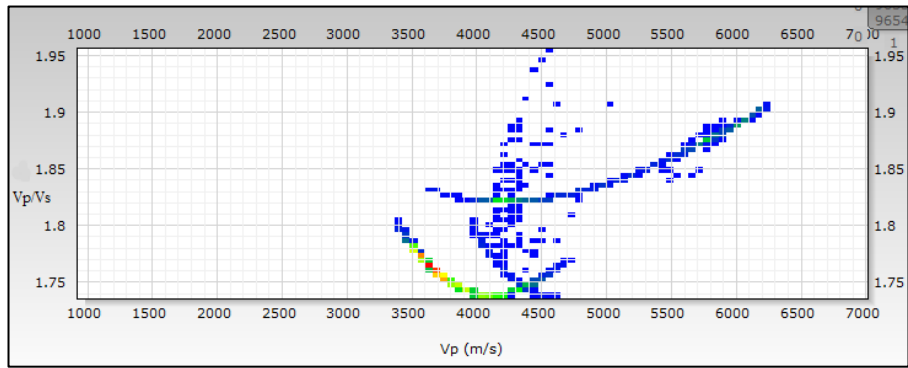


Рисунок 3.13 – Практическая зависимость параметров для скважины №3

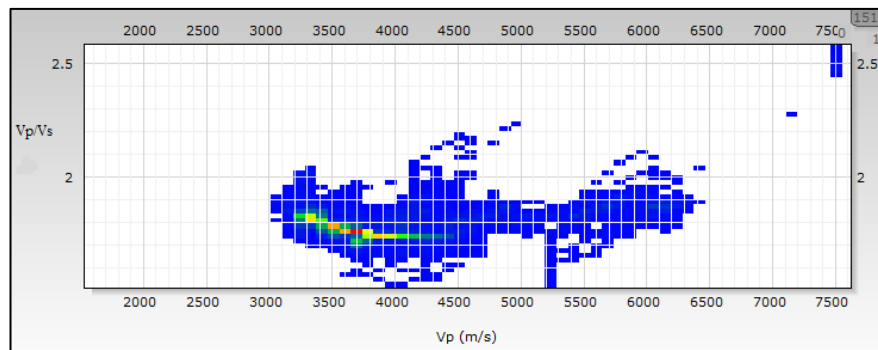


Рисунок 3.14 – Практическая зависимость параметров для скважины №4

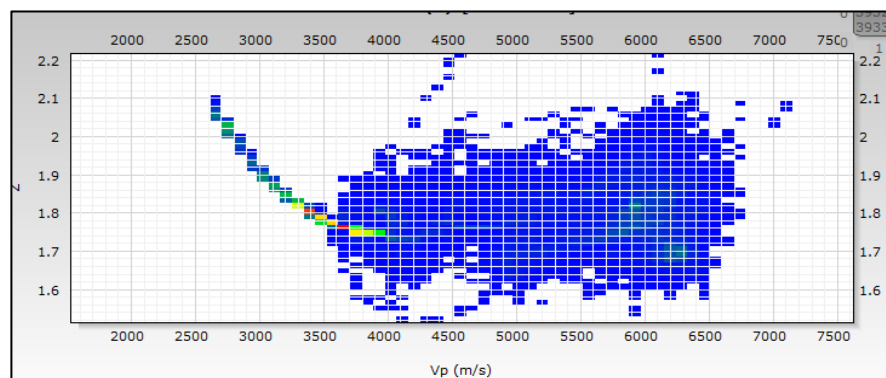


Рисунок 3.15 – Практическая зависимость параметров для скважины №5

Для подтверждения литологии, существует теоретическая зависимость, приведенная на рисунке 3.16.

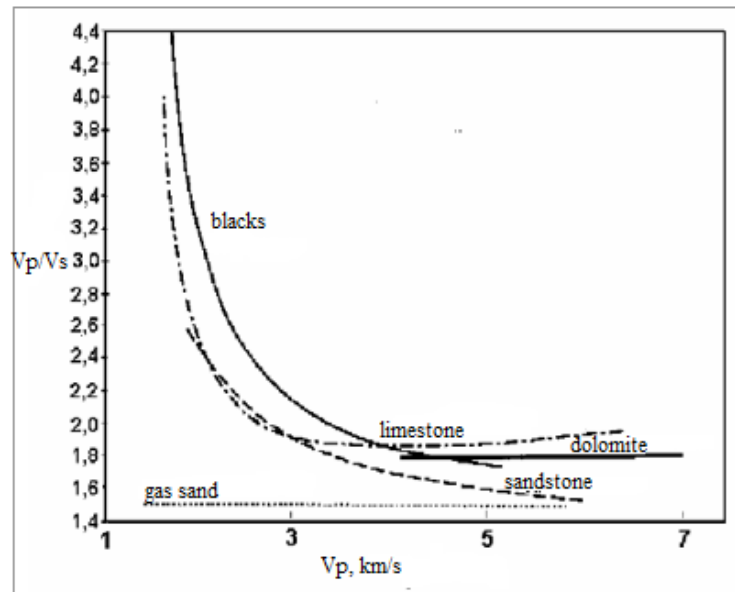


Рисунок 3.16 – Теоретическая зависимость для пород различной ЛИТОЛОГИИ

Из теоретической зависимости видно, что значения для известняка лежат в диапазоне $V_p/V_s = 1,8-1,9$ м/с, что соответствует полученным практическим зависимостям для скважин месторождения X. Аналогичная хорошая сходимость видна и для доломитов, песчаников, глинистых сланцев.

Зависимости V_p от V_p/V_s позволяют оценить литологию. Например, при высоких значениях V_p породы различной литологии лучше различаются по соотношению V_p/V_s .

4 Концептуальная модель

Концептуальная модель в карбонатных коллекторах играет более важную роль, чем для терригенных коллекторов. В карбонатных коллекторах именно данная модель позволяет оценить тренды распространения вторичной пористости. Это, в отличие от залежей с терригенными породами, сильно влияет на конечный результат – построение модели. [2]

В рамках концептуальной модели определяются условия и закономерности первичного осадконакопления и последующего преобразования пластов, их тектонического развития.

Концептуальная модель осадконакопления основана на исследованиях керна по скважине №4 и корреляции между скважинами №3, №4 и №5. На рисунке 4.17 показана схематическая модель осадконакопления.

Анализ керна производился снизу-вверх:

2638-2605 м: интервал характеризуется быстрыми изменениями уровня моря и циклическим повторением самых мелководных фаций. Осадконакопление началось в мелководной морской среде с оолитовой пелоидной фации грейнстоуна (OPG). Повышение уровня моря привело к осаждению низкоэнергетических мшанковых фаций (BG). Последующее падение уровня моря позволило вновь появиться оолитовым фациям. Повторное изменение уровня моря привело к накоплению мелких морских отложений.

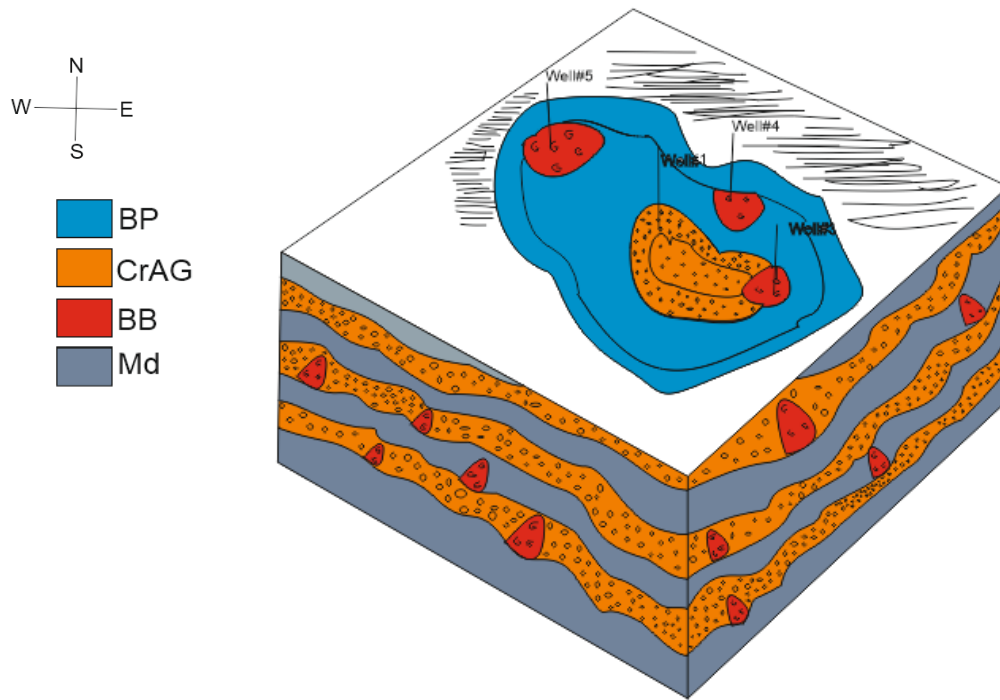


Рисунок 4.17 – Схематическая модель осадконакопления

2605-2582 м: почти весь интервал сложен трубчатыми водорослями. Образование водорослей появилось после относительного повышения уровня моря и после отложения фаций OPG и CG. Постройка имела жесткий каркас из-за повсеместной ранней морской цементации, а также существовал рельеф над прилегающим морским дном. На глубине 2585 м имело место брекчирование из-за падения уровня моря. В верхней части данного интервала изменение уровня моря стало причиной затопления водорослевой фации и отложения глубоководных фаций BP.

2582-2569 м: глубоководные фации внутренней части шельфа (CrBG и BP) характеризуют нижнюю часть данного интервала. Тонкая прослойка фаций CrBG и BP отражает мелкомасштабные изменения уровня моря. Обмеление в верхней части интервала (2574-2568 м) привело к осаждению и переслаиванию водорослевой фации AG с трубчатыми водорослевыми постройками. Переслаивание данной фации также отражает небольшие относительные изменения уровня моря. Развитие тонкого прослоя

Cladochonus (таблитчатый коралл) характеризует среду осадконакопления верха интервала как глубоководную.

2569-2554 м: Образование водорослевого грейнстоуна является результатом обмеления обстановки. Перекрывающий слой состоит из морских фаций CrBG, TAB и CrP. Только тонкие прослой фации TAB указывают на расположение, ограничивающее рифовые насыпи, или на развитие очень слабых рифов. Повторное обмеление привело к отложению обширных водорослевых фаций. Однако интервал фации СВ указывает на небольшое изменение уровня моря.

2554-2533 м: начало этого интервала ознаменовано быстрым изменением – повышением – уровня моря, что привело к обширному отложению фаций ВР. Данный слой перекрывается тонким пропластком фации OnG, представляющим штормовые отложения. Происходило постепенное обмеление, которое привело к отложению широко распространенной фации – CrAG. Самая верхняя часть интервала связана с еще одним повышением уровня моря, что привело к отложению СВ фации.

2533-2521 м: У основания интервала обильно биотурбированный пласт, перекрытый СВ фацией, слагающей почти весь интервал, за исключением тонких прослоев CBD фации. Первоначально наблюдалось наращивание осадка, затем замедление роста, так как рост образования осадка превышал скорость образования пространства осадконапления. Комплекс построек развивался в северо-западном направлении. Фации CBD залегают в верхней части интервала.

2521-2514 м: Фации ВР залегают в основании интервала и представляют собой относительно глубоководную среду осадконакопления. Обмеление среды начинается от фации ВР, через фацию CrBG к фации CrAG в условиях высокоэнергетического мелководного шельфа. Повышение уровня моря было в верхней части карбонатного интервала, что привело к отложению достаточно глубоководной шельфовой фации NdP.

2514-2458 м: терригенные пласты данного интервала были отложены в низко-энергетичной среде на среднем шельфе. Отложения, перекрывающие карбонатные, являются глинистыми, становясь более илистыми в верхней части. Такое изменение осадка связано с небольшим падением уровня моря. Контакт с нижележащими карбонатами очень резкий. В карбонатных отложениях отсутствуют терригенные примеси, также в терригенных отложениях отсутствуют карбонатные зерна. Перерыв в осадконакоплении очень резок, что свидетельствует о значительном временном разрыве между карбонатными отложениями и терригенными. [2]

5 Геологическая модель тонкослоистого карбонатного коллектора

Карбонатные породы – осадочные породы, более чем наполовину сложенные минералами, представляющими собой соли угольной кислоты. Основные породообразующие минералы: арагонит, доломит, сидерит и магнезит. [7]

Большая часть карбонатного осадка имеет биогенный генезис и образуется в результате концентрации извести, которую организмы извлекают из морской воды.

