

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

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Применение информационной энтропии для оценки неопределенностей на примере Крапивинского нефтяного месторождения

УДК 550.8:519.722

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ01	Райле Константин Николаевич		

Руководитель ВКР

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

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер-исследователь	Мельников М. О.	-		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2022 г.

Результаты освоения основной образовательной программы

Petroleum Engineering /Нефтегазовый инжиниринг

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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Коммуникация	УК(У)-4. Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
		И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
		И.УК(У)-5.2. Выстраивает социальное и профессиональное взаимодействие с учётом особенностей деловой и общей культуры представителей разных этносов и конфессий, других социальных групп
		И.УК(У)-5.3. Обеспечивает создание недискриминационной среды для участников межкультурного взаимодействия при личном общении и при выполнении профессиональных задач
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p>И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами</p> <p>И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда</p>

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ01	Райле Константину Николаевичу

Тема работы:

Применение информационной энтропии для оценки неопределенностей на примере Крапивинского нефтяного месторождения	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	Приказ №70-34/с от 11.03.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

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>Геологическая модель Крапивинского нефтяного месторождения, литература по региональной геологии и геологическому строению исследуемой территории, научные статьи.</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>1 Общие сведения о месторождении и его характеристика</p> <p>2 Анализ литературы по тематике исследования</p> <p>3 Построение карт средних значений пористости на участке геологической модели</p> <p>4 Определение численных значений информационной энтропии</p> <p>5 Построение карты энтропии исследуемого участка</p> <p>6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p> <p>7 Социальная ответственность</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Рисунок 1.1 – Географическое расположение Крапивинского месторождения</p> <p>Рисунок 1.2 - Сводный биостратиграфический разрез Крапивинского месторождения</p> <p>Рисунок 1.3 – Структурная карта исследуемой территории по отражающему горизонту Π_a и карта расположения тектонических нарушений</p> <p>Рисунок 1.4 – Районирование территории Крапивинского месторождения по литотипам разреза</p> <p>Рисунок 1.5 – Сопоставление обстановки осадконакопления пласта $Ю_1^3$ с фациальной обстановкой волновой дельты</p> <p>Рисунок 2.1 – График поведения информационной энтропии для эксперимента с подбрасыванием монеты</p> <p>Рис 2.2 - Применение концепции информационной энтропии для отражения пространственного распределения неопределенностей</p> <p>Рисунок 2.3 – Уменьшение энтропии с появлением новой информации</p> <p>Рисунок 3.1 – Куб литологии геологической модели</p> <p>Рисунок 3.2 – Модель сектора месторождения</p> <p>Рисунок 3.3 – Начальное распределение пористости</p> <p>Рисунок 3.4 – Карта средней пористости (первая итерация)</p> <p>Рисунок 3.5 – Карта средней пористости (случайная итерация)</p> <p>Рисунок 3.6 – Пример таблицы средних значений пористости для различных узлов</p> <p>Рисунок 3.7 – Пример значений энтропии</p> <p>Рисунок 3.8 – Код, позволяющий построить карту информационной энтропии</p>

	<p>Рисунок 3.9 – Итоговая карта информационной энтропии</p> <p>Рисунок 3.10 – Зависимость значений энтропии от количества итераций</p> <p>Рисунок 3.11 – Карта энтропии после бурения новой скважины</p>
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Социальная ответственность»	Сечин А.А., доцент, к.т.н.
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рукавишников В.С., доцент, PhD

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

Общие сведения о месторождении и его характеристика / General information about the field

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ01	Райле Константин Николаевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ01	Райле Константину Николаевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
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>	Стоимость ресурсов научного исследования: материально-технических, энергетических, финансовых и человеческих ресурсов проведения исследования по реализации применения информационной энтропии к данным геологической модели
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Оценка стоимостного выражения проведения научного исследования по реализации применения информационной энтропии к данным геологической модели
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет: 1 Затраты на выплату заработной платы сотрудникам 2 Накладные расходы
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Расчет затрат на проведение научного исследования по реализации применения информационной энтропии к данным геологической модели

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Матрица SWOT
2. График проведения и бюджет НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ01	Райле Константин Николаевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2ТМ01		Райле Константину Николаевичу	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Применение информационной энтропии для оценки неопределенностей на примере Крапивинского нефтяного месторождения	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования:</i> методика применения информационной энтропии для оценки неопределенностей геологических моделей</p> <p><i>Область применения:</i> разработка нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений</p> <p><i>Рабочая зона:</i> офис</p> <p><i>Размеры помещения:</i> 6*5 м.</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> стол, персональный компьютер</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> разработка методики применения информационной энтропии для оценки неопределенностей геологических моделей с использованием клавиатуры, компьютерной мыши и монитора</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы; ГОСТ Р ИСО 9241-4-2009. Эргономические требования к проведению офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (VDT). Часть 4. Требования к клавиатуре; 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; ГОСТ Р ИСО 9241-7-2007. Эргономические требования при выполнении офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (VDT). Часть 7. Требования к дисплеям при наличии отражений.</p>
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Перенапряжение зрительного анализатора; 2. Умственное перенапряжение; 3. Повышенный уровень электромагнитных излучений;

	<p>4. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны</p> <p>5. Недостаточная освещенность рабочей зоны.</p> <p>Опасные факторы:</p> <p>1. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий.</p> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: осветительные приборы, оградительные устройства, звукоизолирующие устройства, устройства защитного заземления и зануления;</p> <p>Расчет: расчет системы искусственного освещения</p>
<p>3. Экологическая безопасность <u>при разработке проектного решения</u></p>	<p><i>Воздействие на селитебную зону:</i> образование свалок при утилизации компьютерной техники</p> <p><i>Воздействие на литосферу:</i> утилизация твердых компонентов компьютерной техники и периферийных устройств</p> <p><i>Воздействие на гидросферу:</i> утилизация жидких компонентов компьютерной техники и периферийных устройств</p> <p><i>Воздействие на атмосферу:</i> тепловое воздействие вследствие работы систем охлаждения компьютера</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях <u>при разработке проектного решения</u></p>	<p>Возможные ЧС: Природные катастрофы (наводнения, цунами, ураган и т.д.); Геологические воздействия (землетрясения, оползни, обвалы, провалы территории и т.д.); Пожары, взрывы</p> <p>Наиболее типичная ЧС: Возгорание блока питания компьютера с возможностью возникновения пожара</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ01	Райле Константин Николаевич		

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования Магистратура
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2021 /2022 учебного года)

Форма представления работы:

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
01.04.2022	<i>Геологическое описание исследуемой территории</i>	15
13.04.2022	<i>Раздел на английском языке</i>	20
25.04.2022	<i>Описание метода и оценка возможности его применения</i>	20
08.05.2022	<i>Расчетная часть</i>	35
18.05.2022	<i>Социальная ответственность</i>	5
24.05.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	5

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер-исследователь	Мельников М. О.	-		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	Д. Г-м. н.		

Реферат

Магистерская диссертация 106 с., 19 рис., 13 табл., 60 источников.

Ключевые слова: геологическая модель, информационная энтропия, анализ неопределенностей, средняя пористость, анализ данных, итерация, новая информация.

Объектом исследования является геологическая модель Крапивинского нефтяного месторождения, расположенного на территории Каргасокского района Томской области.

Цель работы – Анализ применения информационной энтропии на данные геологической модели и количественная оценка неопределенности.

Для достижения цели было необходимо решить следующие задачи:

- ознакомиться с понятием информационной энтропии и оценить возможность ее применения к геологической модели;
- получить несколько реализаций геологических моделей одного участка. Численные значения какого-либо выбранного свойства должны варьироваться в заданном диапазоне неопределенности;
- получить карту средних значений выбранного свойства по объему модели для каждой реализации;
- найти вероятности того или иного исхода (численного значения свойства) для каждого участка модели;
- зная вероятность, определить информационную энтропию;
- оценить различие значений энтропии в зонах наличия и отсутствия информации.

Актуальность темы исследования. Построение геологической модели сопровождается работой с большим количеством неопределенностей. Так, например, геолог не может быть точно уверен в значениях пористости, проницаемости или насыщенности в межскважинном пространстве. Также достоверно не может быть определен тренд распространения этих свойств. В связи с наличием таких неопределенностей актуальной проблемой является их оценка, так как на ее основании могут приниматься те или иные решения по

разработке или доразведке месторождения. Информационная энтропия позволяет разделить территорию на отдельные регионы по степени изученности и представить результат в виде карты, что может помочь при проектировании комплекса исследований.

Область применения: оценка неопределенностей геологических моделей.

Экономическая эффективность/значимость работы заключается в сокращении времени, которое тратится на определение малоизученных участков и планирование комплекса исследований.

В будущем планируется применение карты энтропии к свойствам модели, которые не были исследованы в данной работе и построение комплексной карты энтропии. Также планируется изучения влияния появления новой информации на общую энтропию всей системы.

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

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

ГИС – геофизические исследования скважин

ГГКП – гамма-гамма плотностной каротаж

НК – нейтронный каротаж

АК – акустический каротаж

ГМ – геологическая модель

НТИ – научно-техническое исследование

ЭВМ – электронно-вычислительная машина

Оглавление

Введение.....	18
1 Общие сведения о месторождении и его характеристика.....	20
1.1 Общие сведения о месторождении	20
1.2 Стратиграфия.....	23
1.2.1 Васюганская свита	25
1.2.2 Георгиевская свита	28
1.2.3 Баженовская свита	28
1.3 Тектоника.....	29
1.4 Седиментационная характеристика и нефтегазоносность	30
2 Информационная энтропия.....	36
3 Расчетная часть	44
3.1 Исходные данные.....	44
3.2 Ход работы.....	45
3.3 Построение карты энтропии	52
4 Социальная ответственность	58
4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 59	
4.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства	59
4.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	59
4.2 Производственная безопасность	60
4.2.1 Анализ потенциально возможных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований	60
4.3 Экологическая безопасность	69

4.3.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду	69
4.3.2 Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду	70
4.4 Безопасность в ЧС.....	71
4.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований и обоснование мероприятий по предотвращению ЧС.....	71
4.5 Выводы по разделу	73
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	74
5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований	74
5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	74
5.1.2 SWOT – анализ.....	75
5.2 Планирование научно-исследовательских работ	76
5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	76
5.3 Бюджет научно-технического исследования	77
5.3.1 Расчет материальных затрат исследования.....	77
5.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ	78
5.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы	79
5.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы	81
5.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды.....	82
5.3.6 Формирование бюджета затрат	83
Заключение	84
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	86

Введение

Каждая статическая модель характеризуется набором свойств, таких как пористость и проницаемость. Численные значения этих свойств в межскважинном пространстве варьируются в некотором диапазоне неопределённости, анализ которой является актуальной проблемой отрасли в настоящий момент [34].

На основании геологической модели, построение которой сопровождалось некорректной оценкой неопределенностей, возможно принятие решений, результаты которых могут не совпадать с ожидаемыми, что в конечном итоге скажется на бюджете проекта [37].

Наличие неопределенностей напрямую связано с количеством информации об объекте исследования. Так на новых, недостаточно изученных участках степень неопределенности распространения свойств в пространстве и их численных значений выше. В таком случае компании необходимо разделить территорию на отдельные регионы по степени изученности для дальнейшего принятия решения по доизучению зон с наивысшей неопределенностью. Одним из методов, позволяющих разделить исследуемую территорию по количеству информации и визуализировать результат, является метод применения информационной энтропии (энтропии Шеннона).

Задачи данной работы:

- ознакомиться с понятием информационной энтропии и оценить возможность ее применения к геологической модели;
- получить несколько реализаций геологических моделей одного участка. Численные значения какого-либо свойства модели должны варьироваться в заданном диапазоне неопределенности;
- получить карту средних значений выбранного свойства по объему модели для каждой реализации;
- найти вероятности того или иного исхода (численного значения свойства) для каждого участка модели;

- зная вероятность, определить информационную энтропию;
- оценить различие значений энтропии в зонах наличия и отсутствия информации.

Актуальность темы исследования. Построение геологической модели сопровождается работой с большим количеством неопределенностей. Так, например, геолог не может быть точно уверен в значениях пористости, проницаемости или насыщенности в межскважинном пространстве. Также достоверно не может быть определен тренд распространения этих свойств. В связи с наличием таких неопределенностей актуальной проблемой является их оценка, так как на ее основании могут приниматься те или иные решения по разработке или доразведке месторождения. Информационная энтропия позволяет разделить территорию на отдельные регионы по степени изученности и представить результат в виде карты, что может помочь при проектировании комплекса исследований.

1 Общие сведения о месторождении и его характеристика

1.1 Общие сведения о месторождении

Крапивинское нефтяное месторождение расположено на западе Томской области в Каргасокском районе, а также своей юго-западной частью в Тарском районе Омской области. Месторождение приурочено к Крапивинскому локальному поднятию, являющемуся крупнейшей структурой в южной части Каймысовского свода. Расстояние до г. Томска составляет 600 км, до г. Стрежевого – 450 км. Инфраструктура района развита относительно слабо, так как территория является труднодоступной. Ближайший к месторождению населенный пункт – с. Новый Васюган, располагающийся на удалении около 75 км. В 60 км на востоке от месторождения пролегает дорога с. Новый Васюган – г. Стрежевой, соединяющая Игольско-Таловое месторождение с месторождениями Каймысовской группы [12].

В свою очередь Игольско-Таловое месторождение соединено с Крапивинским дополнительной дорогой, построенной в 2009 г. По этой дороге в настоящее время осуществляется доставка грузов на месторождение. Географическое расположение месторождения представлено на Рисунке 1.1.

Ближайшие к месторождению реки – Крапивная и Ягыл-Ях (левые притоки реки Васюган) не судоходны в виду небольших ширины и глубины (14 м и 2 м соответственно для р. Ягыл-Ях).

Климат на исследуемой территории резко континентальный. Зима продолжительная, холодная, лето короткое и теплое. Температуры воздуха колеблются в диапазоне от -50 зимой до +30 летом. Район относится к зоне избыточного увлажнения. Количество выпавших среднегодовых осадков составляет около 500 мм.

Рельеф территории характеризуется как равнинный, слабовсхолмленный с абсолютными отметками от +93 м до 125 м. Отметки рельефа закономерно увеличиваются с севера на юг. Для территории характерна высокая заболоченность как пойм рек, так и территории в целом. В южной части

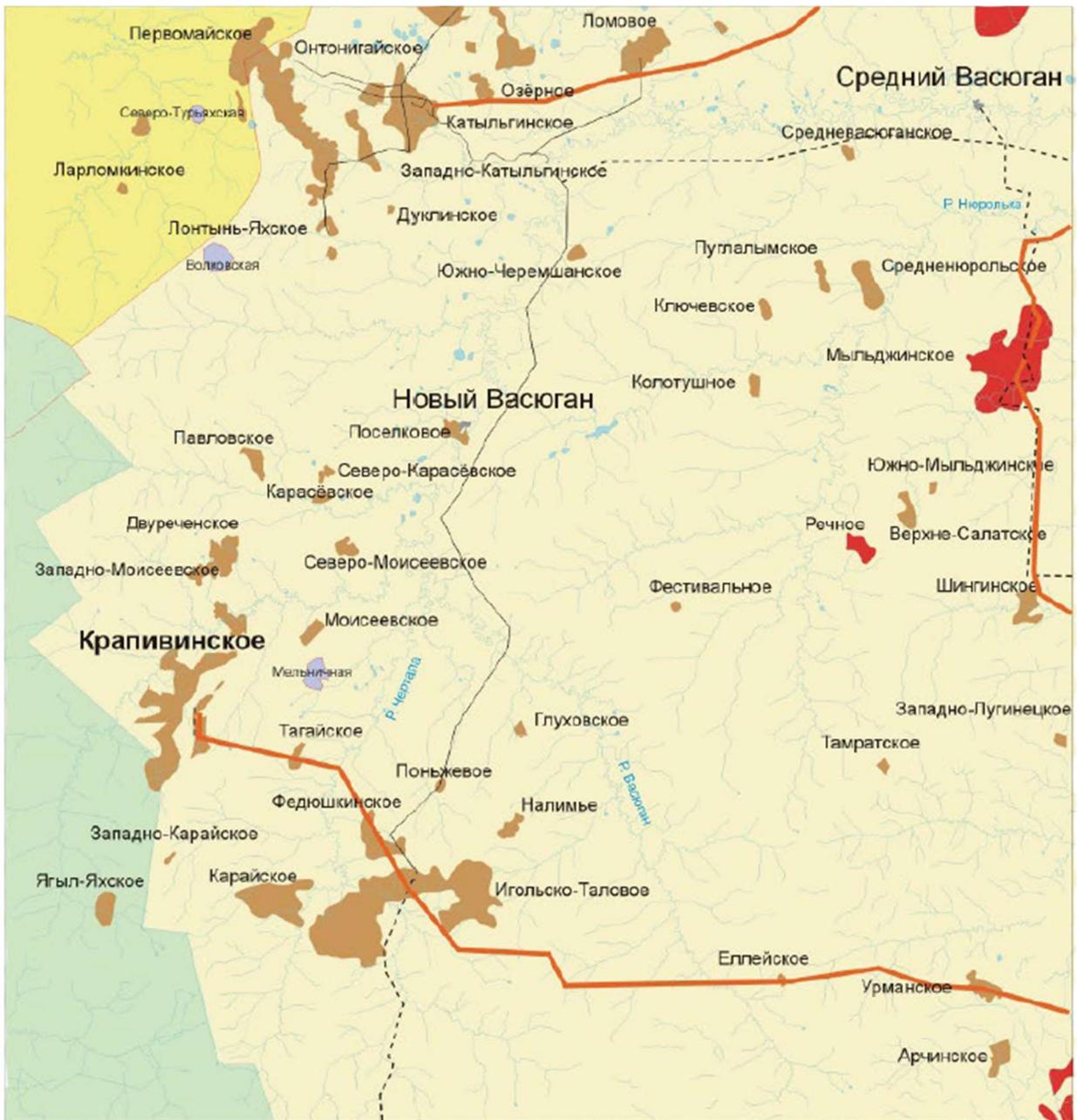
месторождения располагается большое количество озер. Южная и восточная части месторождения покрыты смешанным и редким лесом, представленным березой, елью, кедром, осиной и сосной [12].

