

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  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
<b>Разработка методики интерпретации данных керна, ГМТ и геофизических исследований скважин с целью уточнения геологического строения месторождения X</b>

УДК 553.98:528:004

Студент

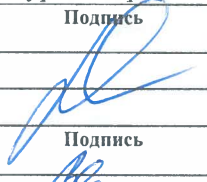
Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Фокина Дарья Вадимовна		15.06.21

Руководитель


Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Белозеров В.Б.	Д. Г.-М. Н.		15.06.21

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

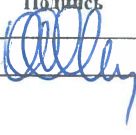
По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рукавишников В.С.	PhD		15.06.21

По разделу «Социальная ответственность»

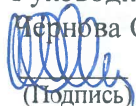
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	Д.Г-М.Н.		15.06.21

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	Д.Г-М.Н.		15.06.21

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  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 16.03.2021г.  
 (Подпись) (Дата)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ91	Фокиной Дарье Вадимовне

Тема работы:

<b>Разработка методики интерпретации данных керна, ФМИ и геофизических исследований скважин с целью уточнения геологического строения месторождения X</b>	
Утверждена приказом директора ИШНПТ	Приказ № 120-2/с от 30.04.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2021
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	<i>Пакет геофизической информации по месторождению X, который включает в себя: записи электрических скважинных микросканеров ФМИ, лабораторные исследования керна (фильтрационно-емкостные, электрические свойства)</i>
---------------------------------	---

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p>	<p><i>Литературный обзор проблемы эффективности применения высокоразрешающих методов геофизических исследований</i>  <i>Геологическое описание месторождения X</i>  <i>Устройство скважинных микросканеров</i>  <i>Подготовка записи микросканеров к применению методики</i>  <i>Методология уточнения геологического строения месторождения</i>  <i>Финансовый менеджмент,</i>  <i>Ресурсоэффективность и Ресурсосбережение</i>  <i>Социальная ответственность</i>  <i>Заключение</i></p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p>	<p><i>Рисунок 1.1 Степень изменения значений водонасыщенности в зависимости от параметров <math>m</math> и <math>n</math> при постоянном значении пористости</i>  <i>Рисунок 1.2 Эффект цементации карбонатной породы на извилистость трещины</i>  <i>Рисунок 1.3 Составляющие исходного имиджа</i>  <i>Рисунок 1.4 Фрагмент имиджа в формате топографической карты</i>  <i>Рисунок 1.5 Вершины с отверстиями</i>  <i>Рисунок 1.6 Полученные сегменты исходного имиджа</i>  <i>Рисунок 1.7 Вычленение матрицы изображения</i>  <i>Рисунок 1.8 Кривые пористости</i>  <i>Рисунок 1.9 Результат работы алгоритма эквализации гистограммы для увеличения контраста неопределенных участков</i>  <i>Рисунок 2.1 Волго-Уральская НГП</i>  <i>Рисунок 2.2 Фрагмент МСШ с выделенным интервалом интереса</i>  <i>Рисунок 2.3 Выкопировка из тектонической схемы юго-восточной части Волго-Уральской НГП</i>  <i>Рисунок 2.4 Выкопировка из тектонической схемы кристаллического фундамента Оренбургской области</i>  <i>Рисунок 2.5 Палеогеоморфологическая схема Оренбургской области (Фаменское время)</i>  <i>Рисунок 2.6 Палеогеоморфологическая схема Оренбургской области (Заволжское время)</i>  <i>Рисунок 2.7 Палеогеоморфологическая схема Оренбургской области (Турнейское время)</i>  <i>Рисунок 3.1 Внешний вид скважинного микросканера</i>  <i>Рисунок 3.2 Внешний вид нижней (записывающей) части микросканера</i>  <i>Рисунок 3.3 Результат записи электрических скважинных микросканеров</i>  <i>Рисунок 3.4 Результат развертки записи микросканера</i>  <i>Рисунок 3.5 Пример развертки на керновом материале</i></p>

	<p>Рисунок 3.6 Разновидность имиджей, получаемых по результатам записи электрических микросканеров FMI</p> <p>Рисунок 3.7 Строение скважинного микроимейджера FMI</p> <p>Рисунок 4.1 Результаты обработки имиджа алгоритмами машинного обучения</p> <p>Рисунок 5.1 Зависимость параметра пористости от пористости</p> <p>Рисунок 5.2 Зависимость параметра насыщения от водонасыщенности</p> <p>Рисунок 5.3 Рассчитанные по глубине значения пористости (KPDN) и водонасыщенности (Sw)</p> <p>Рисунок 5.4 Степень дискретизации значений пористости и водонасыщенности</p> <p>Рисунок 5.5 Интервал с высокой степенью неоднородности</p> <p>Рисунок 5.6 Поровая кривая</p> <p>Рисунок 5.7 Корреляционная зависимость между данными по керну и поровой кривой</p> <p>Рисунок 5.8 Результат рассчитанной водонасыщенности детализированной дискретности</p> <p>Рисунок 5.9 Дискретизированные значения водонасыщенности</p>
--	---

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Рукавишников В.С., доцент ОНД, Ph.D,
Социальная ответственность	Белозеров В.Б., профессор ОНД, д.г.-м.н.,

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

Литературный обзор проблемы эффективности применения высокоразрешающих методов геофизических исследований скважин / Borehole Image processing with analysis of fracture system and reservoir characterization

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	16.03.2021
--	------------

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.		16.03.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Фокина Дарья Вадимовна		16.03.2021

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ91	Фокиной Дарье Вадимовне

Инженерная школа	ИШПР	Отделение	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>	<i>Использование методики оценки ценности информации, полученной по результатам проведения и интерпретации записей скважинных микросканеров FMI</i>
---	---

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**


1. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Подтверждение необходимости проведения обработки и интерпретации данных записей FMI на основе ценности выходной информации</i>
--	---

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**


*Дерево решений, представляющее собой основную задачу и варианты действий, которые могут быть предприняты в каждой конкретной ситуации, а также возможные исходы (результаты) каждого действия (Рисунок 6.1)*

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	16.03.2021
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Рукавишников В.С.	Ph.D		16.03.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Фокина Дарья Вадимовна		16.03.2021

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2ТМ91	ФИО Фокиной Дарье Вадимовне
-----------------	--------------------------------

Инженерная школа Уровень образования	ИШПР Магистратура	Отделение Направление/специальность	ОНД 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
---	----------------------	--	---

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (метеословия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p>Основная работа при выполнении данной ВКР выполнялась с использованием персонального компьютера и пакетов программирования. Таким образом, основной задачей данного раздела является составление рекомендаций по правилам, соблюдение которых обеспечивает комфортные и безопасные для здоровья человека условия труда, а также правила поведения при чрезвычайных ситуациях в офисе.</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме исследования</p>	<p>Нормативно-правовые акты Российской Федерации, Нормативно-правовая документация нефтегазовых предприятий</p>


### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p>Оценка факторов, влияющих на трудоспособность и концентрацию персонала, работающего в офисе, включающая в себя рассмотрение вопросов о нормировке параметров микроклимата рабочей зоны, уровня естественного и искусственного освещения, нервно-психических нагрузок и монотонности труда.</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> </ul>	<p>Выделение в воздух рабочей зоны ряда химических веществ, повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание, повышенный уровень статического электричества</p>

<ul style="list-style-type: none"> <li>- пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- защита селитебной зоны</li> <li>- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>- разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>Для соблюдения правил и норм по охране окружающей среды должны соблюдаться следующие принципы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. соблюдение правил и рекомендаций по работе в природных зонах;</li> <li>2. создание промышленной безопасности в производственных процессах и снижении вероятности аварийных ситуаций;</li> <li>3. принятие мер по восстановлению экосистем</li> </ol>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>- выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>- разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>- разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>- разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Порывы и разливы трубопроводов</li> <li>2. Возникновение пожароопасных ситуаций и самих пожаров</li> </ol> <p>Для предупреждения пожаров необходимо создание системы, позволяющей установить место, причину и способ ликвидации пожаров, закрепленный на законодательном уровне</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<p>Обеспечение всех работников нефтяного месторождения всеми необходимыми средствами защиты, а также материальными и социальными благами в соответствии с требованиями законодательства РФ</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	16.03.2021
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Белозеров В.Б.	Д.Г.-М.Н.		16.03.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Фокина Дарья Вадимовна		16.03.2021

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Уровень образования Магистратура  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения (весенний семестр 2020/2021 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:	15.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
30.03.2021	Литературный обзор проблемы эффективности применения высокоразрешающих методов геофизических исследований скважин	15
08.04.2021	Borehole Image processing with analysis of fracture system and reservoir characterization	10
10.04.2021	Геологическое описание месторождения X	10
14.04.2021	Устройство скважинных микросканеров	5
02.05.2021	Подготовка записи микросканеров к применению методики	25
18.05.2021	Методология уточнения геологического строения месторождения	20
21.05.2021	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
25.05.2021	Социальная ответственность	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.		16.03.2021

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	д.г.-м.н.		16.03.2021



**Результаты освоения образовательной программы**  
**Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения**

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	<b>УК-1.</b> Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного анализа, вырабатывать стратегию действий	<b>И.УК(У)-1.1.</b> Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		<b>И.УК(У)-1.2.</b> Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		<b>И.УК(У)-1.3.</b> 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
		<b>И.УК(У)-1.4.</b> Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	<b>УК(У)-2.</b> Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	<b>И.УК(У)-2.1.</b> Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		<b>И.УК(У)-2.2.</b> Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		<b>И.УК(У)-2.3.</b> Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	<b>УК(У)-3.</b> Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	<b>И.УК(У)-3.1.</b> Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		<b>И.УК(У)-3.2.</b> Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		<b>И.УК(У)-3.3.</b> Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	<b>УК(У)-4.</b> Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	<b>И.УК(У)-4.1.</b> Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		<b>И.УК(У)-4.2.</b> Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		<b>И.УК(У)-4.3.</b> Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		<b>И.УК(У)-4.4.</b> Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках
Межкультурное взаимодействие	<b>УК(У)-5.</b> Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	<b>И.УК(У)-5.1.</b> Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
		<b>И.УК(У)-5.2.</b> Выстраивает социальное и профессиональное взаимодействие с учётом особенностей деловой и общей культуры представителей разных этносов и конфессий, других социальных групп
		<b>И.УК(У)-5.3.</b> Обеспечивает создание недискриминационной среды для участников межкультурного взаимодействия при личном общении и при выполнении профессиональных задач
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	<b>УК(У)-6.</b> Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	<b>И.УК(У)-6.1.</b> Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов
		<b>И.УК(У)-6.2.</b> Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		<b>И.УК(У)-6.3.</b> Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

## 5.2. Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК-1. Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий
		И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства
		И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли
		<b>И.ОПК(У)-2.2.</b> Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения
	<b>ОПК(У)-3.</b> Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	<b>И.ОПК(У)-2.3.</b> Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
		<b>И.ОПК(У)-3.1.</b> Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты
		<b>И.ОПК(У)-3.2.</b> Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации
Работа с информацией		<b>И.ОПК(У)-4.1.</b> Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли

	<b>ОПК(У)-4.</b> Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	<b>И.ОПК(У)-4.2.</b> Обрабатывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы
Исследование	<b>ОПК(У)-5.</b> Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	<b>И.ОПК(У)-5.1.</b> Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе <b>И.ОПК(У)-5.3.</b> Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	<b>ОПК(У)-6.</b> Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	<b>И.ОПК(У)-6.1.</b> Демонстрирует знания основ педагогики и психологии <b>И.ОПК(У)-6.2.</b> Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

### Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
<b>Тип задач профессиональной деятельности:</b> <b>Научно-исследовательский</b>				
19. Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа  40. Сквозные виды профессиональных стандартов	1. Осуществление научных исследований в области профессиональной деятельности	<i>Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 03 сентября 2018г. № 574н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2018 г., регистрационный №52235); ОТФ. Код D. Организация работ по добыче углеводородного сырья</i>	<b>ПК -1.</b> Способен проводить анализ и обобщение научно-технической информации по теме исследования, осуществлять выбор методики и средств решения задачи, проводить патентные исследования в выбранной области нефтегазового инжиниринга  <b>ПК-2.</b> Способен планировать и проводить аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивать данные и делать выводы	<b>И.ПК-1.1.</b> Анализирует и обобщает научно-техническую информацию по теме исследования, осуществляет выбор методики и средств решения задачи, проводит патентные исследования в выбранной области нефтегазового инжиниринга  <b>И.ПК-2.1.</b> Планирует и проводит аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивает данные и делает выводы
	2. Разработка и внедрение новой техники и передовых технологий на объектах нефтегазовой отрасли	<b>19.021</b> <i>Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 10.03.2015 г. № 151н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 31.03.2015 г. № 36656)</i>	<b>ПК-3.</b> Способен использовать профессиональные программные комплексы в области математического и геолого-геофизического моделирования технологических процессов и объектов	<b>И.ПК-3.1.</b> Использует профессиональные программные комплексы в области математического и геолого-геофизического моделирования технологических процессов и объектов

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p><i>ОТФ. Код В.</i> Организация геолого-промышленных работ  <i>Профессиональный стандарт «Специалист-петрофизик»,</i>  утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 29 июня 2017 г. N 534н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 13 июля 2017 г., регистрационный №47411).</p> <p><i>ОТФ. Код С.</i> Организация процесса исследований физических свойств кернового материала нефтегазовых месторождений и цифровой обработки полученных петрофизических данных</p>	<p><b>ПК-10.</b> Способен разрабатывать документацию, планировать и выполнять исследования физических свойств кернового материала осадочных горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных</p>	<p><b>И.ПК-10.1.</b> Разрабатывает документацию, планирует и выполняет исследования физических свойств кернового материала осадочных горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных</p>
	<p>3. Осуществление технического руководства по выполнению научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, разработки комплексных проектов на всех стадиях и этапах выполнения работ и непосредственное участие в их выполнении</p>	<p><i>Профессиональный стандарт «Специалист-петрофизик»,</i>  утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 29 июня 2017 г. N 534н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 13 июля 2017 г., регистрационный №47411)</p> <p><i>ТФ. Код С/01.7.</i> Разработка плановой и проектно-сметной документации на объекты исследований физических свойств кернового материала горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных</p> <p><i>Профессиональный стандарт «Специалист по организации и управлению научно-исследовательскими и опытно-</i></p>	<p><b>ПК-10.</b> Способен разрабатывать документацию, планировать и выполнять исследования физических свойств кернового материала осадочных горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных</p> <p><b>ПК-11.</b> Способен организовывать и выполнять научно-исследовательские работы в соответствии с тематическим планом организации</p>	<p><b>И.ПК-10.1.</b> Организует и выполняет плановые задания по исследованию физических свойств кернового материала горных пород и обработку полученных петрофизических данных</p> <p><b>И.ПК-10.2.</b> Организует и выполняет плановые задания по исследованию физических свойств кернового материала горных пород и обработку полученных петрофизических данных</p> <p><b>И.ПК-11.1.</b> Организует и выполняет научно-исследовательские работы в соответствии с тематическим планом организации</p>

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p><i>конструкторскими работами», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 11 февраля 2014 г. N 86н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 21 марта 2014 г., регистрационный №31696)</i></p> <p><i>ОТФ. Код D. Осуществление руководства разработкой комплексных проектов на всех стадиях и этапах выполнения работ</i></p> <p><i>ТФ. Код. D/01/7. Организация выполнения научно-исследовательских работ в соответствии с тематическим планом организации</i></p>		
<b>Тип задач профессиональной деятельности: Технологический</b>				
<p>19 «Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа»</p> <p>40. Сквозные виды профессиональных стандартов</p>	<p>Осуществление контроля, технического сопровождения и управления технологическими процессами нефтегазового производства</p>	<p><i>Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 03 сентября 2018г. № 574н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2018 г., регистрационный №52235)</i></p> <p><i>ОТФ. Код D. Организация работ по добыче углеводородного сырья</i></p>	<p><b>ПК-4.</b> Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовом инжиниринге</p> <p><b>ПК-7.</b> Способен контролировать выполнение требований и регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата</p>	<p><b>И.ПК-4.1.</b> Анализирует и обобщает данные о работе технологического оборудования, осуществляет контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовом инжиниринге</p> <p><b>И.ПК-7.1.</b> Контролирует выполнение требований и регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата</p>

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	Разработка и внедрение новой техники и передовых технологий на объектах нефтегазовой отрасли	<i>ОТФ. Код Е.</i> Руководство работами по добыче углеводородного сырья	<b>ПК-5.</b> Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	<b>И.П-5.1.</b> Участвует в управлении технологическими комплексами, принимает решения в условиях неопределенности
<b>Тип задач профессиональной деятельности: Организационно-управленческий</b>				
19 «Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа»  40. Сквозные виды профессиональных стандартов	Осуществление маркетинговых исследований, проведение технико-экономического обоснования инновационных решений в профессиональной деятельности, управление коллективом, руководство производственной деятельностью подразделения	<i>Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 03 сентября 2018г. № 574н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2018 г., регистрационный №52235)</i> <i>ТФ. Код Е/01.7.</i> Руководство организацией процесса добычи углеводородного сырья  <i>Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 10 марта 2015 г. N 151н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 31 марта 2015 г., регистрационный №36656)</i> <i>ОТФ. Код В.</i> Организация геолого-промысловых работ <i>ТФ. Код В/02.7.</i> Подготовка предложений по дополнительным геолого-промысловым исследованиям для эффективной работы промысла	<b>ПК-6.</b> Способен осуществлять руководство по организации производственной деятельности подразделений нефтегазового инжиниринга, применять полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов производственной деятельности, применять методику проектирования  <b>ПК-8.</b> Способен подготавливать предложения по дополнительным геолого-промысловым исследованиям для эффективной работы промысла	<b>И.ПК-6.1.</b> Осуществляет руководство по организации производственной деятельности подразделений нефтегазового инжиниринга  <b>И.ПК-6.2.</b> Применяет полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов производственной деятельности, применяет методику проектирования  <b>И.ПК-8.1.</b> Подготавливает предложения по дополнительным геолого-промысловым исследованиям для эффективной работы промысла

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	<p>Разработка оперативных планов и руководство проведением всех видов деятельности, связанной с исследованием, разработкой и реализацией управления технологическими процессами и производствами</p>	<p><i>Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 03 сентября 2018г. № 574н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2018 г., регистрационный №52235)</i>  <i>ТФ. Код E/01.7. Руководство организацией процесса добычи углеводородного сырья</i></p>	<p><b>ПК-6.</b> Способен осуществлять руководство по организации производственной деятельности подразделений нефтегазового инжиниринга, применять полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов производственной деятельности, применять методику проектирования</p>	<p><b>И.ПК-6.2.</b> Применяет полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов производственной деятельности, применяет методику проектирования</p>
		<p><i>Профессиональный стандарт «Специалист по обработке и интерпретации скважинных геофизических данных», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 28 декабря 2015 г. № 1166н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 29 июня 2017 г., регистрационный №47457).</i>  <i>ОТФ. Код D. Управление процессом обработки и интерпретации полученных скважинных геофизических данных</i>  <i>ТФ. Код D/01.7. Управление разработкой перспективных планов области обработки и интерпретации скважинных геофизических данных</i></p>	<p><b>ПК-9.</b> Способен разрабатывать перспективные планы в области обработки и интерпретации скважинных геофизических данных, руководить производственно-технологическим процессом обработки и интерпретации скважинных геофизических данных</p>	<p><b>И.ПК-9.1.</b> Разрабатывает перспективные планы в области обработки и интерпретации скважинных и полевых геофизических данных</p> <p><b>И.ПК-9.2.</b> Руководит производственно-технологическим процессом обработки и интерпретации скважинных и полевых геофизических данных</p>

## Обозначения и сокращения

ВОЗ – всемирная Организация здравоохранения;

ГИС – Геофизические исследования;

Имидж – изображение записи электрических микросканеров;

КЗС – компьютерный зрительный синдром;

ПК – персональный компьютер;

ПО – Программное Обеспечение;

ППД – Поддержание Пластового Давления;

СДСН – синдром длительных статистических нагрузок;

СП – самопроизвольная поляризация;

ЦППС НД – Центр подготовки и переподготовки специалистов  
нефтегазового дела;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

ЭМП – электромагнитные поля;

BPP - Bad-Pad-Phenomena;

EVI – Electrical Borehole Image;

EMV – Expected Monetary Value;

FMI – formation microimager;

GMM - Gaussian Mixture Model;

MRGC – Multi-Resolution Graph-Based Clustering tool;

NPV – Net Present Value;

VOI – Value of information;

$H_{эфф}$  – эффективная (нефтесодержащая) мощность пласта, м;

$a$  – фактор извилистости трещин;

$V_o$  – объемный коэффициент нефти, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$S_w$  – водонасыщенность, доли.ед.;

$m$  – коэффициент цементации (уплотнения);

$n$  – параметр, отвечающий за насыщение;

$R_w$  – сопротивление воды;



$R_t$  – истинное сопротивление пласта;

$S$  – площадь нефтеносности, тыс.м<sup>2</sup>;

$\varphi$  – пористость, д.ед.;

$P_{vug}$  – площадь на имидже, занимаемая трещинами;

$Q_{геол}$  – величина геологических запасов в поверхностных условиях, тыс. т.

## Оглавление

Реферат .....	19
Введение.....	20
1. Литературный обзор проблемы эффективности применения высокоразрешающих методов геофизических исследований скважин .....	22
2 Геологическое описание месторождения X .....	40
2.1 Тектоника региона .....	42
2.2 Палеогеоморфологическое описание территории .....	49
2.3 Коллекторский потенциал отложений .....	53
2.4 Проблемы разработки фамен-турнейских залежей .....	54
3 Устройство скважинных микросканеров.....	56
4 Подготовка записи микросканеров к применению методики .....	64
4.1 Алгоритм «Случайный лес» .....	64
4.2 Импутация данных медианным значением (SimpleImputer) .....	65
4.3 Использование повторяющейся импутации (IterativeImputer) .....	65
5 Методология уточнения геологического строения месторождения.....	67
5.1 Расчет водонасыщенности грубой дискретности .....	68
5.2 Расчет водонасыщенности малой дискретности.....	71
6 Финансовый менеджмент, Ресурсоэффективность и Ресурсосбережение ....	76
7 Социальная ответственность .....	82
7.1 Производственная безопасность.....	82
7.2 Экологическая безопасность.....	86
7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	88
7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	90
Заключение .....	92
Список использованных источников .....	93
Приложение А .....	99
Приложение Б .....	120
Приложение В.....	123
Приложение Г .....	124
Приложение Д.....	125

## Реферат

**Выпускная квалификационная работа** содержит 125 страниц, 34 рисунков, 4 таблиц, 54 источников и 5 приложений.

**Ключевые слова:** Оренбургская область, карбонаты, высокоразрешающие методы геофизических исследований, электрический микросканер, FMI, машинное обучение, водонасыщенность, электрические свойства.

**Объект исследования:** фаменские продуктивные пласты (D<sub>3</sub>) карбонатного состава месторождения X Оренбургской области (Волго-Уральская нефтегазоносная провинция).

**Целью работы** является создание методики уточнения геологического строения месторождения путем использования высокоразрешающих методов геофизических исследований (электрические микросканеры FMI).

**В результате исследования** были применены алгоритмы машинного обучения для обработки записей электрических микросканеров FMI с целью отображения полной развертки ствола скважины. Было также осуществлено вычленение кривой из обработанных записей, которая описывает долю пустот по глубине скважины. Основа работы заключается в детализации строения геологического разреза, т.е. в уточнении показаний пористости по глубине, и, как следствие, водонасыщенности для уменьшения облака неопределенности при подсчете начальных геологических запасов.

**Областью применения** методики являются нефтяные и газовые месторождения на различных этапах разработки, геологический разрез которых сложен карбонатами.

**Экономическая эффективность/значимость работы** состоит в получении дополнительной информации (пустотная кривая) для ее использования в процессе подсчета запасов.