Известняки характеризуются богатейшими структурными композициями, которые формируют всего три компонента: зерна, биоморфный скелетный материал и сохранившийся практически в прижизненном состоянии литифицированный карбонатный ил.

Карбонатные зерна – это различные по форме, размерам и генезису, перемещенные в той или иной степени от мест образования к местам накопления. [16]

Биокласты – остатки известковых простейших, многоклеточных и растений, подвергшихся механической, химической или биологической переработке.

Третий структурный компонент – обломки карбонатного состава, которые встречаются в виде лито и интракластов.

Каркасный материал в карбонатных отложениях может встречаться как составная часть органогенной постройки или в виде скоплений ненарушенных раковин.

Главные отличия обломочных и карбонатных пород, заложенные в неодинаковых условиях их образования и накопления представлены в Таблице 5.11.

Таблица 5.11 – Главные различия между карбонатными и обломочными осадками

Карбонатные осадки	Обломочные осадки
Встречаются в мелководной обстановке	Встречаются повсеместно на разных глубинах
Морская среда осадконакопления	Осадки как континентальные, так и морские
Размер зерен обычно отражает первоначальный размер твердых известковых частиц	Размер зерен осадка отражает гидродинамическую энергию среды
Наличие известкового ила часто указывает на обилие водорослей	Наличие ила указывает на отложения из взвеси
Тип осадка в соответствии с эволюцией организмов меняется во времени	Тип осадка в разные геологические эпохи остается неизменным
Локальный рост органогенных построен не сопровождается изменением гидродинамического режима, но позже сам меняет окружающую обстановку	Изменение обстановки главным образом вызвано общими изменениями гидродинамического режима
Осадки обычно цементируются на дне	В обстановке отложения и на дне моря осадки остаются рыхлыми
Периодический выход осадка на поверхность в ходе его отложения вызывает интенсивный диагенез, прежде всего цементацию и перекристаллизацию	Периодический выход осадка во время отложения на поверхность мало на него влияет, за исключением образования поверхностной корки

Факторы, контролирующие карбонатное осадконакопление, можно разделить на общие и частные. Первые – это тектоника, климат и эволюция

органического мира. Вторые – это освещенность, температура воды и соленость, содержание в воде питательных веществ. Однако все факторы взаимосвязаны, поэтому частные условия, существующие в бассейне седиментации, являются результатом действия общих факторов.

Накопление карбонатного материала происходило в холодноводной обстановке. Об этом свидетельствует наличие таких организмов, как фораминиферы, моллюски, мшанки, багряные водоросли, доминируют сине-зеленые и зеленые водоросли. В холодной воде снижается скорость накопления карбонатного материала, за счет замедления обмена веществ у известь выделяющих организмов. [16]

Во взятых образцах керна, видно, что вторичные диагенетические процессы имеют место быть. К основным диагенетическим процессам относятся:

- Цементация;
- Уплотнение;
- Выщелачивание;
- Доломитизация;
- Эвапоритовая минерализация;
- Формирование трещиноватости.

Каждый из этих процессов распознается по характерным признакам. Заполнение порового пространства кальцитом – цементация – можно определить по форме кристаллов и их расположению по отношению к зернам породы.

Уплотнение породы определяется по взаимопроникновению зерен, их разрушению и деформации, изменению межзернового порового пространства.

Выщелачивание приводит к формированию порового пространства путем растворения и выноса растворенных структурно-текстурных компонентов из породы с образованием в ней пустот выщелачивания.

Доломитизация определяется по наличию минерала – доломита, а присутствие таких эвапоритовых минералов, как ангидрит, гипс и галит, указывает на процессы эвапоритовой минерализации.

Трещиноватость выявляется по результатам анализа керна, гидродинамических исследований скважин, каротажа, бурения, трассерных исследований, анализа разработки, а в некоторых случаях и по сейсмическим данным.

Каждый из процессов может быть выявлен и изучен, но они перекрываются во времени и пространстве и оказывают влияние друг на друга. Осадок образуется только один раз, в дальнейшем он претерпевает многократные изменения в ходе любого из указанных процессов. [16]

5.1 GPM моделирование

Моделирование карбонатного тонкослоистого коллектора было проведено в программном продукте Petrel двумя путями: стохастическим с распределением свойств по ячейкам и при помощи GPM модуля.

GPM является симулятором для моделирования стратиграфических и осадочных процессов. С помощью данного программного обеспечения можно моделировать эрозию пород, их перенос, отложение терригенного и карбонатного материала, турбидитные системы, а также можно моделировать рост карбонатных построек и уплотнение осадка.

Перед началом моделирования вводятся начальные и граничные условия такие, как палеогеографические условия, топография бассейна, изменения уровня моря, входные данные по осадкам и их свойствах. Входные данные необходимы для того чтобы GPM модуль мог прогнозировать накопление отложений, возникающих в результате данных условий. На рисунке 5.18 показано окно для ввода начальных параметров. [26]

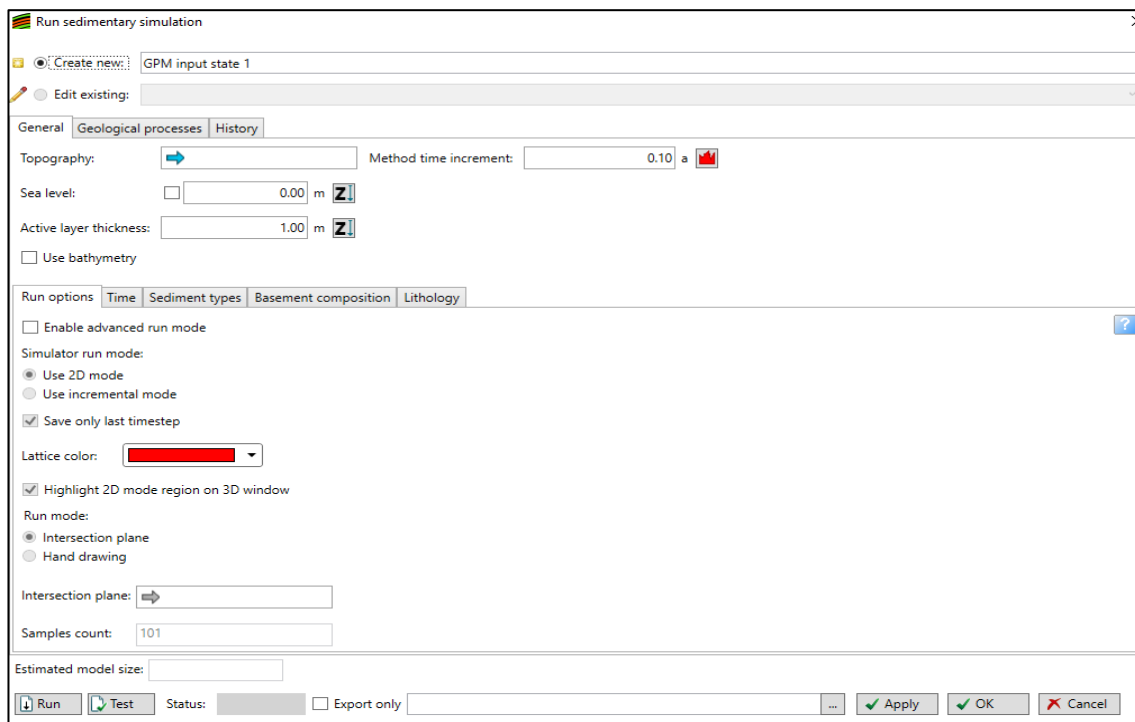


Рисунок 5.18 – панель для ввода начальных условий

После того как введены начальные условия и определены типы осадков, необходимо задать свойства зерен в окне, как показано рисунке 5.19.

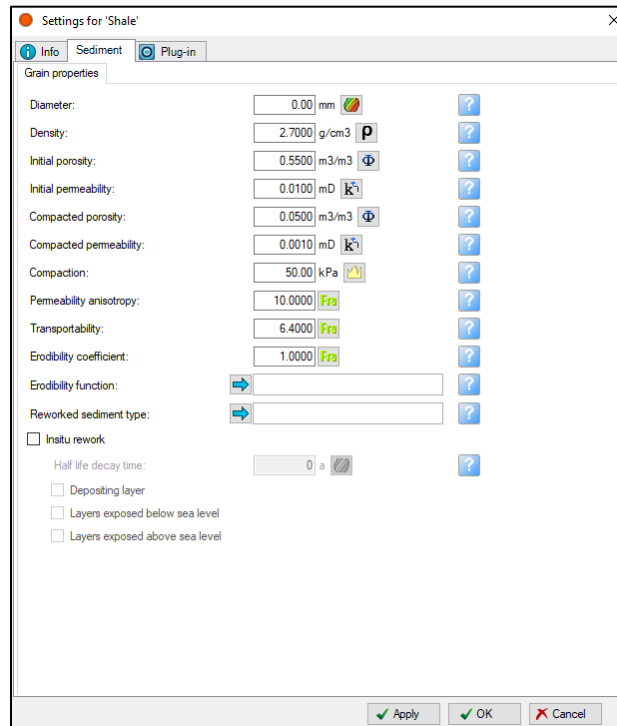


Рисунок 5.19 – окно для ввода параметров зерна

Свойства зерен осадков должны быть заданы, так как они контролируют рост карбонатной постройки.

Основными свойствами являются: диаметр зерна, однако если отложения растут в консолидированном состоянии, например, риф, то размер зерна контролируется размером эродированного осадка; начальная пористость и проницаемость – первичная пористость и проницаемость, образованная в момент осадконакопления; пористость и проницаемость уплотненных отложений – данные значения необходимы для построения кривой для расчета постепенного уменьшения пористости и проницаемости в зависимости от веса вышележащих пород.

После того как введены все данные, производится расчет уплотнения осадка, накопления отложений, затем рост карбонатной постройки. Все необходимые параметры вводятся в окне, приведенном на рисунке 5.20.

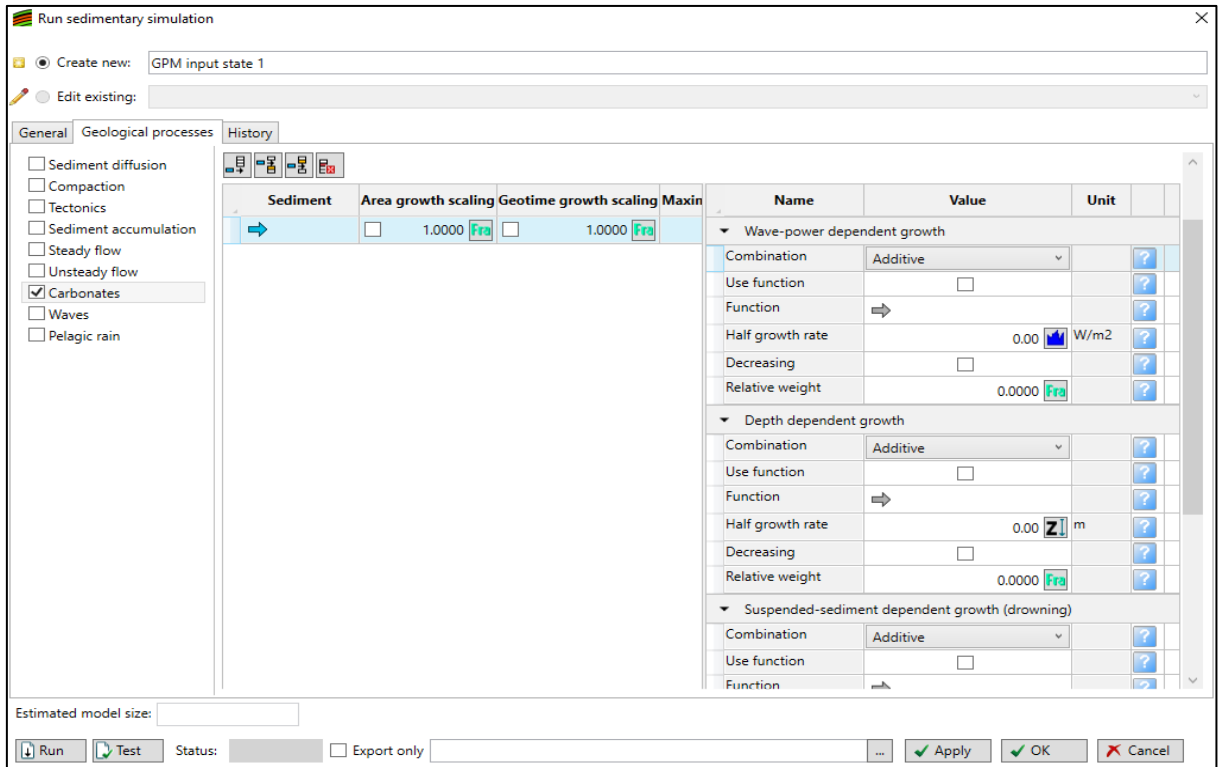


Рисунок 5.20 – Окно для ввода параметров для моделирования роста карбонатной постройки

Введены все необходимые данные для начала моделирования. Запускается модель на расчет и результат расчета –каркас модели представлен на рисунке 5.21.