Северо-восточная часть месторождения разрабатывается АО «Томскнефть» ВНК. Оператором юго-западной части является ООО «Газпромнефть-Восток».

Поисковое бурение на исследуемой территории началось в 1969 г западной нефтегазоразведочной экспедицией. Первые скважины, согласно антиклинальной теории, были пробурены в наиболее приподнятую присводовую часть структуры, однако результатом стал низкий приток нефти с высокой обводненностью. После проведения дополнительных геологоразведочных работ в 1984 г бурение было возобновлено, что привело к открытию месторождения.

По величине извлекаемых запасов месторождение относится к средним. На 1 января 2007 года запасы месторождения оценивались следующим образом: запасы по категории В+С₁ составляют 37,6 млн.т, извлекаемые – 11,5 млн т, балансовые запасы по категории С₂ составляют 1,6 млн т, извлекаемые – 0,5 млн т. Также месторождение обладает запасами газа в количестве 230 млн м³ по категории С₁, по категории С₂ -12 млн м³.

Продуктивные горизонты, насыщенные нефтью, залегают на глубинах 2412-2792 м. Нефть обладает следующими характеристиками: легкая (плотность от 0,787 до 0,872 г/м³), сернистая (0,56-1,1 %), малопарафинистая (1,05-2,43 %) [20].



Условные обозначения:

----- Областные границы

— Трубопроводы

Дороги автомобильные:

— Улучшенные грунтовые

----- Сезонные

Месторождения:

 Нефтяные

 Газоконденсатные

Рисунок 1.1 – Географическое расположение Крапивинского месторождения

[61]

1.2 Стратиграфия

Геологический разрез исследуемой территории представлен породами доюрского фундамента и мезозойско-кайнозойского осадочного чехла. Наибольший интерес с точки зрения нефтегазоносности представляют породы келловей-титонского осадочного комплекса, представленного васюганской, георгиевской и баженовской свитами. Характерной особенностью исследуемой территории является регрессивно-трансгрессивное залегание пород верхней юры на нижележащих породах тюменской свиты. Также стоит отметить наличие в верхней части разреза битуминозных аргиллитов баженовской свиты. Ее породы выделяются в качестве регионального, хронологического и литолого-фациального репера [12].

В основании келловей-титонского комплекса развит трансгрессивный пласт Ю₂⁰, по породам которого проводится подошва верхнеюрского комплекса отложений. Вместе с пластом Ю₂ пласт Ю₂⁰ образует единый резервуар, перекрытый аргиллитами нижневасюганской подсвиты. Пласт выделяется в кровле тюменской свиты. Пласт был сформирован в условиях мелководного морского бассейна и представлен песчано-алевритистым материалом с характерным уменьшением размера зерна вверх по разрезу, что говорит о трансгрессивном характере осадконакопления. Также мелководно-морские условия формирования подтверждаются наличием включений глауконита, присутствием коколлитофорид, сидеритово-лимонитовых и пиритовых стяжений, а также сидеритовых оолитов [13, 29, 32].

Средняя часть разреза келловей-волжских отложений представлена верхневасюганской подсвитой. Подсвита включает серию песчаных пластов, совокупность которых формирует основной нефтеносный горизонт Ю₁.

1.2.1 Васюганская свита

Васюганская свита (верхний бат – оксфорд) по литологическим характеристикам делится на верхнюю и нижнюю подсвиты.

Нижневасюганская подсвита состоит из трех литологических пачек. Верхняя и нижняя пачки представлены аргиллитами, также в разрезе присутствуют алевролиты и песчаники. Средняя пачка в основном состоит из аргиллитов.

Нижняя пачка хорошо прослеживается в разрезах скважин, пробуренных во впадинах.

Средняя пачка нижневасюганской подсвиты выдержана по площади и наиболее однородна в литологическом плане. За пределами рассматриваемой территории, на востоке, где васюганская свита переходит в наунакскую, наблюдается опесчанивание средней пачки.

Верхняя пачка нижневасюганской подсвиты не представляет интереса с точки зрения нефтегазоносности, но присутствует в разрезах большинства скважин. Для верхней пачки нижневасюганской подсвиты характерны частые фациальные замещения по латерали с песчаниками, которым присвоены индексы Ю₁⁴. В некоторых скважинах пласт Ю₁⁴ представлен тонкослоистым переслаиванием аргиллитов и алевролитов. Анализ геофизических исследований скважин, в частности данных метода самопроизвольной поляризации, во многих скважинах показывает отрицательные аномалии, примыкающие к пласту Ю₁³, располагающемуся выше [14]. Мощность нижневасюганской подсвиты достаточно выдержана и достигает 30 м.

Отложения верхневасюганской подсвиты представлены песчаниками и алевролитами светло-серыми, часто с буроватым оттенком. Также в разрезе встречаются аргиллиты от тонкоотмученных до алевролитовых, а также углистые образования. Подсвита включает большую часть горизонта Ю₁, а именно нефтегазоносные пласты Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³. Подсвита имеет возраст нижнего - верхнего оксфорда, что подтверждается найденными двустворок и аммонитов.

Стратиграфия песчаных пластов горизонта Ю₁ достаточно хорошо зафиксирована по многочисленным найденным остаткам фауны:

- Пласт Ю₁³ – верхний келловей - нижний оксфорд;
- Пласт Ю₁² – средний оксфорд;
- Пласт Ю₁¹ – верхний оксфорд.

Верхневасюганская подсвета подразделена на три толщи:

- Подугольную, сформированную на этапе регрессии в прибрежно-морских условиях осадконакопления и включающую пласты Ю₁³⁻⁴;
- Межугольную, регрессивно-трансгрессивную, сформированную в переходной зоне;
- Надугольную, сформированную на этапе трансгрессии в прибрежно-морских условиях осадконакопления и включающую пласты Ю₁⁰⁻².

Стоит отметить, что в пределах Крапивинского месторождения не выявлены угольные пласты. В соответствии с этим, А.М. Казаковым предложено называть подугольную, межугольную и надугольную толщи нижней, средней и верхней пачками [15].

Согласно принятой в ОАО «ТомскНИПИнефть» индексации проницаемых пластов горизонта Ю₁ для Каймысовского свода при пробной эксплуатации месторождения принята индексация с выделением песчаных пластов Ю₁², Ю₁³⁻⁴ [20].

В литологическом плане пласт Ю₁³⁻⁴ представлен мелко-среднезернистыми песчаниками с массивной или слоистой текстурой. Также в разрезе встречается алевролит, аргиллит и включения растительного детрита. Пласт слабо карбонатизирован. Общая мощность пласта на территории месторождения не превышает 20 м, в южной части – 12 м. Пласт подразделяется на три ритмопачки:

- Ю₁^{3В} – ритмопачка имеет покровное распространение. Пачка представлена мелкозернистым песчаником и алевролитом. Мощность пачки на территории месторождения колеблется от 5 до 22 м. Глубины залегания – 2663,7 – 2786,1;

- Ю₁^{3Б} – представлена преимущественно мелкозернистым песчано-алевритовым материалом. В кровле пачке выделяется крупно и грубозернистый песчаник. Мощность пачки колеблется от 5 до 18 м;
- Ю₁^{3А} – представлена песчаником с различным размером зерен. Наиболее крупнозернистый материал встречается в средней и верхней частях пачки. Песчаник преимущественно кварцевого состава. Глубины залегания пачки находятся в диапазоне от 2692,5 м до 2746,7 м. Пачка отмечается только в северной части исследуемой территории.

Межугольная ритмотолща хорошо выделяется с помощью данных ГИС методами ГК, НК, ИК. На исследуемой территории толща не имеет в своем составе характерного для нее угля и представлена глинисто-алевритовым материалом с пропластками песчаников. Также, в основании толщи выделяется пропласток, характеризующийся высокой плотностью и сопротивлением, а также низкими значениями метода ГК. Пропласток представлен глинистым известняком. Межугольная толща имеет выдержанную по площади мощность от 6 до 10 м. Возраст толщи – средний оксфорд.

Пласт Ю₁² присутствует в геологических разрезах всех скважин. Стратиграфический диапазон пласта определен, как поздний оксфорд – ранний киммеридж. В литологическом плане пласт представлен мелко- и среднезернистым песчаником с хорошей сортировкой, полимиктовым составом и порово-пленочным цементом, состоящим из каолинита. Цемент занимает от 7 до 10 процентов порового пространства. Фильтрационно-емкостные свойства пласта уменьшаются на юг следующим образом: пористость от 18 до 14 %, проницаемость от 25 до 4 мДа. Общая мощность пласта лежит в диапазоне 4-6 м. Глубина залегания варьируется от 2666 до 2746 м. В кровле пласта залегает толща с отличными от других пород верхней юры литологическим составом, внешним видом, коллекторскими свойствами, структурой и текстурой. Толща носит название барабинской пачки и в литологическом плане представлена песчаником и алевритом, характеризующимися слабой сортировкой, комковатой

текстурой, карбонатизацией, пиритизацией, фосфатизацией и включениями глауконита. Барабинская пачка имеет индекс Ю₁⁰. Мощность пачки варьируется от 1 до 8 м. Пласт Ю₁⁰ некоторыми геологами относится к васюганской свите, некоторыми – к подошве георгиевской свиты. Локальный характер распространения барабинской пачки, наличие глауконита, а также повышенная зернистость объясняется приуроченностью отложений к повышенным участкам Крапивинской структуры. Различные исследования показывают, что пласты Ю₁¹ и Ю₁⁰ формировались в начале этапа трансгрессии в одинаковых мелководно-морских условиях осадконакопления [16].

1.2.2 Георгиевская свита

Георгиевская свита на исследуемой территории имеет мощность около 3-5 м и представлена темно-серыми и зеленоватыми аргиллитами. В керновом материале найдены остатки пелеципод, фораминифер, белемнитов. Возраст свиты установлен как ранний киммеридж. В отложениях свиты присутствуют включения глауконита [32].

1.2.3 Баженовская свита

Верхнеюрские отложения завершаются баженовской свитой. Свита представлена черными битуминозными аргиллитами с редкими прослоями песчаников, алевролитов и карбонатов. Отложения выдержаны по всей площади месторождения и имеют мощность 25-28 м [24]. Свита является флюидоупором для подстилающих пород васюганской и георгиевской свит, одновременно выполняя роль основной нефтематеринской толщи. Свита хорошо прослеживается методами ГИС и, как было отмечено ранее, является региональным маркером.

1.3 Тектоника

Территория, где расположено Крапивинское месторождение, с точки зрения тектоники находится в сочленении Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины, двух структур I порядка [21].

Каймысовский свод – положительный тектонический элемент первого порядка, являющийся одной из крупнейших региональных тектонических структур юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. Свод расположен в северо-восточной части Нижневасюганской антеклизы, имеет изометричную форму. Структура сформирована северо-западной и северо-восточной системами поднятий, относительно которых центральная часть структуры несколько опущена. Каймысовский свод относится к типу структур унаследованного развития. По палеозойскому складчатому фундаменту ему соответствует южная часть Верхневасюганского антиклинория, являющегося скоплением позднегерцинских складчатых структур.

Контур Каймысовского свода, проведенный по подошве баженовской свиты (сейсмический горизонт II_а) с изогипсой -2650 м, имеет длину 215 км и ширину, изменяющуюся в диапазоне от 70 до 120 км. Структура имеет амплитуду поднятия до 350 м.

В наиболее приподнятых частях Каймысовского свода объем юрских пород сокращен из-за процесса денудации. В таких местах отложения келловеев со значительным перерывом залегают на отложениях палеозоя.

Свод имеет сложное строение. В его пределах имеются положительные структуры второго и третьего порядка, разделенные седловинами, впадинами и прогибами. По данным сейсморазведки такое строение рельефа имеют отложения как доюрского основания, так и тюменской и баженовской свит. В пределах свода присутствуют тектонические нарушения, простирающиеся в северо-восточном и северо-западном направлениях [22].

Центральная часть Каймысовского свода опущена относительно приподнятых северной и южной частей.

Крапивинское локальное поднятие, в пределах которого располагается Крапивинское месторождение, входит в состав структуры второго порядка. Крапивинская структура располагается в зоне депрессии по сравнению с прилегающей Моисеевской структурой и характеризуется спокойным режимом развития как в юре, так и в последующее время.

Тектонические нарушения делят исследуемую территорию на шесть блоков. Сейсморазведка, проведенная на территории месторождения, показывает, что разломы пронизывают отложения баженовской свиты, доходя до нижнемеловых пород [30]. Схема расположения разломов представлена на Рисунке 1.3.

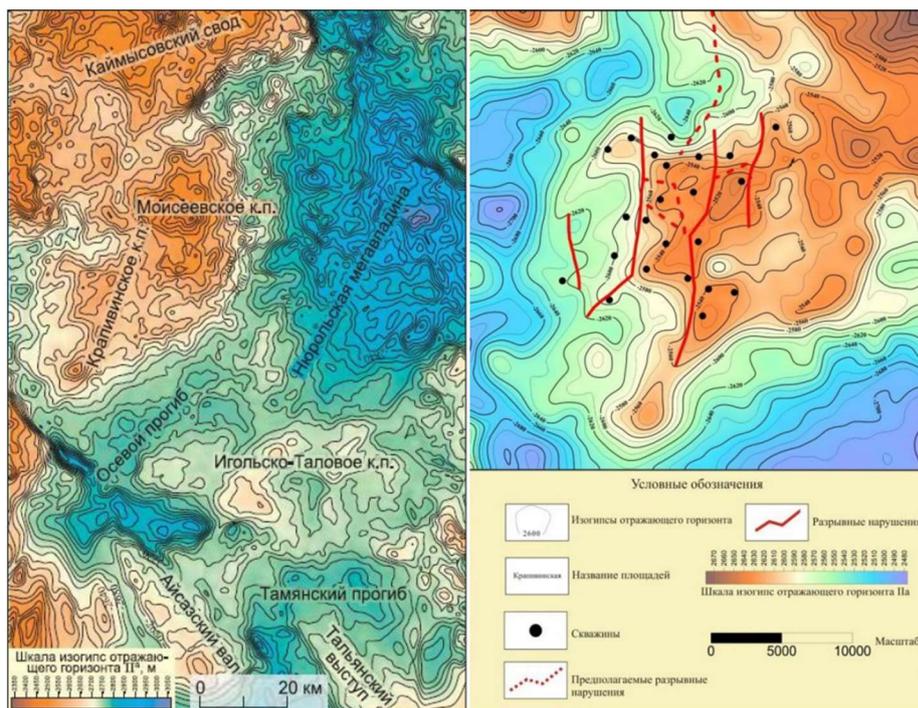


Рисунок 1.3 – Структурная карта исследуемой территории по отражающему горизонту Π_a (слева) и карта расположения тектонических нарушений (справа)

[60]

1.4 Седиментационная характеристика и нефтегазоносность

Основная нефтегазоносность Крапивинского месторождения связана с песчаниками подугольной толщи, а именно с пластом Ю₁³. В гранулометрическом отношении пласт представлен песчаниками регрессивного типа, с характерным увеличением размера зерна от кровли к подошве пласта. В пределах Крапивинского локального поднятия выделяется четыре литотипа разреза.