## Введение

Крупные по запасам карбонатные месторождения нефти, газового конденсата и газа на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции были открыты в 1940-1950 гг. За последние несколько лет было выявлено, что карбонатные месторождения содержат наибольшую часть ресурсов (около 63%) углеводородов. В минералогическом составе коллектора встречается преимущественно кальцит и доломит, которые могут слагать породу по отдельности и образовывать известняки ( $\text{CaCO}_3$ ) и доломиты ( $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ ), а могут совместно присутствовать в породе в различном соотношении, формируя, например, известняки доломитовые, где содержание кальцита находится в пределах 50-75%.

Такие месторождения являются особенными за счет сложнопостроенной структуры порового пространства, которая отличается от пористости в терригенных породах своим большим разнообразием, как по происхождению и распределению в матрице породы, так и по морфологии. В карбонатных породах пористость преимущественно вторичная, включающая каверны и трещины, которые в значительной степени влияют на процесс фильтрации флюидов. Кавернами называют пустоты по размеру менее 2 мм и образованные в результате растворения по первичным порам как результат воздействия растворами извне. Под трещинами обычно понимают пустоты, образованные как результат тектонической активности. Изучение структуры пор является важным аспектом, так как распределение нефти в карбонатных породах контролируется морфологией пустотного пространства. Эффективная работа с такими пустотными характеристиками требует применения современного комплекса методов исследования скважины.

С точки зрения геофизики наиболее высокотехнологичным методом, обладающим высокой разрешающей способностью, в настоящее время являются скважинные микросканеры. На сегодняшний день существует несколько модификаций (электрические, ультразвуковые, плотностные и т.д.). Среди

перечисленных разновидностей сканеров, электрические скважинные микросканеры FMI, обладают наилучшей разрешающей способностью и могут выделять пропластки, различные включения и каверны размером около 1 мм. Измеряемым параметром в данном случае является кажущееся сопротивление горных пород. Механизм измерения, физика процесса и составляющие устройства микросканера FMI более подробно рассмотрены в третьей главе.

Первый скважинный микросканер был изобретен еще в 60-е годы прошлого века, но на тот момент геологи не обладали теми технологиями, которые существуют на сегодняшний день, чтобы извлечь максимум информации, полезной для выбора оптимальной стратегии разработки.

В настоящей работе в целях уточнения строения геологического разреза сложнопостроенной карбонатной толщи использованы записи скважинного микросканера электрической модификации. Рассматриваемая методика позволяет снизить облако неопределенностей при подсчете геологических запасов, так как позволяет детализировать значения пористости по глубине и соответственно помогает решить проблему эффективного использования высокоразрешающих методов геофизических исследований скважин (ГИС). Проблемой эффективного применения высокоразрешающих методов в оценке фильтрационных свойств коллектора занимались многие исследователи. Методы и результаты ее решения подробно описаны в следующей главе. Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Изучить мировую практику по использованию алгоритмов машинного обучения для анализа скважинных микросканеров;
2. Произвести обработку записей сканеров;
3. Произвести вычленение кривой, отражающую долю пустотного пространства;
4. Осуществить верификацию полученной кривой на керновые данные;
5. Оценить экономический эффект и вклад от использования полученной кривой пустот на процесс оценки геологических запасов

## **1. Литературный обзор проблемы эффективности применения высокоразрешающих методов геофизических исследований скважин**

Е.1. Bigelow [9] еще в 1993 году затрагивал некоторые способы эффективного применения высокоразрешающих электрических микросканеров. По его словам, 1967 год можно назвать отправным, так как становится возможным без дорогостоящих процедур по извлечению керна анализировать геологические особенности вскрытых толщ из получаемого массива данных (имиджа), например, тип слоистости (параллельная, конволюнтная слоистости, волновая рябь и т.д.). Данная оценка является существенной в предопределении важнейших параметров при анализе седиментационных процессов, от которых зависят фильтрационно-емкостные свойства.

К 1980 году микросканеры нашли свое применение как инструмент для расчета углов падения слоёв, что отразилось на выборе стратегий бурения. Высокая разрешающая способность микросканеров поспособствовала также уточнению результатов сейморазведочных работ. Корреляция, основанная на электрических имиджах, позволила снизить уровень неопределенностей в пространстве между скважинами [10].

Совмещая результаты 3D сейморазведки, вертикального сейсмического профилирования, набор стандартных каротажей и электрические имиджи, геологи смогли давать более приближенную к реальности характеристику пласта, которая даже в отсутствии исторических данных по добыче с большей вероятностью отображала реальное поведение пласта в будущем [11].

Е.1. Bigelow также утверждал, что с наибольшими неопределенностями геологи сталкиваются при расчете петрофизических параметров, от которых зависят последующие вычисления водонасыщенности, и, как следствие, запасов. К таким параметрам относятся:  $a$  – фактор извилистости трещин,  $m$  – коэффициент цементации (уплотнения) и  $n$  – параметр, отвечающий за

насыщение [33, 36, 45].

Данные коэффициенты используются в формуле Арчи, которая была получена в 1942 году. Данная формула позволяет оценить значения водонасыщенности пласта. Параметры  $m$  и  $n$  сильно варьируются в карбонатных коллекторах, поэтому тщательная оценка электрических имиджей поможет снизить неопределенность при расчете вышеуказанных коэффициентов [27, 39].

Так, например, существуют две основные группы применяемых значений для коэффициентов – Хамбла и Арчи, которые являются стандартными. Но при применении данных значений на пластах с аномалиями (например, с высокой степенью анизотропии), расчеты покажут недостоверные значения [6]. Профиль добычи не будет повторять кривую истории разработки, так как недостоверные значения водонасыщенности, которые зависят от параметров  $a$ ,  $m$  и  $n$ , приведут к неверным показаниям по добыче нефти. В данном случае, электрические микросканеры способствуют детальному геологическому описанию интервалов, которое приведет к уточнению коэффициентов, используемых в уравнении Арчи.

Параметр  $m$  зависит от сообщаемости (изолированности) трещин, их размеров. Сообщенные между собой трещины, как правило, имеют меньший показатель  $m$  ( $<2$ ). Благодаря анализу высокоразрешающих электрических сканеров возможно получить оценку извилистости и сообщаемости трещин, и, следовательно, предположить значение параметра  $m$ . Об этом в своей работе писали Mahmood Akbar, Jan Steckhan, Masoume Tamimi, Tianhua Zhang и Salih Saner [27], где опробовали свою методику на карбонатных коллекторах Ближнего Востока и вычисляли параметр  $m$ , получив достоверные результаты, которые подтвердились данными по керну и добыче.

Во многих случаях, когда исследования керна не проводятся, петрофизики вынуждены получать коэффициент  $m$  и  $n$  по итогам интерпретации каротажей. Помимо использования каротажных кривых, параметр  $m$  можно получить следующими двумя способами:

1) Эмпирический (через зависимости между пористостью  $\phi$  и параметром  $m$ ). Данный метод уместен только в однородных коллекторах.

2) Из теоретической модели (на основе геометрического моделирования какого-либо из интервалов получали уравнение, отображающее ранг изменения параметра  $m$ ). Данный подход нашел свое применение в интервалах, где известны такие параметры как степень сортировки и размеры зерен.

Два вышеуказанных метода определения коэффициента  $m$  имеют некоторые ограничения в своем применении. Например, данные способы не учитывают тот факт, что параметр  $m$  меняет свое значение в каждой точке таким же образом, как пористость или проницаемость. Mahmood Akbar и др. в своем методе не только учли данное ограничение, но и ввели допущение, что характер цементации карбонатов, произошедшей в диагенезе, является одним из факторов, который контролирует коэффициент  $m$ . Следовательно, для оценки необходимо произвести анализ цементации путем совместного использования электрического микросканера, стандартного набора каротажей и данных по керну.

В стандартной практике такие параметры как  $m$  и  $n$  остаются постоянными, но данный подход не отображает в достаточной степени физичность, так как вдоль разреза по глубине характеристики системы трещин меняется, вместе с чем изменяется фактор  $m$ , который значительно влияет на значение водонасыщенности (Рисунок 1.1) [16, 14].

В своей методике Mahmood Akbar и др. понимали, что извилистость поровых каналов, т.е. путь, преодолеваемый флюидом, влияет на параметр  $m$ , так как отображает комплексность системы трещин. В свою очередь, архитектура системы трещин зависит от количества изолированных вторичных пор. С увеличением степени цементации, увеличивается извилистость трещин (Рисунок 1.2).



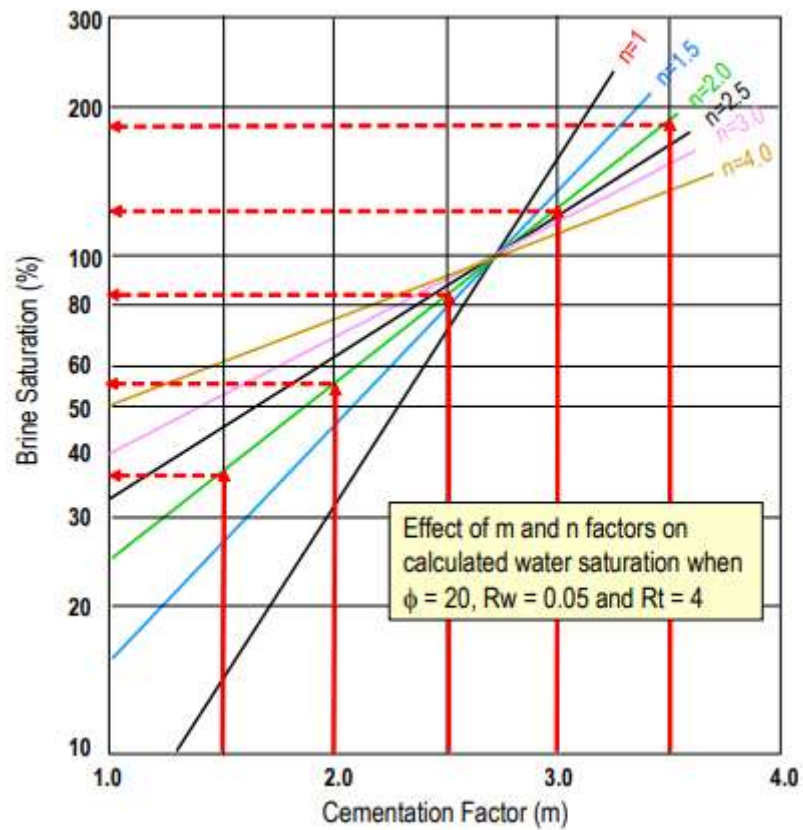


Рисунок 1.1 – Степень изменения значений водонасыщенности в зависимости от параметров m и n при постоянном значении пористости [10]

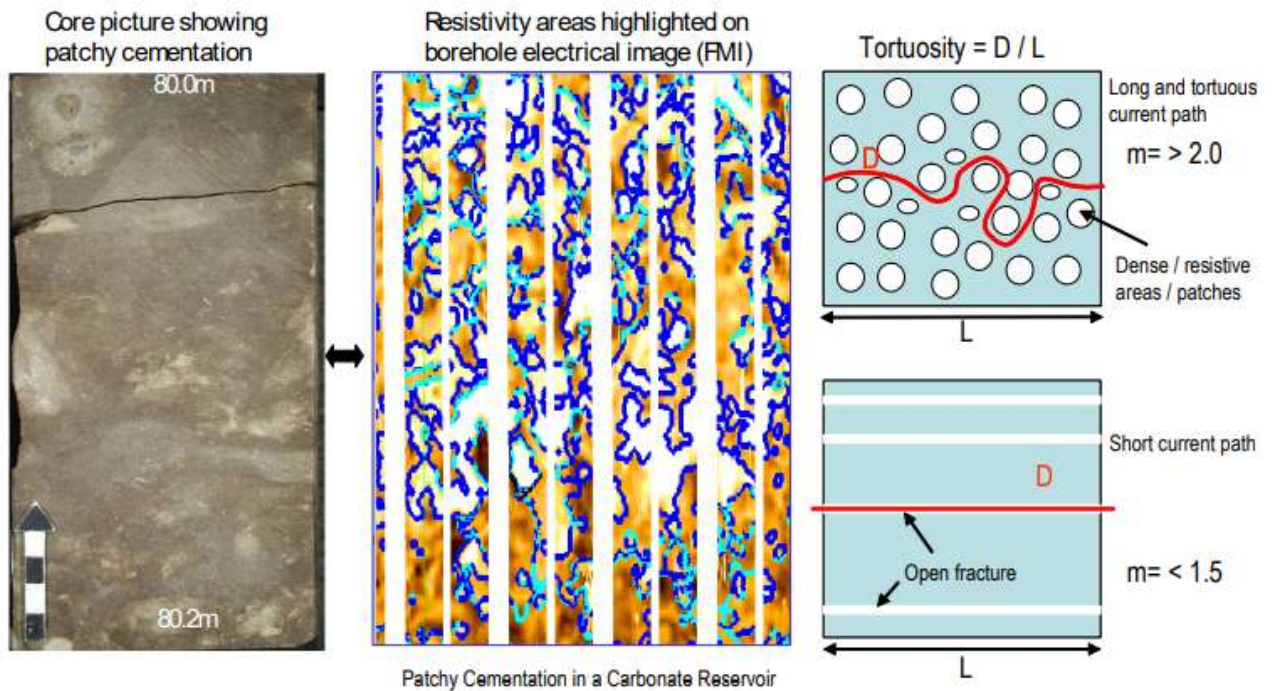


Рисунок 1.2 – Эффект цементации карбонатной породы на извилистость трещины [10]

Помимо степени цементации, на параметр  $m$  влияют также распределение пористости в неоднородных карбонатах, которое зависит от процессов в диагенезе.

Цель метода заключалась в оценке степени цементации карбонатов, особенно неоднородных, предполагая, что плотные интервалы, имеющие низкую пористость, стали результатом диагенетических процессов цементации. Электрические микросканеры были объединены вместе со стандартным набором каротажей для изучения строения породы и слоистости.

Карбонаты могут быть слоистой или массивной текстуры, а показатель пористости включает в себя трещины, каверны, отпечатки органики, карсты, первичную пористость. Карбонаты также могут обладать слоистостью, обусловленную биотурбацией илоедных животных. Из-за своих высоких значений сопротивления, плотные интервалы или поры, насыщенные углеводородами, отображаются темными пятнами на имиджах. Наиболее важный фактор, отображающий неоднородность на имиджах – пятнистость, вызванная чередованием интервалов с хорошими и плохими фильтрационно-емкостными свойствами. Анализ неоднородностей производится с использованием программного модуля «VorTex».

Анализ неоднородностей включает в себя набор итераций по оптимизации выходных параметров, необходимых для оценки. В результате, исходный имидж условно разделяется на два, один из которых включает в себя проводимые участки, другой – показания сопротивления (Рисунок 1.3).

Результатом оценки неоднородностей является кривая по глубине, отображающая долю и величину проводящих и непроводящих элементов имиджа. Если необходимо сопоставить данную кривую с другими методами из стандартного набора каротажей, она может быть осредненной по окну любой длины и с любым шагом (в таком случае обычно берется шаг измерения каротажей).

Mahmood Akbar и др. предположили, что доля непроводящих элементов по глубине, которые представлены как темные пятна на имидже, могут иметь

некоторую степень корреляции с параметром  $m$ .

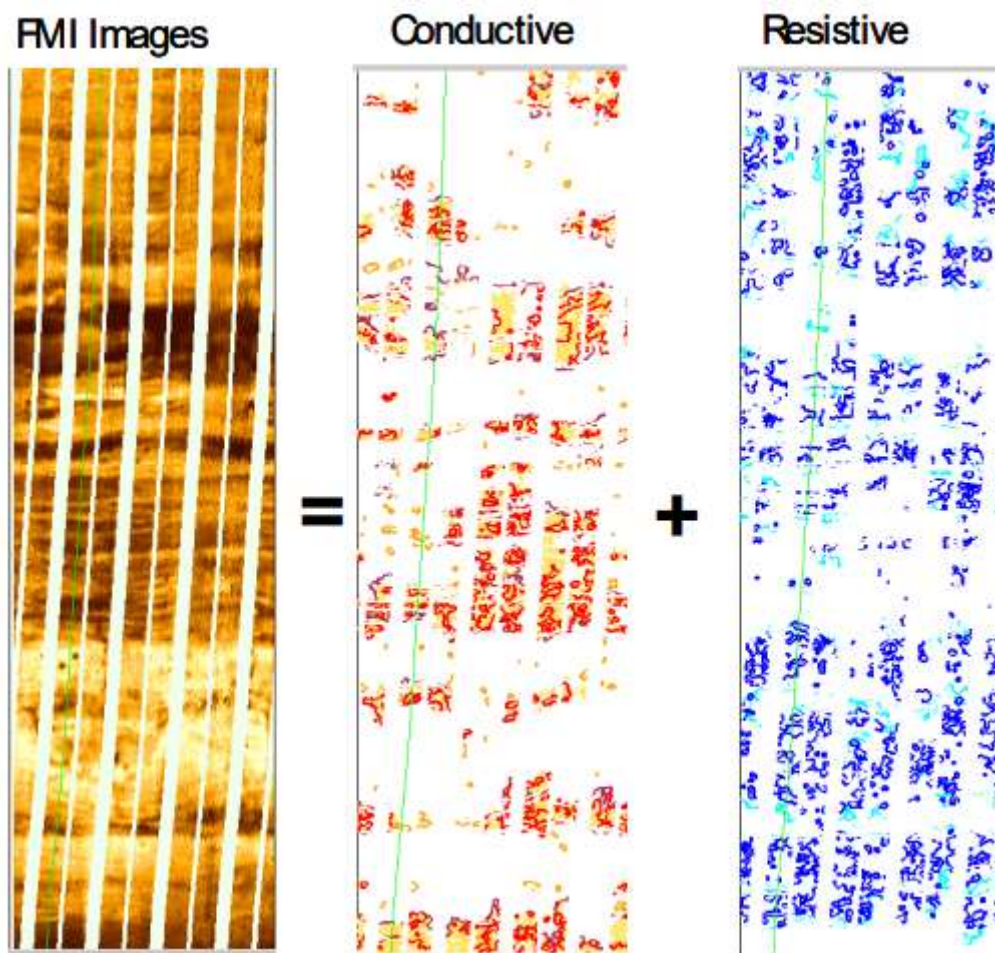


Рисунок 1.3 – Составляющие исходного изображения [2]

После применения теории на практике Mahmood Akbar и др. получили линейную зависимость между параметром цементации  $m$  по керну и кривой долей сопротивления. Чем выше доля сопротивления (чем плотнее тот или иной участок), тем выше параметр  $m$ . Используя полученную зависимость становится возможным посчитать кривую  $m$  для прослеживания изменения данного параметра по глубине.

Одно из ограничений описываемого метода - разработанная методика не работает в плотных и с низкими значениями пористости пластах.

На результат также влияет качество измерений на микросканерах, которое зависит от количества электродов прибора и скорости спуска. Например, увеличенная скорость хода ведет к сокращению или растяжению данных на изображении.

Наиболее распространенными методами в решении проблемы эффективного применения микросканеров являются методы классификации - деление на сегменты, кластеры или группы. Кластеризация пласта играет огромную роль в оценке его параметров, так как указывает на ранг изменения петрофизических свойств, и соответственно, может значительно повлиять на способ воздействия на пласт.

Для решения задач классификации или деления на группы существует множество алгоритмов машинного обучения [38], некоторые из которых будут рассмотрены далее.

Наиболее распространенным в обработке имиджей является алгоритм MRGC (eng. Multi-Resolution Graph-Based Clustering) [54, 52], основная задача которого заключается в создании и выделении фациальных групп (кластеров). Свойства и показания с устройств схожи внутри кластеров. В результате работы алгоритма получают последовательность фаций по глубине. Каждая фация отражает свой литотип, свойственный данной группе и текстурные особенности.

Leonora Knecht, Benoît Mathis, Jean-Pierre Leduc и др. [21] разработали метод экстраполяции геологических и петрофизических свойств на скважинах месторождений-аналогов без отбора керна. Основная идея заключалась в совместном использовании высокоразрешающих геофизических методов, таких как EBI (eng. Electrical Borehole Image), и стандартного комплекса ГИС для выделения групп электрофаций и прогнозирования проницаемости [8]. EBI способствовал выделению коллекторов на уровне текстур, в то время как стандартный набор каротажей устанавливал граничные значения для дифференциации типа «коллектор/не коллектор» и использовался для литологической интерпретации [31, 15, 51].

Разработанная методика представляет собой комплексный подход к интерпретации разреза, так как учитывает литологические особенности рассматриваемого интервала, фациальные обстановки осадконакопления, оценку анизотропии свойств породы за счет высокой разрешающей

способности EBI. Преимуществом данной методики является возможность оценки проницаемости даже в случае отсутствия очевидной зависимости с пористостью [25, 26, 29].

Вся методология может быть разделена на 2 этапа. Первый этап заключается в обработке разнотипных данных для получения групп электрофаций. Второй этап включает в себя прогнозирование проницаемости на основе полученных электрофаций с учетом текстурных особенностей рассматриваемого интервала, выделенных на имиджах EBI. Спрогнозированная проницаемость затем верифицируется значениями проницаемости, полученными опытным путем в лаборатории при исследовании кернa.

Далее использовался алгоритм MRGC для классифицирования замеров проницаемости по ГИС (точность дифференциации зависит от количества входных каротажей). Другими словами, каждому значению проницаемости были приписаны в зависимости от глубины: электрофация, текстурные особенности, показания каротажей.

Завершающим этапом стало использование метода k-ближайших соседей – алгоритма для автоматической классификации или регрессии. В данном случае решалась задача регрессии, т.е. неизвестному объекту присваивается среднее значение по k ближайшим к нему объектам, где значения уже известны. В процессе работы было принято менять число k (1,5 и 10) для возможности оценки степени достоверности и репрезентативности внутри модели. Стоит отметить, что качество и достоверность экстраполированных значений проницаемости зависит от количества керновых исследований и репрезентативных измерений [32].

Деление на группы также легло в основу разработки Vasileios-Marios Gkortsas и Lin Liang [44], где они разбивали исследуемый интервал на кластеры с похожими внутри свойствами и петрофизическими особенностями. Количество кластеров определялось автоматически и зависело от количества итераций. Для кластеризации использовалась модель гауссовой смеси (GMM)

(eng. Gaussian mixture model), основные преимущества которой перед методом k-ближайших соседей в том, что GMM выполняет мягкую классификацию, т.е. учитывает вероятность попадания того или иного признака в другой кластер. GMM также может работать с кластерами различной формы, в то время как метод k-ближайших соседей создает кластеры по форме близкой к окружности, где радиус – положение последнего признака кластера. Данное разбиение не универсально в случае, когда группы данных образуют кластеры вытянутой формы.

В классификационных подходах основным недостатком является субъективное определение количества выходных кластеров – фациальных групп, но определить количество кластеров на выходе возможно с помощью критерия Байеса [34] или энтропийного критерия [40], о которых в своей работе писали Schwarz G. и Tabor J.

Возвращаясь к работе Vasileios-Marios Gkortsas и Lin Lian, основное преимущество их разработки в отсутствии субъективизма интерпретатора, так как количество кластеров на выходе определяется автоматически через итерационное применение алгоритма GMM. Электрические микросканеры в данном случае уточнили фациальное разделение за счет своей высокой разрешающей способности.

Карбонатные коллектора представляют из себя комплексную систему, в создании особенностей которой главную роль играют диагенетические и тектонические процессы. Тщательное изучение карбонатных коллекторов внесет значительный вклад в выбор методов разработки. Так, например, Tetsushi Yamada, Daniel Quesada, Arnaud Etchecopar и др. [49] в своей работе производят количественную оценку вторичной пористости на основе электрических микросканеров, которые способствуют разграничению каверн, трещин и первичной пористости. Данная методика также позволяет анализировать геометрию порового пространства, понимание которой играет огромную роль в контексте движения флюида при добыче.

В основе методики Tetsushi Yamada, Daniel Quesada, Arnaud Etchecopar

и др. [49] лежит использование алгоритма водораздела (eng. Watershed transform) для сегментации изображений. Работа данного алгоритма основана на принципе топографической карты [5], где яркость каждого пикселя соответствует высоте точки (Рисунок 1.4).