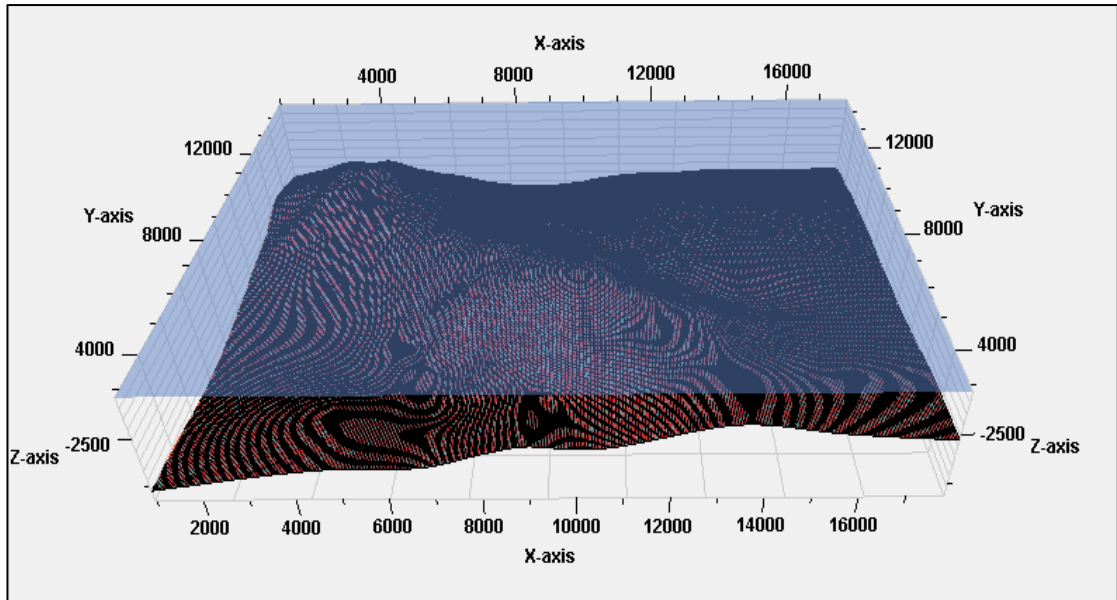


Рисунок 5.21 – Каркас модели

А на рисунке 5.22 показан процесс распределения осадка и образование карбонатной постройки – биострома, рисунок 5.23 показывает сами отложения.

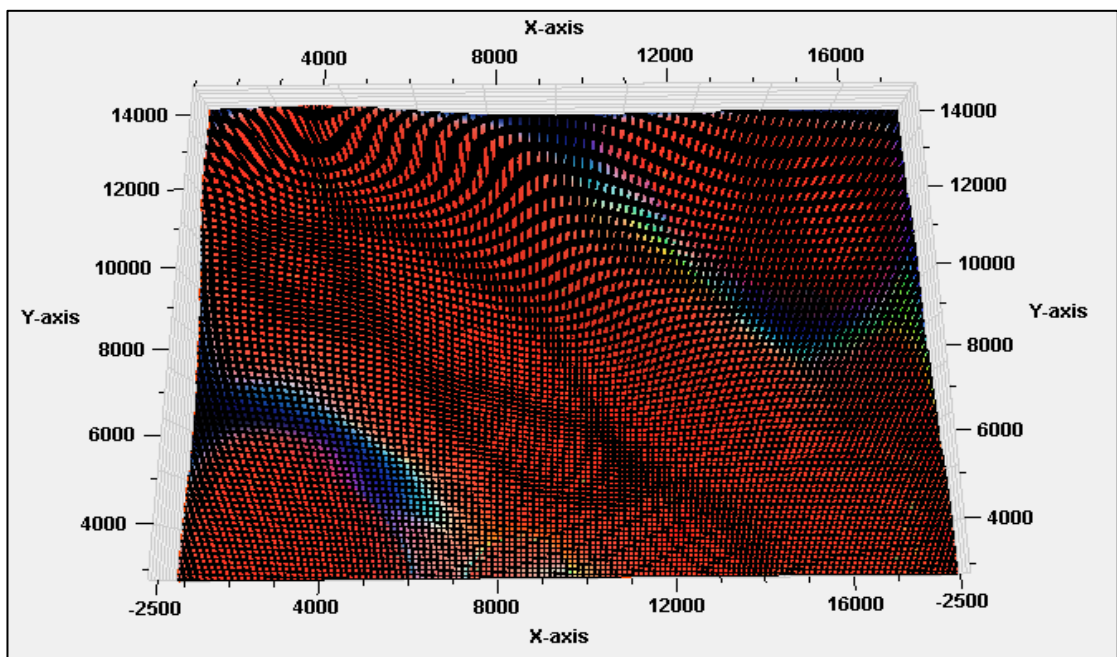


Рисунок 22 – Этап моделирование биострома







Facies id	Facies name	Facies color
1	Crinoid-algal grainstone	
2	Shale	
3	Polydetrital garinstone	
4	Detrital wackstone	
5	Mudstone	
6	Microcode boundstone	

Рисунок 5.23 – Фации, слагающие биостром
 Результат моделирования представлен на рисунке 5.24.

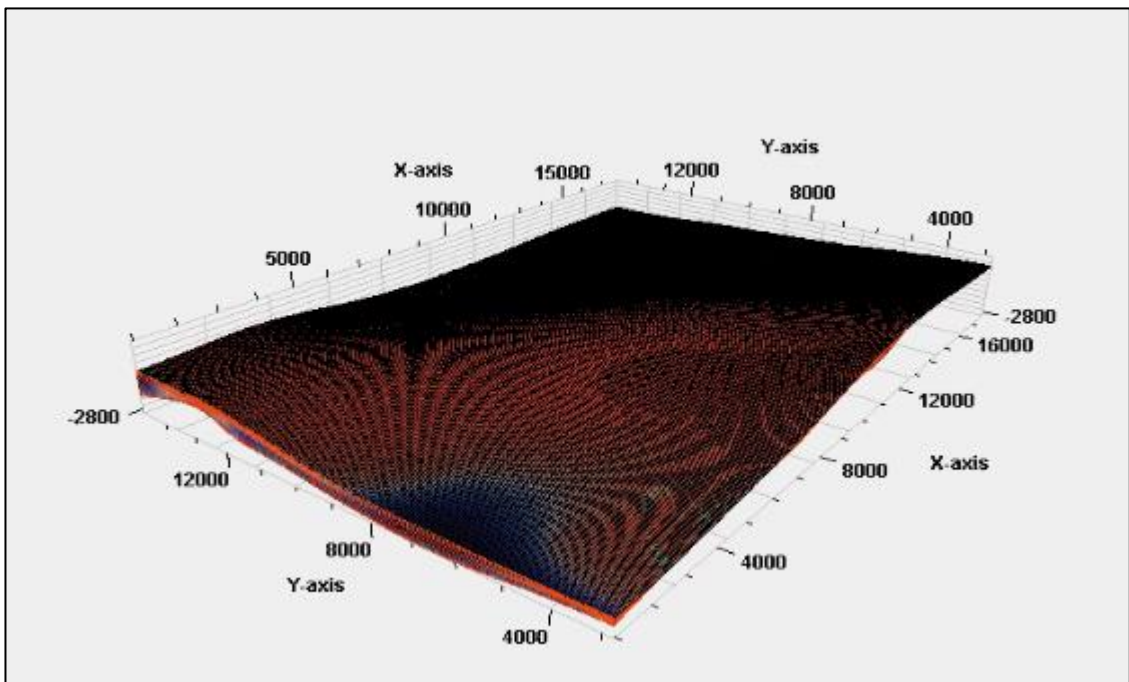


Рисунок 5.24 – Смоделированный биостром

Поскольку каркас модели представлен современным рельефом, то для создания плоской карбонатной постройки, необходимо было смоделировать процесс эрозии осадка и его дальнейшей денудации.

На рисунке 5.25-5.26 в разрезе представлен процесс накопления осадочного материала.

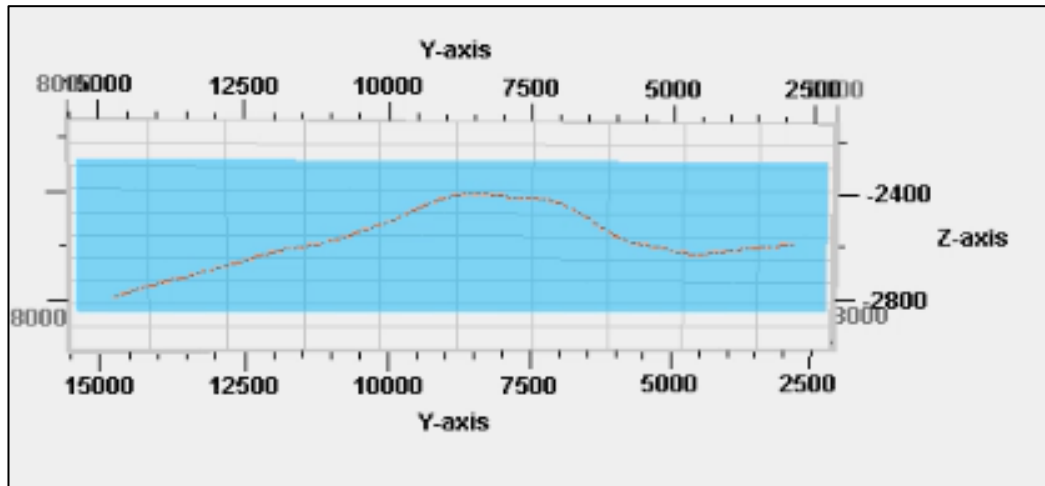


Рисунок 5.25 – Современный рельеф

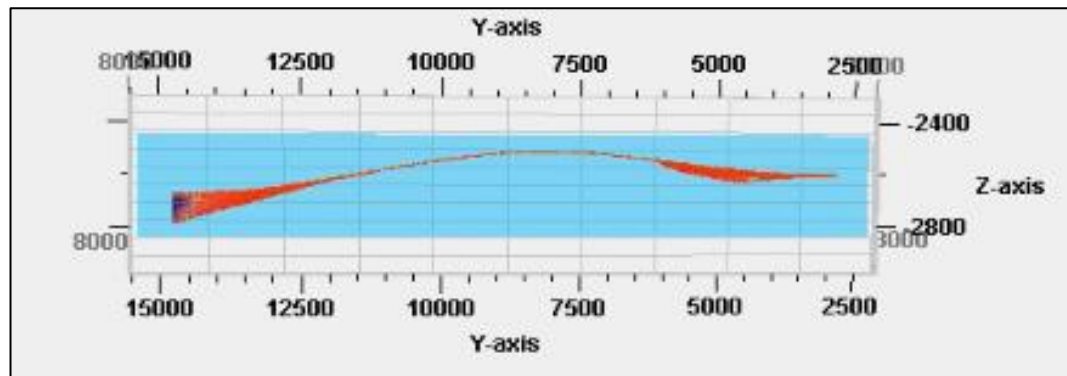


Рисунок 5.26 – промежуточный этап процессов эрозии и денудации
осадка

Как видно из моделирования, в отложениях преобладает фацция водорослевого грейнстоуна (Crinoid-algal grainstone).