Первый литотип характеризуется увеличением проницаемости вверх по разрезу – от единиц мД в подошве, до сотен и тысяч мД в кровле. Литотип формировался в условиях прибрежной зоны с участием вдольбереговых течений. В данном литотипе также выделяется три подтипа: 1а с проницаемостью от сотен до первых тысяч мД, 1б с проницаемостью десятки – сотни мД и 1в с проницаемостью от единиц до первых десятков мД.

Для второго литотипа характерно более однородное распределение ФЕС по разрезу. Значения проницаемости здесь лежат в рамках 10-100 мД. В разрезе литотип представлен литофацией мелкозернистых песчаников с массивной или горизонтально-слоистой текстурой и низким содержанием глин. Формирование отложений происходило в условиях пляжей больших равнинных рек, а также направленных течений [32].

Значения проницаемости третьего литотипа изменяются от единиц мД до 10 мД. Литотип представлен литофацией средне-мелкозернистых и среднесцементированных песчаников с массивной или неяснослоистой текстурой. Формирование отложений связано с морским мелководьем при участии направленных течений.

Для четвертого литотипа характерны значения проницаемости – единицы мД. Литотип характеризуется литофацией мелкозернистых, глинистых песчаников с горизонтальной и кривой слоистостью. Также в разрезе присутствуют алевролиты. Формирование отложений связано с условиями морского мелководья с участием вдольбереговых течений.

Первый и четвертый литотипы, из описанных выше, наиболее характерны для северной части Крапивинского поднятия, второй – для южной и юго-западных частей, третий – для центральной и восточной (Рисунок 1.4) [32].

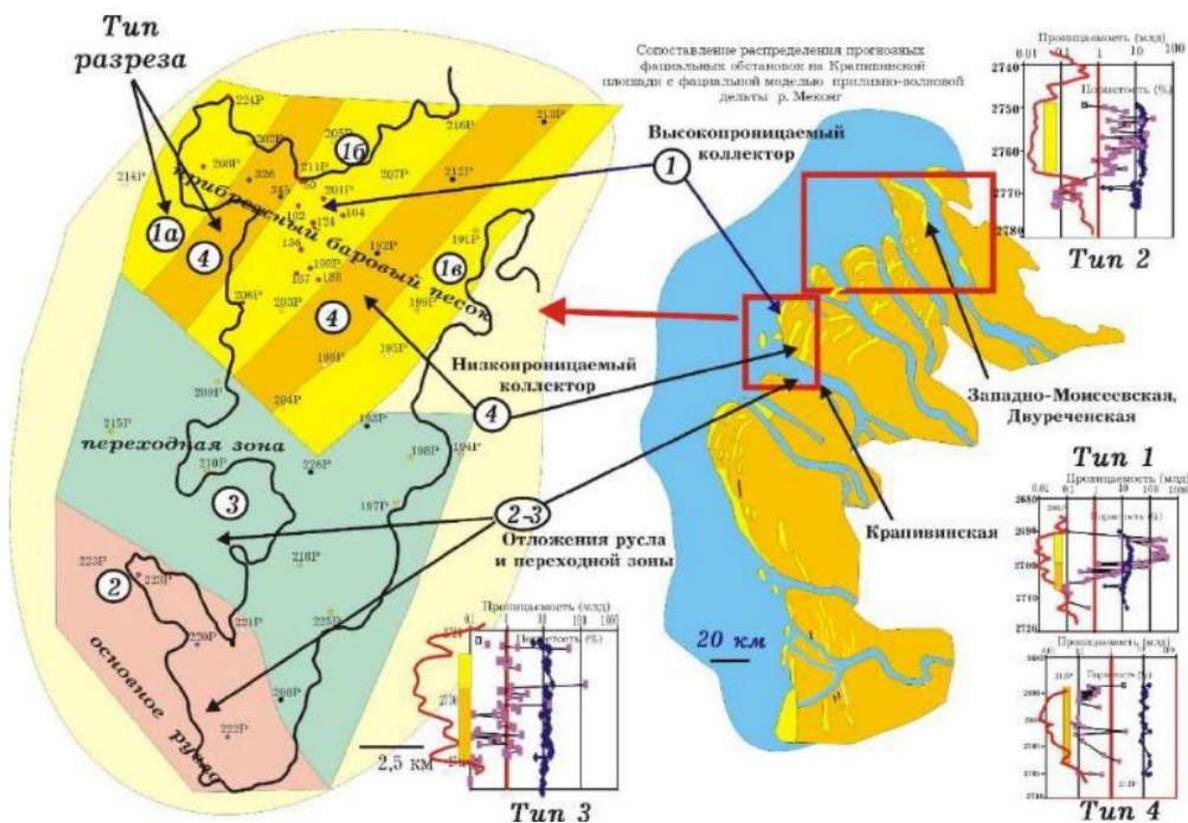


Рисунок 1.4 – Районирование территории Крапивинского месторождения по литотипам разреза [23]

Пласт Ю₁³ характеризуется покровным залеганием и увеличением размера зерна от подошвы к кровле – эти факторы позволяют равновероятно отнести его к регрессивным песчаникам и дельтовому комплексу. Однако исследования керна, показавшие наличие галечных включений, пирита, окатышей аргиллита, крупных остатков растений, а также характерные текстуры выделенных литофаций, позволяют утверждать о формировании пласта Ю₁³ в дельтовой обстановке осадконакопления [23].

Фациальная интерпретация кривых ПС показывает:

- Разрез второго литотипа – блоковая и колоколовидная форма – отложения дельтовых протоков и каналов;

- Разрез первого и четвертого литотипов – воронковидная форма – устьевые и морские бары;
- Разрез третьего литотипа – сложнопостроенная форма – переходно-дельтовые отложения.

В келловее на рассматриваемой территории преобладал мелководно-морской режим осадконакопления. Морской бассейн того времени имел обширную площадь (около 1,5 млн км²), обусловившую активную деятельность прибрежных волновых процессов. В то же время, фаза регрессии обусловила развитие рек с поступлением грубообломочного материала в осадочный бассейн. В оксфорде на данной территории преобладал прибрежно-морской режим. Все описанные процессы отразились на типе дельты подугольной толщи. В соответствии с исследованиями строения дельт, а именно геометрии приемного бассейна, его глубины и активности волновых процессов, оксфордская дельта относится к волновому типу дельт (Рисунок 1.5). Для фронта данного типа дельт характерно развитие пляжевых валов параллельно береговой линии. Продвижения береговой линии осуществляется за счет осадков, принесенных русловым потоком и наращивающих пляжевые бары в сторону моря. Данные, полученные в ходе изучения пласта Ю₁³, показали, что зона развития пляжевых баров локализована в северной и частично центральной частях Крапивинской площади. Зона развития рукава дельты приходится на юго-западную часть площади. Переходная зона дельты развита между двумя вышеописанными зонами [19].

Пласт Ю₁³ в северной части исследуемой территории сформирован баровыми постройками во время процесса регрессии. Баровые постройки в этой зоне накладываются друг на друга, образуя «чешуйчатое» прилегание, обусловившее чередование высокопроницаемых (разрезов первого типа) и низкопроницаемых (разрезов четвертого типа) пород. Такая последовательность сформирована из-за непостоянной скорости продвижения линии берега. В периоды высокой скорости осадконакопления происходит быстрое развитие песчано-алеврито-глинистых равнин в сторону моря. Это связано с тем, что у

линии берега в основном отлагается тонкозернистый материал. В периоды низкой скорости осадконакопления накапливающийся материал размывается волнами и береговыми течениями, в результате чего ил выносятся, а из песчаного материала формируется пляж. В какой-то момент скорость осадконакопления достаточно высока, чтоб подавить волновые процессы, обуславливающие сортировку материала и вымывание ила [56].

В юго-западной исследуемой территории развита крупного дельтового канала. Дельтовая протока снабжала морской бассейн оксфорда терригенным материалом. Русловые фации дельтового комплекса выделены по нескольким признакам: характерная блоковая форма кривой ПС [43]; более однородные ФЕС коллектора; наличие железистого цемента в некоторых образцах керна; наличие в кровле пласта локально развитых линз малой мощности, представленных углистыми глинами и черными карбонатами; песчаники с массивной, неясной и горизонтальной слоистостью.

Переходная зона характеризуется клиновидным переслаиванием дельтовых и русловых песчаников.

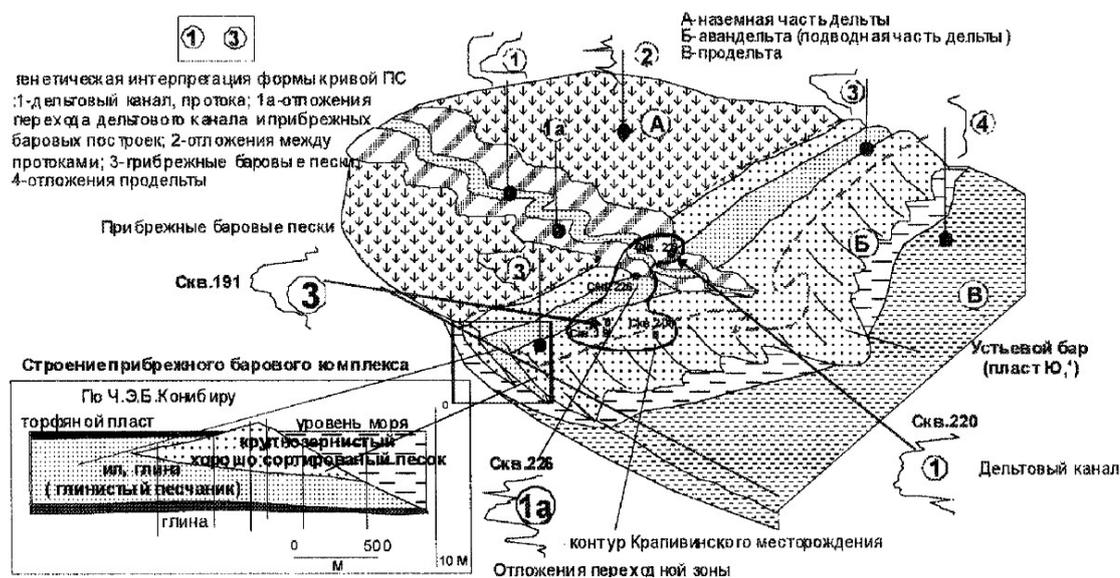


Рисунок 1.5 – Сопоставление обстановки осадконакопления пласта Ю₁³ с фациальной обстановкой волновой дельты [15]

Таким образом, в пределах исследуемой территории в пласте Ю₁³ можно выделить три зоны нефтегазоносности:

- зона береговых баровых песчаников, с характерным чередованием высоко (первый литотип) - и низкопроницаемых (четвертый литотип) пород;
- зона дельтового канала (второй литотип);
- переходная зона (третий литотип).

2 Информационная энтропия

Карты и модели широко используются для представления распределения свойств в пространстве в различных областях – от географии и геологии до анализа и визуализации томографических данных в медицине и материаловедении [51]. Анализ и визуализация неопределенностей, связанных с распространением свойств в пространстве, являются важными проблемами в тех случаях, когда от распределения этих свойств зависит принятие того или иного решения. Так, например, в геологии параметры, описывающие геологическую модель, такие как пористость и проницаемость, никогда не могут быть точно определены на всей площади исследуемого участка [57].

На текущий момент не существует единого подхода к количественной оценке и визуализации неопределенностей геологических моделей. В данной работе предлагается использование информационной энтропии в качестве инструмента сравнения и оценки результатов геологического моделирования. Информационная энтропия позволяет не только произвести количественную оценку неопределенностей геологических моделей, но и визуализировать распределение неопределенностей в пространстве [34, 35, 44].

Изначально информационная энтропия была предложена Клодом Шенноном для применения в области кодирования и коммуникаций как мера количественной оценки неопределенностей [54].

Применение информационной энтропии, как метода оценки неопределенностей в пространстве, должно отвечать нескольким важным аспектам [20]:

1. Если в конкретной точке пространства отсутствует неопределенность, то измеренное значение энтропии равняется нулю;
2. Если неопределенность существует, то измеренное значение энтропии больше нуля;

3. Измеренное значение информационной энтропии максимально в данной точке пространства, если существует несколько исходов события и вероятность каждого из исходов одинакова;
4. Если рассматривается дополнительный исход с вероятностью 0, то значение энтропии не должно изменяться.

Информационная энтропия случайного события определяется распределением вероятностей потенциальных исходов в конкретной точке [17]. Рассмотрим случайное событие X с количеством возможных исходов n . Тогда исходы будут обозначаться $x_1 \dots x_n$. Тогда вероятность каждого исхода $x_i \in n$ будет равна p_i и информационная энтропия случайного события X будет равняться [31]:

$$H(X) = - \sum_{i=1}^n p_i \log_2 p_i \quad (2.1)$$

Если информационная энтропия вычисляется с помощью логарифма с основанием 2, как показано в уравнении 1, тогда единицей измерения H является бит. В дальнейшей работе будет использоваться логарифм по основанию 2, однако, применив определенные преобразования, можно вычислять энтропию, используя логарифм с любым другим основанием.

Необходимо выделить важный аспект информационной энтропии: в случае, если все возможные исходы события равновероятны, энтропия достигает своего максимального значения. Согласно этому утверждению, в случае n возможных исходов, максимальное значение энтропии будет достигнуто при условии [40]:

$$p_i = \frac{1}{n} \quad (2.2)$$

и оно будет равно:

$$H \max(X) = -\sum_{i=1}^n \frac{1}{n} \log_2 \frac{1}{n} = \log_2 n \quad (2.3)$$

Рассмотрим информационную энтропию однобитной системы с двумя возможными исходами. Обозначим исходы как А и В с соответствующими вероятностями $P(A)$ и $P(B)$. В качестве примера можно взять подбрасывание монетки, где конечными исходами будут являться события «орел» или «решка». В данном эксперименте информационная энтропия определяет количество утерянной информации. Примем допущение, что монета «честная», то есть вероятности выпадения «орла» или «решки» равны:

$$P(A) = P(B) = 0,5 \quad (2.4)$$

Тогда информационная энтропия будет определяться следующим выражением:

$$H(X) = -(0,5 \log_2 0,5 + 0,5 \log_2 0,5) = 1 \quad (2.5)$$

Так как могут произойти два равновероятных события, энтропия такой системы максимальна.