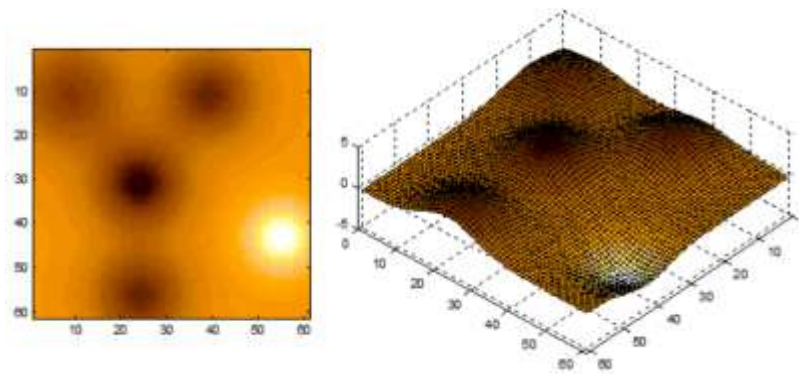


Рисунок 1.4 – Фрагмент имиджа в формате топографической карты [4]

В каждом локальном экстремуме «бурятся» отверстия (Рисунок 1.5), затем данная поверхность с одинаковой скоростью погружается в «озеро». Вода, заходящее в каждое отверстие, заполняет полученные «бассейны». Далее возводятся дамбы вдоль тех линий, где вода из разных «бассейнов» будет сливаться (Рисунок 1.6). После окончания процесса «погружения» на месте дамб остаются линии, разграничивающие между собой бассейны – сегменты, каждый из которых является частью общей мозаики.

На Рисунке 1.5 изображено градиентное изображение, которое отображает скорость изменения величины сопротивления/проводимости (в терминах топографической карты – крутизну склона – контраст).

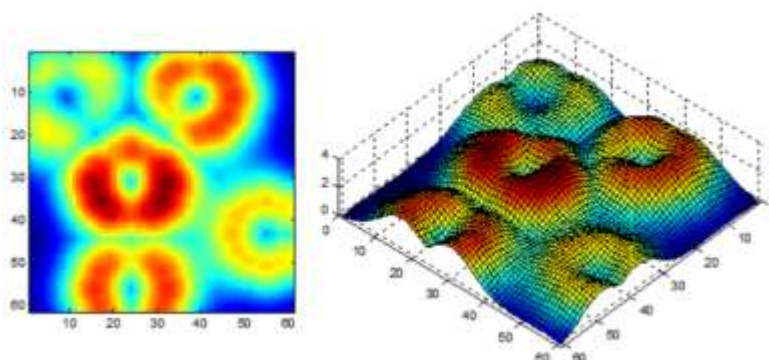


Рисунок 1.5 – Вершины с отверстиями [27]

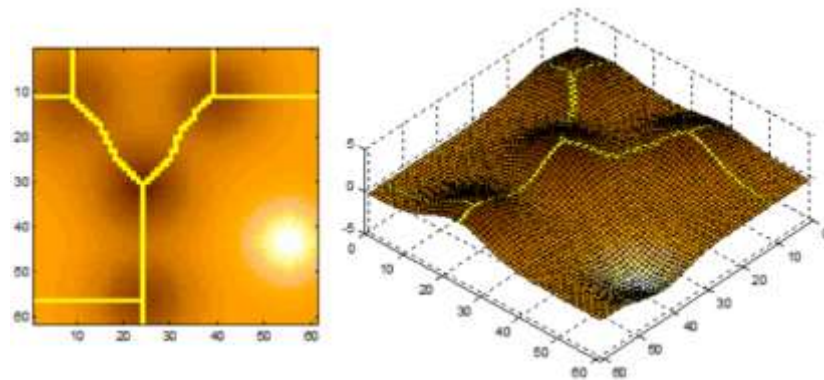


Рисунок 1.6 – Полученные сегменты исходного имиджа [27]

Каждый из полученных сегментов обладает следующими характеристиками: значение в вершине/впадине, контраст относительно нулевого уровня, размер и тип. Всего существует 2 типа мозаики: проводящий тип, назначаемый сегментам мозаики над матрицей изображения (выпуклые, темные части) и тип сопротивления для сегментов, находящихся ниже матрицы изображения (впалые фрагменты, светлые).

Необходимо извлечь «гребневую» кривую, которая отображает положение дамб (сливающихся потоков), чтобы изучить сообщаемость неоднородностей проводимости.

Возвращаясь к методике, первый этап заключался в обработке исходных имиджей, которая включала в себя: конвертация имиджа в значения проводимости, очерчивание границ слоев, заполнение пропусков на имидже.

Следующим этапом стало извлечение трещин для понимания, какая доля пористости связана с трещинами. Трещины извлекались по методу [20]. Данный метод позволяет разделять между собой микротрещины, сообщающиеся каверны и частично открытые трещины.

Затем применяется алгоритм водораздела, описанный выше, для процесса сегментации исходного имиджа. Далее необходимо удалить фон имиджа (матрицу изображения) во избежание переоценки алгоритмом кавернозности. Кривая проводимости матрицы в дальнейшем может быть использована для решения других задач, например, для расчленения по пластам (Рисунок 1.7).



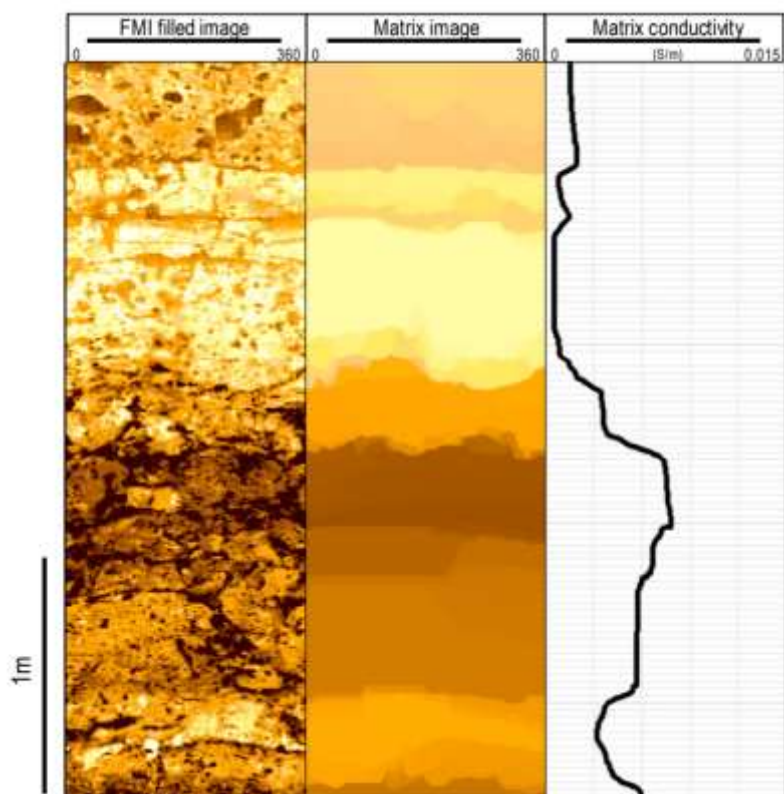


Рисунок 1.7 - Вычленение матрицы изображения [4]

Следующий этап заключался в создании карт неоднородностей. На основе вычлененных трещин на предыдущем шаге, полученные проводимые неоднородности могли быть разделены на изолированные, сообщающиеся трещины и участки, отвечающие за границы пластов, в то время как остальная доля имиджа интерпретировалась как изолированные поры.

Последний этап включал в себя создание кривых пористости на основе неоднородностей, выделенных на предыдущем шаге. Из карты неоднородностей становится возможным выделить несколько типов пористости, после чего строятся гистограммы распределений каждого из классов по глубине. Затем рассчитываются две конечные кривые – отношение определенного текстурного класса к общей пористости, которая показывает какой тип пористости преобладает на той или иной глубине (например, сообщающиеся каверны или изолированные трещины) и кривая средней пористости по каждому из классов (Рисунок 1.8).

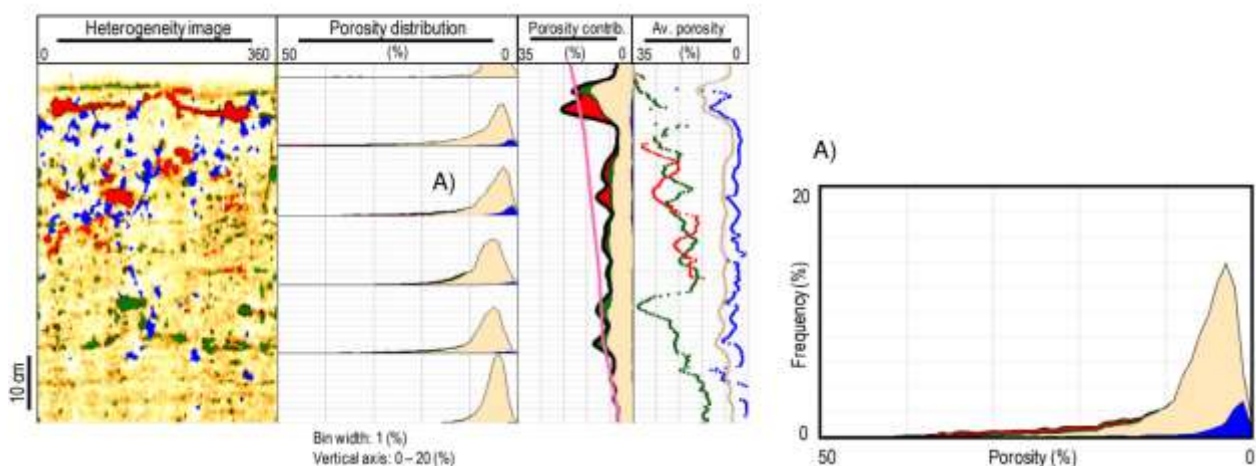


Рисунок 1.8 – Кривые пористости [27]

Maria-Teresa Galli, Roberto Berto, Giuliana Buongiovanni [18] также использовали данный алгоритм, но совместно с MRGC. Т.е. сначала разбивали на кластеры – фациальные группы с учетом особенностей текстур по имиджам, затем запускали сегментационный процесс, который предоставлял количественную оценку вторичной пористости по отношению к общей пористости в контексте сообщаемых между собой и изолированных каверн, трещин.

Затем полученную классификацию и количественную оценку пористости увязывали с каротажными и данными по динамическим исследованиям пласта (pressure transient analysis) чтобы верифицировать полученные данные и получить группы фаций с учетом потока флюида и динамического поведения пласта.

Недостатком данных методов для интерпретатора является необходимость контролировать каждый шаг. Например, на этапе выделения неоднородностей следует помнить, что на их основе будет получена карта пористости, а значит необходимо исключить особенности, не отвечающие за пористость (глинистые минералы, вывалы на стенках скважины, техногенные трещины), так как на следующем шаге алгоритм их ошибочно определит, как пустоты пористости. Еще одним примером может послужить то, что на финальной карте пористости геолог может увидеть меньшие пятна,

отвечающие за сообщаемые каверны, которые алгоритм мог не заметить.

Стоит также отметить процесс выделения неопределенностей при текстурном анализе на первом этапе, который усложняется, когда размер неопределенностей превышают ширину записывающей лапки.

В 2009 году ChaoLiu LI, Xia LI, and ZhongHua LIU [22] в своей работе использовали еще одну разновидность - оператор Кэнни – алгоритм подавления не-максимумов – для нахождения и очерчивания каверн на имиджах, что предоставляло более достоверные значения пористости и водонасыщенности. В отличие от предыдущего метода, ChaoLiu LI и др. учитывали эффект BPP (eng. Vad-Pad-Phenomena).

Первый этап работы включал себя обработку записей микросканеров путем увеличения контраста, используя алгоритм эквализации гистограмм. Данный алгоритм способствовал более явному выделению геологических особенностей в размытых участках имиджа (Рисунок 1.9).

За обработкой имиджей следовал процесс выделения каверн в разрезе – процесс сегментации. Выделение сегментов (каверн) происходило на основе поиска максимального градиента с помощью оператора Кэнни, который определял границы трещин. Очертания трещин позволяли выявить их геометрические параметры - длина, ширина, округлость и площадь. Следовательно, стало возможно вычислить долю площади, занимаемую трещинами ( $P_{vug}$ ). Теперь стало возможным создать модель двойной пористости и использовать ее при дальнейших расчетах водонасыщенности.

Параметры трещин (степень раскрытия, соответствующая толщине синусоидальной структуры на развертке, ориентация трещины, определяемая двумя углами – азимутом и углом падения) из записей микросканеров оценивали также Silva I., Domingos F., Marinho P., и др. [37]. На ориентированной развертке азимут может быть определен по положению минимума синусоидальной линии, а тангенс угла падения равен отношению амплитуды синусоидальной линии к радиусу скважины (чем ближе плоскость трещины к горизонтали, тем меньше амплитуда, и синусоидальная линия

приближается к горизонтальной прямой).

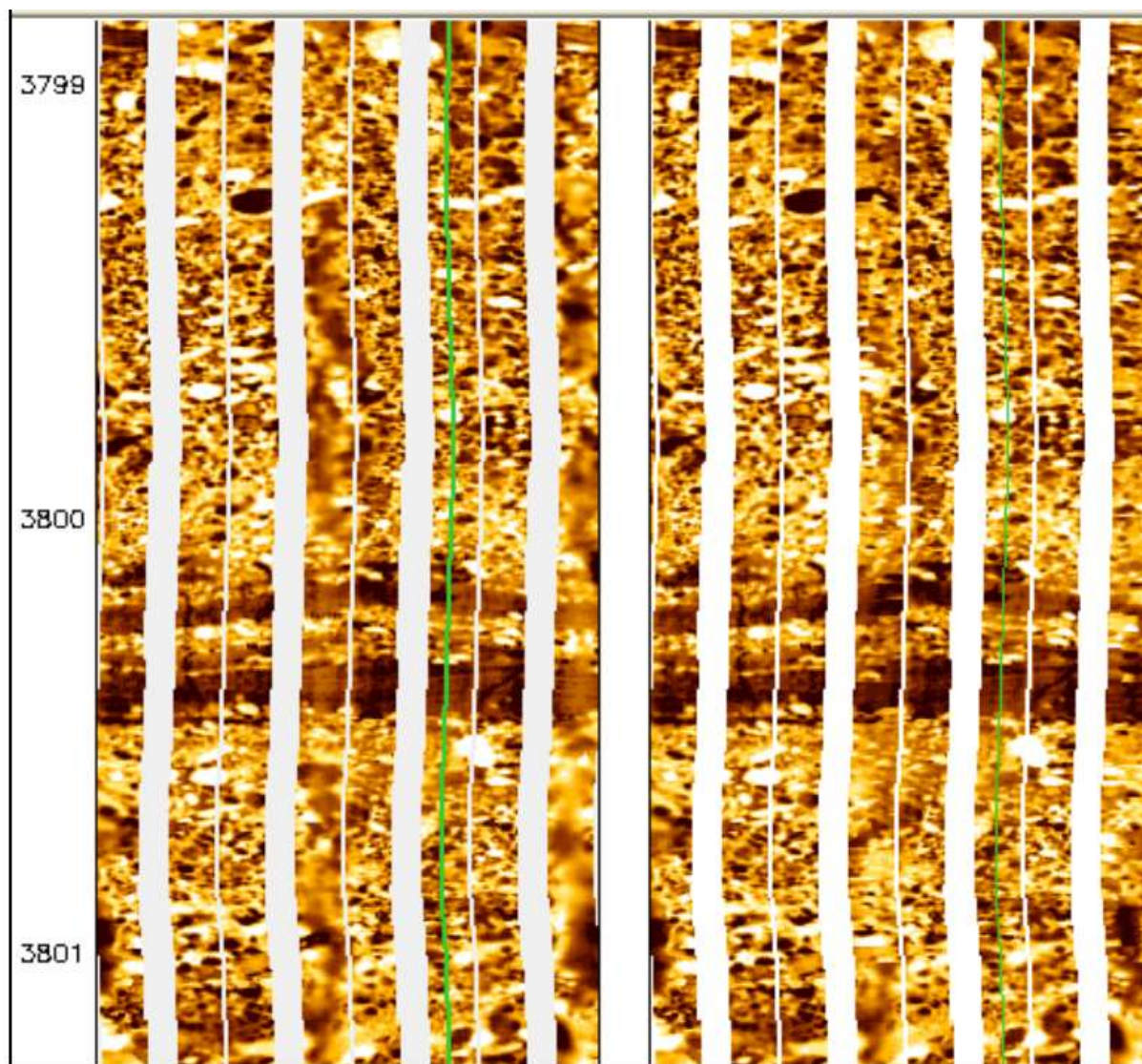


Рисунок 1.9 – Результат работы алгоритма эквализации гистограммы для увеличения контраста неопределенных участков (слева – до, справа - после) [10]

Про распознавание техногенных трещин, наведенных бурением, в своей работе писали Zoback и др [43]. Такие трещины субверикальны, следовательно, амплитуда, отображающих их синусоидальных кривых стремится к бесконечности, и вид этих трещин на микроимиджах будет близок к вертикальным линиям [28, 53, 50].

Из параметров трещин можно было судить про геомеханические свойства породы, как писали в своей работе Ежов К.А и Дубиня Н.В [1],

которые утверждали, что электрические микросканеры могут указывать на напряженно-деформированное состояние горной породы. Техногенные субвертикальные трещины формируются в процессе бурения скважины. Не секрет, что трещины образуются по направлению, перпендикулярно минимальному стрессу. Соответственно, азимут максимального горизонтального напряжения будет соответствовать азимуту техногенных трещин в вертикальной скважине.

Проведенный литературный обзор отобразил ценность микросканеров в современном мире за счет количества информации, которую несут в себе имиджи, а также насколько важно задуматься об ее извлечении для оптимизации процессов разработки. Ниже приведена суммарная Таблица 1.1 по методам и источникам, упомянутых в литературном обзоре.

Таблица 1.1 – Основные методы анализа записей микросканеров

№	Авторы	Год	Применение	Прирост информации
1	E.L. Bigelow	1967	Визуальная оценка текстур	Анизотропия ФЕС
2	E.L. Bigelow	1980	Расчет углов падения слоев	Стратегия бурения
3	E.L. Bigelow	1991	Детальное расчленение слоев	Корреляция тонких прослоев – снижение неопределенностей в пространстве между скважинами
4	Mahmood Akbar, Jan Steckhan, Masoume Tamimi, Tianhua Zhang, Salih Saner	2008	Модуль BorTex для расчета изменения параметра $m$ по глубине	Детализированная модель водонасыщенности
Использование алгоритмов				
5	Leonora Knecht, Benoit Mathis, Jean-Pierre Leduc, Thibault Vandenebee, Raffaele Di Cuia,	2004	Классификация текстур и литотипов, используя MRGC; Метод KNN для решения задачи регрессии	Экстраполяция петрофизических свойств, избегая дорогостоящих процедур по отбору керна
6	Vasileios-Marios, Gkortsas, Lin Liang	2019	Итерационная кластеризация с помощью GMM	Фациальная последовательность по глубине
7	Tetsushi Yamada, Daniel Quesada, Arnaud Etchecopar, Isabelle Le Nir, Jean-Pierre, Delhomme, Jen Russel-Houston, Tito Satria Putra Perdana	2013	Сегментация с помощью алгоритма водораздела	Количественная оценка вторичной пористости

Продолжение Таблицы 1.1

8	Maria-Teresa Galli, Roberto Berto, Giuliana Buongiovanni, Marco Pirrone	2019	Сегментация с помощью алгоритма водораздела; Фациальная кластеризация с помощью MRGC	Количественная оценка вторичной пористости; Определение перфорационных интервалов; Фациальная последовательность по глубине
9	ChaoLiu LI Xia LI ZhongHua LIU	2009	Сегментация с помощью оператора Кенни	Расчитанная по модели двойной пористости водонасыщенность
10	Silva I., Domingos F., Marinho P., Laronga R., Khan S.	2003	Оценка положения синусоидальной линии	Параметры трещин
11	Zoback M.D., Barton C.A., Brudy M	2003	Оценка амплитуды синусоид	Выделение техногенных трещин
12	Ежов К.А., Дубиня Н.В.	2017	Оценка положения техногенных трещин	Геомеханические свойства породы

## 2 Геологическое описание месторождения X

Месторождение X, по данным которого производилась обработка ГМИ, расположено на юго-востоке Оренбургской области. Рассматриваемая территория входит в состав Бузулукской нефтегазоносной области, Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (Рисунок 2.1).

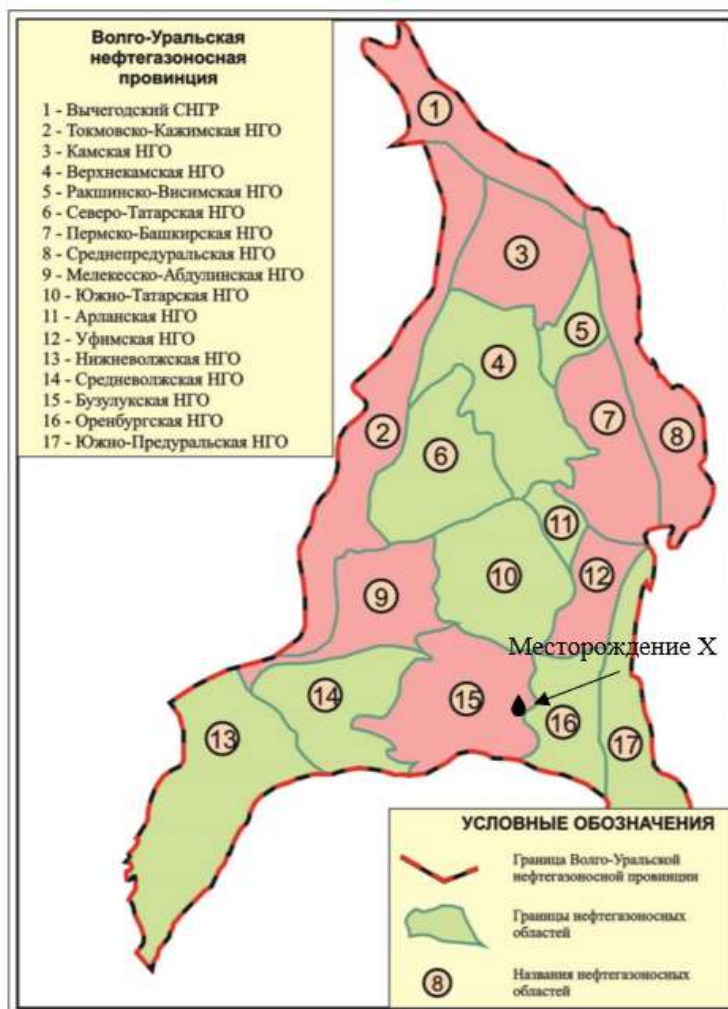


Рисунок 2.1 – Волго-Уральская НГП (И.В. Жилина, 2018)

В данной главе более подробно будет освещен процесс формирования Волго-Уральского бассейна, тектоника данной территории. Основное внимание будет отведено отложениям фамен-турнейского возраста (поздний девон - ранний карбон, Рисунок 2.2), так как на имиджах данному интервалу разреза свойственна высокая степень неоднородности, из-за чего методика, посвященная разрешению неоднородностей и эффективному использованию ГМИ, опробуется на данном интервале.