Результатом моделирования в GPM модуле является возможность визуального наблюдения всех процессов, участвующих в формировании карбонатной постройки. Такой результат дает наиболее полную картину, чем моделирование, основанное на стохастическом распределении данных. Поскольку стохастический метод ограничен физическими осадочными процессами, которые не учитывают геометрию и пространственную корреляцию свойств.

GPM модуль может также дополнять моделирование осадочного бассейна, предоставляя информацию о скорости накопления осадочного материала, его типах и условиях образования.

5.2 Стохастический метод моделирования

Для того чтобы создать модель стохастическим методом, необходимо выполнить ряд действий:

- Загрузить данные по скважинам;
- Загрузить ГИС;
- Создать куб фаций, распространить свойства;
- Создать куб пористости, проницаемости и насыщенности, распространить в них свойства;
- Построить карты пористости, проницаемости и насыщенности;
- Проверить правильность построения карт путем сопоставления данных ФЕС с теоретическими данными.

Куб фаций представлен на рисунке 5.27.

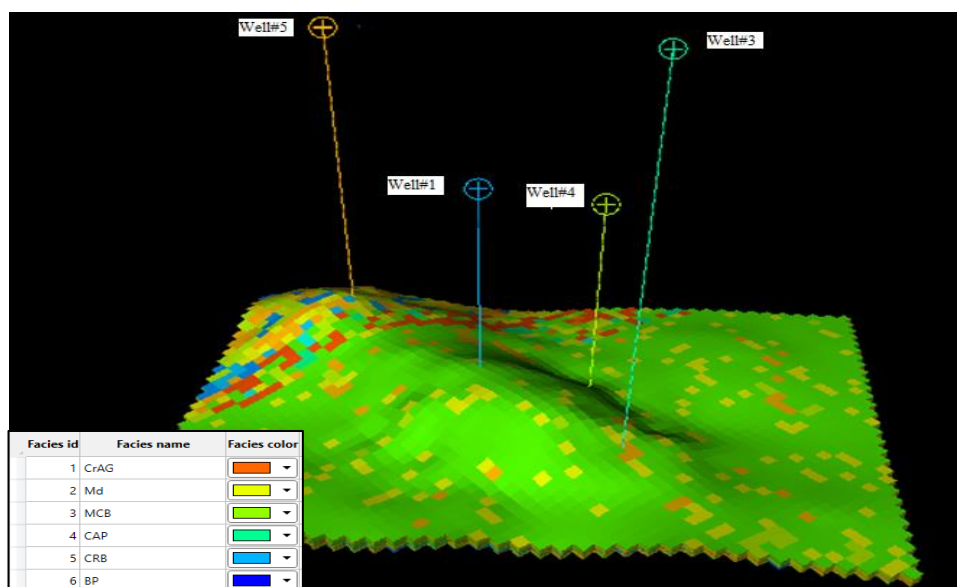


Рисунок 5.27 – Куб фаций

Как видно из рисунка 5.27, в карбонатной постройке преобладает водорослевая фация грейнстоуна CrAG.

После создания куба фаций, строится куб пористости, проницаемости и насыщенности, внутри данных кубов по ячейкам распределяют свойства. Кубы пористости, проницаемости и насыщенности показаны на рисунках 5.28-5.30.

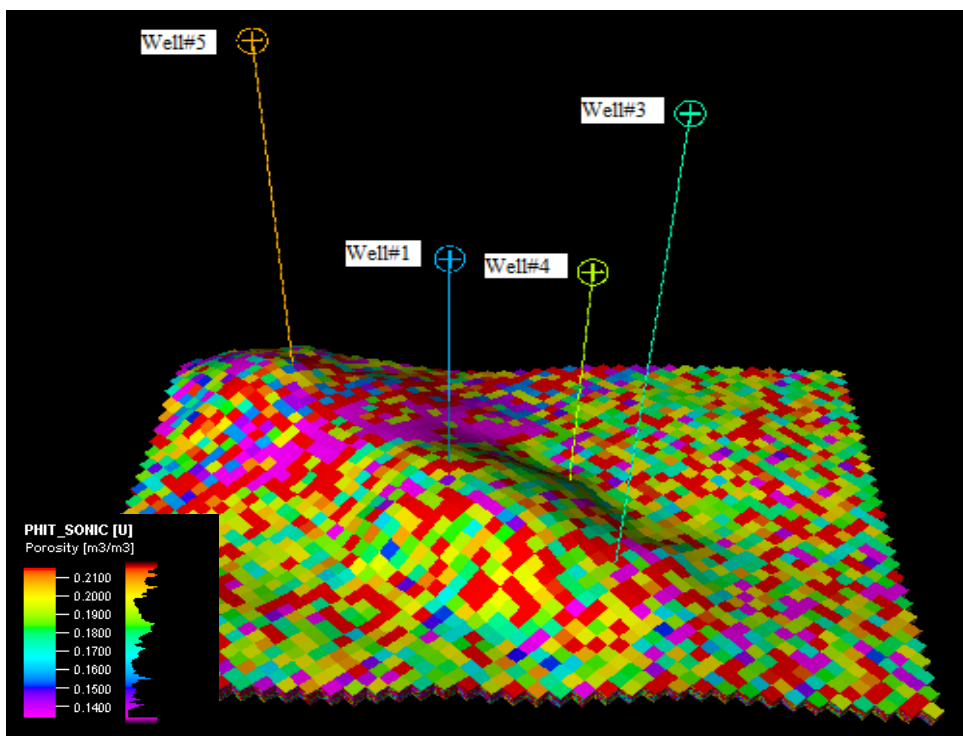


Рисунок 5.28 – Куб пористости

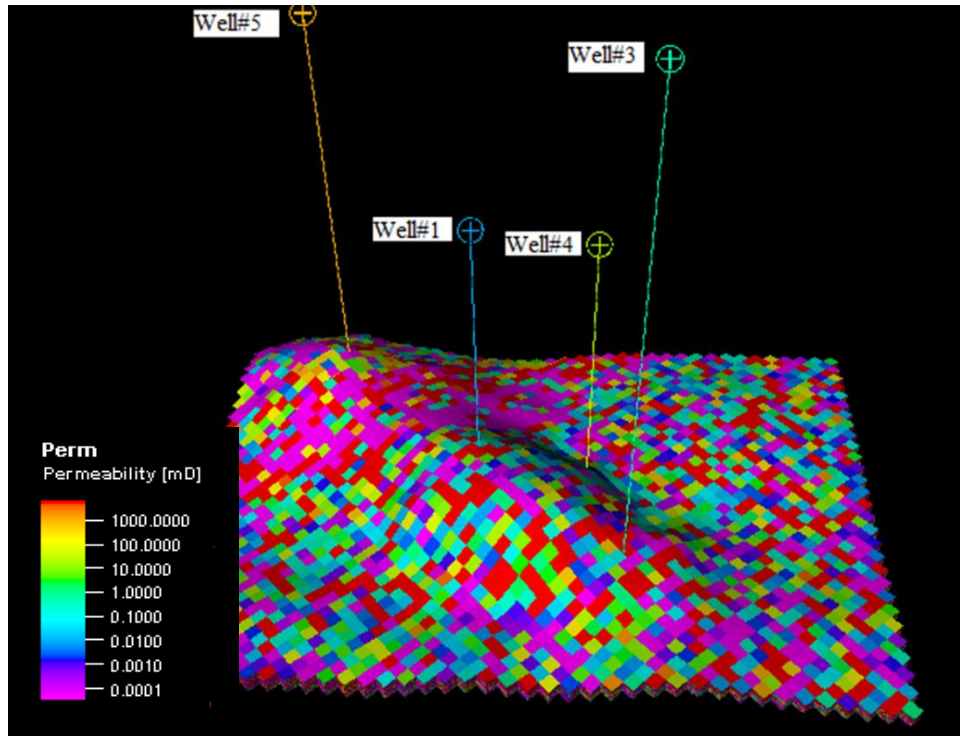


Рисунок 5.29 – Куб проницаемости

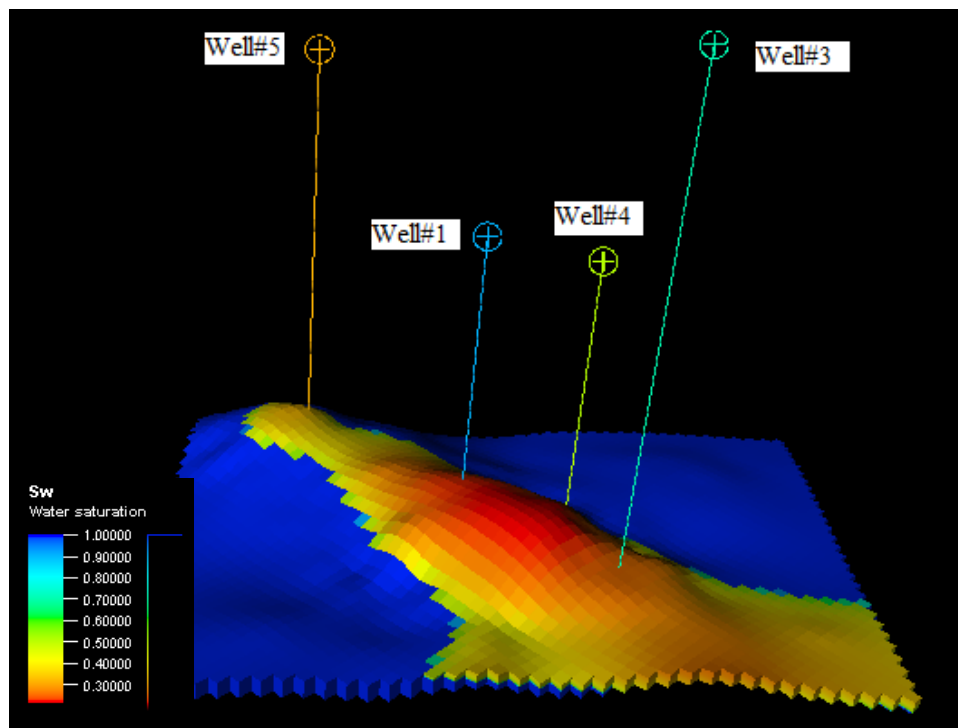


Рисунок 5.30 – Куб насыщенности

Из построенных кубов видно, что свойства распространены не однородно. Такое же распределение свойств показывают карты ФЕС, приведенные на рисунках 5.31-5.33.