Теперь сделаем допущение о том, что монета, используемая для проведения эксперимента, фальшивая с «решкой» на обеих ее сторонах. Тогда при подбрасывании такой монеты вероятность исхода «решка» равняется 1, вероятность исхода «орел» равняется 0. В таком случае система точно определена и одно из событий является достоверным. Энтропия такой системы минимальна и равняется нулю [41]:

$$H(X) = -(1 \log_2 1) = 0 \quad (2.6)$$

Согласно предыдущим рассуждениям, можно сделать вывод о том, что чем «честнее» монета, тем меньше неопределенность системы, то есть ниже энтропия случайной величины. Эта концепция отражена на Рисунке 2.1, где зеленой точке соответствует эксперимент с абсолютно «честной» монетой ($P(A)=P(B)=0,5; H(X)=1$), черной точке эксперимент с абсолютно «фальшивой» монетой ($P(A)=1; P(B)=0; H(X)=0$). Зеленой точке соответствует эксперимент, в котором вероятность одного события (например, выпадения орла) равняется 0,7, другого (соответственно выпадения решки) – 0,3. Тогда информационная энтропия равняется:

$$H(X) = -(0,7 \log_2 0,7 + 0,3 \log_2 0,3) = 0,88 \quad (2.7)$$

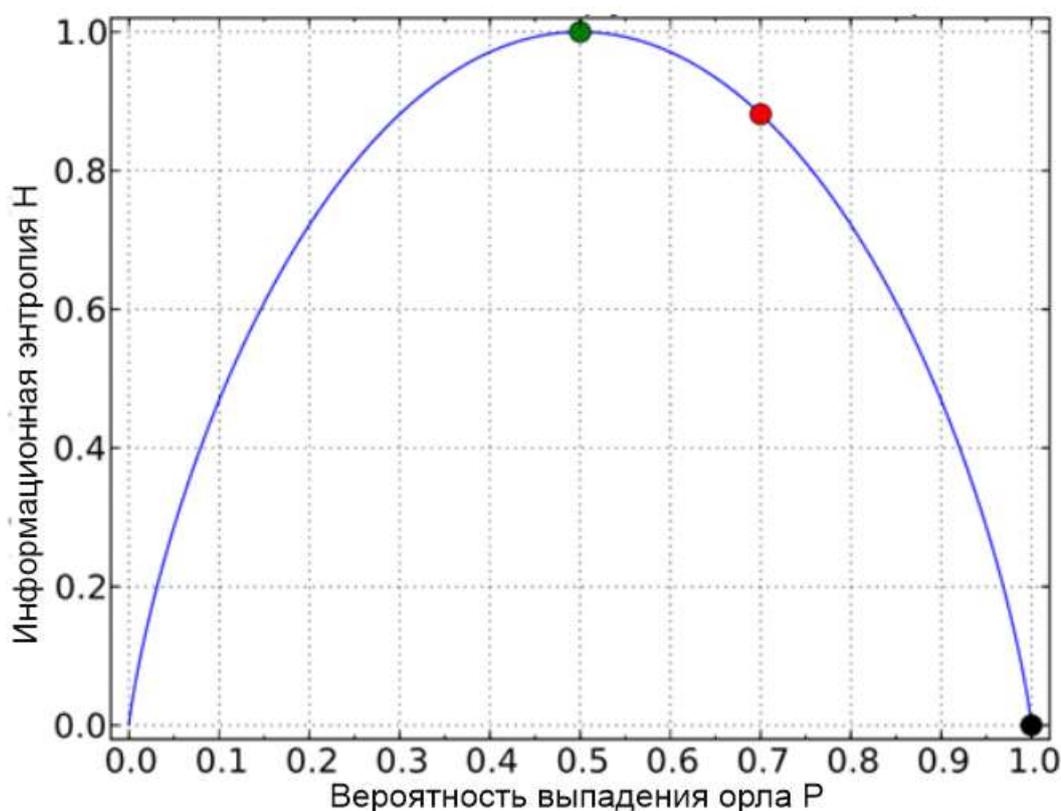


Рисунок 2.1 – График поведения информационной энтропии для эксперимента с подбрасыванием монеты [38]

Из описанного выше эксперимента с монетой можно сделать вывод о том, что информационная энтропия является мерой количества информации. В

эксперименте с «фальшивой» монетой количество информации равняется нулю, однако оно растет с увеличением степени «честности» монеты.

Теперь рассмотрим информационную энтропию в контексте распределения свойств в пространстве. В геологическом моделировании мы можем рассматривать информационную энтропию для какого-либо участка модели (например ячейки) как меру неопределенности (исходящей из отсутствия информации) свойств этого участка. Рассмотрим пример, где таким свойством выступит принадлежность ячейки к определенной геологической единице. Сделаем допущение о том, что ячейке может соответствовать лишь одна геологическая единица из их количества M [37].

Для каждой ячейки исследуемого региона информационная энтропия будет рассчитываться по следующей формуле:

$$H(x) = -\sum_{m=1}^M p_m(x) \log p_m(x) \quad (2.8)$$

где x – пространственное положение ячейки;

M – количество геологических единиц, которые могут быть заданы для конкретной ячейки.

Для визуализации неопределенности ячеек может быть построена карта, где каждой из ячеек задана одна из трех геологических единиц (Рисунок 2.2.a). Мы также можем выделить вероятность каждого из возможных исходов в каждой клетке (Рисунок 2.2.b). Применяя уравнение 8 для каждой клетки, мы можем получить карту информационной энтропии (Рисунок 2.2.c).

По полученным данным можно сделать следующие выводы:

1. В тех ячейках, где геологическая единица определена наверняка энтропия равна нулю (ячейка А);
2. В тех ячейках, где возможно наличие двух геологических единиц, энтропия максимальна тогда, когда вероятность существования в ячейке одинакова для каждой из единиц (ячейки В и С);

3. В тех ячейках, где возможно наличие трех геологических единиц, энтропия выше, чем в тех, где возможно наличие только двух единиц (ячейка D).

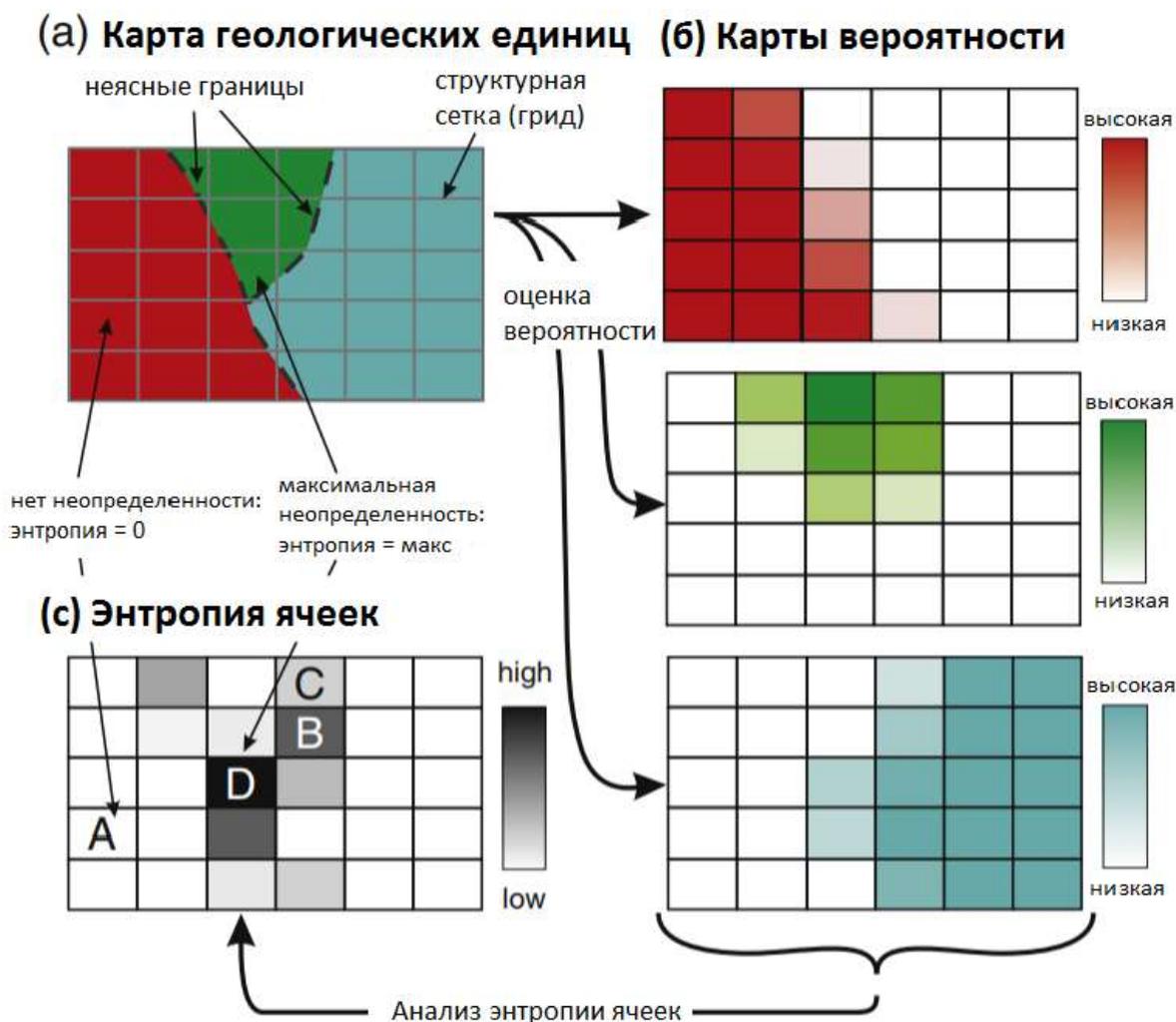


Рис 2.2 - Применение концепции информационной энтропии для отражения пространственного распределения неопределенностей [42]

На рассмотренном примере можно сделать вывод о том, информационная энтропия может быть применена для визуализации пространственного распределения неопределенности какого-либо свойства в ячейках (на исследуемом участке) в виде карты [59].

Поскольку в данной работе исследуется возможность применения информационной энтропии в контексте карт и 3-D статических моделей, то необходимо определить выражение, отражающее абсолютное значение

информационной энтропии для такой модели. Информационная энтропия 3-D статической модели, состоящей из количества ячеек N , будет определяться следующим образом [39]:

$$H_T(t) = -\frac{1}{N} \sum_{n=1}^N H(x) = -\frac{1}{N} \sum_{n=1}^N \sum_{m=1}^M p_m(x) \log p_m(x) \quad (2.9)$$

Из всех рассуждений, изложенных выше, вытекает закономерный вопрос о снижении неопределенностей распределения свойств в пространстве, а именно, как уменьшение неопределенности (то есть получение новой информации) какого-либо свойства в конкретной точке пространства повлияет энтропию всей системы в целом.

Так, например, на Рисунке 2.3 представлена система с такими же характеристиками, как и на Рисунке 2.2. Наибольшая неопределенность характерна для ячейки В, так как нахождение в ней красной, желтой или синей геологической единицы являются равновероятными событиями. Предположим, что неопределенность в ячейке С снизилась, так как появилась новая информация для этой ячейки (была пробурена скважина и отобран керн, анализ которого позволил точно определить принадлежность ячейке к той или иной геологической единице). Мы можем оценить влияние появления новой информации на неопределенность системы на качественном уровне и утверждать, что неопределенность в ячейке С уменьшится до нуля, а также уменьшится неопределенность в ближайших ячейках (в том числе В).

(a) Карта геологических единиц

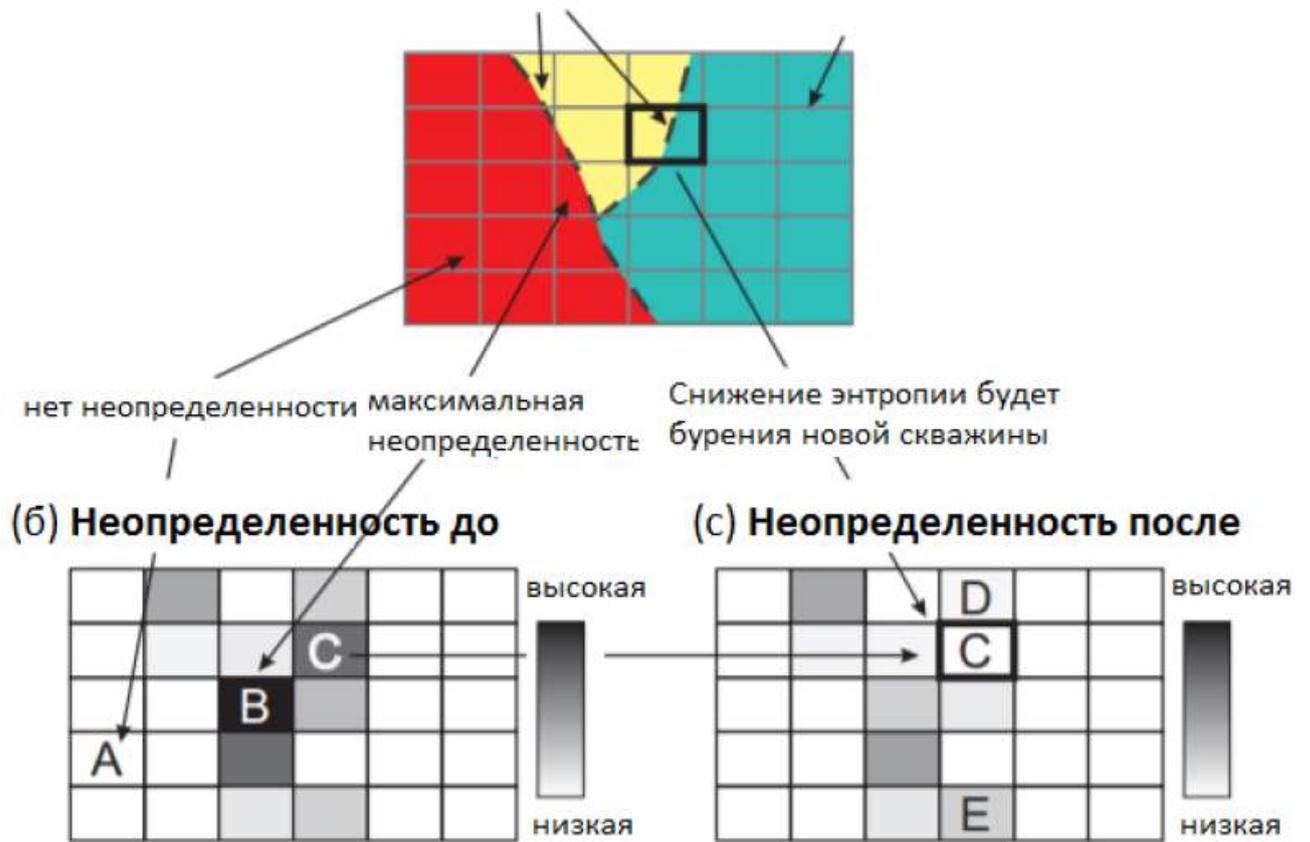


Рисунок 2.3 – Уменьшение энтропии с появлением новой информации [42]

4 Социальная ответственность

Настоящая магистерская диссертация направлена на разработку методики применения информационной энтропии для оценки неопределенностей геологических моделей. В качестве объекта исследования выбраны геологические модели Крапивинского нефтяного месторождения, располагающегося в западной части Томской области на границе с Омской областью и приуроченного к Крапивинскому локальному поднятию.

Разрабатываемая методика может быть применена в процессе разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений для регионализации месторождения по степени изученности. Также результаты исследования могут быть использованы при подборе комплекса исследований на малоизученных участках.

Потенциальными потребителями могут являться нефтегазодобывающие предприятия, а также научно-исследовательские и проектные институты, занимающиеся аналитической, методической и научно-технической поддержкой процессов разведки и добычи нефти, газа и газового конденсата. Примером такого предприятия может являться ООО «Газпромнефть НТЦ».

В данной работе освещен комплекс мер организационного, правового, технического и режимного характера, которые минимизируют негативные последствия разработки методики применения информационной энтропии, а также рассматриваются вопросы техники безопасности, охраны окружающей среды и пожарной профилактики, даются рекомендации по созданию оптимальных условий труда.

4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

4.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства

Согласно ТК РФ, N 197 – ФЗ [11] работник аудитории 221, 19 корпуса ТПУ имеет право на:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;
- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;
- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;
- внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра.

4.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место в аудитории 221, 19 корпуса ТПУ должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.032–78 [3]. Высота над уровнем пола рабочей поверхности, за которой работает оператор, должна составлять 720 мм. Оптимальные размеры поверхности стола 1600 x 1000 кв. мм. Под столом должно иметься пространство для ног с размерами по глубине 650 мм. Рабочий

стол должен также иметь подставку для ног, расположенную под углом 15° к поверхности стола. Длина подставки 400 мм, ширина – 350 мм. Удаленность клавиатуры от края стола должна быть не более 300 мм, что обеспечит удобную опору для предплечий. Расстояние между глазами оператора и экраном видеодисплея должно составлять 40 – 80 см. Так же рабочий стол должен быть устойчивым, иметь однотонное неметаллическое покрытие, не обладающее способностью накапливать статическое электричество. Рабочий стул должен иметь дизайн, исключаящий онемение тела из-за нарушения кровообращения при продолжительной работе на рабочем месте.