Эратема	Система	Отдел	Ярус	Надгоризонт
Палеозойская PZ	Пермская P			
	Каменноугольная C	Верхний C <sub>3</sub>	Гжельский	
			Касимовский	
		Средний C <sub>2</sub>	Московский	
			Башкирский	
		Нижний C <sub>1</sub>	Серпуховский	
	Визейский			
	Девонская D	Верхний D <sub>3</sub>	Турнейский	
			Фаменский	Заволжский
			Франский	
		Средний D <sub>2</sub>	Живетский	
			Эйфельский	
		Нижний D <sub>1</sub>	Эмский	
			Пражский	
			Лохковский	
	Силурийская я			
Ордовикская				
Кембрийская				

Рисунок 2.2 – Фрагмент МСШ с выделенным интервалом интереса

Для понимания геологических особенностей толщ необходимо рассмотреть этапы развития исследуемого региона, так как в формировании отложений одновременно принимают участие 3 процесса: тектонические движения, осадконакопление и размывы, соответственно, рельеф суши или дна моря является результатом их суммарного воздействия. [2]

## 2.1 Тектоника региона

Локально месторождение располагается в пределах крупных надпорядковых структур: юго-восточного склона Волго-Уральской антеклизы, Предуральского краевого прогиба и Прикаспийской синеклизы (Рисунок 2.3).

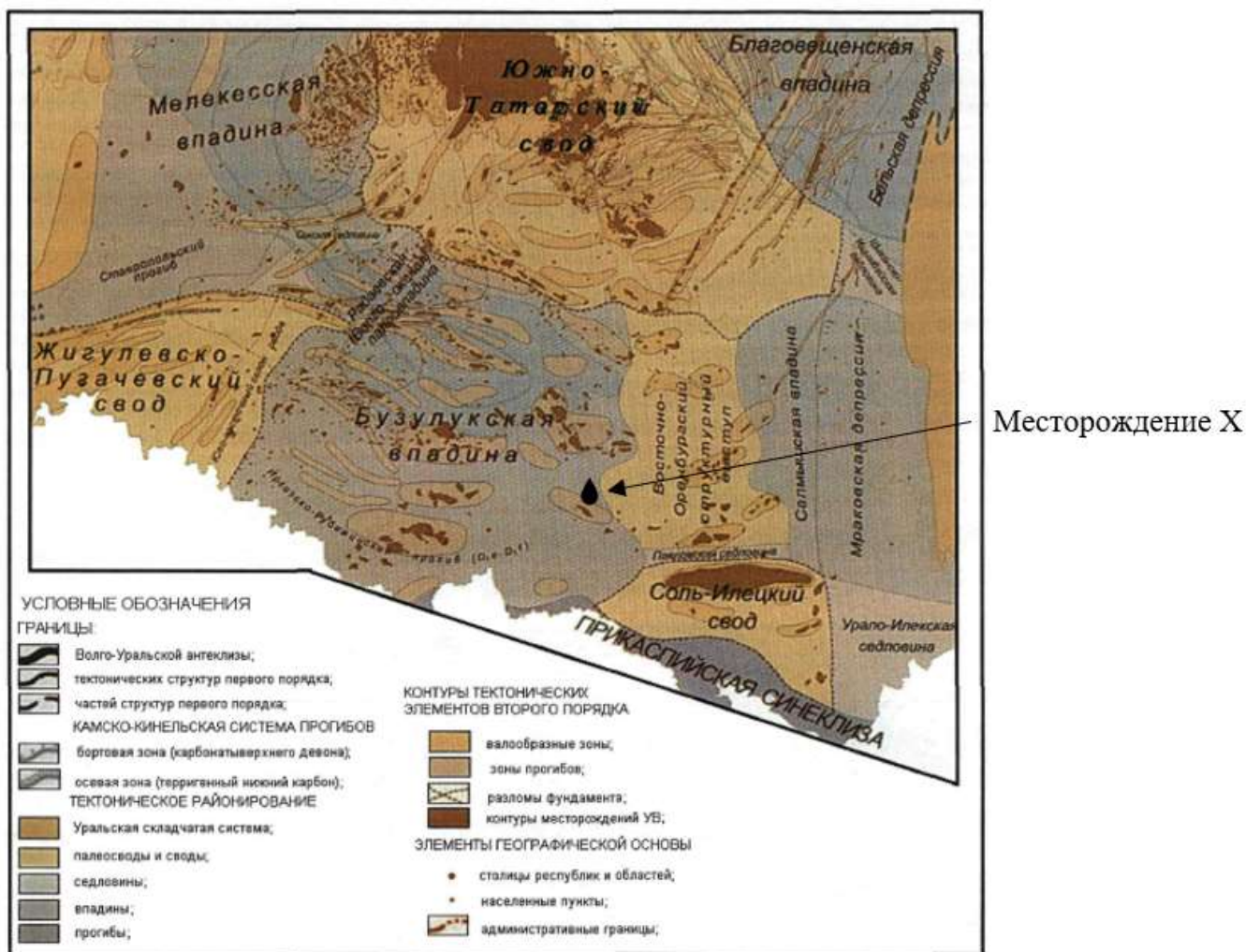


Рисунок 2.3 – Выкопировка из тектонической схемы юго-восточной части Волго-Уральской НГП (Шаргородский И.Е., Либерман В.Б, 2006)

Современное строение региона в значительной степени определяется особенностями развития образований кристаллического фундамента архейско-нижнепротерозойского возраста и отложений осадочного чехла верхнепротерозойского, палеозойского и мезозойского возраста. Складчатость осадочного чехла является наложенной. Она опосредована колебательными движениями, возникающими в кристаллическом фундаменте, а в некоторых случаях, очевидно, в мантии. На этом основании особенности строения основных тектонических элементов кристаллического фундамента и осадочного чехла в целях более достоверной интерпретации их морфологии рассмотрены одновременно [5].

### **2.1.1 Строение поверхности кристаллического фундамента**

Изученность фундамента для различных районов области неравнозначна. Самой высокой степенью изученности, в том числе глубоким бурением, характеризуются северные и северо-западные районы Оренбургской области. Представления о структуре фундамента и древнепалеозойских отложений получены по данным региональных геофизических исследований. На востоке и юге области юго-восточный склон Волго-Уральской антеклизы по поверхности кристаллического фундамента (и осадочному чехлу) ограничивается надпорядковыми отрицательными структурами: Предуральским краевым прогибом и Прикаспийской синеклизой. (Рисунок 2.4).

Предуральский краевой прогиб представляет собой вытянутую в субмеридиональном направлении линейную зону значительного погружения земной коры. На всем протяжении краевой прогиб контактирует с передовыми складками Уральской миогеосинклинали и характеризуется накоплением мощных толщ осадочного чехла.

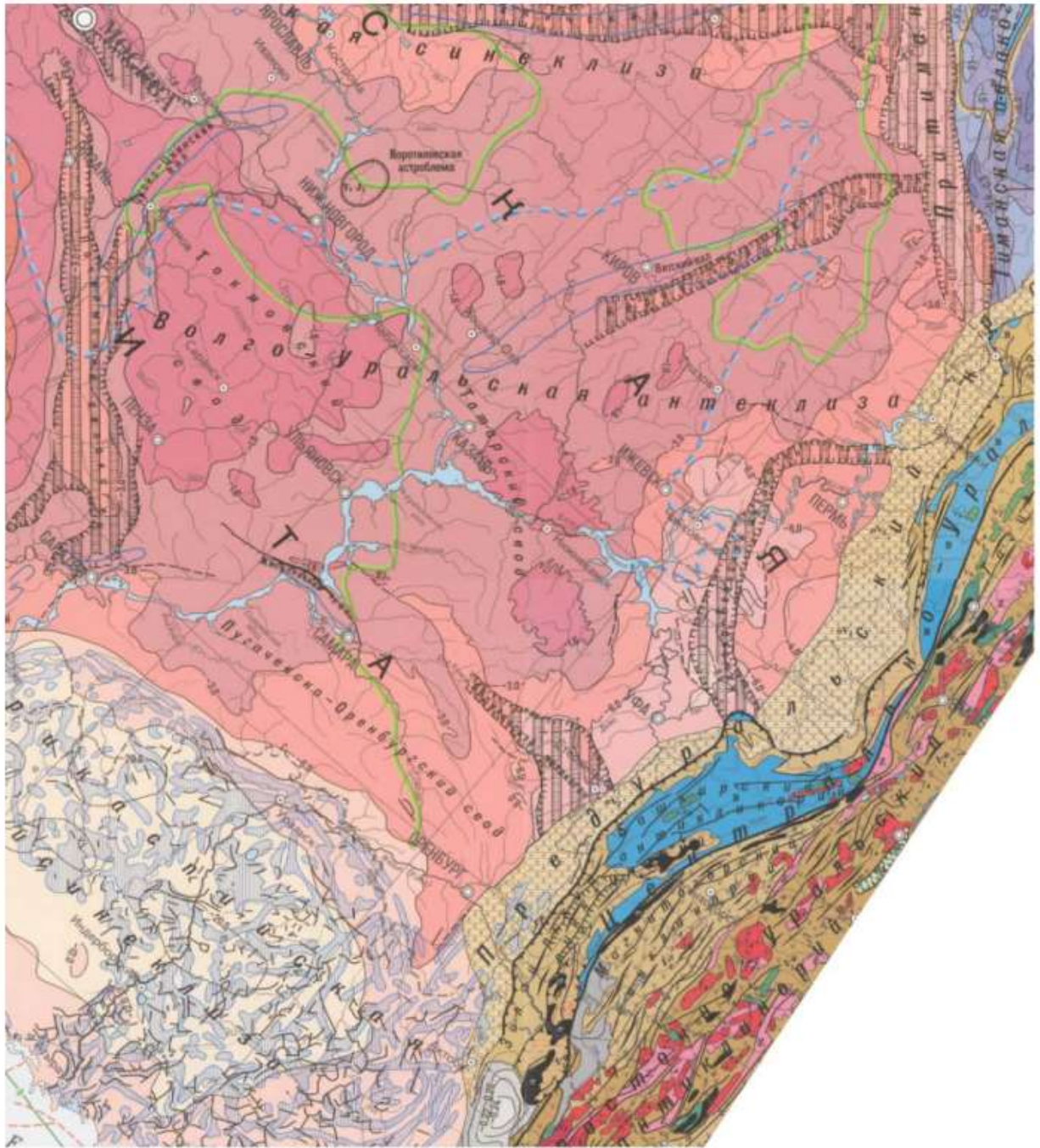


Рисунок 2.4 – Выкопировка из тектонической схемы кристаллического фундамента Оренбургской области (Милановский, 2006)

Кристаллический фундамент на территории Предуралья залегает на глубинах от 8 до 15 км. На севере Оренбургской области фундамент уступами, а на юге разломами погружается от периферии к центральной части прогиба. В направлении с севера на юг фундамент разбит на ряд блоков (с севера на юг), разделенных разломами.

Прикаспийская синеклиза на севере граничит с Бузулукской впадиной,

а на востоке – с Соль-Илецким выступом. Кристаллический фундамент на территории синеклизы не вскрыт.

По поверхности фундамента Прикаспийская синеклиза характеризуется блоковым строением. Блоки разделяются разломами, преобладающее направление которых северо-западное и северо-восточное. В зоне сочленения юго-восточного склона Волго-Уральской антеклизы и Прикаспийской синеклизы глубина фундамента погружается от 3,5 – 5,0 км до 8-10 км. В южной части происходит погружение фундамента по разломам.

К основным региональным структурам можно также отнести Соль-Илецкий выступ, который располагается в крайней юго-восточной части склона Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В качестве цельного положительного поднятия Соль-Илецкий выступ впервые был выделен по данным региональных комплексных сейсморазведочных работ, по результатам которых было установлено довольно высокое положение поверхности фундамента. В морфологическом плане Соль-Илецкий выступ представляет собой очертания клина, ограниченного на востоке Предуральским прогибом, на юго-западе – Прикаспийской синеклизой. Таким образом, Соль-Илецкий выступ принадлежит к юго-восточному склону Волго-Уральской антеклизы, который разделяет Прикаспийскую синеклизу и Предуральский краевой прогиб.

На территории Соль-Илецкого выступа самое высокое положение поверхности кристаллического фундамента отвечает отметке -3960 м, в то время как самой погруженной отметкой является -8500 м.

Интересной в нефтегазоносном отношении структурой является Бузулукская впадина, в районе которой и располагается исследуемое месторождение.

Бузулукская впадина по поверхности кристаллического фундамента представляет собой область относительно погруженного залегания пород. В морфологическом отношении впадина представляет собой заливообразную, округлой формы отрицательную структуру, которая раскрывается на юг в

глубокопогруженную Прикаспийскую синеклизу. Кристаллический фундамент вместе с осадочным чехлом погружается в южном направлении более чем на 1 км (по абсолютным отметкам от 3794 м до 4845 м) и образует круто падающую моноклинал.

Главной особенностью геологического строения Бузулукской впадины является интенсивная расчлененность фундамента. Амплитуды смещения пород по разломам достигают 400 м и более. Установлено также, что получившиеся из-за разломов ступени на всем своем протяжении осложняются более мелкими блоками.

Кристаллический фундамент на всей территории Волго-Уральского бассейна, в основном, сложен гнейсами и гранито-гнейсами различного состава. В целом региональная поверхность фундамента на юго-восточном склоне Волго-Уральской антеклизы характеризуется множеством плоско-поверхностных выступов, разделы между которыми фиксируются глубокими прогибами, реже разломами.

### **2.1.2 Строение осадочного чехла**

К основным структурам, составляющих строение осадочного чехла на территории Оренбургской области, относятся: Южный склон Татарского свода, Бузулукская впадина, Восточно-Оренбургское сводовое поднятие, Соль-Илекцкий свод, Предуральский краевой прогиб и Прикаспийская синеклиза (привести рисунок осадочного чехла). Основным отличием строения кристаллического фундамента от осадочного чехла является значительное выволаживание структур от древних к более молодым. Также в строении осадочного чехла не была явно отмечена активная тектоника, но блоковое строение фундамента фиксируется резкими фаціальными переходами и литологическими замещениями.

Как уже упоминалось ранее, месторождение X располагается на территории сочленения Бузулукской впадины и Восточно-Оренбургского

структурного выступа. Данные структуры будут более подробно описаны в данной главе.

Бузулукская впадина располагается в западной части Оренбургского области и представляет собой сложную отрицательную структуру округлой формы, внедрившуюся в юго-восточный склон Волго-Уральской антеклизы со стороны глубокопогруженной Прикаспийской синеклизы. Данная впадина выделена по результатам глубокого бурения, комплексных геофизических исследований и по результатам дешифровки космофотоснимков.

На востоке впадина довольно плавно сочленяется с Соль-Илецким и Восточно-Оренбургским сводовыми поднятиями, на севере и северо-востоке она ограничивается Большекинельской флексурой. На территории Самарской области (западная часть) впадина ограничивается Жигулевско-Пугачевским сводом, а на юге – Прикаспийской синеклизой.

В строении Бузулукской впадины в осадочном чехле девона выделяются характерные черты фундамента, т.е. все структуры II и III порядков, а также разломы по фундаменту, находят свое отражение в терригенном девоне. Но в вышележащих отложениях верхнего девона, карбона и перми блоковая тектоника не проявляется. Таким образом, структурные формы терригенного девона являются погребенными. Наиболее крупным разломам в девоне в вышележащем разрезе отвечают слабо выраженные флексуры. Второй особенностью среднего девона является резкое увеличение мощности отложений от 200 м на севере до 350-600 м на юге.

На структурной карте по кровле турнейского яруса (приложить рисунок) в пределах Бузулукской впадины прослеживается региональное погружение ее с севера на юг: от отметки 1620 м до 4298 м. В северной части рассматриваемой территории по кровле турнейского яруса четко оконтуривается Муханово-Ероховский прогиб. В прогибе кровля артинского яруса максимально, до абсолютных отметок -2802 м, погружается в осевой зоне на Журавлевской площади.

Ложе Муханово-Ероховского прогиба образуют франско-турнейские

отложения. В этом ложе выделяются внешняя и внутренняя бортовые зоны, и осевая зона некомпенсированного осадконакоплением прогибания. Полная компенсация осадками Муханово-Ероховского прогиба произошла в визейское время. Внешние бортовые зоны прогиба по фаменским, франским отложениям прослеживаются за пределами северной части Бузулукской впадины: на южном склоне Татарского свода, Восточно-Оренбургском сводом поднятий, южной части Бузулукской впадины.

По кровле турнейских отложений в осевой части прогиба, выделяются Самаркинский и Долматово-Воронцовский валы, в пределах внешнего борта хорошо прослеживаются Бобровско-Покровская, Боровско-Залесская и другие зоны поднятий. Во внутренней зоне прогиба по кровле турнейских отложений выделяются отдельные поднятия: Жуковское, Городецкое, Петро-Херсонское и др.

К югу от Муханово-Ероховского прогиба кровля отложений турнейского яруса постепенно погружается в сторону Прикаспийской синеклизы. В пределах этого района по данным бурения и геофизических материалов выделяются Соболевская, Зайкинско-Росташинская, Ташлинская зоны поднятий.

Переходя к описанию Восточно-Оренбургского сводового поднятия стоит сказать, что оно представлено обширной незамкнутой положительной структурой, которая вытянута в субмеридиональном направлении почти на 400 км. Поднятие выделяется с некоторой долей условности по основным маркирующим горизонтам палеозоя. Погружение оси – юго-восточное, амплитуда погружения по бобриковскому горизонту составляет 2 – 2.3 км.

Восточно-Оренбургское сводовое поднятие на севере ограничивается крутым флексуорообразным погружением слоев на южном крыле Большекинельского вала. На юге оно отделено глубоким и узким прогибом от Соль-Илецкого свода, на востоке – западной границей полосы рифов Предуральского краевого прогиба, на западе – по восточному борту Бузулукской впадины [5].



В целом для Восточно-Оренбургского сводового поднятия характерно замедленное погружение основных опорных горизонтов в южном направлении и сокращение мощности осадочного чехла. Например, по кровле пашийского горизонта абсолютная отметка изменяется с севера на юг от 2250 м до 3500 м, по кровле турнейского яруса от 1650 м до 2966 м.

Восточно-Оренбургское сводовое поднятие сформировано в результате пассивных тектонических процессов, что нашло свое отражение в развитии на его территории малоамплитудных поднятий II и III порядков, неантиклинальных ловушек в девоне и карбоне. Но в вышележащих отложениях карбона и перми девонские структуры I и III порядков, как правило, не находят четкого подтверждения.

## **2.2 Палеогеоморфологическое описание территории**

Позднедевонский – раннекаменноугольный этап развития рельефа на территории Оренбургской области был отмечен широким накоплением карбонатных отложений. Данные отложения относятся к II нефтегазоносному комплексу.

Между позднефранским временем и ранним фаменом наблюдался перерыв в осадконакоплении вследствие воздымания земной поверхности, что привело к частичному размыву раннефранских отложений. В это время также становится уже достаточно четко видимой котловина Муханово-Ероховского прогиба (северная часть Бузулукской впадины), обрамленная полукругом довольно глубоких котловин и достаточно высоких поднятий. Разность отметок в полукольце обрамления достигает 250 м, в то время как колебания отметок в пределах котловины не превышают 50 м. Размеры котловины с севера на юг составляют более 100 км (Рисунок 2.5).

После позднефранского перерыва в осадконакоплении последовала фаменская седиментация, обусловленная трансгрессией морского бассейна.

Контрастность рельефа фаменского времени в сравнении с

предфаменским существенно возросла, не только в пределах Муханово-Ероховской впадины и ее холмистого обрамления, но и восточнее.

В южной части Оренбургской области, наоборот, сохранились лишь некоторые рифовые постройки доманиково-мендымского времени. Большинство из них в связи с мощным осадконакоплением было преобразовано в равнинный рельеф.

Основанием дна Муханово-Ероховской впадины служат глинисто-битуминозные известняки. Окружающие ее холмы сложены чистыми известняками иногда каверно-пористыми, иногда с прослоями глин.

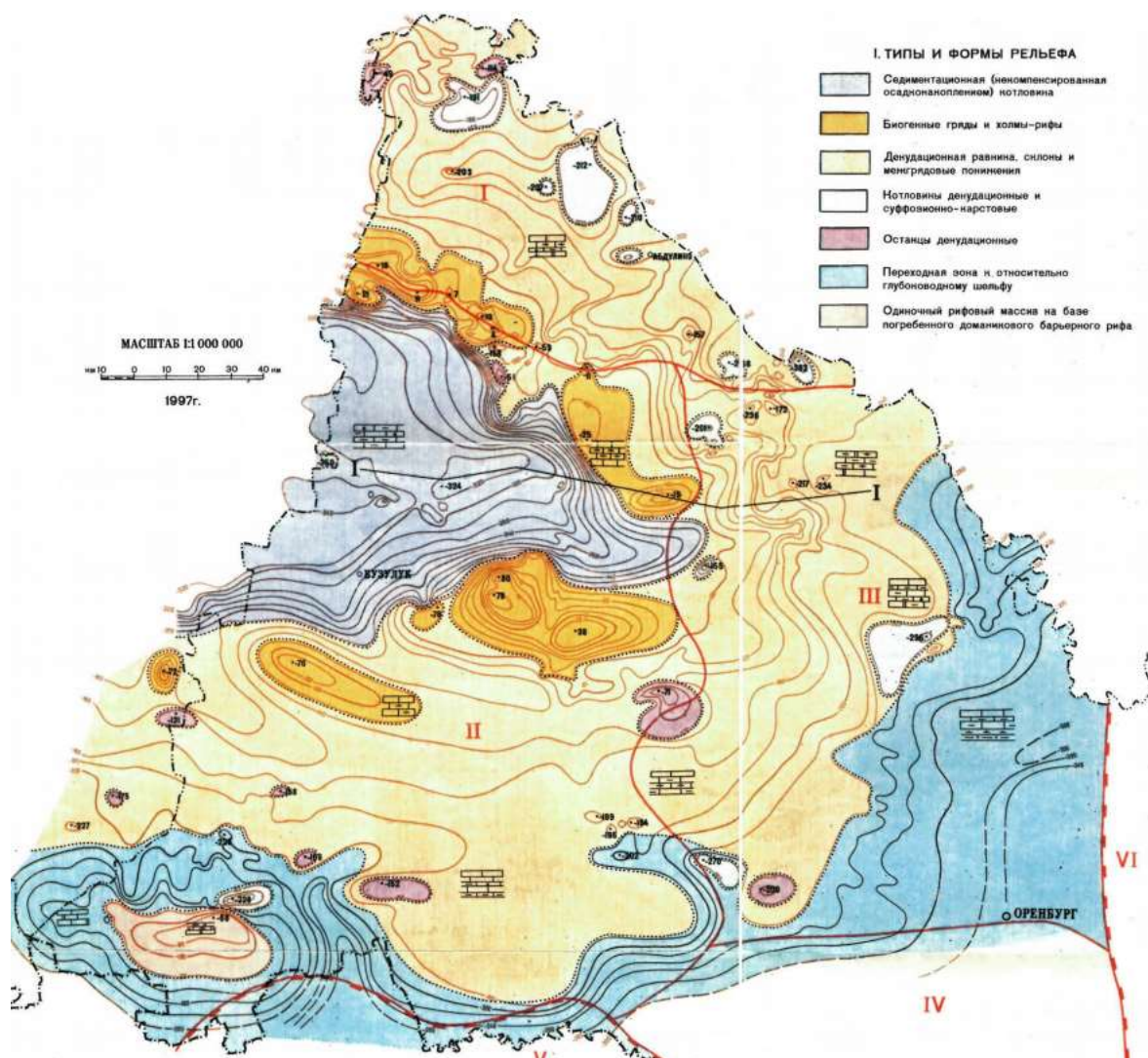


Рисунок 2.5 – Палеогеоморфологическая схема Оренбургской области (Фаменское время) [5]

Рельеф кровли заволжских отложений в общих чертах аналогичен рельефу фаменского времени. К существенным различиям стоит отнести сокращение площади днища Муханово-Ероховской впадины. Окаймляющие ее борта стали значительно круче. Произошло некоторое общее увеличение высот холмистого рельефа до относительных отметок 100-170 м (Рисунок 2.6).