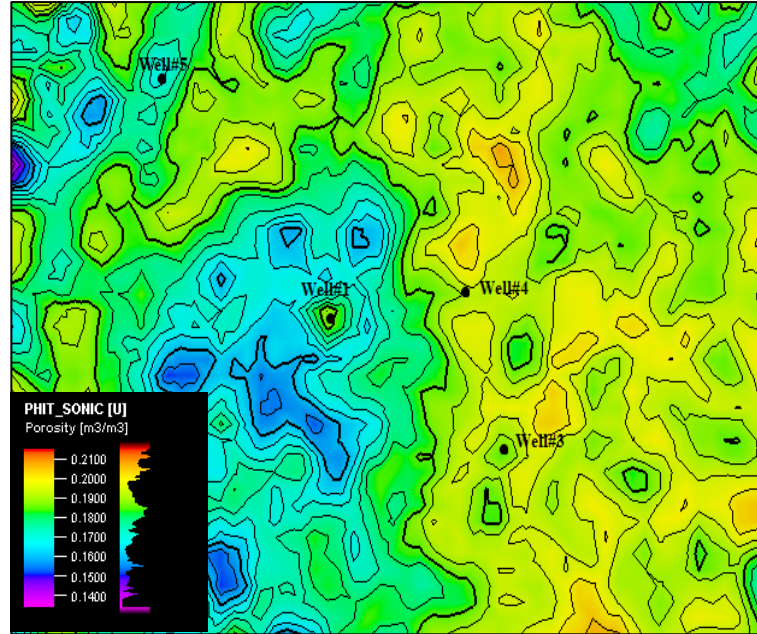


Рисунок 5.31 – Карта пористости

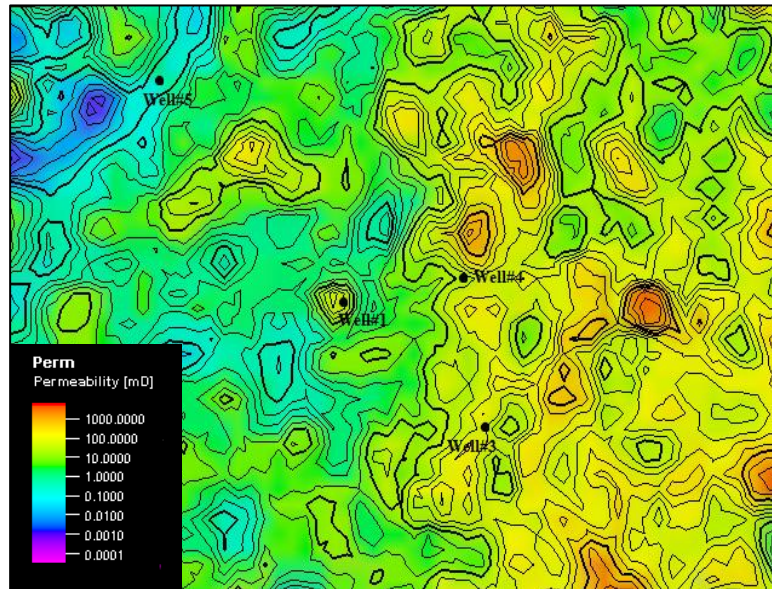


Рисунок 5.32 – Карта проницаемости

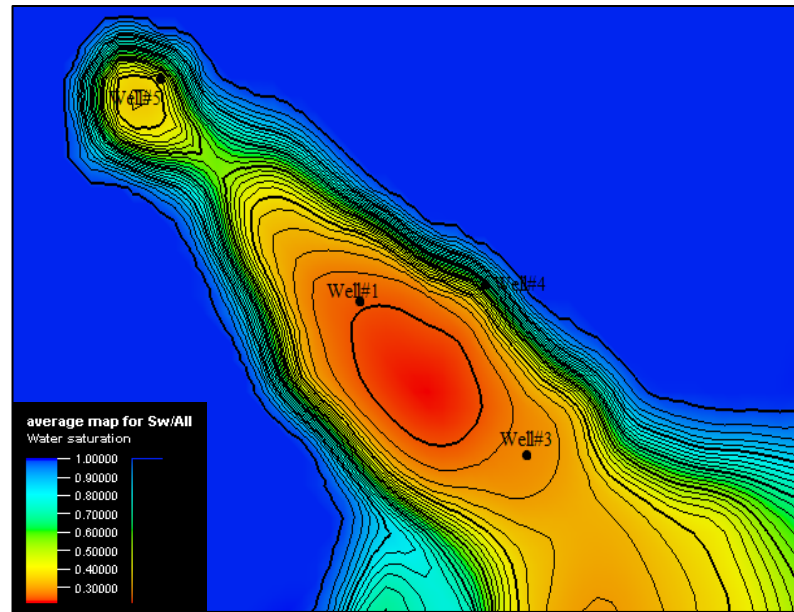


Рисунок 5.33 – Карта насыщенности

На картах пористости и проницаемости также показано резкое изменение фильтрационно-емкостных свойств.

Такое распределение свойств связано со вторичными изменениями пористости в карбонатных коллекторах. Как было указано ранее в пункте 5, вторичные изменения пористости могут быть вызваны такими процессами, как уплотнение осадка, выщелачивание, доломитизация, появление диагенетических трещин и так далее.

Уплотнение может начаться с погружением осадка и может прекратиться только в случае подъема и выхода его на поверхность. Цементация может происходить одновременно с процессами осадконакопления, а может проявиться позже, в ходе погружения осадка, причем ранняя цементация может воспрепятствовать уплотнению пород в период погружения. Доломитизация может начаться сразу же после завершения осадконакопления или через миллионы лет после этого, причем цементация, выщелачивание или уплотнение, произошедшие до начала доломитизации, оказывают влияние на свойства образующегося доломита.

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Моделирование коллектора является научно-техническим исследованием, следовательно, необходимо провести расчет затрат.

Планирование бюджета проекта должно обеспечивать полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета используется следующая группировка затрат по статьям:

- Материальные затраты;
- Основная заработная плата исполнителей темы;
- Дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- Затраты научные и производственные командировки;
- Накладные расходы.

6.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования

Основные затраты связаны с электроэнергией и покупкой лицензии на необходимое программное обеспечение (ПО) для выполнения работы либо в случае установленного лицензированного ПО, затраты будут связаны только с электроэнергией. Потребление электроэнергии персональным компьютером в месяц: 28,8 кВт*ч. Работа велась в течение 2 месяцев.

Затраты на электроэнергию рассчитываются по формуле (6.10):

$$C = C_{\text{эл}} \cdot P \cdot F_{\text{об}}, \quad (6.10)$$

где $C_{\text{эл}}$ – тариф на промышленную электроэнергию (2,93 руб. за 1 кВт*ч);

P – мощность оборудования, кВт, 28,8 кВт*ч;

$F_{об}$ – время использования оборудования, ч.

Материальные затраты, необходимые для данной разработки, заносятся в Таблицу 6.12.

Таблица 6.12 – Материальные затраты

Наименование	Единица Измерения	Количество	Цена за ед., Руб.	Затраты на материалы, руб.
Электроэнергия	кВт*ч	57,60	2,93	168,76
Канцелярские товары				1500
Доступ в интернет	Месяц	2	350	700
Итого, руб				2368,76

6.2 Заработная плата сотрудника

В настоящую статью включается основная заработная плата сотрудника компании за время, занятое моделированием (2 месяца). Основная заработная плата рассчитывается на основании отраслевой оплаты труда. Для сотрудника на должности ведущего инженера в отделе геологии оклад составляет 40000 руб.

Среднедневная заработная плата определяется по формуле (6.11):

$$Z_{зпi} = \frac{(D+D \cdot K)}{F}, \quad (6.11)$$

где D – месячный оклад работника;

K – Районный коэффициент (г. Томск – 30%);

F – Количество рабочих дней в месяце (в среднем 22 дня).

Тогда,

$$Z_{зпi} = \frac{(51000+51000 \cdot 0,3)}{22} = 2363,63 \text{ руб.}$$

Основная заработная плата сотрудника, рассчитывается по формуле (6.12):

$$C_{\text{осн.зп}} = \sum t_i \cdot C_{\text{зп}i}, \quad (6.12)$$

где t_i – Затраты труда, необходимые для выполнения проекта, в рабочих днях, 60 дней;

$C_{\text{зп}i}$ – Среднедневная заработная плата работника, выполняющего проект, (руб./день), 2363,63.

Тогда,

$C_{\text{осн.зп}} = 60 * 2363,63 = 141818,18$ руб – заработная плата за два месяца.

6.3 Отчисления во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отображаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников. Величина отчислений во внебюджетные формы определяется по формуле (6.13):

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (6.13)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Налоговый Кодекс РФ устанавливает размер страховых взносов в размере 30%.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в Таблице 6.13.

Таблица 6.13 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Сотрудник
Основная заработная плата, руб.	141818,18
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды, %	30%
Сумма отчислений	42545,45

Итого во внебюджетные фонды за два месяца будет переведено 42545,45 руб.

6.4 Накладные расходы

В данную статью входят расходы на содержание аппарата управления и общехозяйственных служб. По этой статье учитываются оплата труда административно-управленческого персонала, содержание знаний, оргтехники и хоз. инвентаря, амортизация имущества, расходы по охране труда и подготовке кадров.

Накладные расходы компании составляют 25% – 30% от суммы заработной платы сотрудника. Расчет накладных расходов ведется по формуле (6.14):

$$P_{\text{накл}} = (Z_{\text{внеб}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{осн}}) \cdot k_{\text{накл}}, \quad (6.14)$$

где $k_{\text{накл}}$ – коэффициент накладных расходов, равный 25%.

Тогда накладные расходы составят:

$S_{\text{накл}} = (42545,45 + 141818,18) \cdot 0,25 = 46090,9$ руб – такая сумма будет затрачена на накладные расходы за два месяца выполнения работы.

Определение бюджета затрат на проект по каждому варианту исполнения приведен в Таблице 6.14.

Таблица 6.14 – Расчет бюджета затрат проекта

Наименование статьи	Сумма, руб.
Материальные затраты проекта	2368,76
Затраты по основной заработной плате исполнителей работы	141818,18
Отчисления во внебюджетные фонды	42545,45
Накладные расходы	46090,90
Бюджет затрат	232823,29

6.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта

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

Интегральный показатель финансовой эффективности работы получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов проекта. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель проекта определяется по формуле (6.15) как:

$$I_{\text{фин}}^{\text{исп}} = \frac{\Phi_{\text{pi}}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (6.15)$$

где $I_{\text{фин}}^{\text{исп}}$ – интегральный финансовый показатель проекта;

Φ_{pi} – стоимость i-го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения проекта.

Полученная величина интегрального финансового показателя проекта отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки

в разгах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости проекта в разгах (значение меньше единицы, но больше нуля). Так как проект имеет одно исполнение, то

$$I_{\text{фин}}^{\text{исп}i} = \frac{232823,29}{232823,29} = 1$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения работы можно определить по формуле (6.16):

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (6.16)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения проекта;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения проекта;

b_i – балльная оценка i -го варианта исполнения проекта, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в Таблице 6.15.

Таблица 6.15 – Оценка характеристик исполнения проекта

	Весовой коэффициент параметра	Оценка
1. Энергоэффективность	0,1	5
2. Точность результатов	0,1	5
3. Оперативность	0,1	4
4. Унифицированность	0,1	5
5. Надежность	0,1	4
6. Помехоустойчивость	0,1	5
7. Безопасность	0,1	5
8. Конкурентоспособность	0,1	3
9. Цена	0,1	4
10. Финансовая эффективность научной работы	0,1	4
Итого	1	44

Тогда $I_{pi} = 4,4$.

Сравнительная эффективность проекта рассчитана по формуле (6.17):

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп1}}}{I_{\text{исп2}}}, \quad (6.17)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта, представленную в Таблице 6.16.

Таблица 6.16 – Эффективность проекта

Показатели	Оценка
Интегральный финансовый показатель	1
Интегральный показатель ресурсоэффективности и разработки	4,4
Интегральный показатель эффективности	0,22

Вывод по главе: основываясь на определении ресурсосберегающей, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта, проведя необходимый сравнительный анализ, можно сделать вывод о том, что данная методика оценки эффективна.

7 Социальная ответственность

Объектом исследования в данной работе являются карбонатные отложения Пермского возраста. Месторождение находится на III стадии разработки, коэффициент извлечения нефти слишком мал, поэтому необходимо построить корректную геологическую модель для данных тонкослоистых карбонатных пластов, чтобы на месторождениях аналогов можно было ее использовать.

Социальная ответственность ориентирована на минимизацию воздействия работы ПК на персонал, занимающейся данной работой, на обеспечение нормирования труда и организацию рабочей деятельности работника.

7.1 Организационные мероприятия

Лица, работающие на ПЭВМ должны строго соблюдать правила техники безопасности (ТБ). Обучение персонала ТБ и производственной санитарии состоят из следующих мероприятий:

- вводный инструктаж;
- инструктаж на рабочем месте, проводимый ответственным лицом.

Проверка знаний ТБ проводится после обучения персонала на рабочем месте.

Лица, занятые обслуживанием электрической установки, не должны иметь ушибов и травм, медицинских противопоказаний, мешающих производственной работе. Медицинское освидетельствование устанавливает состояние здоровья лиц, занятых в производственном процессе.

7.2 Технические мероприятия

Предметы, средства труда и документация должны иметь четкий порядок и постоянное место размещения. Предмет, необходимые для выявления работ необходимо размещать в зоне легкой досягаемости рабочего места, как показано на рисунке 7.34.