Рабочее место сотрудника аудитории 221, 19 корпуса ТПУ соответствует требованиям ГОСТ 12.2.032-78 [3].

4.2 Производственная безопасность

Разработка методики применения информационной энтропии к геологическим моделям требует использования персонального компьютера. Рассмотрим вредные и опасные факторы, которые могут возникать при работе с оборудованием.

4.2.1 Анализ потенциально возможных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований

Для выбора факторов использовался ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [2]. Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды представлен в виде таблицы (Таблица 4.1):

Таблица 4.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разра ботка	Изгот овлен	Экспл уатац	
1. Перенапряжение зрительного анализатора	+	+	+	СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронновычислительным машинам и организации работы [8]
2. Умственное перенапряжение	+	+		Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) [11]
3. Повышенный уровень электромагнитных излучений	+	+	+	СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к электронно-вычислительным машинам и организации работы [8]
4. Отклонение показателей микроклимата в закрытом помещении	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [9]
5. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 [10]
6. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	+	+	ГОСТ 12.1.038-82. ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов [4]

1) Перенапряжение зрительного анализатора

Монитор компьютера является источником света из-за чего при работе с персональным компьютером зрительный анализатор находится в постоянном напряжении. Влияние на организм человека заключается в снижении зрения, слезотечении или сухости глаз, возникновении головных болей. В Таблице 4.2 приведены допустимые визуальные параметры устройств отображения информации [8].

Таблица 4.2 – Допустимые визуальные параметры устройств отображения информации

Параметры	Допустимые значения
Яркость белого поля	Не менее 35 кд/кв.м
Неравномерность яркости рабочего поля	Не более $\pm 20\%$
Контрастность (для монохромного режима)	Не менее 3:1
Пространственная нестабильность изображения (непреднамеренное изменение положения фрагментов изображения экрана)	Не более $2 \times 10(-4L)$, где L - проектное расстояние наблюдения, мм

2) Умственное перенапряжение

Умственное перенапряжение может возникнуть в виду сложности задачи по разработке исследуемого в работе метода применения информационной энтропии. Это может сказаться на психофизическом состоянии работника, вызвать состояние усталости и привести к снижению работоспособности и внимательности [11]. В целях профилактики умственного перенапряжения необходимо:

- следить за питанием;
- планировать свой рабочий день;
- достаточно спать;
- использовать физические нагрузки.

3) Повышенный уровень электромагнитных излучений

Персональный компьютер, использующийся при разработке исследуемой в работе методики, является источником электромагнитных полей (ЭМП), воздействующих на организм человека. Биологический эффект повышенных электромагнитных излучений может проявляться в виде нарушений передачи нервных импульсов, а также нарушений деятельности сердечно-сосудистой и иммунной систем.

Персональные компьютеры должны соответствовать требованиям настоящих санитарных правил и каждый их тип подлежит санитарно-эпидемиологической экспертизе с оценкой в испытательных лабораториях, аккредитованных в установленном порядке.

Допустимые уровни электромагнитных полей, создаваемых ПК, не должны превышать значений, представленных в Таблице 4.3 [8]:

Таблица 4.3 – Допустимые уровни ЭМП, создаваемых ЭВМ

Наименование параметров	Диапазон	ДУ ЭМП
Напряженность электрического поля	в диапазоне частот 5 Гц - 2 кГц	25 В/м
	в диапазоне частот 2 кГц - 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	в диапазоне частот 5 Гц - 2 кГц	250 нТл
	в диапазоне частот 2 кГц - 400 кГц	25 нТл
Напряженность электростатического поля	-	15 кВ/м

4) Отклонение показателей микроклимата в закрытом помещении

Обязательным условием жизнедеятельности является полное отведение выделяемой организмом человека теплоты (теплопродукции) в окружающую среду или защита организма человека от чрезмерной отдачи тепла во внешнюю среду. Нарушение теплового баланса ведет к перегреву или переохлаждению и, в дальнейшем, к нарушению функционального состояния работника, снижению и потере трудоспособности, возникновению несчастных случаев, травм. Таблица 4.4 содержит требования к микроклимату производственных помещений [9].

Таблица 4.4 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Оптимальные условия микроклимата					
Период года	Катег. работ по уровню энергозатрат	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относ. влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Іб	21-23	20-24	40-60	0,1
Теплый	Іб	22-24	21-25	40-60	0,1

Для достижения оптимальных условия микроклимата в холодное время года может быть использовано водяное отопление, в теплое время года может быть применено кондиционирование воздуха.

5) Недостаточная освещенность рабочей зоны

Согласно ГОСТ 12.0.003-86 [1] недостаточная освещенность рабочей зоны является вредным производственным фактором, который может вызвать ослепленность или привести к быстрому утомлению и снижению работоспособности.

Искусственное освещение в помещениях для эксплуатации ЭВМ осуществляется системой общего равномерного освещения. В случаях работы с документами следует применять системы комбинированного освещения (к общему освещению дополнительно устанавливаются светильники местного освещения, предназначенные для освещения зоны расположения документов).

Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300 - 500 лк. Освещение не должно создавать бликов на поверхности экрана. Освещенность поверхности экрана не должна быть более 300 лк [1].

Нормируемые показатели освещения представлены в Таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Нормируемые показатели естественного, искусственного и совмещенного освещения помещений жилых зданий [1]

Помещение	Рабочая поверхность и плоскость (Г — горизонтальная, В — вертикальная) нормирования КЕО и освещенности и высота плоскости над полом, м	Естественное освещение		Совмещенное освещение		Искусственное освещение				
		КЕО, %		КЕО, %		Освещенность, лк			Показатель дискомфорта, М, не более	Коэффициент пульсации освещенности, Кп, %, не более
		при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении	при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении	при комбинированном освещении		при общем освещении		
всего	от общего									
Кабинеты и рабочие комнаты, офисы	Г-0,8	3,0	1,0	1,8	0,6	400	200	300	21	15

Ниже представлен расчет системы общего равномерного искусственного освещения для аудитории 221 19 корпуса. Аудитория обладает следующими характеристиками: длина $A - 6$ м, ширина $B - 5$ м, площадь $S - 30$ м², высота $H - 4$ м, коэффициент отражения стен $\rho_c - 30\%$, коэффициент отражения потолка $\rho_{\text{п}}$ - 50%. Высота рабочей поверхности $h_{\text{рп}} = 0,72$ м. Коэффициент запаса $K_3 = 1,5$, коэффициент неравномерности $Z = 1,1$.

В качестве типа светильника был выбран светильник с люминесцентными лампами типа ОД с интегральным критерием оптимальности расположения светильников $\lambda = 1,4$. Приняв расстояние светильников от перекрытия $h_c = 0,05$ м, рассчитаем высоту светильников над рабочей поверхностью h :

$$h = H - h_c - h_{\text{рп}} = 4 - 0,05 - 0,72 = 3,23 \text{ м} \quad (4.1)$$

Расстояние между светильниками L определяется как:

$$L = \lambda \cdot h = 1,4 \cdot 3,23 = 4,52 \text{ м} \quad (4.2)$$

Количество рядов светильников с люминесцентными лампами определяется по формуле:

$$n_{\text{ряд}} = \frac{(B - \frac{2}{3} \cdot L)}{L} + 1 = \frac{(5 - 3)}{3,23} + 1 = 1,6 \quad (4.3)$$

Так как количество рядов – целое число, округлим полученное значение до 2. Теперь определим количество светильников в ряду:

$$n_{\text{св}} = \frac{(A - \frac{2}{3} \cdot L)}{l_{\text{св}} + 0,5} = \frac{(6 - 3)}{1,23 + 0,5} = 1,73 \quad (4.4)$$

Также округлим полученное значение до 2.

В каждом светильнике установлено по две лампы. Таким образом, общее число ламп в осветительной системе определяется следующим соотношением:

$$N_{л} = 2 \cdot n_{ряд} \cdot n_{св} = 2 \cdot 2 \cdot 2 = 8 \quad (4.5)$$

Следующим шагом является расчет индекса помещения:

$$i = \frac{S}{h(A+B)} = \frac{30}{3,23 \cdot 11} = 0,84 \quad (4.6)$$

Коэффициенты использования светового потока $\eta = 0,41$.

Тогда световой поток будет определяться следующим соотношением:

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot K_z \cdot Z}{N_{л} \cdot \eta} = \frac{200 \cdot 30 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{8 \cdot 0,41} = 3018 \text{ лм} \quad (4.7)$$

где E_n – нормативная освещённость по СП 52.13330.2016, лк.

Таким образом, ближайшая стандартная лампа – ЛД с мощностью 65 Вт и световым потоком 3750 лм. Электрическая мощность всей осветительной системы равна:

$$P = N_{л} \cdot p_{л} = 8 \cdot 65 = 520 \text{ Вт} \quad (4.8)$$

Выполним проверку полученных значений на соответствие следующему уравнению:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{л.станд} - \Phi_{л.расч}}{\Phi_{л.станд}} \cdot 100\% \leq +20\% \quad (4.9)$$

Тогда:

$$-10\% \leq 19,5\% \leq +20\% \quad (4.10)$$

Так как условие в уравнении 4.9 выполнено, можно сделать вывод о том, что для кабинета 221 в 19 корпусе ТПУ для соблюдения требований по освещению необходима установка четырех светильников типа ОД, по две лампы типа ЛД в каждом светильнике с мощностью 65 Вт и световым потоком 3750 лм.

б) Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Основными непосредственными причинами электротравматизма, могут являться:

- прикосновение к токоведущим частям электроустановки, находящейся под напряжением;
- прикосновение к металлическим конструкциям электроустановок, находящимся под напряжением;
- ошибочное включение электроустановки или несогласованных действий обслуживающего персонала;
- поражение шаговым напряжением и др.

Электрический ток, проходя через организм человека может вызвать ожоги, нарушение работы мышечной системы, изменение физико-химического состава крови, а также смерть.

Уровень напряжения для питания ЭВМ в аудитории 221 19 корпуса ТПУ равняется 220 В. В сети используется переменный ток частотой 50 Гц. Соответственно, предельное значение напряжения прикосновения для такого рода тока составляет 2 В, а силы тока – 0,3 мА.

Основными техническими средствами защиты являются защитное заземление, автоматическое отключение питания, устройства защитного отключения, изолирующие электрозащитные средства, знаки и плакаты безопасности. Наличие таких средств защиты предусмотрено в рабочей зоне. В целях профилактики периодически проводится инструктаж работников по технике безопасности.

4.3 Экологическая безопасность

В данном подразделе рассматривается характер воздействия проектируемого решения на окружающую среду. Выявляются предполагаемые источники загрязнения окружающей среды, возникающие в результате реализации предлагаемых в диссертации решений.

4.3.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

Разработка методики применения информационной энтропии, как было отмечено ранее, требует использование персонального компьютера и компьютерной периферии. С точки зрения влияния на окружающую среду можно рассмотреть влияние используемой компьютерной техники при ее утилизации.

Продукты производства электроники содержат бериллий, кадмий, мышьяк, поливинилхлорид, ртуть, свинец, фталаты, огнезащитные составы на основе брома и редкоземельные минералы. Это очень вредные вещества, которые не должны попадать на свалку после истечения срока использования, а должны правильно утилизироваться. При неправильной утилизации литосфера будет загрязнена перечисленными выше веществами.

Некоторые персональные компьютеры (ПК) оборудованы жидкостным охлаждением, в состав которого могут входить различные масла, жидкие металлы и охлаждающие жидкости которые, при неправильной утилизации могут стать источниками загрязнения гидросферы.

Утилизация компьютерного оборудования осуществляется по специально разработанной схеме, которая должна соблюдаться в организациях:

- 1) На первом этапе необходимо создать комиссию, задача которой заключается в принятии решений по списанию морально устаревшей или не рабочей техники, каждый образец рассматривается с технической точки зрения.
- 2) Разрабатывается приказ о списании устройств. Для проведения экспертизы привлекается квалифицированное стороннее лицо или организация.
- 3) Составляется акт утилизации, основанного на результатах технического анализа, который подтверждает негодность оборудования для дальнейшего применения.
- 4) Формируется приказ на утилизацию. Все сопутствующие расходы должны отображаться в бухгалтерии.
- 5) Утилизацию оргтехники обязательно должна осуществлять специализированная фирма.
- 6) Получается специальная официальной формы, которая подтвердит успешность уничтожения электронного мусора.

После оформления всех необходимых документов, компьютерная техника вывозится со склада на перерабатывающую фабрику. Все полученные в ходе переработки материалы вторично используются в различных производственных процессах [27].

4.3.2 Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду

Процесс исследования представляет из себя работу с информацией, такой как технологическая литература, статьи, ГОСТы и нормативно-техническая документация, а также разработка математической модели с помощью различных программных комплексов. Таким образом процесс исследования оказывает негативного влияния на окружающую среду.

4.4 Безопасность в ЧС

4.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований и обоснование мероприятий по предотвращению ЧС

Согласно ГОСТ Р 22.0.02-94 ЧС [5] - это нарушение нормальных условий жизни и деятельности людей на объекте или определенной территории (акватории), вызванное аварией, катастрофой, стихийным или экологическим бедствием, эпидемией, эпизоотией (болезнь животных), эпифитотией (поражение растений), применением возможным противником современных средств поражения и приведшее или могущее привести к людским или материальным потерям".

С точки зрения выполнения проекта характерны следующие виды ЧС:

- 1) Пожары, взрывы;
- 2) Внезапное обрушение зданий, сооружений;
- 3) Геофизические опасные явления (землетрясения);
- 4) Метеорологические и агрометеорологические опасные явления;

Так как объект исследований представляет из себя разработку методики применения информационной энтропии для анализа неопределенностей геологических моделей, которая осуществляется с помощью ПК, то наиболее вероятной ЧС в данном случае можно назвать пожар в аудитории с ПК. Пожарная безопасность должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями.

Основные источники возникновения пожара [7]:

- 1) Неработоспособное электрооборудование, неисправности в проводке, розетках и выключателях. Для исключения возникновения пожара по этим причинам необходимо вовремя выявлять и устранять неполадки, а также проводить плановый осмотр электрооборудования.

- 2) Электрические приборы с дефектами. Профилактика пожара включает в себя своевременный и качественный ремонт электроприборов.
- 3) Перегрузка в электроэнергетической системе (ЭЭС) и короткое замыкание в электроустановке.

Под пожарной профилактикой понимается обучение пожарной технике безопасности и комплекс мероприятий, направленных на предупреждение пожаров.

Пожарная безопасность обеспечивается комплексом мероприятий:

- обучение, в том числе распространение знаний о пожаробезопасном поведении;
- пожарный надзор, предусматривающий разработку государственных норм пожарной безопасности и строительных норм, а также проверку их выполнения;
- обеспечение оборудованием и технические разработки (установка переносных огнетушителей и изготовление зажигалок безопасного пользования).

Для административного жилого здания требуется устройство внутреннего противопожарного водопровода [7].

Для оповещения о возникновении пожара в каждом помещении должны быть установлены дымовые оптико-электронные автономные пожарные извещатели, а оповещение о пожаре должно осуществляться подачей звуковых и световых сигналов во все помещения с постоянным или временным пребыванием людей [27].

4.5 Выводы по разделу

Таким образом, в ходе написания раздела «Социальная ответственность» были рассмотрены специальные правовые нормы трудового законодательства, характерные для проектируемой рабочей зоны, а также организационные мероприятия при ее компоновке. Также были проанализированы потенциальные опасные и вредные факторы, которые могут возникнуть на рабочем месте во время разработки применяемого метода и было изучено влияние процесса разработки на окружающую среду. В дополнение к этому были исследованы вероятные и наиболее характерные ЧС, которые могут быть вызваны объектом исследования.