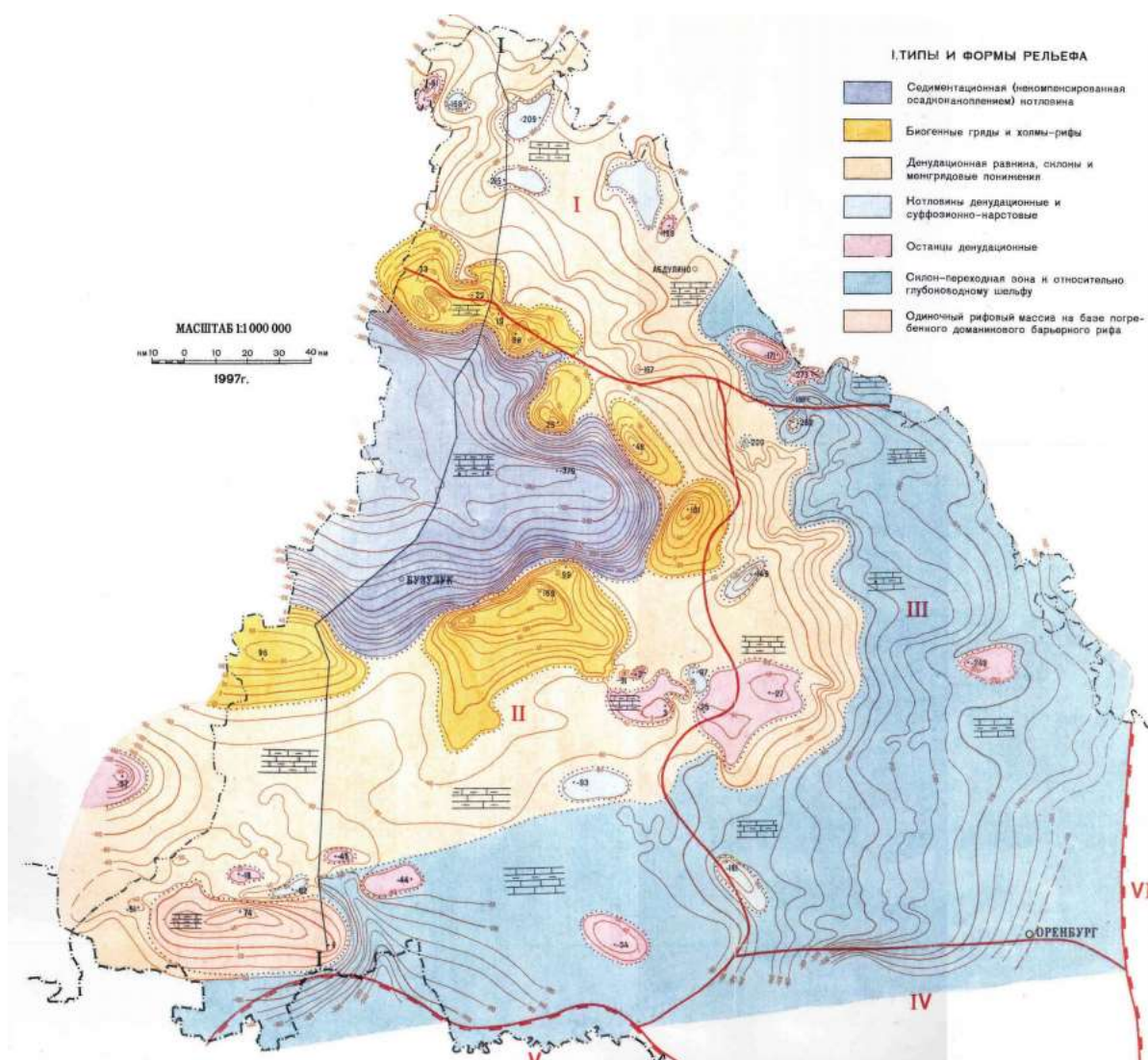


Рисунок 2.6. - Палеогеоморфологическая схема Оренбургской области (Заволжское время) [5]

В южной части Оренбургской области происходило почти полное захоронение доманиково-мендымских рифовых построек с образованием равнин, на фоне которых выделялся ряд западин и невысоких поднятий. Лишь в юго-западной части сохранилось крупное поднятие, представляющее собой

не захороненный в заволжское время одиночный массив доманиковского барьерного рифа.

В турнейский век произошла некоторая «потеря» общей контрастности рельефа, существовавшего в заволжское время. Преобладали преимущественно пологие денудационные равнины с множеством мелких котловин (Рисунок 2.7).

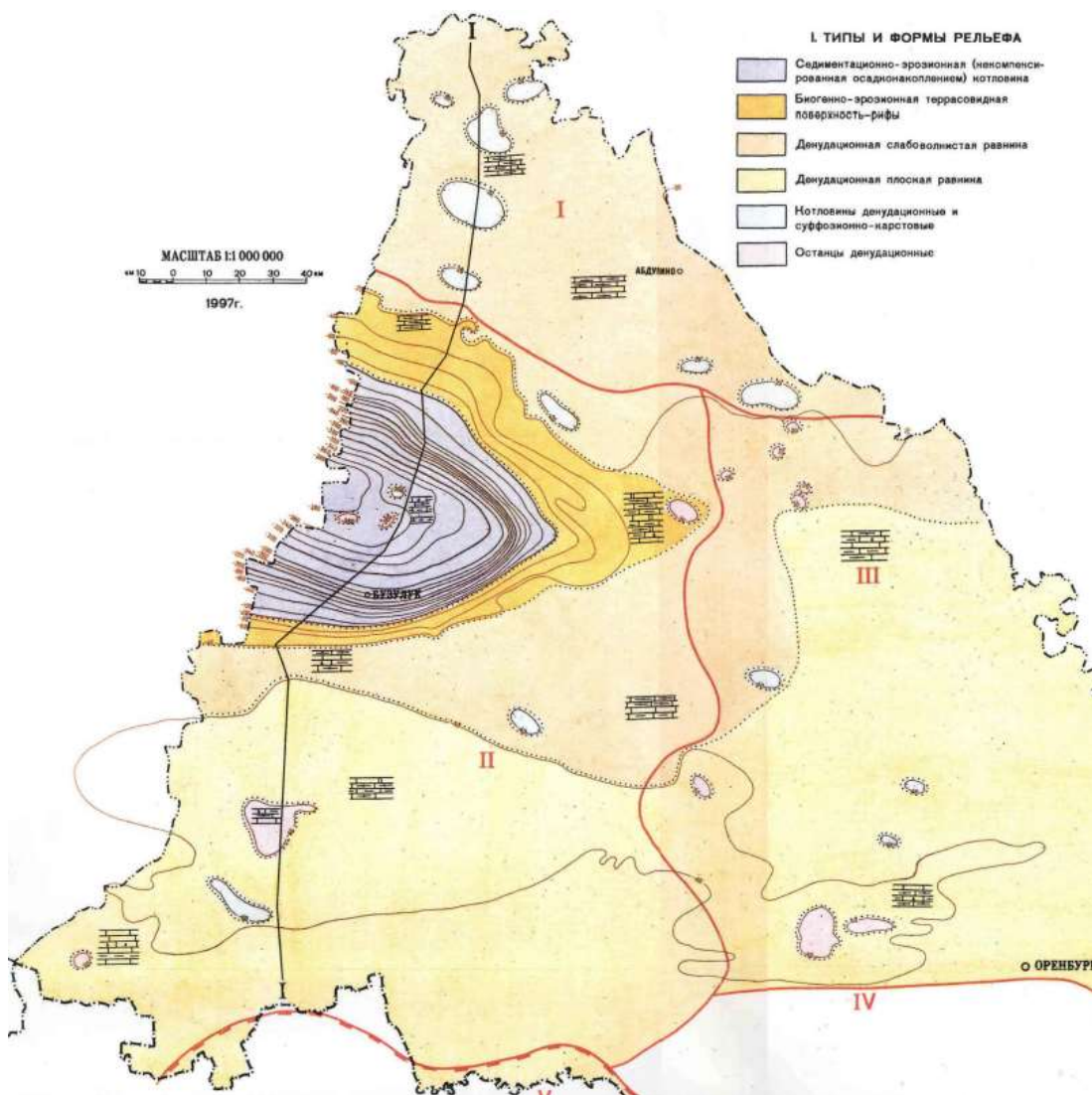


Рисунок 2.7 – Палеогеоморфологическая схема Оренбургской области (Турнейское время) [5]

Дополнительной особенностью турнейского времени является обнаружение пористо-кавернозных известняков на территории котловины, что говорит о воздымании дна впадины не только над уровнем моря, но и над уровнем подземных вод. Это объясняется общим подъемом территории, в

результате чего произошло обмеление морского бассейна, что и поспособствовало значительному расширению площади внутреннего борта и резкому сокращению глубоководной, центральной части прогиба.

К югу и к юго-востоку от котловины обнаружены более глинистые известняки, следовательно, привнос терригенных осадков осуществлялся с юго-востока.

Формирование рифов происходило при более низком положении уровня моря и при более стабильных тектонических условиях, когда на турнейском шельфе установился типичный платформенный режим.

### **2.3 Коллекторский потенциал отложений**

В фаменском ярусе выделены карбонатные пласты-коллекторы Df-II и Df-III среднефаменского возраста, пласт Df-IV раннефаменского возраста и терригенные пласты Dft-1 и Dft-2. Отложения карбонатных пластов представлены органогенными известняками. Перечисленные коллекторы распространены широко, но не повсеместно. В то время как терригенные пласты известны только на крайнем юге Восточно-Оренбургского выступа, где трансгрессивно залегают на колганской толще. Песчаники пластов представлены серыми и серовато-зелеными алевритистыми и мелко-среднезернистыми разностями, средне- и хорошо отсортированными.

В заволжском надгоризонте выделены пласты-коллекторы z1 и Df3. Данные пласты литологически мало отличаются от карбонатных пластов фамена. Органогенный детрит представлен остатками сине-зелёных водорослей, остракодами, фораминиферами и др. Встречаются прослойки доломитов, глинисто-битуминозных карбонатов и мергелей. В прослоях пород-коллекторов отмечаются также крупные поры и каверны размером до 1 см. Кроме того, встречаются мелко-среднезернистые пористо-кавернозные доломиты. Пласт z1 более продуктивен, чем Df3 по причине лучшей покрышки.

В турнейском ярусе выделяются карбонатные пласты коллекторы Т1, Т2 и Т3 – кизеловский, черепетский и малевско-упинский горизонты соответственно.

Все три пласта установлены вне пределов Муханово-Ероховской впадины. Отложения представлены органогенными известняками в различной степени перекристаллизованные и доломитизированные. Отмечаются прослой глинистых и битуминозно-глинистых карбонатных пород. Прослой коллекторов значительно выщелочены с образованием пор и каверн. Наибольшее количество открытых залежей турнейского времени относится к пласту Т1, который повсеместно перекрыт региональной покрывкой, представленной глинистыми породами елховского горизонта. В пределах Муханово-Ероховского прогиба изменяется от 20 до 254 м.

На сегодняшний день из-за малой изученности территории нет чётких представлений на типы возможных ловушек углеводородов. Многие утверждают, что большинство ловушек на территории Оренбургской области приурочены к структурам облекания рифов и биогермных построек во франских, фаменских и турнейских карбонатах. Такие структуры связаны не только с бортовыми зонами Муханово-Ероховского прогиба, но и на удалении от них (на юге), где они представлены единичными или групповыми биогермами в форме небольших куполов. Все ловушки приурочены к карбонатному комплексу и связаны с погребенными формами рельефа.

#### **2.4 Проблемы разработки фамен-турнейских залежей**

Эмпирически было замечено, что при разработке фамен-турнейских залежей плановые и проектные показатели в значительной степени рознятся. Например, средний дебит жидкости одной действующей скважины по плану был равен 9,8 т/сут, по факту получили 46,3 т/сут (месторождение им. Архангельского, 2005 г.), следовательно, увеличилась обводненность продукции, увеличилась депрессия, коэффициент продуктивности пласта.

Источником данного отклонения плановых показателей от фактических предположительно является трещиноватость коллекторов, что и вызывает быстрое падение давления.

Все вышеперечисленные параметры играют важнейшую роль при проектировании поверхностного оборудования, планирования системы разработки, воздействия на пласт, мощность устанавливаемых насосов в случае механизированной добычи и т.д. В таком случае, при разработке необходимо использовать системы поддержания пластового давления (ППД) для обеспечения проектных показателей и контроля над процессом разработки [4].

### 3 Устройство скважинных микросканеров

На сегодняшний день существует несколько модификаций скважинных микросканеров: электрические, индукционные, ультразвуковые и плотностные. Самыми распространенными являются электрические и ультразвуковые. В данной работе опробование методики происходит по данным записи электрического скважинного микросканера, поэтому в главе будет рассмотрен эта модификация.

Скважинные микросканеры изобрела компания Шлюмберже (eng., Shlumberger) в 1986 году. Как говорилось в главе первой, первоначальная функция скважинных микросканеров заключалась в измерении угла падения слоев. В наши дни скважинные микросканеры способны заменить такую дорогостоящую процедуру, как извлечение керна, так как спустя 35 лет с момента их создания технологии настолько шагнули вперед, что инженеры могут без труда оценить поверхность стенок скважины на наличие интервалов с высокой анизотропией, техногенных трещин и т.д. Существует еще множество преимуществ применения скважинных микросканеров, часть из которых описана в первой главе. Ниже на Рисунке 3.1 приведен внешний вид первого скважинного микросканера, произведенного в России (КарСар МС-10) [13].



Рисунок 3.1 – Внешний вид скважинного микросканера, (А.И. Губина, 2013)

На сайте сервисной компании ООО «МашТех-Интернэшнл» представлен технический паспорт предлагаемой данной компанией продукции, куда также входят скважинные микросканеры. На примере микросканера из электронного каталога компании можно познакомиться с техническими характеристиками прибора (Таблица 3.1). От производителя к



производителю технические параметры меняются незначительно. Выбор микросканера с наиболее оптимальными техническими параметрами зависит от условий замера (диаметр скважины, максимальная глубина, способ спуска прибора и т.д.)

Таблица 3.1 – Технические характеристики скважинного микросканера производителя ООО «МашТех-Интернэшнл» [3]

Макс. выдерживаемая температура	175 °С
Макс. выдерживаемое давление	137,9 МПа
Диапазон измерения	0,2...10000 ohm-m
Наружный диаметр прибора	127 мм
Длина прибора	8,46 м
Вес прибора	267,35 кг
Коэффициент охвата стенки скважины	57 %
Скорость каротажа	6 м/мин
Продольное разрешение	2,54 мм
Шаг дискретизации	2,54 мм
Тип датчика	Матрица электродов

Способ использования электрических скважинных микросканеров не сильно отличается от применения стандартных методов геофизических исследований. Устройство также спускается в скважину на кабеле (в случае модификаций FMI, STAR, EMI, RXMI, HMI) или во время бурения (в случае GVR, AFR, StarTrak).

Физика процесса измерения кажущегося удельного сопротивления породы электрическими микросканерами основана на принципе работы бокового каротажа, который заключается в изучении электрического поля искусственной природы (намеренно возбужденного). Основным отличием

электрического микросканирования от бокового каротажа является количество электрических датчиков, которые производят замеры.

Электрический микросканер в своей конструкции содержит шесть записывающих устройств (в современных модификациях количество записывающих элементов может быть больше, Рисунок 3.2).



Рисунок 3.2 – Внешний вид нижней (записывающей) части микросканера [7]

Каждый записывающий элемент включает в себя 16 пар электродов, каждая из которых записывает свою кривую бокового каротажа. В общей сумме получают 96 кривых одинаковой формы. Интерпретация кривых по отдельности не целесообразна и требует достаточное количество времени. В связи с этим кривые, записанные каждой парой электродов, располагаются рядом друг с другом для получения изображения (имиджа). Например, самой первой является кривая, записанная самыми крайними электродами. Рядом с данной кривой располагается кривая, записанная следующими двумя электродами и так далее, пока не закончатся электроды на элементе.

Процесс суммирования кривых производится автоматически в программном обеспечении «Techlog» в модуле обработки записей скважинных микросканеров. По результатам обработки получают имидж – азимутальное изображение внутренней поверхности скважины (Рисунок 3.3).



Рисунок 3.3 – Результат записи электрических скважинных микросканеров

Стоит обратить внимание на головную, ориентированную часть записи. Как видно из Рисунка 3.2, записывающие элементы расположены по окружности, соответственно, запись в изначальной форме представляет собой цилиндр (Рисунок 3.4). Для анализа направления простирания выделенных по результатам интерпретации трещин, разломов и других геологических особенностей, полученный цилиндр должен быть ориентирован в пространстве. В стандартной практике главный ориентирующий вектор направлен на север. Для возможности проведения интерпретации необходимо произвести развертку цилиндра, чтобы изобразить запись в плоскости.

Для лучшего понимания процесс развертки представлен на примере цилиндрического керна (Рисунок 3.5) [28].

В результате получают азимутальное изображение внутренней поверхности стенки скважины, ориентированное на север, которое может быть использовано для интерпретации геологических особенностей разреза.

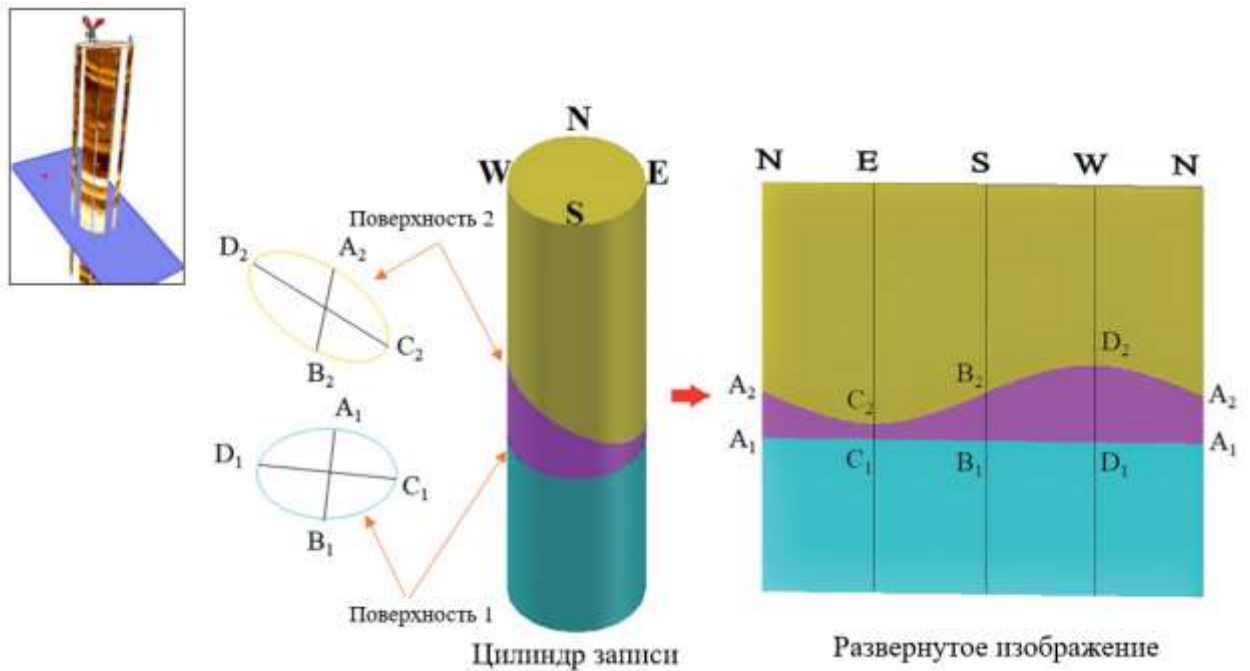


Рисунок 3.4 – Результат развертки записи микросканера [23]

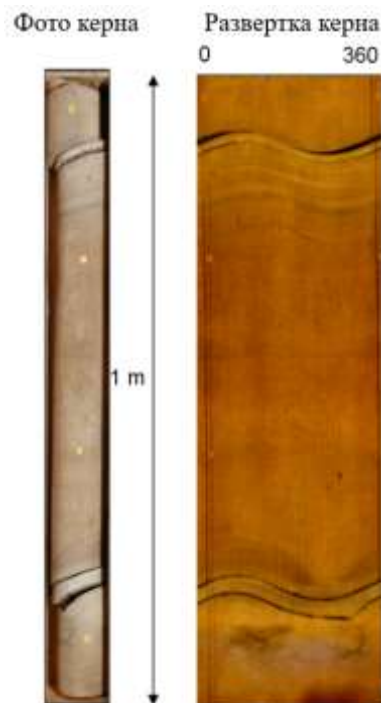


Рисунок 3.5 – Пример развертки на кернавом материале [30]

Как видно из Рисунков 3.4 и 3.5, геологические особенности в плоском изображении представляют из себя форму синусоиды, по величине амплитуды которой можно сделать вывод о крутизне наклона трещины или разлома относительно горизонтальной поверхности. Абсолютно горизонтальные особенности, соответственно, будут отображаться как прямая линия на имидже.

Еще одной особенностью имиджей является наличие «слепых» (нетронутых записью) зон, образование которых объясняется пространством между записывающими элементами, где запись не ведется. Данная особенность усложняет процесс геологической интерпретации особенно в интервалах с высокой степенью неоднородности. Пропуски в записи отображаются на имидже как белые полосы (Рисунок 3.3) и требуют дополнительной обработки для заполнения данными. Подробнее про залечивание «слепых» зон будет рассказано в следующей главе.

Имиджи электрических скважинных микросканеров разделяются на статические и динамические, отличающиеся между собой интервалами, на которые накладывается цветовая шкала значений сопротивления.

Например, в основе статического имиджа лежит статическая визуализация, т.е. вдоль всего интервала по глубине принята одна цветовая шкала с соответствующими цветами для минимального и максимального значений (самое минимальное значение сопротивления обозначено как черный цвет, самое наибольшее сопротивление – белый; все межлежащие значения в цветовом соотношении изменяются по линейному закону).

На динамическом имидже ранг изменений значений сопротивления изменяется от окна к окну. Окна имеют одинаковый размер, который зависит от требуемой степени интерпретации разреза. Каждое из окон имеет свой предел минимальных и максимальных значений. На Рисунке 3.6 изображены статический и динамический имиджи.

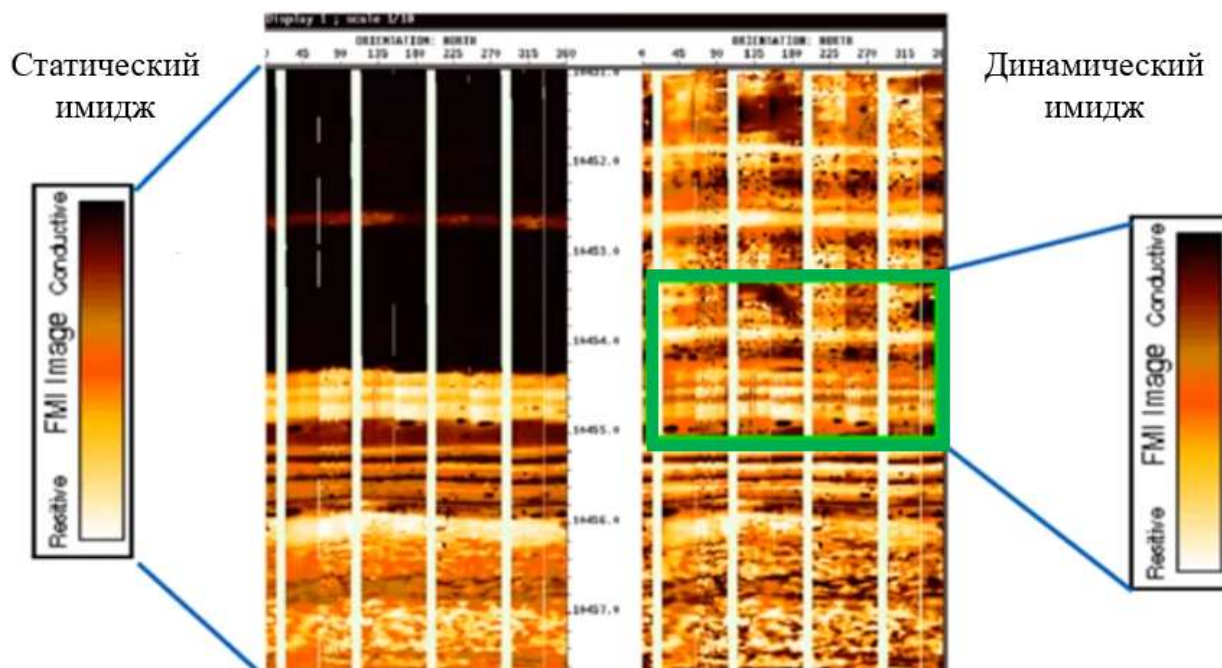


Рисунок 3.6 – Разновидность имиджей, получаемых по результатам записи электрических микросканеров FMI [13]

Становится очевидно, что анализ геологических особенностей производят по результатам динамического имиджа.