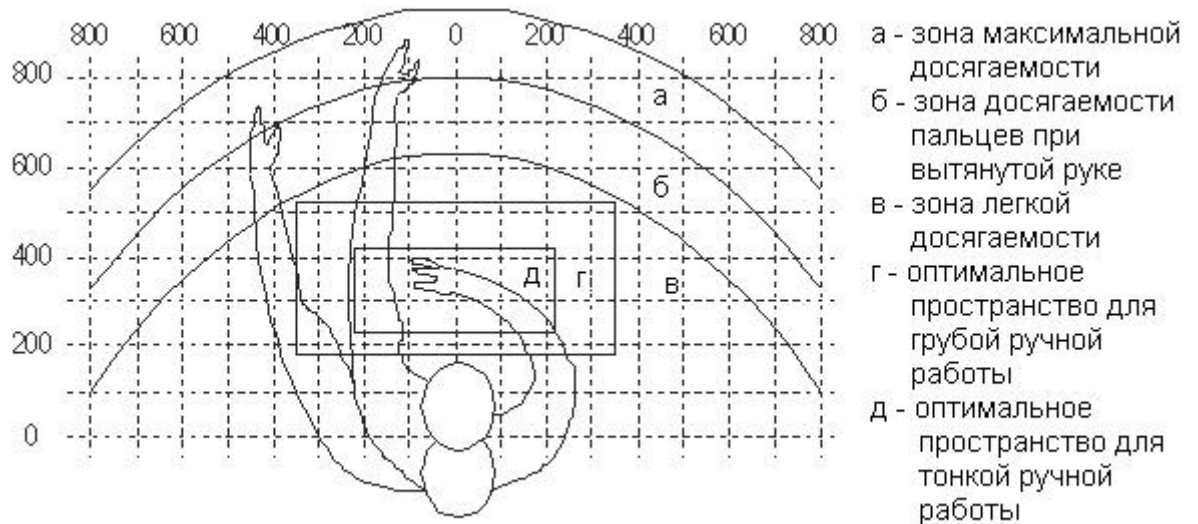


Рисунок 7.34 – Зоны досягаемости рук в горизонтальной плоскости

Оптимальное размещение предметов труда и документации в зонах досягаемости рук: дисплей размещается в зоне а (в центре); клавиатура в зоне г/д; системный блок размещается в зоне б (слева); принтер находится в зоне а (справа); документация в зоне легкой досягаемости ладони (слева) – литература и документация, необходимая при работе; в выдвижных ящиках стола – литература, не используемая постоянно.[32]

Письменный стол необходимо проектировать с учетом следующих требований:

- высота рабочего стола 680 – 800 мм;
- ширина рабочего стола должна быть не менее 700 мм и длина не менее 1400 мм;

– высота пространства для ног должна быть не менее 600 мм, ширина – не менее 500 мм, глубиной на уровне колен – не менее 450 мм и на уровне вытянутых ног – не менее 650 мм.

Рабочее кресло необходимо выбирать таким образом, чтобы оно было подъемно-поворотным, и чтобы была возможность регулировать по высоте и углам наклона сиденья и спинки. Рекомендуемая высота сиденья 420 –550 мм над уровнем пола. Ширина и глубина поверхности сиденья должна быть не менее 400 мм, а поверхность сиденья должно быть с заглубленным передним краем. [27]

Монитор компьютера следует располагать на уровне глаз оператора на расстоянии 500 –600 мм. Уровень контрастности и яркости изображения на экране необходимо выбирать таким образом, чтобы уменьшить раздражающее действие на зрительный аппарат оператора. Также для удобства и соответствия требованиям, при выборе компьютера должна быть предусмотрена возможность регулирования экрана.

Клавиатура должна располагаться на поверхности стола на расстоянии 100-300 мм от края. Нормальным положением клавиатуры для работы считается ее размещение на уровне локтя оператора с углом наклона к горизонтальной плоскости 15. Наиболее удобными для работы являются клавиши, имеющие вогнутую поверхность, четырехугольную форму с закругленными углами. Клавиатуру необходимо выбирать такую, чтобы цвет клавиш был контрастен с цветом панели.

При работе, для выполнения которой требуется интенсивная умственная или физическая напряженности, рекомендуются оттенки теплых тонов, которые возбуждают активность человека. [32]

7.3 Условия безопасной работы

Основные параметры, характеризующие условия труда это:

- Шум;
- Микроклимат;
- Электромагнитное поле;
- Вибрация;
- Освещенность;
- Излучение.

Создание микроклимата (воздух на рабочем месте) производственных помещений исходит из следующих параметров:

- Температура;
- Скорость движения воздуха;
- Относительная влажность.

Оптимальные и допустимые значения характеристик микроклимата устанавливаются в соответствии с СНиП 2.2.2/2.4.1340-03 приведены в Таблице 7.13.

Таблица 7.13 – Оптимальные и допустимые параметры микроклимата

Период года	Температура, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный и переходный	23–25	40–60	0,1
Теплый	23–25	40	0,1

Мероприятия по улучшению воздуха в производственном помещении:

- Правильная вентиляция воздуха;
- Кондиционирование воздуха;
- Отопление производственных помещений.

В помещение должны подаваться следующие объемы наружного воздуха:

- Если объём помещения меньше 20 м^3 , то на одного человека не менее 30 м^3 воздуха в час;
- Если объём помещения более 40 м^3 на человека, то разрешается естественная вентиляция при условии отсутствия выделения веществ.

Должны предусматриваться система отопления, обеспечивающая постоянное, равномерное и достаточное нагревание воздуха. Параметры микроклимата должны соблюдаться в соответствии с установленными значениями. [27]

В кабинете осуществляется естественная вентиляция: через окна, двери. Главным недостатком данного типа вентиляции является то, что воздух поступает в помещение без нагревания и без предварительной очистки.

В процессе работы вредными и мешающими факторами могут являться вибрация и шум, ухудшающие условия труда, оказывающие вредное воздействие на организм человека и органы слуха через центральную нервную систему. В результате этого снижается реакция, ослабляется внимание, увеличивается число ошибок, ухудшается память. Уровень шума на рабочем месте при работе на ПЭВМ не должен превышать 50 дБ.

Системные блоки и экран компьютера производят электромагнитное излучение (ЭМИ). Основными источниками излучения является системный блок и видеокабель.

Для защиты от ЭМИ необходимо:

- Увеличить расстояние от оператора до источника;
- Применить приэкранные фильтры, специальные экраны и другие СИЗ.

Дисплей компьютера является источником ионизирующего излучения (ИИИ). Под влиянием ИИ в организме могут происходить различные биологические эффекты нарушения: снижение иммунитета, увеличение хрупкости кровеносных сосудов, нарушение нормальной свертываемости

крови, лучевая болезнь и другое. Доза облучения оператора на расстоянии 20 см от дисплея составляет 50 мкбар/час. По нормам конструкция ЭВМ является источником излучения, эквивалентная доза которого равна 100мкР/час.

Усталость органов зрения может быть вызвана следующими факторами:

- Недостаточная освещенность;
- Чрезмерная освещенность;
- Неправильное направление света.

7.4 Электробезопасность

Электробезопасность – система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества. [29]

При работе на электроприборах и электроустановках существует опасность электропоражения при прикосновении к токоведущим частям, при прикосновении с полом, стенами, оказавшимися под напряжением, при коротком замыкании в блоке питания.

К мероприятиям по обеспечению электробезопасности относятся:

- Отключение напряжения от токоведущих частей, на которых или вблизи которых будет проводиться работа;
- Подготовка и вывешивание плакатов, которые указывают место работы;
- Заземление корпусов всех установок;
- Покрытие токопроводящих поверхностей инструментов надежной изоляцией.

Безопасной для человека является величина переменного тока – 10 мА, постоянного – 50 мА, безопасное напряжение 12В.

Для предотвращения выхода из строя компьютеров вследствие перепадов напряжения питающей сети, а также, для обеспечения сохранности данных при аварийном отключении сети, питание осуществляется через источник бесперебойного питания UPS-400. [30]

Во избежание травматизма следует соблюдать следующие правила:

- Должна быть изучена инструкция по эксплуатации аппаратуры. Перед каждым включением производится осмотр рабочего места;
- Обращать особое внимание на последовательность включений и выключения питания отдельных узлов;
- Все узлы вычислительного комплекса должны быть заземлены через контур заземления;
- Контур заземления периодически проверяется на электрическое сопротивление.

Характер и последствия поражения зависят от величины, частоты и пути прохождения тока; продолжительности воздействия. Своевременно оказанная помощь при поражении током позволяет сохранить жизнь пострадавшему. Поэтому помощь должна быть оказана немедленно. При оказании первой помощи пострадавшего необходимо отсоединить от токоведущей части, одновременно защищая себя от опасности контакта с тоководами. [29]

В первую очередь надо отключить ток. При легких поражениях пострадавшего следует вынести на свежий воздух. Если дыхание очень резкое и судорожное, необходимо сделать искусственное дыхание. При остановке дыхания и отсутствии пульса делают искусственное дыхание и непрямой массаж сердца. Затем необходима госпитализация.

7.5 Пожарная и взрывная безопасность

Согласно СНиП 21-01-97, в зависимости от характеристик веществ, используемых в производстве, и их количества, по пожарной и взрывной опасности помещения можно разделить на категории А, Б, В, Г, Д. Поскольку

помещение относится к категории В по степени пожара-взрывоопасности (помещение с твердыми сгорающими веществами), необходимо предусмотреть ряд профилактических мероприятий. Возможными причинами загорания могут быть:

- Неисправность токоведущих частей установок;
- Работа с открытой электроаппаратурой;
- Короткие замыкания в блоке питания;
- Несоблюдение правил пожарной безопасности;
- Наличие горючих компонентов: документы, двери, столы, изоляция кабелей и т.п.

Мероприятия по пожарной профилактике бывают: организационные, технические, эксплуатационные и режимные. [33]

К организационным мероприятиям можно отнести правильное содержание зданий и территорий, эксплуатацию оборудования, противопожарный инструктаж рабочих и служащих, обучение производственного персонала правилам противопожарной безопасности, издание инструкций, плакатов, наличие плана эвакуации.

Техническими мероприятиями являются: соблюдение противопожарных правил и норм при проектировании зданий, при устройстве электропроводов и оборудования, отопления, вентиляции, освещения, правильное размещение оборудования.

К режимным мероприятиям можно отнести соблюдение противопожарных мер и установление правил организации работ. Для предотвращения возникновения пожара от коротких замыканий, перегрузок и т. д. необходимо соблюдение следующих правил пожарной безопасности, описанные выше.

При возникновении аварийной ситуации необходимо:

- Сообщить руководству (дежурному);

- Позвонить в соответствующую аварийную службу или МЧС по телефону 112;
- Принять меры по ликвидации аварии в соответствии с инструкцией. [33]

Вывод по главе: Для обеспечения безопасного проведения работ и защиты прав рабочего персонала были проанализированы документы, регламентирующие стандарты безопасности для данного вида работ, охраны труда, а также общие регламенты для данной специфики деятельности. В результате проделанной работы можно сделать вывод, что при повсеместном внедрении данных стандартов и регламентов риск производственного и пост-производственного травматизма можно свести к минимуму.

Заключение

Изученный седиментологический материал позволяет предположить обстановку осадконакопления. На протяжении каменноугольной и раннепермской эпох осадконакопления в пределах рассматриваемой территории существовал обширный полого погружавшийся рамп, в пределах которого шло формирование широких и протяженных фациальных зон, распределенных по площади в зависимости от рельефа морского дна. На перегибах склона к более глубокопогруженным зонам в условиях волнового перемешивания вод получили развитие узкие лито-, биокластические и оолитовые отмели.

Микрофаунистический анализ, проведенный на основании описанных шлифов во второй главе, по скважинам с отбором керна, показал преимущественное развитие биокластической седиментации, что четко характеризует достаточно высокую волновую активность водного бассейна в придонных участках. Морфологическими аналогами подобного бассейна, возможно, являются шельф Юкатана (северо-западная часть Мексиканского залива), побережье Персидского залива (Burchette, Wright, 1996).