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

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

В данном разделе необходимо определить продолжительность выполнения работ, расчет трудовых затрат на выполнение проекта. Для уменьшения затрат следует организовать эффективный рабочий процесс, что невозможно без экономических обоснований всех инженерных решений.

5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований

5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Качественное и количественное определение геологических неопределенности на нефтяных и газовых месторождениях – одна из ключевых проблем отрасли в настоящее время. Темой научной исследовательской работы является анализ возможности применения информационной энтропии как метода оценки неопределенностей в межскважинном пространстве. В программной платформе «Petrel» было выполнено построение карт средней пористости, по значениям которых в дальнейшем была рассчитана энтропия для исследуемой территории. Потенциальными потребителями могут являться нефтегазодобывающие предприятия, а также научно-исследовательские и проектные институты, занимающиеся аналитической, методической и научно-

технической поддержкой процессов разведки и добычи нефти, газа и газового конденсата.

5.1.2 SWOT – анализ

SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. Он помогает выявить сильные и слабые стороны проекта, также возможности и угрозы (Таблица 5.1) [18].

Таблица 5.1 – SWOT- анализ

	Сильные стороны:	Слабые стороны:
	С1. Возможность определения зон месторождения с наибольшей изученностью	Сл1. Большое количество данных, используемое в исследуемой методике, требует наличие ЭВМ с высокой вычислительной мощностью
	С2. Возможность визуализации результата	Сл2. Зависимость конечных значений энтропии от количества произведенных итераций
	С3. Возможность предсказания влияния новой информации на общую неопределенность системы	
Возможности:		
В1. Внедрение исследуемой методики	Сокращение времени на поиск подходящих кандидатов для разведочных скважин	Использование инновационной структуры ТПУ позволит провести необходимые

Продолжение таблицы 5.1

		дополнительные исследования, что в свою очередь может увеличить интерес у производственных предприятий
Угрозы:		
У1. Отсутствие спроса на использование методики	Упростить способ применения исследуемой методики	Высокие требования к ЭВМ могут сократить возможности по применению методики

5.2 Планирование научно-исследовательских работ

5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

При создании новой методики предприятию необходимо правильно планировать сроки выполнения отдельных этапов работ, учитывать расходы на материалы, зарплату. А также оценивать наиболее правильный вариант изготовления рабочего продукта.

Для построения работ необходимо соотнести соответствующие работы каждому исполнителю. Перечень этапов, работ и распределение исполнителей представлен в Таблице 5.2 [18].

Таблица 5.2 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ Раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение темы проекта	Научный руководитель
	2	Постановка целей и задач, получение исходных данных	Научный руководитель, студент

Продолжение таблицы 5.2

Выбор направления исследований	3	Определение стадий, этапов и сроков разработки проекта	Научный руководитель, студент
	4	Подбор литературы по тематике работы	Студент
	5	Сбор материалов и анализ существующих разработок	Студент
Теоретические и экспериментальные исследования	6	Работа с геологической моделью месторождения и блоком оценки неопределенностей	Студент
	7	Получение средних значений пористости для нескольких реализаций геологических моделей	Студент
	8	Построение карты информационной энтропии	Студент
Обобщение и оценка результатов	9	Оценка эффективности полученных результатов	Научный руководитель, студент
Оформление отчета по НИР	10	Составление пояснительной записки к работе	Студент

5.3 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета НТИ необходимо обеспечить полное и верное отражение различных видов расходов, связанных с его выполнением.

5.3.1 Расчет материальных затрат исследования

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расxi}, \quad (5.1)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

$Ц_i$ – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Материальные затраты представлены в Таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (З _м), руб.
Ручка	шт.	1	10	10
Тетрадь	шт.	1	25	25
Электрoэнергия	кВт*ч	32	3,5	129
Печать	руб/лист	95	4	437
Интернет	М/бит (пакет)	1	350	385
Итого				986

5.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

Все расчеты по приобретению спецоборудования и оборудования, имеющегося в организации, но используемого для каждого исполнения конкретной темы, сводятся в Таблицу 5.4.

Таблица 5.4 – Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

Наименование оборудования	Количество единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Амортизационные отчисления за время использования оборудования, руб.
Компьютер	1	40000	6000
Итоговая сумма			6000

Так как компьютер, используемый при выполнении работы, был в наличии, то он учитывается в калькуляции в виде амортизационных отчислений.

5.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Рассчитаем основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НТИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату по Формуле 5.2:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (5.2)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{осн}$).

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя (ассистента) рассчитывается по следующей Формуле 5.3:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (5.3)$$

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

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по Формуле 5.4:

$$Z_{дн} = \frac{Z_M \cdot M}{F_M}, \quad (5.4)$$

где Z_M – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года;

$F_{д}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно- технического персонала, раб. дн.

Таблица 5.5 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	44	48
- праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени:		
- отпуск	56	28
- невыходы по болезням	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	251	275

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_M = Z_{тс} (1 + k_{пр} + k_{д})k_p, \quad (5.5)$$

где $Z_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{тс}$);

$k_{д}$ – коэффициент доплат и надбавок (0,2-0,5);

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для г. Томска).

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{тс}$, руб	$k_{пр}$	$k_{д}$	k_p	Z_m , руб	$Z_{дн}$, руб	T_p , раб.дн	$Z_{осн}$, руб
Руководитель	33664	0,3	0,2	1,3	65644	2719,9	12	32639
Студент	26300	0,3	0,2	1,3	51285	1939,5	105	203647
Итого, руб								236286

5.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.) [18].

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, \quad (5.6)$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

$$Z_{доп\ рук} = 0,13 \cdot 32639 = 4243 \text{ руб.}, \quad (5.7)$$

$$Z_{\text{доп студ}} = 0,13 \cdot 203647 = 26474 \text{ руб.}, \quad (5.8)$$

$$Z_{\text{доп}} = 4243 + 26474 = 30717 \text{ руб.}, \quad (5.9)$$

5.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды

В данном разделе будут рассчитаны отчисления во внебюджетные фонды, согласно законодательству РФ являются обязательными, а именно отчисления органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) [18].

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (5.10)$$

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

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в Таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	32639	4243
Студент - дипломник	203647	

Продолжение таблицы 5.7

Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271
Итого	72357

5.3.6 Формирование бюджета затрат

Таблица 5.8 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		Примечание
	Исп.1	Исп.2	
1. Материальные затраты НТИ	3576	3918	Пункт 4.3.1
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	6000	6000	Пункт 4.3.2
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	236286	236286	Пункт 4.3.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	30717	30717	Пункт 4.3.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	72357	72357	Пункт 4.3.5
6. Бюджет затрат НТИ	385889	386231	Сумма ст. 1-6

Заключение

Таким образом, в ходе написания данной работы были выполнены следующие шаги:

- было проведено ознакомление с понятием информационной энтропии, а также оценена возможность ее применения на геологической модели;
- были получены численные значения средней пористости по объему для нескольких вариантов геологической модели;
- были построены карты средних значений пористости для каждой из итераций построения статической модели;
- определены значения вероятностей нахождения того или иного значения пористости в ячейке;
- посчитано численное значение информационной энтропии для каждой ячейки и построена карта энтропии;
- на качественном уровне определена зависимость численного значения информационной энтропии от количества информации (то есть от наличия скважин).

В ходе выполнения работы было определено, что информационная энтропия может быть использована для количественной оценки неопределенности и визуализации ее распределения в пространстве. Также были сделаны выводы о количестве итераций построения модели, необходимом для корректной оценки количества информации на исследуемой территории. Было определено, что 50 итераций достаточно для того, чтобы энтропия в ячейке далее не изменялась.

Карта энтропии, полученная по результатам анализа данных, показывает, что территория исследуемого участка, содержащая данные по скважинам (то есть информацию) характеризуется меньшим значением энтропии, то есть неопределенности. В дополнение к этому была оценена степень влияния новой информации на общую неопределенность системы, что может быть полезно при

проектировании комплекса исследований на рассматриваемой территории. После выявления точки с наивысшей энтропией в ней было смоделировано бурение новой скважины. Построенная после этого карта энтропии показывает, что появление новой информации в точке с наивысшей энтропией снижает неопределенность не только в данной точке, но и в некотором радиусе вокруг. Радиус, на котором будет происходить изменение неопределенности при появлении информации в какой-либо точке, напрямую зависит от обстановки осадконакопления или, в рамках геологической модели, от параметров вариограмм.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Нормативные документы

1. ГОСТ 12.0.003-86. «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы электросварочные. Требования безопасности» – М.: Издательство стандартов, 1988 г.– 11 с.
2. ГОСТ 12.0.003-2015. «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». М.: Издательство стандартов, 1974 г.– 25 с.
3. ГОСТ 12.2.032-78. «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования». М.: Издательство стандартов, 1979 г.– 9 с.
4. ГОСТ 12.1.038-82. «Система стандартов безопасности труда ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов» – М.: Издательство стандартов, 1983 г.– 7 с.
5. ГОСТ Р 22.0.02-94. «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения основных понятий» – М.: Издательство стандартов, 1996 г.– 16 с.
6. Нормы пожарной безопасности «Системы оповещения и управления эвакуацией людей при пожарах в зданиях и сооружениях» // Сборник законодательства Российской Федерации от 2002. – ст. 3585.
7. Пожарная безопасность серверной комнаты [Электронный ресурс] URL: <https://avtoritet.net/library/press/245/15479/articles/15515>, (Дата обращения: 01.06.2022).
8. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы» – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003 – 56 с.
9. СанПиН 2.2.4.548-96. «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003 – 11 с.

10. СП 52.13330.2016. «Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95» – М.: Стандартинформ, 2016 – 121 с.
11. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30 декабря 2001 N 197-ФЗ (ред. от 25 февраля.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022) // Собрание законодательства Российской Федерации от 2002., № 1 , ст. 3 (Часть I). – ст. 3607.

Опубликованная

12. Алеева А. О., Исаев В. И., Лобова Г. А. Сравнительная петрофизическая характеристика юрских разрезов Останинского и Двуреченского месторождений (в связи с нефтегазоносностью доюрских отложений Томской области) //Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – №. 9. – С. 49-62.
13. Атлас моллюсков и фораминифер морских отложений верхней юры и неокома Западно-Сибирской нефтегазоносной области. – М.: Недра, 1990. – Т.1. – 286 с.; Т.2. – 359 с.
14. Белозеров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. Литостратиграфия отложений васюганской свиты юго-востока Западно-Сибирской плиты // Региональная стратиграфия нефтегазоносных районов Сибири. Новосибирск, 1988. – с.75-83.
15. Белозеров В.Б. «Седиментационные модели верхнеюрских резервуаров горизонта Ю1 Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции как основа для оптимизации систем их разведки и разработки» Новосибирск, 2008. – 263 с.
16. Белозёров В.Б. Влияние фациальной неоднородности терригенных коллекторов на разработку залежей углеводородов // Известия ТПУ. 2011. – С. 5-16.
17. Бит, информационная энтропия Шеннона и код Хэмминга. Как измерить любую информацию и передать ее без потерь. — Текст: электронный //

- hightech.fm: [сайт]. — URL: <https://hightech.fm/2019/02/06/information> (дата обращения: 05.05.2022), С. 1-3.
18. Видяев И.Г. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова, Н.В. Шаповалова, Л.Р. Тухватулина, З.В. Креницына; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.
 19. Даненберг Е.Е., Белозеров В.Б., Брылина Н.А. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область). – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 291 с.
 20. Информационная энтропия (Information entropy) [Электронный ресурс] / Аналитическая платформа «Loginom», 2020. URL: <https://wiki.loginom.ru/articles/inform-entropy.html>, Дата обращения: 25.05.2022 г.
 21. Конторович В.А., Соловьев М.В., Калинина Л.М., Калинин А.Ю. Роль мезозойско-кайнозойской тектоники в формировании залежей углеводородов в южных частях Каймысовского свода и Ньюрольской мегавпадины// Геология и геофизика, 2011. Т. 52, № 8. – С.1075-1091.
 22. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойскокайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири: Новосибирск, Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. – 253 с.
 23. Кравченко Г.Г. Седиментологическая модель верхнеюрских продуктивных отложений Крапивинского месторождения по результатам изучения керна / Г. Г. Кравченко, Е. А. Жуковская // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ]. — 2010. — Т. 316, № 1: Науки о Земле. — С. 80-86.
 24. Меледина С.В. Проблемы стратиграфии средней юры и келловая бореального пояса// ... Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1994. – 182 с.

25. Меркулов В. П. Геофизические исследования скважин: учебное пособие // ВП Меркулов. – Издательство ТПУ, Томск, 2008 г. – 139 с.
26. Панков М. В. Анализ Разработки Крапивинского нефтяного месторождения / М. В. Панков // Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела: отчёт / М. В. Панков, В.Б. Белозеров, Мангазеев П.В. – Томск, 2004. – 425 с.
27. Пашков Е.Н. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы магистра, специалиста и бакалавра всех направлений (специальностей) и форм обучения / Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во. Томского политехнического университета, 2019. – 24 с.
28. Петрель разработка. Общая информация [Электронный ресурс] / Интегрированные программные решения «Шлюмберже». – Электрон. дан. – М.: Официальный сайт Шлюмберже Россия, 2018. URL: http://sis.slb.ru/products/petrel/petrel_reservoir_engineering/, Дата обращения: 18.05.2022 г – 1 с.
29. Решения 5-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины – Тюмень, 1991 – С. 10-15.
30. Харитонов А.С., Лапковский В.В. Сейсмогеологическая характеристика и история тектонического развития зоны сочленения Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины в мезозое и кайнозое // Науки о Земле. – 2014. – С. 140 - 141.
31. Хинчин А. Я. Понятие энтропии в теории вероятностей // Успехи математических наук. — Российская академия наук, 1953. — Т. 8, вып. 3(55). — С. 3-20.
32. Чернова О.С., Жуковская Е.А. Биостратиграфическая характеристика отложений горизонта Ю1 Крапивинского нефтяного месторождения // Известия ТПУ, 2010. – С. 48-65.

33. Adams, S. J. Quantifying petrophysical uncertainties // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. – OnePetro, 2005.
34. A Gentle Introduction to Information Entropy. — Текст: электронный // Machine Learning Mastery: [сайт]. — URL: <https://machinelearningmastery.com/what-is-information-entropy/> / (дата обращения: 25.04.2022), P. 1 – 5.
35. A layman’s introduction to information theory. — Текст: электронный // Towards Data Science: [сайт]. — URL: <https://towardsdatascience.com/information-entropy-c037a90de58f> (дата обращения: 29.04.2022), 6 p.
36. Arinkola, A. Uncertainty Analysis in Simulation for Reservoir Management: Case Study from Niger Delta, 2016 – 194 p.
37. Bárdossy, G., Fodor, J. Evaluation of uncertainties and risks in geology: new mathematical approaches for their handling. – Springer Science & Business Media, 2004 – 236 p.
38. Caers, J. Modeling uncertainty in the earth sciences. – John Wiley & Sons, 2011 – 123 p.
39. Chilès, J.-P. «Geostatistics: modeling spatial uncertainty» / J.-P. Chilès, P. Delfiner – Wiley Interscience publication. New York, 1999 – 726 p.
40. Dewar, R. C. Maximum entropy production and the fluctuation theorem //Journal of Physics A: Mathematical and General. – 2005. – Т. 38. – №. 21. – P. 371-381.
41. De Luca, A., Termini S. A definition of a nonprobabilistic entropy in the setting of fuzzy sets theory //Information and control. – 1972. – Т. 20. – №. 4. – P. 301-312.
42. Durand-Riard, P., Caumon, G., Muron, P. Balanced restoration of geological volumes with relaxed meshing constraints //Computers & Geosciences. – 2010. – Т. 36. – №. 4. – P. 441-452.
43. Evdokimova, E.. Log Evaluation In Low Resistivity Formation Of Tomsk Region Oil Fields // SPE Annual Technical Conference. – New Orleans, Louisiana, USA, 30 September – 2 October, 2013 – P. 1–7.
44. Gray, R. M. Entropy and information theory. – Springer Science & Business Media, 2011 – 56 p.