Возвращаясь к физике процесса измерения, стоит напомнить, что она основана на принципе работы бокового каротажа, т.е. с фокусировкой тока [26]. Принцип действия устройства FMI заключается в следующем: на прибор подается напряжение с поверхности, в результате чего электроды, расположенные в нижней части устройства, создают переменный ток, который, в свою очередь, регистрируется электродами, расположенными выше (Рисунок 3.7).

Исследуемая прибором небольшая часть пласта, которая напрямую взаимодействует с электродом, сосредотачивает с себе электрический ток. После этого ток, представленный высоко- и низкоразрешающими составляющими, продвигается по пласту, захватывая все больший интервал между электродами. Разница в разрешении основана на расстоянии от дисковых электродов: при приближении к электродам модулируется составляющая с высоким разрешением, а между электродами – с меньшим.

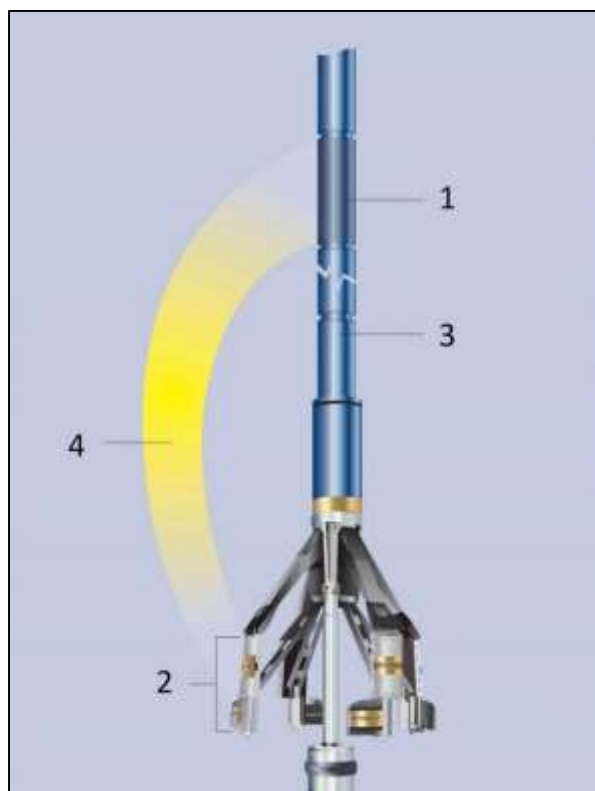


Рисунок 3.7 – Строение скважинного микроимейджера FMI: 1 и 2 – верхний и нижний электроды, 3 – изолирующая муфта, 4 – электрический ток

Основой генерируемого «имиджа» сопротивления пород, пересекаемых стволом скважины, является регистрация изменения тока дисковыми электродами. Стоит отметить, что изображение формируется в основном за счет компонента с высоким разрешением, а низкоразрешающая, в свою очередь, является исключительно варьирующимся фоном. Объясняется это тем, что значение высокоразрешающей компоненты на одной глубине может изменяться от одного электрода к другому.

Переменный ток, применяемый в качестве тока измерения, дает возможность снизить практически до нуля то влияние, которое оказывает создаваемый в результате трения башмака о стенки скважины постоянный ток. Еще одним плюсом использования переменного тока является возможность уменьшить влияние эффекта, возникающего при изменении потенциала самопроизвольной поляризации (СП).

#### **4 Подготовка записи микросканеров к применению методики**

Как было упомянуто в прошлой главе, запись между записывающими устройствами не ведется, что является причиной наличия «слепых» зон на конечном имидже. Подготовка записи микросканеров к применению методики подразумевает ее обработку, т.е. заполнение «слепых» зон, что необходимо для обеспечения покрытия записью 100% площади стенок скважины.

Данная обработка, по своей сути, восстанавливает изображение, а значит требует внедрения методов машинного обучения и искусственного интеллекта. В данной работе использовались 3 метода, один из которых показал наилучший результат. Каждый из методов не требует наличия заполненных интервалов для проведения обучения, вместо этого использовались участки между «слепых» зон. Принцип работы, схема и результат работы скрипта для каждого из методов приведены далее.

Для работы был выбран интервал, обладающий наибольшей неоднородностью в продуктивном горизонте Df1: 2868,8 м – 2906, 1 м.

##### **4.1 Алгоритм «Случайный лес»**

Одним из самых распространенных методов решения задач регрессии является алгоритм «Случайный лес», который включает в себя множество деревьев принятия решений. Дерево принятия решений представляет собой иерархическую структуру правил, которая представляет собой набор признаков (ветки) и соответствующие им значения целевой функции (узлы). Соответственно, входной вектор проходит через каждое из деревьев, затем, получаются несколько значений на выходе, которые усредняются для представления одного конечного решения.

Обучение алгоритма «случайного леса» происходило на данных до интервала интереса, сам прогноз затем осуществлялся на приведенном интервале.



Скрипт данного алгоритма приведен в Приложении Б. Результат работы программы изображен на Рисунке 4.1 (а).

Качественная оценка результатов работы не позволяет считать результат удовлетворительным, поэтому было принято решение перейти к другому методу, который описан ниже.

#### **4.2 Импутация данных медианным значением (SimpleImputer)**

Под импутацией понимается процесс замены пропущенных или некорректных значений другими значениями. Как и в случае «случайного леса» данный класс обучения также относится к простым, так как может заменять отсутствующие значения медианным значением, средним, наиболее часто встречающимся или выбранной константой. В данном случае использовалось заполнение медианным значением [24].

Главное преимущество данного метода в том, что, используя SimpleImputer можно за один вызов заполнить пропущенные значения во всех числовых столбцах. Скрипт программы приведен в Приложении В.

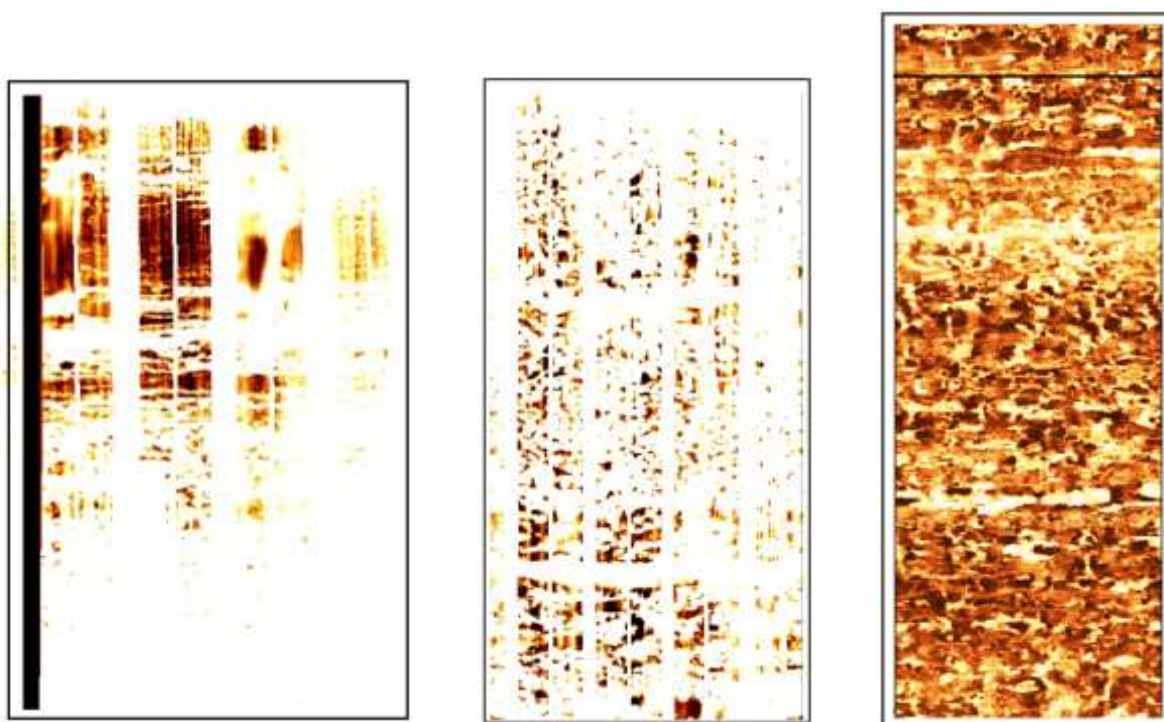
Результат работы, который также не удовлетворяет требованиям качества, представлен на Рисунке 4.1 (б). Возможной причиной является несовпадение медианы и математического ожидания распределения. Было принято решение использовать более комплексные методы.

#### **4.3 Использование повторяющейся импутации (IterativeImputer)**

Преимуществом данного метода является комплексное воздействие на процесс заполнения, т.е. данный класс принимает во внимание зависимость всех соседствующих функций, прежде чем оценить отсутствующее значение. Помимо этого, данный подход действует итеративно, что улучшает качество

данных с каждой итерацией и, как следствие, снижает степень ошибки на выходе [19, 42, 47].

Результат работы скрипта представлен на Рисунке 4.1 (в) и удовлетворяет качественной оценке, т.е. может быть использован для проведения интерпретации. Скрипт программы приведен в Приложении Г.



а)

б)

в)

Рисунок 4.1 – Результаты обработки имиджа тремя приведенными методами

а) – «Случайный лес», б) – *Simple Imputer*, в) – *Iterative Imputer*

## 5 Методология уточнения геологического строения месторождения

Термин «геологическое строение месторождения» является комплексным и включает в себя: литологический состав пластов, их региональное структурное соотношение, текстурные особенности, отвечающие за анизотропию, структурные характеристики на уровне размера и направленности зёрен; в контексте карбонатных пород важным параметром также является наличие вторичной пористости, ее геометрия.

В данной главе описывается принцип работы разработанной методики, основная цель которой является уточнение строения геологического разреза путем конкретизации показаний пористости и, как следствие, водонасыщенности, что уменьшает количество неопределенностей при подсчете запасов на этапе построения геологической модели.

Стандартный подход расчета водонасыщенности заключается в использовании формулы Арчи-Дахнова:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a \cdot R_w}{\varphi^m \cdot R_t}} \quad (5.1)$$

где  $a$  – фактор извилистости трещин, безразм.;

$n$  – параметр, отвечающий за насыщение, безразм.;

$m$  – коэффициент цементации (уплотнения), безразм.;

$\varphi$  – эффективная пористость, доли.ед;

$R_t$  – истинное удельное электрическое сопротивление пласта, Ом · м;

$R_w$  – удельное электрическое сопротивление пластовой воды, Ом · м.

Как видно из формулы 5.1, одним из параметров, от которого зависит водонасыщенность является эффективная пористость, которая определяется по результатам анализа каротажных кривых (нейтронный (НГК), плотностной гамма-гамма каротаж (ГГКП), акустический каротаж (АК)) и использования кросс-плотов (нейтронно-плотностной, нейтронно-акустический и тд.). Важной особенностью является то, что шаг дискретизации рассчитанной

пористости по глубине лежит в пределах 0,1 – 0,2 м. Для гомогенных по свойствам интервалов данная дискретность в измерениях не является грубой, но для интервалов с высокой неоднородностью данный факт вызывает облако неопределенностей, что впоследствии кладет свой отпечаток на значение подсчитанных запасов.

Решить данную проблему возможно с помощью высокоразрешающих методов, в данном случае – с помощью электрических скважинных микросканеров, шаг дискретизации которых достигает 0,003 м.

Подтверждение эффективности разработанной методики приводится через сравнение двух методов расчета водонасыщенности:

1. Расчет водонасыщенности, используя вычисленную пористость по ГИС (дискретность значений = 0,1 м);
2. Расчет водонасыщенности, используя нововведенный параметр, полученный по результатам использования записей электрических микросканеров (шаг дискретности 0,003 м).

Опробывание методики происходило на скважине №16 в интервале 2868,8 м – 2906,1 м (Df1).

### 5.1 Расчет водонасыщенности грубой дискретности

На основе построенных петрофизических зависимостей необходимо определить коэффициенты  $a$ ,  $m$  и  $n$  (Рисунки 5.1 и 5.2).

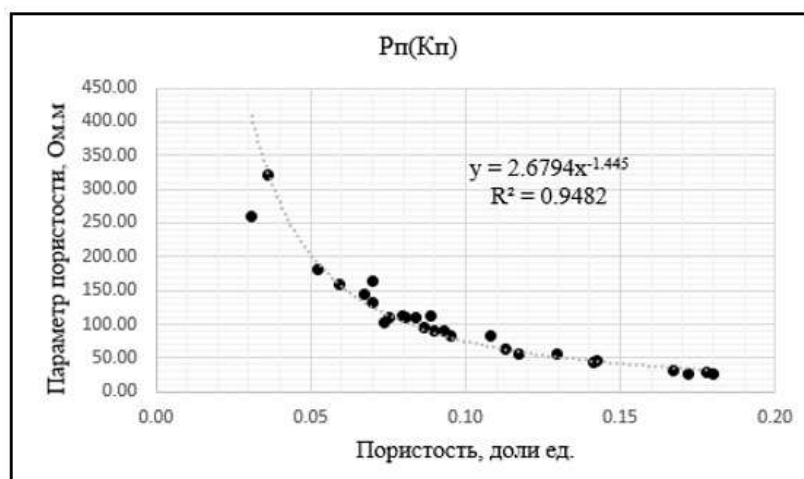


Рисунок 5.1 – Зависимость параметра пористости от пористости

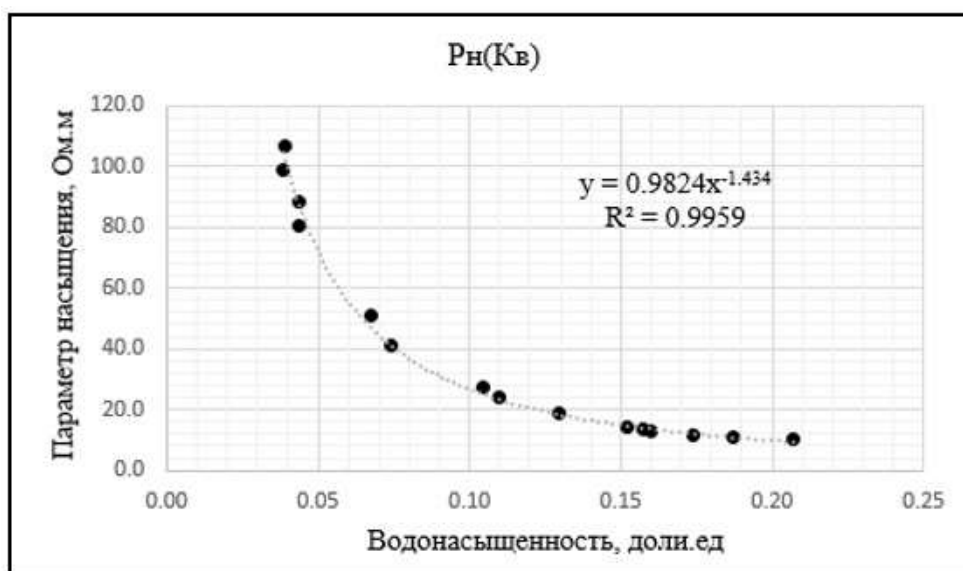


Рисунок 5.2 – Зависимость параметра насыщения от водонасыщенности

Результаты построения петрофизических зависимостей приведены в Таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Показатели петрофизических коэффициентов.

Коэффициент	Значение, безразм.
a	2,6794
m	1,445
n	1,434

На основе предоставленных данных ООО «Газпромнефть НТЦ»:

$R_w = 0,052 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  – сопротивление пластовой воды;

$R_t = 71,79 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  – истинное сопротивление пласта.

Значение пористости было рассчитано, используя нейтронно-плотностной кросс плот. Результаты расчета водонасыщенности и пористости приведены на Рисунке 5.3.

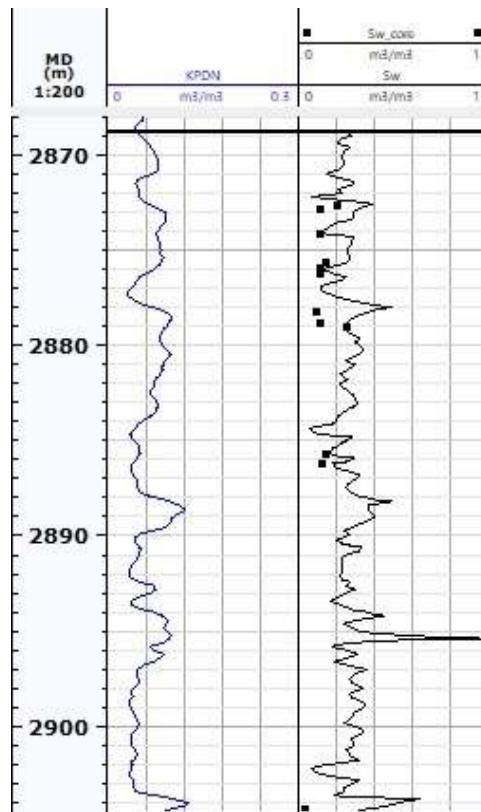


Рисунок 5.3 – Рассчитанные по глубине значения пористости (KPDN) и водонасыщенности (Sw)

Согласно анализу полученных значений пористости по ГИС с шагом дискретизации 0,1 м, расчет водонасыщенности производился также с тем же шагом (Рисунок 5.4).

MD [m]	KPDN [%]	Sw [v/v]
2868.8	4.678068	0.25
2868.9	4.864062	0.26
2869	5.066783	0.28
2869.1	5.393005	0.24
2869.2	5.722835	0.22
2869.3	6.022292	0.21
2869.4	6.372862	0.21
2869.5	6.57992	0.23
2869.6	6.774044	0.27
2869.7	6.977958	0.26
2869.8	7.169254	0.24
2869.9	7.399962	0.24
2870	7.615487	0.23
2870.1	7.726976	0.23
2870.2	7.834	0.23
2870.3	7.865006	0.23
2870.4	7.897342	0.24

Рисунок 5.4 – Степень дискретизации значений пористости и водонасыщенности

## 5.2 Расчет водонасыщенности малой дискретности

Для конкретизации значений водонасыщенности и использования меньшего шага измерений необходимо применение высокоразрешающих методов ГИС. В данном случае использовался электрический скважинный микросканер FMI, который производит замеры через каждые 0,003 м.

Основу в расчете водонасыщенности в данном варианте также составляет уравнение Арчи-Дахнова (5.1). Петрофизические коэффициенты остаются неизменными, т.к. параметры пласта (извилистость, цементация, насыщение) не меняются. Соответственно, в контексте уточнения строения геологического разреза становится возможным детализировать значения пористости в пределах неоднородного интервала. По результатам обработки имиджей, выполненной в Главе 4, в качестве такого интервала принимается верхняя часть продуктивного горизонта Df1 : 2868,8 м – 2871,1 м (Рисунок 5.5).

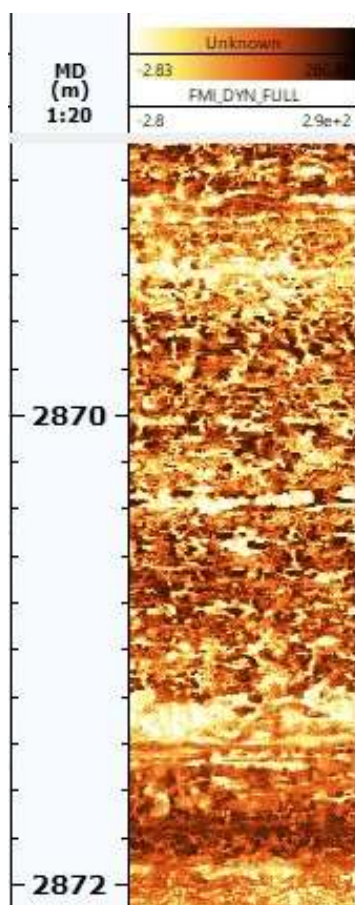


Рисунок 5.5 – Интервал с высокой степенью неоднородности

Конкретизация значений пористости происходит на основе наличия темных пятен, которые отображают повышенные значения сопротивления. Данные пятна соответствуют порам, заполненным фильтратом бурового раствора. Следовательно, становится возможно детальнее оценить пустотность, определив долевую часть темных пятен во всей пиксельной строке. Скрипт, выполняющий данную операцию приведен в Приложении Д.

При загрузке результатов работы скрипта в программное обеспечение получим кривую, изображенную на Рисунке 5.6. Данная кривая получила название «поровая кривая».

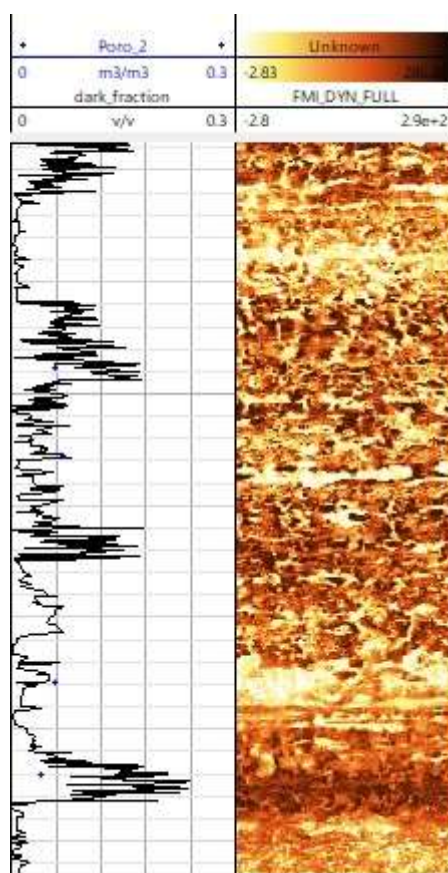


Рисунок 5.6 – Поровая кривая

Полученную кривую необходимо верифицировать на керновые данные, чтобы в дальнейшем использовать ее в расчетах. По результатам построения корреляционной зависимости  $R^2 > 0,5$  – таким образом, кривая отображает тренд изменения пористости по керну.



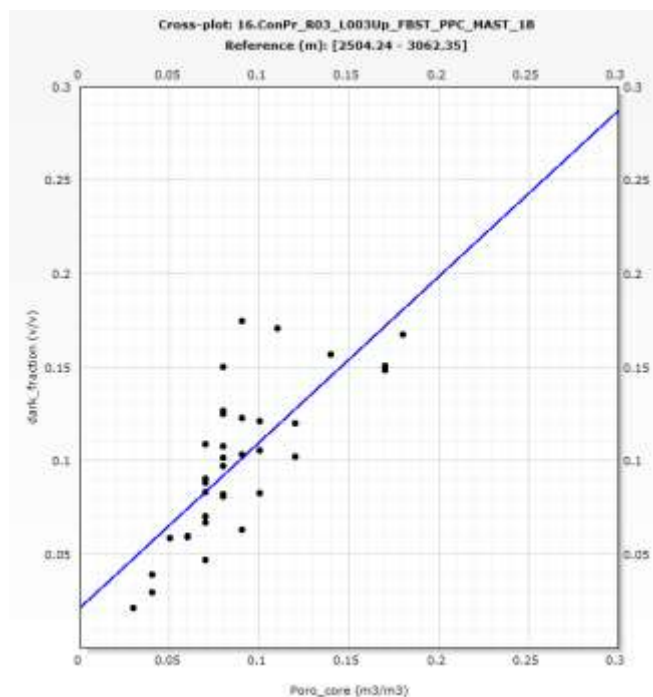


Рисунок 5.7 – Корреляционная зависимость пористости между данными по керну и поровой кривой ( $R^2 = 0,5756$ )

Рассматривая представленную корреляционную зависимость необходимо учитывать, что глубинная привязка керна в рамках точности измерения FMI является достаточно грубой и это может сказываться на сопоставлении точек измерения на графике зависимости и величине коэффициента корреляции.