Согласно биономическим областям моря организмы, населяющие осадки, а именно моллюски, иглокожие, кишечноротовые, черви, мшанки и другие, обитали в условиях мелководной сублиторальной области, постоянно покрытой водой, с сильными движениями воды, изменчивой температурой и обилием света.

Выявленные в кернах скважин организмы, представляют собой бентосные формы, тесно связанные с дном. Большинство из них относятся к сидячему или прикрепленному бентосу. Это многочисленные морские филоидные, сине-зеленые водоросли, палеоаплезины, кораллы (ругозы), морские лилии, колониальные морские, в большинстве прикрепленные формы мшанок, брахиоподы, бентосные фораминиферы, некоторые моллюски. Из них много колониальных форм, прикрепление которых осуществлялось при помощи корневидных выростов, прирастания створкой, биссусом и т.д. Также встречены

вертикальные трубчатые ходы червеобразных организмов. Согласно палеоэкологическим данным, выявленный устойчивый биоценоз позволяет предположить малые глубины – не более 10 – максимум 30 м – его обитания. Описанные в породах структурно-текстурные признаки свидетельствуют о значительном влиянии на процесс формирования и наращивания аккреционной призмы приливно-отливной деятельности.

В материалах ГИС, характеризующих рассматриваемые карбонатные системы, уверено фиксируется разноранговая цикличность, подтвержденная керновыми данными, однако не имеющая устойчивого характера в разных скважинах. Закономерная смена известняков с различной микрофациальной структурой в разрезах парасиквенсов позволяет интерпретировать их образование следующим образом.

Согласно теоретическим данным, месторождение находится на третьей стадии разработки с низким коэффициентом извлечения нефти. Геологические модели необходимы для более качественной разработки месторождений-аналогов.

Ключевым аспектом при моделировании было определение фаций, слагающих пласты-коллекторы и свойства данных фаций: размер зерна, пористость, проницаемость. Именно фации и описанные во второй главе их свойства были входными данными для моделирования при помощи GPM модуля в программном продукте Petrel. Для второй – стохастической модели – была проведена интерпретация геофизических исследований скважин, а именно: выделены зоны: коллектор/не коллектор по данным акустического и нейтронного каротажа, рассчитана глинистость, пористость, проницаемость и насыщенность пластов – коллекторов. Все эти данные были необходимы для распределения свойств в модели.

При моделировании вторичная пористость была задана по-разному для двух моделей, поскольку в карбонатах особую роль играют диагенетические процессы, приводящие к образованию вторичной пористости, ее следовало учесть.

Для GPM модели вторичная пористость зависит от уплотнения породы со временем, данный процесс был рассчитан и результатом стала вторичная пористость. Для стохастической модели изначально задавались данные вторичной пористости. В конечном итоге, модели, созданные разными путями, имеют схожий результат с допустимой погрешностью.

Также в работе был рассмотрен финансовый менеджмент и ресурсоэффективность. В данной главе представлены результаты расчета затрат бюджета рассматриваемой работы.

В части социальной ответственности были рассмотрены организационные и технические мероприятия по работе, безопасные условия труда, электро- и пожаробезопасность.

Список публикаций

1. Кундич, Д. Д. Оценка мощности дозы при работе с источниками быстрых нейтронов [Электронный ресурс] / Д. Д. Кундич, С. С. Чурсин // Физико-технические проблемы в науке, промышленности и медицине: сборник тезисов докладов IX Международной научно-практической конференции, г. Томск, 21-22 сентября 2017 г.

2. Kundich, D. D. Application of radiometric methods for minerals study [Electronic resource] / D. D. Kundich, S. S. Chursin // Физико-технические проблемы в науке, промышленности и медицине: сборник тезисов докладов VIII Международной научно-практической конференции, г. Томск, 1-3 июня 2016 г.

3. Кундич Д.Д., Казак Д.В. Анализ изменения коэффициента продуктивности скважин, осложненных пескопроявлениями [Электронный ресурс] / Казак, Д.В. Кундич, Д.Д., Зятиков, Павел Николаевич // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня рождения академика К. И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина, Томск, 8-12 апреля 2019 г.

Список используемой литературы

- 1) Геологическое моделирование на вероятностной основе залежей в карбонатных коллекторах. Черницкий А.В., Талдыкин С.А. Доклад на технической конференции SPE «Разработка месторождений с карбонатными отложениями – новые рубежи». 27-29 ноября 2012, г. Санкт-Петербург;
- 2) Гильманова Р.Х. Давлетова Л.У., Сарваретдинов Р.Г. Моделирование кавернозности при построении 3D моделей по Сорочинско-Никольскому месторождению Нефтепромышленное дело, №3, 2013;
- 3) Данилов В.Н., Разломная тектоника и нефтегазоносность Тимано-Печорского осадочного бассейна. Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ»;
- 4) Жемчугова В.А., Природные резервуары в карбонатных формациях Печорского нефтегазосного бассейна. – М: Издательство Московского государственного горного университета, 2002 – 110с;
- 5) Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. М: «ИПЦ Маска», 2009 – 20с;
- 6) Кузнецов В.Г. Журавлева Л.М., Фации отмели среди отложений овинпармского горизонта лохковского яруса. Нижний девон, Тимано-Печорская синеклиза. – М: Российский государственный университет нефти и газа, 2014 – 254с;
- 7) Ларионова З.В., Богацкий Е.Г., Довжикова Е.Г., Галкина Л.В., Тимано-Печорский Седиментационный Бассейн, объяснительная записка к «Атласу геологических карт», 2000 – 15с;
- 8) Леончик М.И., Сенин Б.В. Перспективы нефтегазоносности палеозойских карбанатов в Российском секторе Баренцева моря. Г.: ОАО «Союзморгео», 2010;
- 9) Маргулис Е.А. Нефтегазоносные комплексы Печорского Шельфа. – С.-П.: ФГУП «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологический институт (ВНИГИРИ)»;

- 10) Меннер В.В., Литологические критерии нефтегазоносности палеозойских толщ северо-востока русской платформы. – М: Наука, 1989 – 157с;
- 11) Смехов Е.М., Дорофеева Т.В. Вторичная пористость горных пород-коллекторов нефти и газа, Ленинград, Недра, 1987, 96 с.;
- 12) Ступакова А.В. Тимано-Печорский бассейн. Строение и основные этапы развития. Статья Георесурсы. 2017. Спецвыпуск Ч. 1. С. 56-64;
- 13) Суворова Е.Б. Литология и обстановки накопления Верхневизейско-нижнепермских отложений Печорского шельфа. С.-П.: ФГУП «ВНИИОкеанология им.И.С. Грамберга», 2012;
- 14) Танинская Н.В., Седиментологические критерии прогноза коллекторов в среднеордовикско-нижнедевонских отложениях Тимано-Печорской провинции. С.-П.: Федеральное Государственное унитарное научно-производственное предприятие «Геологразведка», 2010
- 15) Терентьев С.Э., Богданов Б.П. Особенности строения и нефтегазоносности нижнепермских отложений Кочмесской площади. Статья нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т.7. - №1;
- 16) Фортунатова Н.К. Седиментологическое моделирование карбонатных осадочных комплексов. – М: РЭФИА, 2000;
- 17) Advanced workflows for joint modelling of sedimentary facies and diagenetic overprint. Impact on reservoir quality. B. Doligez, Y.Hamon, M.Barbier, F. Nader. SPE 146621, 2011\$
- 18) Advanced workflow for 3D geological modeling of a complex giant field, Greater Burgan, Kuwait. Filak, Jean-Michel; Van Lint, Julient. SPE 164294, 2013;
- 19) Advances in carbonate exploration and reservoir analyses. J.Garland, J.E. Neilson, S.E. Laubach. Geological Society, London, Special Publications, 2012;
- 20) Borgomano Jean R.F. Francois Fournier, Sophie Viseur. Stratigraphic well correlations for 3D static modeling of carbonare reservoirs. AAPG Bulletin, v.92, no.6 (June 2008), pp. 789-824;

- 21) Carbonate rocks and petroleum reservoirs: a geological perspective from in industry. Trevor P. Burchette. Geological Society, London, Special Publications, 2012;
- 22) Geology of carbonate reservoirs: the identification, description, and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks. Wayne M. Ahr. John Wiley and sons, USA, 2088;
- 23) Heterogeneity characteristics of carbonate reservoirs: case study using whole core data. Chenji Wei, Changbing Tian, Dong Du. SPE*175670, 2015;
- 24) Morten Smelror, Oleg V. Petrov, Geir Birger Larssen and Stephanie C. Werner. Atlas Geological history of the Barents Sea.
- 25) Petrel TIPS and TRICKS from SCM, www. Scminc.com, 2011;
- 26) Report Roshelf in co-operation with BHP Petroleum, The sedimentology of cores from well Pechora sea, Russia;
- 27) ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
- 28) ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность;
- 29) ГОСТ 12.2.007.0-75 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Изделия электротехнические. Общие требования безопасности (с Изменениями N 1, 2, 3, 4);
- 30) ГОСТ Р ИСО 9241-5-2009. Эргономические требования к проведению офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (VDT). Часть 5. Требования к расположению рабочей станции и осанке оператора;
- 31) ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования;
- 32) СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы;
- 33) СНиП 21-01-97* Пожарная безопасность зданий и сооружений.

Geological modelling features of carbonate heterogeneity reservoir properties

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ГМ81	Кундич Дарья Дмитриевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт	Чернова О.С.	д.г-м.н		

1 Geology

According to the Atlas of Geological History of the Barents Sea, in a recent hydrocarbon assessment by the USGS, it has been estimated that about 30 % of the world's undiscovered gas and 13 % of the world's undiscovered oil may be found in the Arctic. The Timan-Pechora region is one of the world's most prolific hydrocarbon provinces. Exploration in the Barents Sea, substantial geological and geophysical data have been accumulated. Most of knowledge is based on industrial seismic data, potential field data, and data from exploration wells. The main hydrocarbon source rocks are present in the Upper Devonian, Upper Permian, Middle Triassic and Upper Jurassic successions, while the most significant reservoirs are proven in Devonian, Carboniferous and Permian carbonates, and in Silurian, Devonian, Carboniferous, Permian, Triassic, Jurassic and Cretaceous sandstones. [6]

1.2 Fault tectonic of Timan-Pechora Basin

The Timan-Pechora oil and gas basin is located on the northeastern outskirts of the Russian Plate, structurally corresponds to the Pechora syncline and the northern depressions of the Ural foredeep. There exist two development periods, they are divergent and convergent.[3]

As per Larioniv consider, the first period is divided into two stages: Late Cambrian-Middle Ordovician and Middle Ordovician-Early Carboniferous. [2]

At the Late Cambrian-Middle Ordovician stage, the Ural paleo-ocean begins to form and a tectonic restructuring of this region takes place. At the Middle Ordovician – Early Carboniferous stage, extensive sedimentation occurs in the conditions of the passive the East European continent margin. The main role of faults at this stage is the formation of natural reservoirs of the Middle Ordovician-Lower Devonian oil and gas complex. The ensuing Upper Devonian transgression

covers almost the entire territory of the Timan-Pechora basin. As a result of extensive transgression, a regional fluid seal of the Timan-Sargaev age is formed. Alignment of the basin relief and migration of the shelf zone boundary occurs, which is marked by the formation of a different ages reef barriers series.

The convergent development period, as well as the divergent, is divided into two stages. The first stage covers the time from the Early Carboniferous to the Early Permian, the second - from the Early Permian to the Triassic. The first stage is characterized by tectonic developmental stability and shallow-shelf sedimentation conditions.

The second stage is characterized by the end of the main sedimentation cycle and a wide development of orogenic movements in the east.