45. Hoffman, D. R. Petrel workflow for adjusting geomodel properties for simulation // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. – OnePetro, 2013 – 13 p.
46. Jones, R. R. et al. Digital field data acquisition: towards increased quantification of uncertainty during geological mapping // Geological Society, London, Special Publications. – 2004. – T. 239. – №. 1. – P. 43-56.
47. MacEachren, A. M. et al. Visualizing geospatial information uncertainty: What we know and what we need to know // Cartography and Geographic Information Science. – 2005. – T. 32. – №. 3. – P. 139-160.
48. Michna, M. A., Machowski, W., Papiernik, B. Uncertainty Analysis for Volumetric Calculations with Use of Petrel Software // 73rd EAGE Conference and Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2011. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2011. – P. 5-10.
49. Pinous, O., Ivanov, D., Gostev, M. Geological Features of the Deep Horizons (Lower Part of the Jurassic Section and Pre-Jurassic Basement) of Tomsk Region: Examples of Mayskoye and Festivalnoye Fields // SPE Russian Oil and Gas Technical Conference. – Moscow, Russia, 26–28 October, 2010 – P. 1–7.
50. Popov, V., Zakrevskiy, K., Podnebesnykh, A. Reservoir Flow Connectivity Estimation and Its Using in Geomodeling: Tomsk Area Case Study // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, Russia, 12–14 October, 2020 – P. 1–11.
51. Potter, K. «Visualization of Uncertainty without a Mean» / K. Potter // IEEE Computer Graphics and Applications, 2013, vol. 33, no. 1 – P. 75–79.
52. Refsgaard, J. C. et al. Review of strategies for handling geological uncertainty in groundwater flow and transport modeling // Advances in Water Resources. – 2012. – T. 36. – P. 36-50.
53. Scheidt, C. «Quantifying Uncertainty in Subsurface Systems» / C. Scheidt, L. Li, J. Caers. – Geophysical Monograph Series, 2018 – 281 p.
54. Shannon, C. E. «A Mathematical Theory of Communication» / C. E. Shannon // Bell System Technical Journal, 1948, vol. 27, no. 3 – P. 379–423.

55. Scalzo, R. et al. Efficiency and robustness in Monte Carlo sampling for 3-D geophysical inversions with Obsidian v0. 1.2: Setting up for success // Geoscientific Model Development. – 2019. – Т. 12. – №. 7. – P. 2941-2960.
56. Walker, R. G. Facies Models: Response to Sea Level Change / R. G. Walker // Geological Association of Canada, 1992 – P. 219-235.
57. Wellmann, J. «Uncertainties Have a Meaning: Information Entropy as a Quality Measure for 3-D Geological Models» / J. Wellmann // Tectonophysics, 2012, vol. 526 – P. 207–216.
58. Wellmann, J. «Information Theory for Correlation Analysis and Estimation of Uncertainty Reduction in Maps and Models» / J. Wellman // Entropy, 2013, vol. 15, no. 12 – P. 1464–1485.
59. Wellmann, J. «Towards a Quantification of Uncertainties in 3- D Geological Models» / J. Wellman // IEEE Computer Graphics and Applications, 2011, vol. 15 – P. 26–41.

Фондовая

60. Грицюк В.П., Резниченко В.А. Уточнение алгоритмов определения подсчетных параметров для интерпретации ГИС месторождений ОАО «Томскнефть» - Отчет по теме 13.95 Инв. № 806, 1996 – 56 с.
61. Панков В.Н. Уточнение запасов нефти и растворенного газа Крапивинского месторождения по результатам пробной эксплуатации и бурения новых разведочных скважин – Отчет о НИР., 2000 г. – 246 с.

Приложение А

(Справочное)

Application of information entropy to estimate uncertainties using the example of the Krapivinskoye oil field

Literature Review

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ01	Райле Константин Николаевич		

Руководитель ВКР:

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

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

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

1.1 General information about the field

The Krapivinskoye oil field is located in the west of the Tomsk region in Kargasoksky district and partially in Tarsky district of the Omsk region. The field is located on the Krapivinsky local uplift, which is the largest structure in the southern part of the Kaymysovsky arch. The distance to Tomsk is 600 km, to Strezhevoy - 450 km. Infrastructure of the area is relatively underdeveloped, as the territory is difficult to access. The nearest settlement to the field is Novy Vasyugan village, which is located at a distance of about 75 km. At 60 km to the east of the field there lies the road Novy Vasyugan - Strezhevoy, which connects the Igolsko-Talovoye field with the Kaymysovskaya fields group. The Igolsko-Talovoye field in turn is connected with the Krapivinskoye field by an additional road built in 2009. This road is currently used to deliver cargo to the field.

The rivers closest to the field - Krapivnaya and Yagyl-Yakh are not navigable due to their small width and depth (14 m and 2 m respectively for the Yagyl-Yakh River).

The climate in the study area is sharply continental. Winters are long, cold, and summers are short and warm. Air temperatures range from -50 in winter to +30 in summer. The area belongs to the zone of excessive moisture. The amount of average annual precipitation is about 500 mm.

The relief of the territory is flat, weakly hilly with absolute elevations from +93 m to 125 m. Relief elevations increase from north to south. The area is swampy. A large number of lakes are located in the southern part of the field. The southern and eastern parts of the field are covered with mixed and rare forests, represented by various trees.

The northeastern part of the field is developed by JSC Tomskneft VNK. The operator of the south-western part is Gazpromneft-Vostok LLC.

Prospecting drilling in the area began in 1969 by the Western Oil Exploration Expedition. The first wells, according to anticlinal theory, were drilled into the most elevated part of the structure, but the result was low oil rate with high water cut. After

additional exploration work, drilling was resumed in 1984, which led to the discovery of the field.

The field is of medium size in terms of reserves.

Producing horizons, saturated with oil, lie at depths of 2412-2792 m. The oil has the following characteristics: light (density from 0.787 to 0.872 g/m³), sulfurous (0.56-1.1 %), low-paraffin (1.05-2.43 %).

1.2 Stratigraphy

The geological cross-section of the study area is represented by rocks of the pre-Jurassic basement and the Mesozoic-Cenozoic sedimentary cover. From the point of view of oil and gas content, the rocks of the Kelovei-Titon sedimentary complex represented by the Vasyugan, Georgievskaya and Bazhenov formations are of the greatest interest. A characteristic feature of the territory under study is the regressive-transgressive bedding of rocks of the Upper Jurassic on the underlying rocks of the Tyumen Formation. The presence of Bazhenov Formation shales in the upper part of the section should also be noted. Its rocks are distinguished as a regional, chronological, and lithological-facial benchmark.

At the base of the Kellovaya-Titon Complex there is the transgressive layer U_2^0 , the rocks of which form the base of the Upper Jurassic complex of sediments. Together with the U_2 bed, the U_2^0 bed forms a single reservoir overlain by mudstones of the Lower Vasyugan Subformation. The reservoir is located in the upper part of the Tyumen Formation. The reservoir was formed in a shallow marine basin and is represented by sandy silty material with a characteristic decrease in grain size up the section, which suggests the transgressive nature of sedimentation. The shallow-water conditions of formation are also confirmed by the presence of glauconite inclusions, coccolithophorides, siderite-limonite and pyrite concretions, and siderite oolites [49].

The middle part of the section of the Kellovy-Volga sediments is represented by the Upper Vasyugan Subformation. The subformation includes a series of sand layers, the aggregate of which forms the main oil-bearing horizon of U_1 .

A biostratigraphic section of the Krapivinskoye field is shown in Figure 1.1.

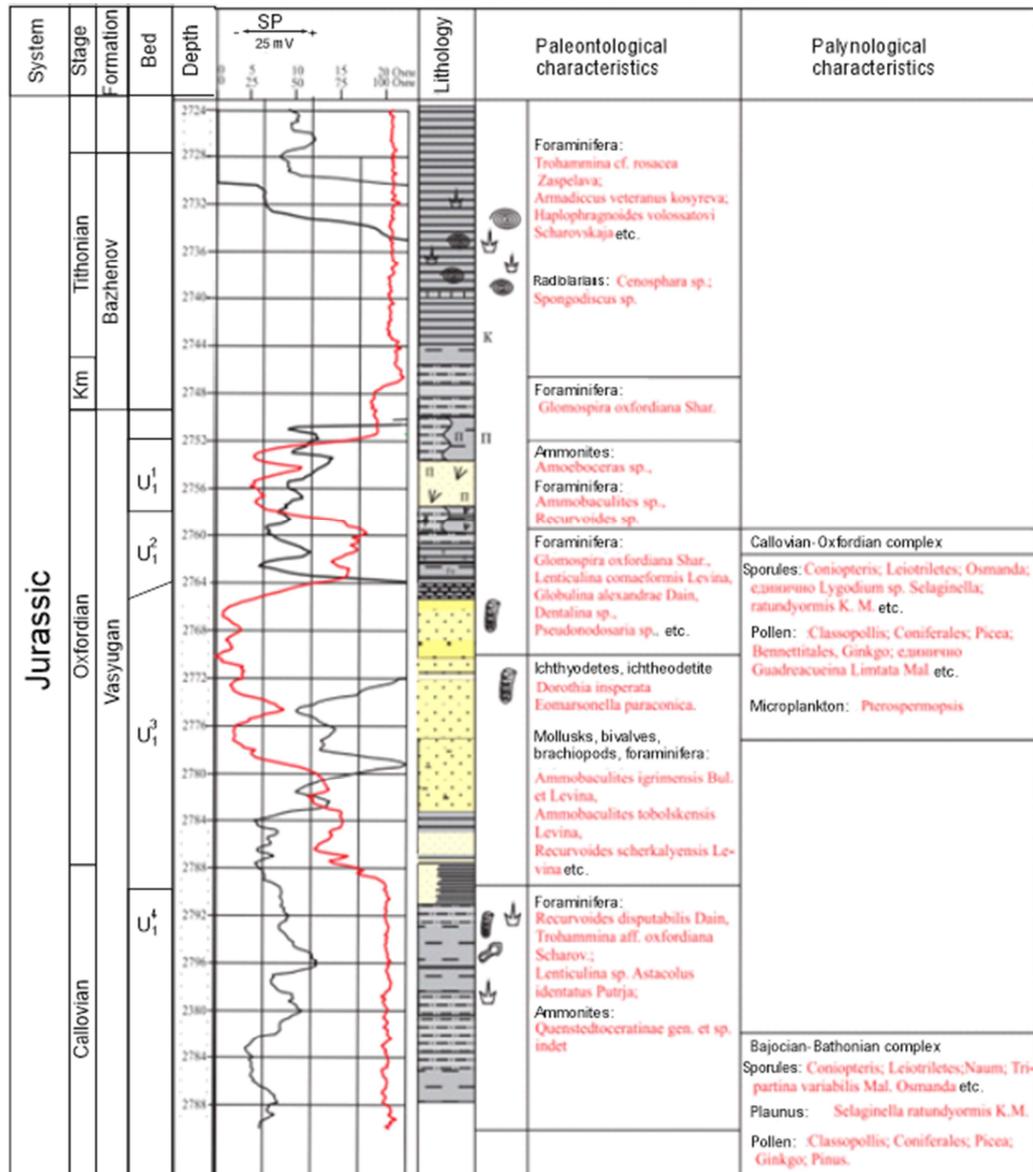


Figure 1.1 – A biostratigraphic section of the Krapivinskoye field

1.2.1 Vasyugan formation

The Vasyugan Formation (Upper Bath-Oxford) is lithologically divided into the upper and lower subformations.

The Lower Vasyugan Subformation consists of three lithologic sequences. The upper and lower members are represented by mudstones; siltstones and sandstones are also present in the section. The middle member consists mainly of mudstones.

The lower suite is well traceable in sections of wells drilled in the depressions.

The middle member of the Lower Vasyugan Subformation is extensive and lithologically most uniform. Outside the territory under consideration, in the east, where the Vasyugan Formation transitions to the Naunak Formation, sanding of the middle member is observed.

The upper member of the Lower Vasyugan subformation is of no interest in terms of oil and gas content, but is present in the sections of most wells. The upper member of the Lower Vasyugan Subformation is characterized by frequent lateral facies substitutions with sandstones, which are assigned the U_1^4 index. In some wells, the U_1^4 formation is represented by thinly layered interbedding of mudstones and siltstones. Analysis of geophysical well surveys, in particular the data of the spontaneous potential method, in many wells shows negative anomalies adjacent to the reservoir U_1^3 , located above [43].

The thickness of the Lower Vasyugan Subformation is fairly consistent and reaches 30 m.

Deposits of the Upper Vasyugan Subformation are represented by light gray sandstones and siltstones, often with a brownish tint. Also mudstones from thinly turbid to silty can be found in the section as well as carbonaceous rocks. The subformation includes most of the U_1 horizon, namely the non-oil and gas-bearing strata U_1^1 , U_1^2 , and U_1^3 . The subformation has Lower to Upper Oxfordian age, which is confirmed by the bivalves and ammonites found. The stratigraphy of the sandy strata of the U_1 horizon is well documented by the numerous faunal remains found:

- U_1^3 strata – upper Callovian – lower Oxfordian;
- U_1^2 strata – middle – upper Oxfordian;
- U_1^1 strata – upper Oxfordian.

The Upper Vasyugan Subformation is subdivided into three strata:

- Podugolnaya, formed during the regression stage of coastal-marine sedimentation and including strata U_1^{3-4} ;
- Mezbugolnaya, regressive-transgressive, formed in the transition zone;

- Nadugolnaya, formed during the transgression phase under coastal-marine sedimentation conditions and including strata U_1^{0-2} .

It is important to note that no coal strata have been identified within the Krapivinskoye field. In accordance with this, A.M. Kazakov proposed to call Podugolnaya, Mezbugolnaya and Nadugolnaya strata the lower, middle and upper formation members respectively.

According to the adopted in JSC "TomskNIPIneft" indexation of permeable formations of U_1 horizon for Kaymysovsky arch during trial operation of the field, the indexation with separation of sandy formations U_1^2 , U_1^{3-4} was adopted.

Lithologically, U_1^{3-4} bed is represented by fine-medium-grained sandstones with a massive or layered texture. The section also contains siltstones, mudstones, and inclusions of plant detritus. The formation is weakly carbonatized. The total thickness of the reservoir in the field does not exceed 20 m, in the southern part - 12 m. The reservoir is subdivided into three rhythmic members:

- U_1^{3V} is a rhythmic member having an areal distribution. The member is represented by fine-grained sandstone and siltstone. The thickness of the member on the territory of the deposit varies from 5 to 22 m. The occurrence depths are 2663.7 to 2786.1 m;

- U_1^{3B} is represented mainly by fine-grained sandy-silty material. Coarse- and coarse-grained sandstone is distinguished in the top of the member. The thickness of the member varies from 5 to 18 m;

- U_1^{3A} is represented by sandstone of various grain sizes. The coarsest material occurs in the middle and upper parts of the member. The sandstone is predominantly of quartz composition. The occurrence depth of the member ranges from 2692.5 m to 2746.7 m. The member is found only in the northern part of the study area.

Mezbugolnaya rhythmic member is well distinguished by logging data using GR, Neutron, and ILD methods. In the studied area, the member does not contain typical coal and is represented by clay-siltstone material with sandstone interlayers. Also, at the base of the member, the interbed is characterized by high density and

resistivity as well as low values of the GR method. The sublayer is represented by silty limestone. Mezbugolnaya member is 6 to 10 m thick. The age of the strata is Middle Oxfordian.

The U_1^2 formation is present in the geological sections of all wells. The stratigraphic range of the formation is defined as upper Oxfordian-lower Kimmeridgian. Lithologically, the formation is represented by fine- to medium-grained sandstone with good sorting, polymictic composition and pore-film cement consisting of kaolinite. The cement occupies 7 to 10 percent of the pore space. Filtration and permeability properties of the reservoir decrease southward as follows: porosity from 18 to 14 percent, permeability from 25 to 4 mD. Total reservoir thickness varies in the range of 4 to 6 m. The depth of occurrence varies from 2666 to 2746 m. The top of the reservoir contains a stratum with a lithological composition, appearance, reservoir properties, structure and texture different from other rocks of the Upper Jurassic. From the lithological point of view, the member is represented by sandstone and siltstone characterized by poor sorting, lumpy structure, carbonatization, pyritization, phosphatization and glauconite inclusions. The Barabinskaya member has an index of U_1^0 . The thickness of the member varies from 1 to 8 m. The U_1^0 formation is referred by some geologists to the Vasyuganskaya Formation, and by some geologists to the base of the Georgievskaya Formation. The local distribution of the Barabinskaya Formation, the presence of glauconite, and increased granularity are explained by the confinement of the deposits to elevated parts of the Krapivinskaya structure. Various studies show that the U_1^1 and U_1^0 formations were formed at the beginning of the transgression stage under the same shallow-water-marine sedimentation conditions.