Следующим шагом необходимо рассчитать водонасыщенность по глубине, используя полученную кривую, подставляя данные значения вместо пористости. Результат изображен на Рисунке 5.8.

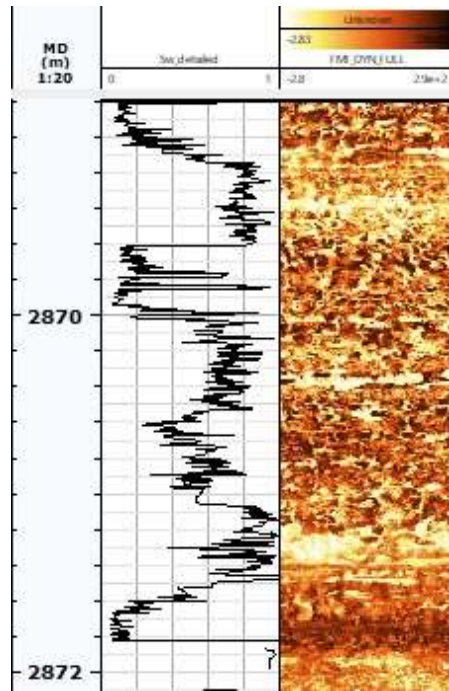


Рисунок 5.8 – Результат рассчитанной водонасыщенности детализированной дискретности

Верифицируя полученные значения на керновые данные, получим зависимость, изображенную на Рисунке 5.7 ( $R^2 > 0,5$ ).

Результат конкретизации водонасыщенности по глубине можно также видеть на Рисунке 5.9 через содержание данных.

TDEP [m]	Sw_detailed
2868.8	0.26
2868.803	0.24
2868.806	0.23
2868.808	0.2
2868.811	0.24
2868.813	0.25
2868.816	0.28
2868.818	0.28
2868.821	0.23
2868.823	0.26
2868.826	0.25
2868.828	0.24
2868.831	0.23
2868.833	0.27
2868.836	0.25
2868.839	0.26
2868.841	0.25
2868.844	0.24

Рисунок 5.9 – Дискретизированные значения водонасыщенности

По итогам выполнения данной работы были получены значения пористости меньшего шага дискретности. Данные значения способствуют уменьшению облака неопределенности в контексте расчета геологических запасов. В данной главе рассмотрен пример применения детализированной пористости для расчета водонасыщенности. Но в случае высокого коэффициента аппроксимации при корреляционной зависимости с проницаемостью, данный метод позволяет получить конкретизированные значения проницаемости.

Стандартная процедура расчленения коллекторов предполагает собой введение граничных критериев отсечения, данная методика позволяет увеличить/уменьшить мощности эффективных толщин, вводя при этом наибольшую уверенность в геологическую модель и подсчет запасов.

## 6 Финансовый менеджмент, Ресурсоэффективность и Ресурсосбережение

Экономическая значимость применяемой в данной работе методологии будет оцениваться с помощью расчета ценности информации (eng., Value of Information (VOI)), который позволяет качественно оценить вес информации, получаемой после применения разработанной методологии.

Основной целью предприятий нефтяной промышленности является увеличение прибыли и, как следствие, чистого дисконтированного дохода (NPV), который помимо внешних факторов (экономической ситуации в стране, курса валют и т.д.) зависит от количества добытого сырья – извлекаемых запасов. На извлекаемые запасы, в свою очередь, напрямую влияют коэффициент извлечения нефти (в данной работе рассматривается нефтяное месторождение) и начальные геологические запасы.

Базируясь на современные реалии, метод ручного подсчета запасов на сегодняшний день исчерпал себя, и компании уже около двадцати лет используют специализированные программные обеспечения для автоматизации этого процесса. Но стоит заметить, что основа расчетов остается неизменной и заключается в формуле:

$$Q_{\text{геол}} = S \cdot H_{\text{эфф}} \cdot \varphi \cdot (1 - S_w) / B_o \quad (6.1)$$

где  $Q_{\text{геол}}$  – величина геологических запасов в поверхностных условиях, тыс. т

$S$  – площадь нефтеносности, тыс.м<sup>2</sup>;

$H_{\text{эфф}}$  – эффективная (нефтесодержащая) мощность пласта, м;

$\varphi$  – пористость, д.ед.;

$(1 - S_w)$  – нефтенасыщенность, д.ед.;

$B_o$  – объемный коэффициент нефти, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

Данная формула отображает объемный метод подсчета запасов, который является классическим подходом и заложен в основу многих используемых ПО.

Как видно из формулы (6.1) величина геологических запасов зависит от параметров, обладающих высокой степенью неопределенности. Например, такие параметры как  $S$  и  $N_{эфф}$  определяются по результатам сейсморазведочных работ, которые имеют вертикальную разрешающую способность около 20 м в случае 2D-сеймики и около 5-10 м в случае 3D сеймики. Соответственно данные величины могут варьироваться на плюс/минус 5-20 м. Такая величина как пористость также обладает некоторой степенью неопределенности, так как ее нахождение зависит от репрезентативности образцов керна, качества и количества проведенных лабораторных исследований на керне, от используемого каротажа для расчета по глубине.

От качества и количества лабораторных исследований по керну также зависит определяемое значение водонасыщенности, которое напрямую влияет на показатель нефтенасыщенности. Говоря про стандартную процедуру расчета водонасыщенности по глубине, она включает в себя использование значений эффективной пористости с каротажа, показания сопротивлений пласта и пластовой воды, а также коэффициенты  $a$ ,  $m$  и  $n$  (Формула 5.1).

В пятой главе описан метод уточнения значений водонасыщенности с помощью использования обработанных имиджей (без мертвых зон) электрических микросканеров. Данная методика позволяет уменьшить неопределенности в определении водонасыщенности путем уточнения вертикальной детализации значений пористости. Как результат уточнения доли пустот, показания водонасыщенности также подвергнутся конкретизации.

Интересующим компании параметром является нефтенасыщенность, которая напрямую зависит от рассчитанной водонасыщенности. Соответственно, рассматриваемая в данной работе методика уменьшит облако неопределенностей в контексте нефтенасыщенности, и, как следствие, количество рисков.

Методика уточнения емкостного параметра является бесполезной при отсутствии записей высокоразрешающих методов, поэтому в данной главе оценивается необходимость использования высокоразрешающих геофизических методов, а именно электрических скважинных микросканеров FMI путем оценки получаемой в результате их интерпретации информации.

Для задачи оценки экономической целесообразности проведения исследования электрическими скважинными микросканерами методика оценки информации отсутствует, в соответствии с чем было принято решение рассмотреть пользу от применения данного метода качественно, аргументируя процесс историческими фактами и опытом других компаний.

Метод оценки VOI используется для оценки необходимости проведения исследования при принятии решения в условиях неопределенных данных. В нашем случае, основной вопрос касается проведения исследований специальными методами ГИС, а именно - FMI, которые могут способствовать снижению неопределенностей за счет своей высокой разрешающей способности.

Оценка экономической ценности информации позволяет охарактеризовать экономическую выгоду от выполнения исследования, определить его эффективность и достаточность.

Ценность информации VOI определяется по следующей формуле:

$$VOI = EMV_{wi} - EMV_{woi} \quad (6.2)$$

где  $EMV_{wi}$  и  $EMV_{woi}$  – ожидаемая ценность (денежная стоимость, *eng.* – *expected monetary value*) проекта соответственно с учетом и без учета полученной информации.

Без дополнительного исследования перед бурением новой скважины добыча и прибыль могут быть недооценены либо переоценены, в то время как проведение специальных геофизических исследований может дать информацию, которая позволит корректно определить прибыль проекта [17].

Ожидаемая ценность проекта рассчитывается по формуле:

$$EMV = \sum NPV_i \cdot P_i \quad (6.3)$$

где NPV – накопленный дисконтированный денежный доход;

P – вероятность наступления варианта исхода.

Затраты на проведение исследования (стоимость спускоподъемных операций и интерпретации) учитываются в  $EMV_{wi}$ . Таким образом, экономическим обоснованием для необходимости выполнения исследования является ценность информации, превышающей нулевой порог. В противном случае VOI должна быть больше капитальных вложений на проведение исследования.

Ценность информации будет нулевой, если она не снижает диапазон неопределенности и, если снижение неопределенности не вносит никаких изменений в дальнейшие решения по проекту. Оценка VOI позволяет на количественном (при наличии фактических показателей) и на качественном (на основе установленного опыта предприятий) определить экономическую целесообразность проведения исследований специальными геофизическими методами [46].

Было рассмотрено 2 основных варианта развития событий, так как компания может решиться на проведение специальных геофизических исследований или обойтись стандартным комплексом ГИС (Рисунок 6.1).

В случае выбора второго варианта построенная геологическая модель в дальнейшем будет обладать высокой степенью неопределенностей, что приведет к отдаленной от реальности оценке величины извлекаемых запасов и, как следствие, к недостоверному показанию NPV. От величины чистого дисконтированного дохода по проекту зависит экономический предел рентабельности, поэтому качественная оценка данного показателя имеет крайне важное значение, чтобы избежать неоправданных рисков на этапе эксплуатации месторождения.



Рисунок 6.1 – Дерево решений для обоснования использования FMI

Как видно из формулы 6.3, знак суммы обозначает сложение всех возможных дисконтированных значений потока платежей к сегодняшнему дню с учетом или без учета дополнительной информации, полученной по результатам интерпретации высокоразрешающих методов ГИС.

Одним из вариантов развития событий является отказ компании от проведения высокоразрешающих специализированных геофизических исследований. В данном случае существует единственный исход ( $P = 100\%$ ), что геологическая модель на выходе будет обладать высокой степенью неопределенности из-за разрешающей способности стандартного комплекса ГИС, которая не способна учесть мелкомасштабный спектр особенностей карбонатных отложений. Подобная модель приведет к ложной оценке эффективности применяемых методов воздействия на пласт и, как следствие к повышенному количеству рисков на этапе эксплуатации, которые поспособствуют дополнительным затратам и пониженному NPV проекта.

Вторым вариантом является согласие компании на проведения специализированных геофизических исследований, которое приведет к различным исходам. Количество информации, получаемой по результатам интерпретации высокоразрешающих методов ГИС зависит от квалификации интерпретатора. Затраты на высококвалифицированных специалистов прямо



пропорциональны их уровню образования. Здесь необходимо сделать допущение, что компания обладает средствами для найма опытных интерпретаторов. Таким образом, вероятность исхода каждого из событий (с  $NPV_2$  по  $NPV_7$  на Рисунке 6.1) является константой.

Само по себе значение  $NPV$  (рус. чисто дисконтированный доход) будет зависеть от количества получаемой информации в результате интерпретации записей имиджей. Например,  $NPV_2$  будет иметь меньшую неопределенность, чем  $NPV_1$  на этапе построения модели и включает в себя меньше рисков на этапе эксплуатации, так как посредством анализа записей высокоразрешающих методов ГИС уточнится соотношение вертикальной и горизонтальной проницаемостей за счет анализа текстурных особенностей по вертикали. Или, например,  $NPV_6$  обладает наименьшей степенью неопределенностей, так как учитывает помимо достоверной оценки анизотропии также эффективную стратегию бурения, достоверную геологическую модель за счет детализированной корреляции и эффективный способ заканчивания. Данный спектр информации повлечет к наименьшим рискам в процессе эксплуатации и поможет избежать незапланированных затрат.

На основе вышесказанного можно сделать вывод, что применение высокоразрешающих методов ГИС (в данном случае FMI) является выгодным с точки зрения экономики даже несмотря на свою высокую стоимость, так как по результатам интерпретации записей микросканеров исключаются риски различных масштабов, в результате чего показатель  $VOI$  из формулы (6.2) принимает значение больше нуля.

## **7 Социальная ответственность**

Данная работа посвящена разработке методики эффективного применения записей электрических микросканеров FMI с целью вычленения большего объема информации, полезной для геологической интерпретации и способствующей уточнению строения месторождения. Работа в себя включала подготовку имиджей микросканеров, которая заключалась в применении различных алгоритмов машинного обучения, вычленение кривой кавернозности из заполненного имиджа, а также поиск зависимости величин полученной кривой с керновыми исследованиями. Все операции производились на персональном компьютере (ПК) с помощью специализированного программного обеспечения. Основной областью применения результатов работы может быть любое подразделение нефтегазовой отрасли, связанное с подсчетом запасов на новых или уже разрабатываемых месторождениях.

### **7.1 Производственная безопасность**

Место проведения работы находится в двести двадцать седьмой аудитории ЦППС НД, расположенного на втором этаже девятнадцатого корпуса Томского Политехнического университета. Площадь аудитории составляет 23 м<sup>2</sup>, а площадь рабочего пространства 4 м<sup>2</sup>. Общее количество стационарных компьютеров составляет семь штук. В аудитории предусмотрено естественное освещение через оконные проемы и искусственное посредством потолочных растровых светильников с холодным типом освещения.

Циркуляция воздуха в помещении осуществляется принудительной системой вентиляции или открытием окон для проветривания в летний период. В холодные периоды года, обогрев помещения осуществляется системой центрального отопления. В учебной аудитории проходит

ежедневная уборка. В итоге можно сказать, что помещение соответствует основным требованиям Санитарных правил и норм.

Выявление вредных и опасных факторов, характерных для рассматриваемого рабочего места осуществлялось по ГОСТу 12.0.003-74 (Таблица 7.1).

Таблица 7.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ на персональном компьютере

Источник фактора	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Работа на персональном компьютере: 1. Применение алгоритмов машинного обучения 2. Поиск зависимостей с kernovymi данными	Повышенная температура поверхностей ПК	Выделение в воздух рабочей зоны ряда химических веществ	ГОСТ 12.0.003-74 ГОСТ 12.1.019-79 ГОСТ 12.1.030-81 СНиП 23-05-95 СанПин 2.2.4-548-96 ГОСТ 12.1.005-88
	Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны	Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание	
	Повышенная или пониженная влажность воздуха	Повышенный уровень статического электричества	
	Повышенная или пониженный уровень отрицательных и положительных аэроионов	Повышенная уровень электромагнитных излучений	
	Отсутствие или недостаток естественного света	Повышенная напряженность электрического поля	
	Недостаточная искусственная освещенность рабочей зоны		
	Повышенная яркость света		
	Повышенная контрастность		
	Прямая и отраженная блескость		
	Зрительное напряжение		
	Монотонность трудового процесса		
	Нервно-эмоциональные перегрузки		

Работа на ПК связана с постоянным и существенным напряжением глаз. Одним из основных отличий является иной принцип чтения информации, чем при обычном чтении. При обычном чтении пользователь анализирует текст с бумаги, расположенной горизонтально на столе при наклоненной голове и падении света на текст. Чтение же с монитора подразумевает прямое положение головы и глаз, а текст с монитора сам является источником света. Это вынуждает зрительные органы работать в непривычном, стрессовом режиме длительное время. При этом, по данным Всемирной организации здравоохранения (ВОЗ) расстройство органов зрения резко возрастает при работе более четырех часов в день. При таком режиме, развивается «компьютерный зрительный синдром» (КЗС), происходит общее повышение нервно-психических, нервно-эмоциональных нагрузок, что приводит к удалению из организма витаминов и минеральных веществ.

Недостаток микроэлементов и минеральных веществ таких как железо, магний, селен вызывает обострение восприимчивости организма на вредные факторы производственной и окружающей среды, что связано с нарушением обмена веществ и общим изнашиванием организма. Поэтому, для борьбы с этими пагубными явлениями и поддержании здоровья рекомендуется принятие витаминно-минеральных комплексов.

Ещё одним распространённым вредным фактором работы на ПК являются жалобы на боли в спине, шейном отделе позвоночника и кистей рук. Основной причиной их появления является наличие повышенных статических и динамических нагрузок. По некоторым данным, при выполнении операции ввода данных, количество движений, совершаемых мышцами и суставами кистей может достигать до шестидесяти тысяч, что согласно гигиенической классификации относят к категории вредных и опасных условий труда.

Постоянное взаимодействие сухожилий, костей и мышц часто сопровождается появлением воспалительных процессов, которые имеют название тендиниты (травмы повторяющихся нагрузок). Боли в спине и

шейном отделе часто называют «синдромом длительных статических нагрузок» (СДСН).

Другой причиной СДСН является длительное прохождение время «сидя». Такое физическое положение тела приводит к сильному перенапряжению мышц спины и ног, застойным явлениям в тазобедренном суставе. В свою очередь, последние вызваны отсутствием соблюдения правил и норм подготовки рабочего места. Примером таких нарушений является неправильное положение высоты стола, сидения или спинки кресла, неудобное или нерациональное месторасположение монитора, клавиатуры или другой офисной техники. Для существенного ослабления влияния вышеописанных физических отклонений рекомендуется проводить частые перерывы и эргономические усовершенствования для повышения удобства.

Третьим наиболее влиятельным фактором является действие на организм человека электромагнитных полей (ЭМП), создаваемых ПК. Воздействие электромагнитного поля можно поделить на специфическое и тепловое.

Специфическое воздействие ЭМП связано с биохимическими изменениями клеток и тканей организма, особенно центральной и сердечно-сосудистой системы. Обычными симптомами при этом является повышенная возбудимость нервной системы, нарушение сна, эмоционально подавленное состояние. Хроническими симптомами являются головная боль, утомляемость, общее ухудшение самочувствия, брадикардия и пр.

Тепловое воздействие ЭМП связано с локальным избирательным нагревом частей тела. Тепловое воздействие происходит в результате перехода электромагнитной энергии в тепловую. При этом, интенсивность нагрева зависит как от величины энергии ЭМП, так и от части тела, откуда происходит отвод тепла. Перегрев в основном наблюдается в частях, где отсутствует хорошее кровообращение. Такими местами могут быть хрусталик глаза, печень, поджелудочная железа и половые органы, содержащие жидкость (мочевой пузырь).

Уменьшение воздействия ЭМП в данный момент является крупной проблемой.

## **7.2 Экологическая безопасность**

Целью данного раздела является оценка воздействия работ нефтегазового предприятия на окружающую среду. Известно, что разработка месторождений полезных ископаемых сопровождается изменениями экосистем: атмосферы, гидросферы, литосферы. Загрязнение атмосферы происходит с первых дней начала работ на самом месторождении. Эти загрязнения связаны как с организованными, так и с неорганизованными источниками. Организованные источники загрязнения характеризуются стационарностью своего положения, в то время как неорганизованные источники необязательно являются неподвижными.

Первичным источником загрязнений атмосферы являются выхлопные газы от пребывающей строительной и рабочей техники. Также, большой вред атмосфере наносят лакокрасочные работы, которые преобладают при обустройстве месторождения. Позже, основными источниками загрязнения становятся резервуары с нефтепродуктами, выхлопы котельных и нефтегазоперерабатывающих заводов и др.

Для уменьшения воздействия деятельности нефтедобывающего предприятия на атмосферу, для стационарных источников устанавливаются различные фильтры, автомашины и строительную технику переоборудуют для работы на газовом топливе, которое считается более экологически чистым, законодательной деятельностью контролируется количество сжигаемого газа и т.д.

Загрязнение гидросферы связано с загрязнениями как поверхностных, так подземных вод. При этом, конечно, наибольшему воздействию подвергаются поверхностные воды. Такое воздействие связывают с нарушениями первичного растительно-почвенного покрова, что приводит к

разрушению естественной гидродинамической системы. Работа строительной техники в затапливаемых частях или непосредственно на самих водных объектах ведёт к прямому загрязнению природных водоемов как в результате деятельности, так и загрязнений нефтепродуктами от агрегатов самой техники.

Большое воздействие на гидросферу также оказывает неправильно построенная система сбора дождевой, талой и производственных вод. Каждый из этих типов вод должен собираться и подвергаться отдельному типу очистки с применением различных химических веществ.

Для борьбы с последствиями загрязнений гидросферы необходимо принятие мер по уменьшению работ и строительству дорог около открытых водоемов, созданию водоохраных зон, организации замкнутого цикла сбора воды и принятие мер по восстановлению первоначального состояния гидросферы.

Из выше описанного становится понятным, что последовательное воздействие на атмосферу и гидросферу в конечном счёте приводит к влиянию на литосферу. Кроме этого, организация и обустройство месторождения сопровождается обширным отводом земель, удалению богатого органическими веществами верхнего слоя почв восстановление которого потребует большой промежуток времени.

Дополнительно, на подготовительном этапе в местах обширной лесной растительности происходит активная вырубка лесов, осушение болот и уничтожение привычных сред обитания животных. Наибольшее воздействие на литосферу оказывают результаты бурения скважин. Буровой шлам с отработанным буровым раствором являются весьма ядовитыми типами отходов. Их хранение происходит в специальных буровых амбарах, которые часто имеют плохие гидроизоляционные свойства. В результате, наблюдается постепенное проникновение ядовитых смесей в почву. Это, в свою очередь, приводит к гибели и уничтожению всего живого в радиусе амбара и может носить невосполнимую утрату.

На этапе разработки литосфера также начинает подвергаться химическому загрязнению из-за разливов нефтепродуктов и образованию других типов отходов. Для предупреждения загрязнений литосферы на нефтегазовом предприятии должен существовать орган, контролирующий состояние как литосферы, так и других экосистем. Обычно, представителем такого органа является штатный эколог. В его обязанности должны входить отбор проб почв, замеры концентрации предельно допустимых веществ, мониторинг ситуации по наличию разливов и их устранению, проверка соблюдения основных мер безопасности и заботе о природе.

### **7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Обеспечение безопасности производственных объектов нефтегазового предприятия является одним из главных условий устойчивого развития. Так как данная отрасль относится к высоко опасным отраслям, то необходимо рассмотрение и моделирование возможных чрезвычайных ситуаций (ЧС).

Частыми типами ЧС на нефтепромыслах являются:

- а) порыв местного или магистрального трубопровода;
- б) порыв трубопровода с химическими реагентами или водой для нагнетательных скважин;
- в) порыв или отсутствие герметичности между элементами технологического оборудования скважин;
- г) скачки напряжения, частичное или полное отключение подачи электроэнергии;
- д) возникновение пожара вследствие воспламенения;
- е) стихийные бедствия и т.д.

Основные причины, из-за которых возможны ЧС имеют следующий характер: организационный, технический и технологический. В свою очередь, каждая из них имеет свои основания.

Причины организационного характера:



а) разрешение на работу рабочих и инженерного персонала, не прошедшего инструктаж по технике безопасности;

б) нарушение санитарного контроля на территории и подсобных помещениях предприятия;

в) отсутствие контроля за экипировкой рабочих и сотрудников, курение в неположенном месте и другие нарушения правил безопасности и охраны труда.

Причины технического характера:

а) эксплуатация оборудования в условиях, выходящих за пределы эксплуатационных параметров;

б) пропуски во фланцевых соединениях, а также сальниковых и торцевых уплотнениях насосов; разрыв прокладок, образование трещин и утончение стенок трубопроводов и оборудования;

в) нарушение работы контрольно-измерительных приборов и автоматики;

г) неисправность системы пожарного предупреждения и тушения

Причины технологического характера в последнее время стали иметь более меньший характер проявления. В основном они связаны с ошибками в технологиях разработки месторождений, приводящих не только к потере большей части запасов углеводородов, но и бессмысленному, а иногда варварскому отношению к окружающей среде.