1.3 The structure of the Timan-Pechora sedimentary basin

According to Fortunatova, Timan-Pechora sedimentary basin covers a large area of the earth's crust, mainly of the continental type, that is characterized by the accumulation of a regular series of sedimentary formations. The western and southwestern border of the plate is the West Timan deep fault. The eastern fold restriction of the Timan-Pechora Plate and the Pre-Ural foredeep are the advanced folds of the Urals and Pai-Khoya. In the south of the region, the West Timan Fault adjoins the West Ural thrust fault. The less confident northern border of the Timan-Pechora plate with the Barents Sea-Kara plate is drawn along the North Pechora monocline. [3]

Basin structure formation was determined by the composition of sediments and structure-forming movements. The existing structure of the sedimentary sheath of the Timan-Pechora plate is the result of staged tectonic development. This situation was synchronized with the evolution of the Ural mobile belt and tectonic events in the surrounding plates. A consistent change in tectonic regimes is noted in the section of the sedimentary sheath of the plate by structural levels and sub-levels and the angular and stratigraphic unconformity separating them.[3]

According to the general nature of the dislocations and formation regularities within the structural levels that have the Caledonian-Hercynian-Early Mesozoic tectonic genesis well as taking into account the internal structure of the Timan – Pechora plate basement. It is divided into the following large tectonic elements: Timan ridge, Izhma – Pechora syncline, Malozemelskaya–Kolguevo monocline, Pechora–Kolvin aulacogen, Khoreyver Structural low, Varandey-Adzinskaya structural zone, Pay Khoi-Novaya Zemlya Early Knemmerian folded system and Pre-Ural regional fore deep. The sediments of the Middle Mesozoic-Cenozoic cycle lie with a stratigraphic break and angular unconformity at various structural and formational units of the Hercynides and form the two upper structural levels of the platform sheath that already belong to the Pechora superimposed syncline.[4]

1.4 Stratigraphy of Timan-Pechora Basin

According to Morten Smelror and Oleg Petrov, in the Visian succession is marine carbonate shelves which covered the eastern Barents Sea, Kara Sea and Timan-Pechora areas graded into continental environments towards the west and northwest.[6]

A close correlation between Carboniferous rift structures and the distribution of evaporite and carbonate deposits in the overlying Permian succession, suggests a component of differential subsidence, probably induced by the earlier phase of crustal extension.[6]

In the Asselian, the carbonates deposition took place in a climate characterized by icehouse conditions, with high-frequency eustatic sea-level changes driven by glaciations in the southern hemisphere. Shallow-water carbonate shelf settings with shoal, sand-bar and biostrom facies was also developed at the southern and southwestern margins of the Timan-Pechora area.[6]

The Wordian was also a period of overall transgression and an extensive marine shelf, with different shallow- and deep-marine depositional environments. In

the Timan-Pechora area, continued Late Permian regression led to an expansion of the terrestrial areas.

Unlike in the Late Permian, the Triassic sedimentation in the Timan-Pechora area exhibits a transgressive trend. This is shown by the change from alluvial and stream-flow deposits, into lacustrine swamp and deltaic sediments. The Middle Triassic succession is represented mainly by non-marine clayey siltstones, and in places by variegated sandstones. These deposits were accumulated in lacustrine and flood-plain settings within the Timan-Pechora area.

During the Late Triassic-Early Jurassic time, large areas of the Barents Sea Shelf were uplifted and eroded. Here, the widely distributed Lower Jurassic succession of sandstones, siltstones and mudstones reaches up to 2 km in thickness

In the Bajocian, the Middle Jurassic regression reached its maximum. The Timan Range were probably the main provenance area for the continental sediments and the accumulations of sands, gravels and conglomerates were probably deposited on extensive alluvial plains. During the Tithonian, the Late Jurassic sea-level reached its maximum, and on this open marine shelf, dominantly shales and mudstones were deposited, with subordinate thin interbeds of limestones, siltstones and sandstones. In some isolated areas a bituminous mud accumulated, which later became a prolific oil-shale.

In the Early Valanginian, clay deposits with foraminifers, bivalves and arthropods were widely distributed in the basin, whereas in Late Valanginian time silts and sands with a variety of marine faunas and plants appeared. In Early Barremian time, near-shore marine environments prevailed in the Timan-Pechora area. Here, clays and silts, with foraminifers, bivalves, ammonites and belemnites, were deposited. By the end of the Barremian, an uplift of the entire region had taken place, resulting in an overall change from marine to continental conditions.

In Albian time, the Barents Sea region comprised uplifted land areas in the northeast and marine shelves in central and western parts. In the Timan-Pechora area, the Aptian deposits unconformably overlie Tithonian strata. Little is known about Eocene palaeogeography in the Pechora. These areas probably constituted a

tectonically stable epicontinental mega-region. Sediments that may have been deposited, were subsequently removed due to later Neogene uplift and erosion. [10]

1.5 Lithological and petrographic reservoir characteristics

1.5.1 Productive formation I

In lithological terms, the formation is represented by **crinoid-algal grainstone** and **packstone** with intercalations of bioherm moss animals boundstone. This formation is characterized by algae breccia, divided into separate blocks.

Crinoid-algal bioclastic grainstone/packstone is characterized by granular structure of the rock as a whole, in cement – micritic unclearly clot-lumpy and crystalline. Limestone are composed of calcite. The rock bulk is a granular frame, which is composed mainly of skeletal grains, medium-poorly sorted, with a predominant size of 0.3-1.3 mm. Non-skeletal grains are presented in the composition of the granular material in a small amount in the form of relatively small lumps and pellets. The biota contains fragments of skeletons of echinoderms, bryozoans, tubules fragments of blue-green and green algae; fragments of Tubiphytes.

1.5.2 Productive formation II

The formation is represented by lumpy-clot pelitomorphitic **mudstones**, **detrital crinoid-algal grainstone and packstone** with intercalations of bioherm moss animals boundstone, as well as varieties of boundstone, less often dolomitic, microcrystalline differences. The rock bulk in all samples has a fairly uniform structure and It is composed to varying degrees of clouded microcrystalline crystals. In the main carbonate rock mass, an admixture of bituminous-clay material is distributed evenly, predominantly cover in carbonate crystals with the thinnest films, and also concentrated in the form of single short thin films.

An admixture of debris grains is also widespread in the formation. Secondary changes are expressed in recrystallization of calcite, dolomitization, silicification, pyritization. Detritus wackestone has pelitomorphic microcrystalline structure unclearly lumpy-clot with grain component. The rock bulk is distributed predominantly skeletal medium-poorly sorted grains.

The detrital grains are dominated by fragments of moss animals and echinoderms skeletons, tubular algal formations fragments, rounded fragments of large foraminifera shells, as well as whole shells of various small foraminifera and calcispheres are noted. Voids is about 2%. Voids are mainly represented by dissolved cavities of various shapes, as well as primary intragrain pores in the bryozoans' detritus, algae and foraminifera shells, and small secondary pores of recrystallization and dolomitization.

The crinoid-bryozoic grainstone are fragmentary grain porous limestone with a uniform texture and crystalline cement. The rock bulk is a granular skeleton that is formed almost exclusively by skeletal grains medium-well sorted. The grains have a fairly dense packing and are well bonded with crystalline calcite, slightly dolomitic cement.

Biomorphic coral boundstone are characterized by a heterogeneous bioherm texture with micritic-sparitic-detrital frame, porous. The rocks are porous, folded by bushy aggregates of the colony tabulate. Polyphitic boundstone is biomorphic polyphitic limestone, in combination with micrite and clear crystalline cement, frame, porous, with bioherm texture as a whole. The rocks are characterized by a biomorphic tubular grain structure in combination with micritic and clear crystalline in interframe spaces. The basis of the this subfacies rocks is a biomorphic framework, somewhat heterogeneous in density, that is formed mainly by algal formations, among which the tubes of green algae play the main role. Echinoderms, shells of various small foraminifera, indefinable fine-detrital particles are widely represented in the skeletal grains composition; fragments of bryozoans' skeletons, shells of various large foraminifers are less common.

Secondary changes are expressed in recrystallization of calcite, weak dolomitization, and dissolving. The voids are 3-12% and is represented by voids with a predominant size of 0.02-0.25 mm. Bryozoan-polyphytic boundstone are a group of biomorphic limestone with micritic obscurely finely crumbly-clotted frame, with a grain detrital component, with an inhomogeneous bioherm texture. The voids are on average about 7%, in sections from 3 to 15%. The voids are mainly secondary small intercrystalline pores of recrystallization and dolomitization in algal frame formations and in micritic finely crumbly clot material.

1.5.3 Productive formation III

The formation is represented by lumpy-clot pelitomorphous mudstone, polydetritic grainstone and packstone with intercalations of bioherm polyphyte boundstone. The formation is characterized by the presence of predominantly breccia algal rock, divided into separate blocks.

The polydetritic grainstone composing the reservoir are represented by grain polydetritic varieties, with micrite and clear crystalline cement, with porous biomorphic polyphyte texture. The rocks structure is homogeneous, with bioherm sections. The rocks are composed of calcite. They have a rather dense granular frame, which is formed mainly by skeletal medium sorted grains. Non-skeletal grains make up less than a quarter of the volume of all grains and are mainly represented by small pellets. Fragments of various tubular and algal formations, as well as echinoderm skeletons fragments are widely represented in the skeletal grains composition; less common are skeletal fragments of bryozoans. Granular skeleton is formed mainly by skeletal medium-well-sorted grains with the participation of non-skeletal.

Voids is 3-7%. Primary intergranular pores predominate, to varying degrees, developed by dissolving. Bryozoan-crinoid grains are composed of almost one calcite. They have a granular framework, occupying 75-80% of the rock mineral part volume and formed exclusively by skeletal grains, which are connected by clear-

crystalline cement. Voids are 5-10%. Voids are predominantly relatively large residual primary intergranular voids. About 30% are primary single and more often group intraskeletal pores.

Polyphitic boundstone are biomorphic polyphitic limestone with grain pellet-detrital, in combination with clear crystalline cement. The frame-forming elements of polyphitic boundstone are tubes and plates of various green and blue-green algae. Skeletal grains are medium-poorly sorted, with a prevailing size of 0.5-1.5 mm.

Voids are about 10%. Voids of 0.02-1.5 mm in size are predominantly represented by primary residual interframe and intergranular pores, sometimes developed to different degrees by dissolving. The rest of the voids are formed by rare small single and group primary intraskeletal pores in algal tubes.

1.5.4 Productive formation IV

The formation is represented by lumpy-clot pelitomorphous mudstone, polydetritic grainstone and packstone with intercalations of bioherm polyphyte boundstone.

Polydetritic packstone are represented by grain polydetritic differences, with a micritic obscurely clotted-lumpy cement, with a biomorphic component, porous, homogeneous with elements of a spotted structure. The rocks are composed of calcite. The rock bulk is a granular skeleton that is formed by medium-poorly sorted predominantly skeletal grains with the participation of non-skeletal ones.

Skeletal grains make up about 80% of the volume of all grains; sludge and fine detrital particles of indeterminate species, fragments of echinoderms skeletons, bryozoans, fragments of blue-green, mainly represent them and green algae are noted. Voids are about 5%. Voids with a predominant size of 0.05-0.25 mm are mainly dissolving caverns for grains and cement.

Pellet-polydetritic grains are also widespread, grain pellet-polydetritic with clear crystalline cement, and porous. The rocks have a predominantly uniform

texture. Fully stacked with calcite. The rock bulk is a slightly compacted granular skeleton, composed mainly of skeletal and non-skeletal grains, medium-well sorted.

Echinoderms, shells of varying degrees of preservation, or small fragments of shells of large foraminifera are widely represented in the composition of skeletal grains.

Voids are 10-15%. The voids with a predominant size of 0.05-0.2 mm are represented mainly by primary intergranular pores, which are uniformly developed in the rock. Weakly unevenly developed primary intragrain pores form the rest of the voids.

Much wider in the reservoir are polydetrititic grains with clear crystalline cement, with areas of biomorphic algal texture, porous. Clear crystalline calcite cement moderately weakly binds grains, which determines the preservation of the primary intergranular voidness of the rock. Rocks have heterogeneous structure, the basis of which is a granular frame formed mainly by skeletal, less often non-skeletal grains, medium sorted, with a prevailing size of 0.4-1.0 mm.

Skeletal grains predominant in the composition of grain material are mainly represented by fragments of echinoderm skeletons and tube fragments of various green and blue-green algae. Voids are 10-15%. Voids, which are with a predominant size of 0.15-0.4 mm, are predominantly residual primary intergranular pores. Figure 2 shows the correlation between wells.