1.2.2 Georgievskaya formation

The Georgievskaya Formation in the study area is about 3-5 m thick and is represented by dark gray and greenish mudstones. Remains of pelecypods,

foraminifers, and belemnites were found in the core material. The formation has the early Kimmeridgian age. The sediments of the formation contain glauconite inclusions.

1.2.3 Bazhenov formation

The Upper Jurassic sediments terminate with the Bazhenov Formation. The formation is represented by black bituminous mudstones with rare interlayers of sandstones, siltstones and carbonates. The sediments are sustained throughout the field and are 25-28 m thick. The formation is a sill for the underlying Vasyuganskaya and Georgievskaya formations, simultaneously acting as the main oil-bearing strata. The formation is well traced by logging data and, as noted earlier, is a regional marker.

1.3 Tectonics

The area where the Krapivinskoye field is located, in terms of tectonics, is located at the junction of the Kaimysovsky arch and the Nyrolskaya mega depression.

The Kaimysovsky arch is a positive tectonic element, which is one of the largest regional tectonic structures of the southeastern part of the West Siberian Plate. The arch is located in the northeastern part of the Nizhnevasyuganskaya anteklise and has an isometric shape. The structure is formed by the northwestern and northeastern systems of uplifts, relative to which the central part of the structure is lowered. The Kaimysovsky arch belongs to the type of structures of inherited development. According to the Paleozoic folded basement, it corresponds to the southern part of the Verkhnevasuganskiy anticlinorium, which is a cluster of Late Hercynian folded structures.

The contour of the Kaimysovsky arch, drawn at the base of the Bazhenov Formation (seismic horizon II_a) with an isohypsis of 2650 m, is 215 km long and varies in width from 70 to 120 km. The structure has an uplift amplitude of up to 350 m.

In the most elevated parts of the Kaimysovsky arch, the volume of Jurassic rocks is reduced due to the denudation process. In such places, the deposits of the Callovian are deposited with a significant interruption on the Paleozoic sediments.

The arch has a complex structure. Within it, there are smaller positive structures, separated by saddles, troughs and deflections. According to seismic survey data, this topographic structure has deposits of both the pre-Jurassic basement and the Tyumen and Bazhenov formations. Tectonic faults extending in the northeastern and northwestern directions are present within the arch.

The central part of the Kaimysovsky arch is lowered relative to the elevated northern and southern parts.

Krapivinskoye field is located within the Krapivinskoye local uplift. The Krapivinskaya structure is located in the depression zone compared to the adjacent Moiseyevskaya structure and is characterized by a calm development mode both in the Jurassic and subsequent times.

Tectonic faults divide the study area into six blocks. Seismic surveys carried out in the field area show that the faults penetrate the Bazhenov Formation sediments, reaching the Lower Cretaceous rocks. Location of the faults is shown in Figure 1.2.

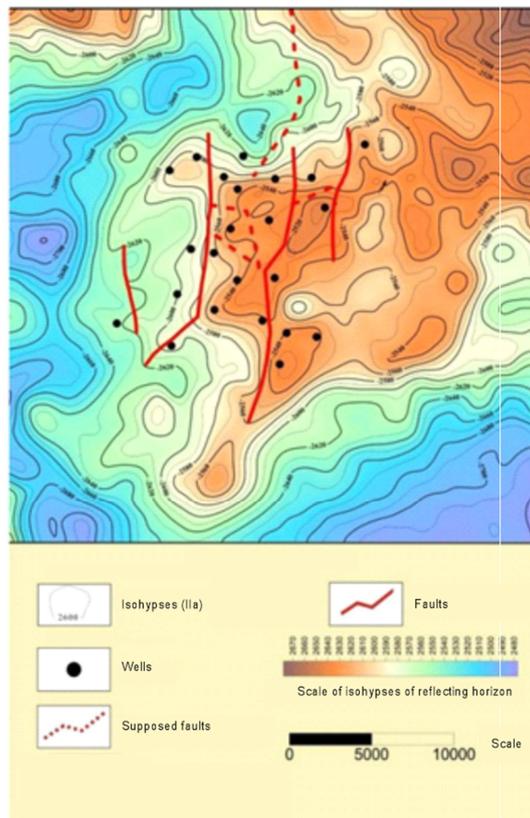


Figure 1.2 - Map of the tectonic faults location

1.4 Sedimentary characteristics and oil and gas content

The main oil and gas content of the Krapivinskoye field is associated with sandstones of the Podugolnaya member, namely with the U_1^3 formation. In terms of granulometric composition, the formation is represented by sandstones of regressive type, with a characteristic increase in grain size from the top to the bottom of the formation. Four lithotypes can be found within the Krapivinskoye local uplift [50].

The first lithotype is characterized by an increase in permeability up the section, from units of mD in the bottom to hundreds and thousands of mD in the top. The lithotype was formed in the coastal zone conditions with the participation of longshore currents. This lithotype also distinguishes three subtypes: 1a with permeability from hundreds to thousand mD, 1b with permeability of tens to hundreds of mD, and 1c with permeability from units of mD.

The second lithotype is characterized by a more homogeneous distribution of reservoir properties across the section. The permeability values here are within 10-100 mD. In the section, the lithotype is represented by a lithofacies of fine-grained sandstones with a massive or horizontally layered texture and low clay content. The sediments were formed under the conditions of beaches of large plain rivers as well as directional currents.

The permeability values of the third lithotype vary from units of mD to 10 mD. The lithotype is represented by a lithofacies of medium-small-grained and medium-cemented sandstones with a massive or indistinctly layered texture. The formation of the sediments is associated with shallow marine water with the participation of directional currents.

The fourth lithotype is characterized by permeability values of units mD. The lithotype is characterized by a lithofacies of fine-grained, silty sandstones with horizontal and oblique layering. Siltstones are also present in the section. The

formation of sediments is related to shallow marine conditions with the participation of longshore currents.

The first and fourth lithotypes described above are most typical for the northern part of the Krapivinskoye uplift, the second for the southern and southwestern parts, and the third for the central and eastern parts (Figure 1.3).

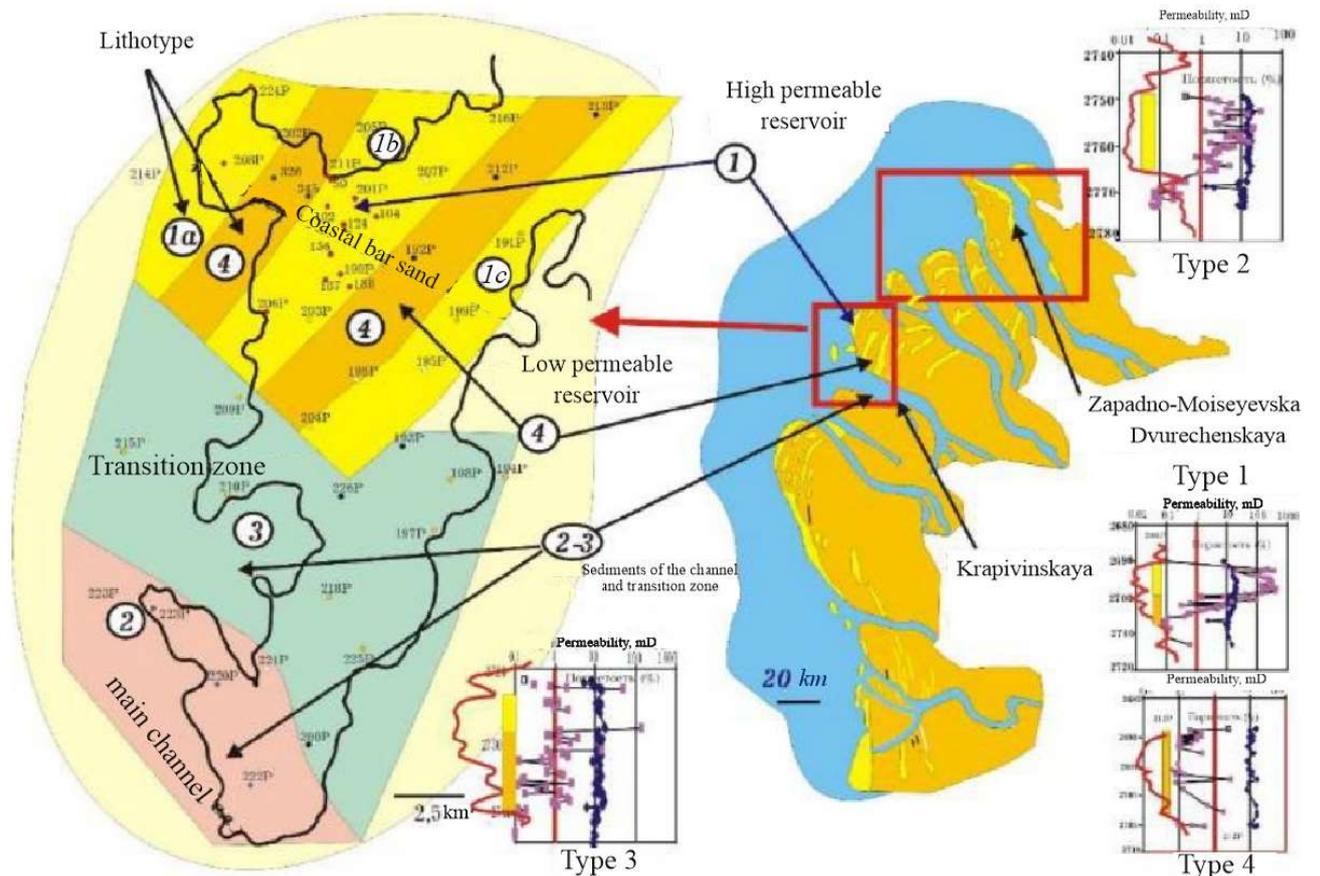


Figure 1.3 - Zonation of the Krapivinskoye field by section lithotypes

The U_1^3 bed is characterized by an areal occurrence and an increase in grain size from the bottom to the top - these factors make it equally likely to be assigned to the regressive sandstones and deltaic complex. However, the core studies which showed the presence of pebble inclusions, pyrite, argillite pellets, and large plant remains, as well as characteristic structures of the lithofacies isolated, suggest that the U_1^3 bed was formed in the deltaic sedimentation environment.

The facial interpretation of the SP curves shows:

- The section of the second lithotype is block and bell-shaped - deposits of deltaic channels;

- The section of the first and fourth lithotypes is funnel-shaped - estuarine and marine bars;
- The section of the third lithotype is a complexly built form - transitional-delta deposits.

In the Callovian, the shallow-marine sedimentation mode prevailed in the territory. The marine basin at that time had a vast area (about 1.5 million km²), which determined the activity of coastal wave processes. At the same time, the regression period controlled the development of rivers with the inflow of coarse-clastic material into the sedimentary basin. The coastal-marine mode prevailed in the Oxfordian in the area. All the described processes were reflected in the delta type of the Podugolnaya strata. According to studies of the delta structure, namely the geometry of the receiving basin, its depth and the activity of wave processes, the Oxfordian delta is wave-dominated delta (Figure 1.4). The front of this type of delta is characterized by the development of beach ridges parallel to the shoreline. Sediments brought by the channel flow and building up the beach bars toward the sea advance the shoreline. The data obtained during the study of the U₁³ formation showed that the zone of beach bars development is localized in the northern and partly central parts of the Krapivinskaya area. The delta arm zone falls in the southwestern part of the area. The delta transition zone is developed between the two zones described above.

The U₁³ formation in the northern part of the study area was formed by bar structures during the regression process. The bar structures in this zone overlap to form a "scaly" overlap, which caused an alternation of highly permeable (first lithotype) and low-permeable (fourth lithotype) rocks. This sequence was formed because of the variable rate of advance of the shoreline. During periods of high sedimentation rate, rapid development of sandy-silty-clay plains toward the sea occurs. This is due to the fact that fine-grained material is mostly deposited near the shoreline. During periods of low sedimentation rate, the accumulated material is eroded by waves and coastal currents, resulting in the silt being carried away and the sandy material forming a beach. At some point, the rate of sedimentation is high enough to suppress wave processes that cause the material to sort and wash out the silt [56].

A large delta channel was developed in the southwestern part of the study area. The delta channel supplied clastic material to the Oxfordian marine basin. Several features distinguish the channel facies of the deltaic complex: the characteristic block shape of the SP curve; more uniform reservoir properties; the presence of ferruginous cement in some core samples; the presence of locally developed lenses of low thickness represented by carbonaceous clays and black carbonates in the bedrock; sandstones with massive and horizontal layering [42].

The transition zone is characterized by wedge-shaped interbedding of deltaic and fluvial sandstones.

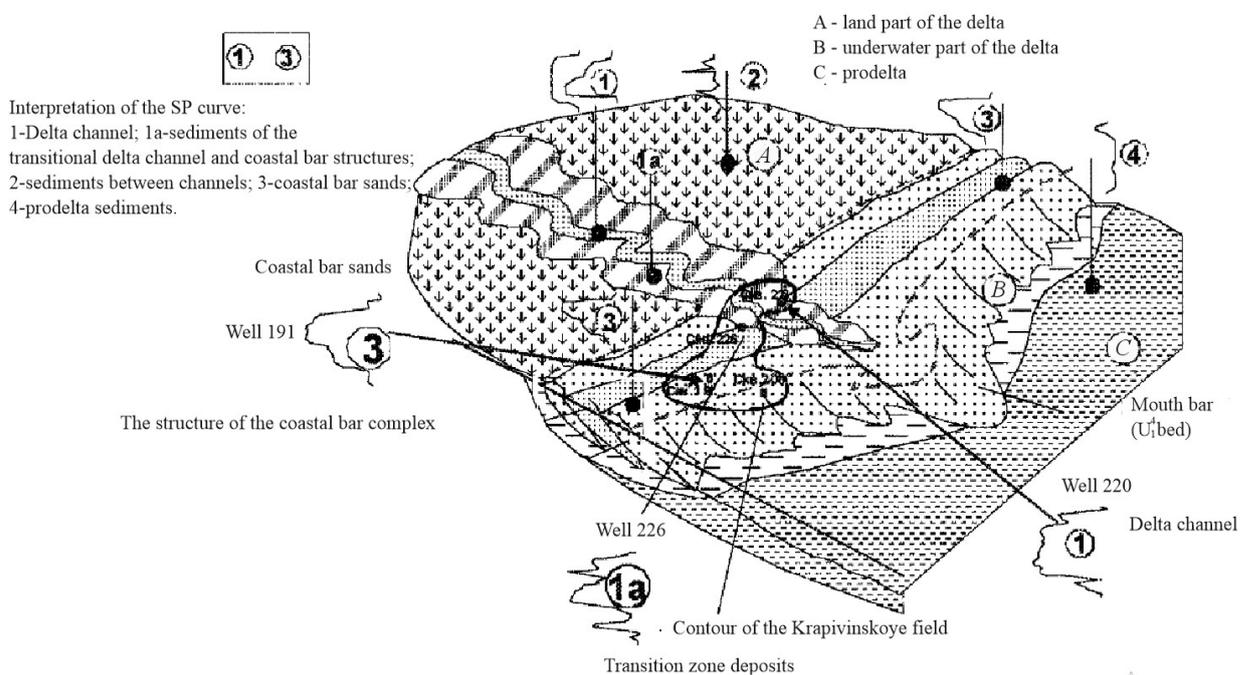


Figure 1.4 – Comparison of the sedimentary environment of U₁³ bed with the facies distribution in the wave delta

Thus, within the territory under study in the U₁³ bed, three oil and gas bearing zones can be distinguished:

- zone of coastal bar sandstones, with a characteristic alternation of highly permeable (first lithotype) - and low-permeable (fourth lithotype) rocks;
- deltaic channel zone (second lithotype);
- transition zone (third lithotype).