Для предупреждения всех описанных выше причин ЧС необходимо создание системы безопасности, которая позволила бы быстро, эффективно устранять причины и последствия аварий, а также предотвращать их появление в будущем. Такая система должна:

а) создавать высоко организованную структуру предупреждения и взаимодействий персонала при возможных ЧС;

б) проводить мониторинг состояния всех объектов нефтегазового предприятия;

в) содержать в себе данные о физическом и психическом состоянии сотрудников для предотвращения возрастания фактора «человеческой ошибки»;

г) находить и предупреждать о технических отклонениях в производственных процессах и т.д.

#### **7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Для поддержания высокой производительности предприятия и здоровой рабочей атмосферы в коллективе, руководство каждой нефтяной компании должно стремиться обеспечивать своих работников всеми необходимыми материальными и социальными благами. Основным руководством для этого служит Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 19.07.2018). Согласно статье «Право работника на труд в условиях, отвечающих требованиям охраны труда», каждый работник предприятия имеет право на:

- а) иметь свое рабочее место;
- б) получать своевременную заработную плату за проделанную работу;
- в) быть обеспеченным средствами индивидуальной защиты;
- г) получать социальное страхование от несчастных случаев на производстве приобретенных профессиональных заболеваний;
- д) отказываться от выполнения работы в случае опасности для своей жизни;
- е) просить повышения или обучения для повышения квалификации;
- ж) проходить бесплатный медицинский осмотр и т.д.

Для удовлетворения всех описанных требований, работодателем должны быть организованы надбавки или доплаты к должностным окладам. В зависимости от типа работы и занимаемой должности могут быть предусмотрены следующие виды надбавок:

а) за непрерывный стаж работы по специальности или профессиональных званий;

б) лицам, имеющим доступ к информации, характеризуемой как государственная тайна;

в) сверхурочное или сверхэффективное выполнение работы;

г) за достижения определённого срока выслуги лет и пр.;

Согласно закону РФ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» нефтегазовое предприятие должно оказывать пристальное внимание не только благоустройству своих сотрудников, но и также местному населению, в зоне проживания которого совершается деятельность предприятия. Особенно, это касается народов Крайнего Севера, находящихся на грани выживания.

## Заключение

В результате выполненной выпускной квалификационной работы была исследована методика уточнения геологического строения месторождения X, которое находится в Оренбургской области. В термин «геологическое строение» месторождения входит помимо прочего такая составляющая как пористость, которая была пересчитана с помощью высокоразрешающих методов. Данный параметр входит в формулу Арчи, соответственно, удалось рассчитать водонасыщенность с шагом дискретизации 0,003 м. Водонасыщенность напрямую связана с объемом углеводородов в порах, таким образом, данная методика способствует уменьшению облака неопределенностей при подсчете начальных геологических запасов.

В процессе написания работы была изучена мировая практика по использованию алгоритмов машинного обучения для анализа и интерпретации записей скважинных микросканеров, Результат изучения заключался в повышении компетенций в контексте написания программ на языке программирования «Python».

Применены полученные навыки программирования для обработки записей скважинных электрических микросканеров. В ходе работы применены три алгоритма, которые наиболее широко используются для задач регрессии: «Случайный лес», «Simple Imputer», «Iterative Imputer». Наилучший результат показал более комплексный метод – Iterative Imputer.

Полученная из обработанных записей микросканеров «пустотная» кривая пористости была использована для расчета водонасыщенности. Результатом данного этапа стала дискретизированная водонасыщенность с шагом показаний 0,003 м.

Представлена оценка экономической эффективности описываемой методики.

## Список использованных источников

1. Ежов К.А., Дубиня Н.В. Применение специальных скважинные геофизических методов для повышения достоверности геомеханической модели: SPE-187821-MS – М., 2017.
2. Коноваленко С.С., Палегеоморфология юго-востока Русской плиты (Оренбургская область) от рифея до турне в связи с поисками нефти и газа – М., 1999.
3. Косков В.Н., Косков Б.В., Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС: Издательство Пермского государственного технического университета – Пермь, 2007.
4. Некрасов А.С. Геолого-геофизические исследования карбонатных коллекторов нефтяных месторождений – Пермь, 2006.
5. Пантелеева А.С., Козлова Н.Ф. Геологическое строение и нефтегазоперспективность Оренбургской области / Оренбург: Оренбургское книжное изд-во, 1997. 272 с.
6. Amin A.T., Wafta M. Award M.A. Accurate estimation of water saturation in complex carbonate reservoirs: paper SPE 15714, presented at the Fifth SPE Middle East Oil Show, Manama, Bahrain.
7. Assous S., Whetton J., Microresistivity Image Inpainting and Visualization: SPE 166106, - New Orleans, USA, 2013.
8. Archie G. E.: "The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics," Trans., SPE (1941), 146 p.
9. Bigelow E.L. The Petrophysical and Geological Impact of Borehole Images: SPE 26064 – Alaska, U.S.A., 1993.
10. Bigelow E.L. Geological Log Analysis of a Carbonate Reservoir: SPWLA Fourteenth European Formation Evaluation Symposium – London, England, 1991.
11. Bigelow E.L. Reservoir Field Studies: Purpose, Methodology and Results: SPWLA Eleventh European Formation Evaluation Symposium – Oslo, Norway, 1988.

12. Borai A.M. A new correlation for cementation factor in low porosity carbonates: Society of Petroleum Engineers, Formation Evaluation. (December, 1987), p. 495-499.
13. Chitale D.V., Sullivan Charlotte. Standard Workflows to Integrate Borehole Images with Other Openhole Logs for Reservoir Characterization: SPE 90705. / University of Houston, 2004 – 9p.
14. Diederix K. M.: "Anomalous Relationships Between Resistivity Index and Water Saturations in the Rotliegend Sandstone (The Netherlands)," Trans., SPWLA 23rd Annual Logging Symposium, Corpus Christi, TX (1982).
15. Faraguna I. K., Chace D. M., and Schmidt M. G.: "An Improved Borehole Televue System: Image Acquisition, Analysis and Integration," Trans., SPWLA 30th Annual Logging Symposium, Denver, CO (1989).
16. Frailey S.M., Asquith G.B., Anderson G.A. Simultaneous calculation of Archie parameters  $m$ ,  $n$  and  $a$ . Center of Applied Petrophysical and Reservoir studies. Texas Tech University, 2002.
17. Fenwick E., Steuten L., Knies Saskia. Value of Information Analysis for Research Decisions—An Introduction: Report 1 of the ISPOR Value of information Analysis Emerging Good Practices Task Force. Value in Health. Volume 23, Issue 2, February 2020, p. 139-150.
18. Galli Maria-Teresa, Berto Roberto, Buongiovanni Giuliana. Smart Processing and Analysis of Image Log Data: A Digital Approach for a Robust Facies Modelling in Heterogeneous Carbonate Reservoirs: SPE-196651-MS – Abu Dhabi, UAE, 2019.
19. Goulart Jose Henrique De Morais, Favier Gerard. A general iterative scheme with feedback control for tensor completion (IFCTC), 2017. – 5p.
20. Kherroubi Josselin. Automatic Extraction of Natural Fracture Traces from Borehole Images – Schlumberger – 4p.
21. Knecht L., Mathis B., Jean-Pierre Leduc. Electrofacies and Permeability Modeling in Carbonate Reservoirs using Image Texture Analysis and Clustering Tools: SPWLA 44<sup>th</sup> Annual Logging Symposium – Galveston, Texas, 2004.

22. LI ChaoLiu, LI Xia, LIU ZhongHua. Image segmentation process algorithm and its application in vuggy reservoir interpretation: SPWLA 50<sup>th</sup> Annual Logging Symposium – BeiJing, China, 2009.
23. Liu Cancan, Zheng Xigui, Yang Lu, Automatic identification of rock formation interface based on borehole imaging: DOI: 10.1080/15567036.2021.1903121 – China, 2021.
24. Liu J., Musialski P., Wonka P., Ye J. Tensor completion for estimating missing values in visual data. *IEEE Trans. Pattern Anal. Mach. Intell.*, 35(1), 208-220, 2013.
25. Lei Dai and BaoGang Wei, “Research of Image Restoration Algorithms,” *Computer Engineering and Design*, 27/2 184-187(2006).
26. Lloyd P. M., Dahan C., and Hutin R: "Formation Imaging with Micro Electrical Scanning Arrays: A New Generation of Stratigraphic High Resolution Dipmeter Tool," *Trans.*, Tenth SPWLA European Formation Evaluation Symposium, Aberdeen, Scotland (April 1986).
27. Mahmood Akbar, Jan Steckhan, Masoume Tamimi. Estimating Cementation Factor (m) for Carbonates Using Borehole Images and Logs – Abu Dhabi, UAE, 2008.
28. Neutaedter R.H. Log evaluation of deep Elenburger gas zones^ paper SPE 2071, presented at the Deep Drilling and Development Symposium-Delaware Basin of the SPE of AIME, Monahans, Texax, 1968.
29. Nurmi R D. and Frisinger M. R: "Synergy of Core Petrophysical Measurements, Log Data, and Rock Examination in Carbonate Reservoir Studies," *Trans.*, 58th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME, San Francisco, CA (1983).
30. Ogunyemi T., Montaggioni P. Sedimentary Facies Computation and Stratigraphic Analyses Using Well Logs, Borehole Images and Cores in Triassic Fluvial Sandstones of the Algerian Sahara – Amsterdam, Netherlands, 2009.
31. Qi L., Carr T.R. Neural Network prediction of carbonate lithofacies from well logs, Big Bow and Sand Arroyo Creek fields, Southwest, Kansas – 2005.

32. Rabiller P., Leduc J. P., and Ye, S. J., 2001, The iterative use of clustering and modeling to improve permeability prediction, paper E, in 42nd Annual Logging Symposium Transactions: Society of Petrophysicists and Well Log Analysts.
33. Rasmus I. C.: "A Variable Cementation Exponent,  $m$ , for Fractured Carbonates," The Log Analyst (November-December 1983).
34. Schwarz G. Estimating the dimension of a model: Annals of Statistics – 1978.
35. Serra O. Fundamental of well logging interpretation. The acquisition of logging data. Elsevier Science Publishers, 1984. – 432 p.
36. Sethi D.K. Some considerations about the formation resistivity factor-porosity relations: Trans. 20<sup>th</sup> annual Logging Symposium, Society of Professional Well Log Analysts, paper L., 1979.
37. Silva I., Domingos F., Marinho P., Laronga R., Khan S. Advanced Borehole Image Applications in Turbidite Reservoirs Drilled with Oil Based Mud: A Case Study from Deep Offshore Angola. 2003. 2003-AA SPWLA Conference Paper.
38. Skalinski M., S. Gottlib-Zeh, B. Moss. Defining and predicting rock types in carbonates – preliminary results from an integrated approach using core and log data from the Tengiz Field – 2006.
39. Sprunt E. S., Maute. R E., and Rockers, C. L.: "An Interpretation of the SCA Electrical Resistivity Study," The Log Analyst (March-April 1990).
40. Tabor J., P. Spurek Cross-entropy clustering: Pattern Recognition – 2014.
41. Tang H., W.S. Meddaugh, N. Toomey. Using an Artificial-Neural-Network method to predict carbonate well log facies successfully: SPE Journal Paper – 2011.
42. Tomasi G., Bro R. PARAFAC and missing values. Chemometrics and Intel. Lab. Syst., 75(2), 163-180, 2005.
43. Zoback M.D., Barton C.A., Brudy M. Determination of stress orientation and magnitude in deep wells: International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2003, p.1049-1076.



44. Vasileios-Marios Gkortsas, Lin Liang. Automatic electrofacies classification from well logs: SEG International Exposition and 89<sup>th</sup> Annual Meeting – 2019.
45. Watfa M. and Nurmi R: "Calculation of Saturation, Porosity and Producibility in Complex Middle East Carbonate Reservoirs," Trans., SPWLA 28th Annual Logging Symposium, London, England (1987).
46. Wilson Edward C.F. A Practical Guide to Value of Information Analysis. Springer International Publishing Switzerland, 2014.
47. Wiener J., Rogers J., and Moll, B., 1995, Predict permeability from wireline logs using neural networks: Petroleum Engineer International, May, p. 18–24.
48. Wu Haiqing, Al-Anzi Menahi, Muhammed Heyam. Image Enhancement, Automated Interpretation, and 3D Visualization of Borehole Image Logs in Characterization and Calibration of Fractures in Kuwait: SPE 88688. – U.A.E., 2004 – 5p.
49. Yamada Tetsushi, Quesada Daniel, Arnaud Etchecopar. Revisiting Porosity Analysis From Electrical Borehole Images: Integration of Advanced Texture and Porosity Analysis: SPWLA 54<sup>th</sup> Annual Logging Symposium – New Orleans, Louisiana, 2013.
50. Ye S.J. and Rabiller. P., 1998, Automated fracture detection on high resolution resistivity borehole imagery, SPE 49300: Society of Petroleum Engineers, presented at Annual Technical Conference and Exhibition, 8p.
51. Ye S. J., Rabiller P., and Keskes N., 1998, Automatic high resolution texture analysis on borehole imagery, paper M, in 39th Annual Logging Symposium Transactions: Society of Petrophysicists and Well Log Analysts.
52. Ye S. J. and Rabiller P., 2000, A new tool for electrofacies analysis: Multi-Resolution Graph-Based Clustering, paper PP, in 41st Annual Logging Symposium Transactions: Society of Petrophysicists and Well Log Analysts.

53. Zemanek I.: "The Borehole Televiewer - A New Logging Concept for Fracture Location and Other Types of Borehole Inspection," Trans., SPE Annual Technical Conference & Exhibition, Houston, TX (1968).

54. Multi-Resolution Graph-Based Clustering: Patent US №6295504B1; Date of Patent Sep.25, 2001.

**Приложение А**  
(обязательное)

**Borehole Image processing with analysis of  
fracture system and reservoir  
characterization**


Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Фокина Дарья Вадимовна		28.05.21

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Белозеров Владимир Борисович	д. г.-м.н.		28.05.21

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Уткина Анна Николаевна	к. филос. наук		28.05.21

## 1 Analysis of fracture system from borehole image

An efficient fracture trace extraction algorithm that produces fast, efficient and repeatable results will be described here. Morphology operations are first applied to detect high contrast traces while controlling their geometry. A priori information about the geometry of sedimentary surfaces is then used to compute the main fracture orientation. Finally, a clustering algorithm is performed for grouping the extracted traces and identifying those that correspond to natural fractures.

Electrical logging tools measure rock face resistivity around the borehole. Assuming that the borehole shape is a cylinder, the resulting electrical images can be seen as the unrolling of the cylinder surface with depth and azimuth as respective vertical and horizontal axes. Planar heterogeneities are then represented by sinusoidal shapes in the image. Moreover, due to the conception pad-based logging tools, the measurements do not cover the whole borehole perimeter (Figure 1.1).

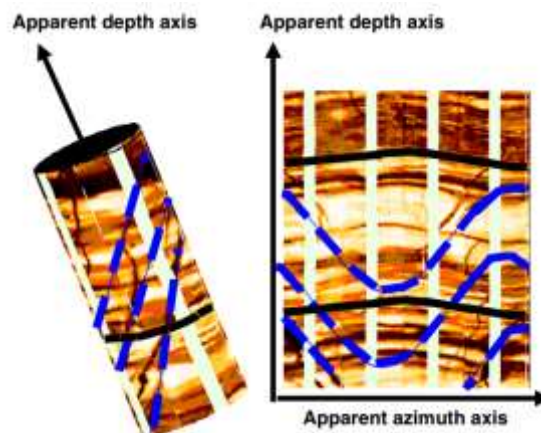


Figure 1.1 – Planar traces mapped into sinusoids (bedding surface in dashed blue line, fractures in continuous black line) [48]

Due to their high resolution, borehole images are the preferred measurement for accurately visualizing geological feature.

Quantitative analysis of fractures and of their attributes (porosity, aperture, permeability, and density) is essential for predicting the productivity and managing the production of oil fields. It is also the starting point for further upscaling processes (structural analysis, 3D fracture network modeling).

However, despite its importance in the oil exploration process, automated detection of fractures from borehole electrical images has long been overlooked. Extraction of natural fracture traces is indeed a complex problem: their contrast is often weak; their thickness is variable. In addition, a single natural fracture trace is composed in the borehole image of short and disconnected pieces. The objective is therefore to firstly detect the traces corresponding to fractures and then to link those pertaining to the same fracture.

Most of the existing automated fracture extraction methods either use shortest path algorithms or handle the problem in two steps: extracting traces by applying edge or segment detection methods and then applying a linking procedure with fracture geometry constraints. The approach discussed here differs from these methods through its efficient trace extraction that detects events of different thicknesses while controlling their geometry. It also turns the linking problem into a clustering problem by defining a distance measure related to the probability that traces lie in the same plane. The results of the clustering algorithm also provide a way to confirm the classification of traces as natural fractures.

From the large amount of geological events in the images, fracture traces are recognizable for their thin shape. Their weak contrast added to the fact that the imaging tool covers the borehole incompletely makes them appear short and discontinuous. They consequently have a nearly straight line or slightly curved shape (partial sinusoid).

At first, mathematical morphology was used as a tool for visualization geometric features at gray-color scale (binary images).

By taking a vertical linear structural element, the contrast measure is not disturbed by possible artifacts that come from the acquisition technique. If geological events are intersecting, the vertical element allows splitting it into isolated events.

The structural element size corresponds to the vertical extent over which the contrast is measured. After applying the operator to the input image, the 10% highest intensity pixels are selected. The final output image is thus a binary image.

The connected component labeling algorithm scans the binary image and groups the connected pixels sharing nonzero value. The resulting groups define the traces. This step also enables filtering the small traces corresponding to either texture artifacts or noise.

The difficult part is to compute the orientations of the traces that will be used for discriminating fractures from other geological features, such as bedding surfaces. For this purpose, segments that best fit the traces and their respective orientations are computed (Figure 1.3). As a trace has a partial sinusoid geometry, it may be approximated by a polygonal line composed of several segments.

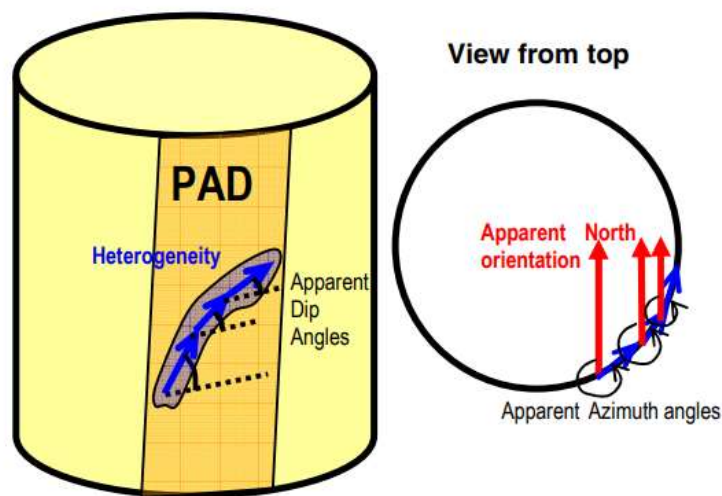


Figure 1.3 – Segments and their orientations [48]

The problem of finding the set of segments minimizing the defined energy is resolved due to a dichotomy procedure. The best fit segment  $s_0$  for the initial trace is found by minimizing  $\Delta_0$  and its energy  $E_0$  is computed. The initial trace is then divided into two equal parts along the x axis, their best fit segments  $s_1$  and  $s_2$  are found and their energy measures  $E_1$  and  $E_2$  are computed. If  $E_0 < E_1 + E_2$ ,  $s_0$  is the solution, otherwise the splitting procedure continues recursively. By decreasing the complexity penalty factor  $\lambda$  and thus the regularization term, the number of segments increases and the final result is noisier (Figure 1.4, (a) - Initial image, hatched zones: bedding and fracture traces are nearly parallel, (b) - Structural element: 10 pixels,  $\lambda=1$ , (c) - Structural element: 5 pixels,  $\lambda= 0.01$ ).

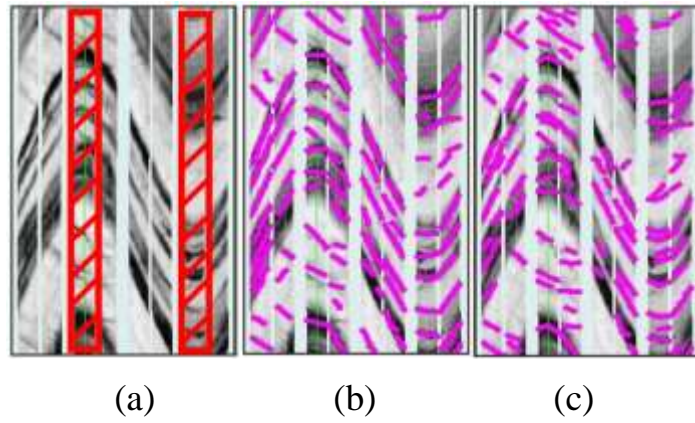


Figure 1.4 – Trace extraction [48]

Finally, the length and the thickness of the traces are computed and only elements that have their length much bigger than their thickness are kept. At the end of the extraction algorithm, the contrasts deduced from the morphological step and the thicknesses of the traces are measured for further characterization of the rock porosity and permeability.

Provided that all the fractures have been created during one single tectonic event, their orientations follow a unimodal distribution. Furthermore, their orientation is very different from the bedding orientation. By using the geometry of the bedding planes as negative a priori information, the main orientation of the fracture planes can consequently be computed. The first step is to select only the traces that have the greatest probability to correspond to fractures. Moreover, due to tectonic folding and sedimentation, the orientation of bedding surfaces varies smoothly. It can thus be linearly interpolated as a function of the depth. The problem is solved with IRLS algorithm. Once the traces have been extracted and their orientations have been computed, those corresponding to the same fracture must be grouped. It is assumed that fractures have a planar geometry: the purpose is then to group traces that belong to the same sinusoid.

Traces orthogonal to the fracture main orientation are first selected with the special criterion, where a small value misses fracture traces. As bedding and fracture traces can have similar orientations (Figure 1.4(a)), a high value tends to select fracture and bedding traces in these zones. Experiments on real cases have shown

that with a value of 20 degrees all fracture traces are captured but that the selection of a few bedding traces cannot be avoided. The special criterion mentioned above is therefore not sufficient for classifying the traces as fractures.

Finally, a hierarchical clustering algorithm is used, parameterized by the minimum distance between the elements in each cluster (single linkage). The clusters containing two or more traces are classified as fractures and their best fit plane is computed. In Figure 1.5, the traces are blue if they verify the criterion above. The blue sinusoids represent and link the clusters of more than two traces that are considered as fractures.

The bedding orientation has already been picked on the presented images (Figure 1.5). Note also that on these images the fracture orientation distribution is unimodal. Most of the fractures are thin and closely spaced, and several traces are often merged into one if the structural element is bigger than the spacing (Figure 1.4(b)). Conversely, a small structural element misses some events with significant thickness (Figure 1.4(c)). The extraction algorithm gives very satisfying results, extracting most of the fractures with high performance (less than 1 second for 5 meters depth, i.e. a 1900\*200 pixels image on Sun Blade 900 MHz).

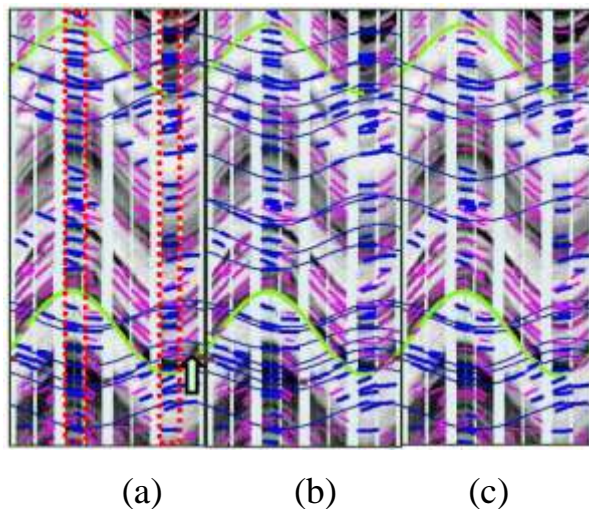


Figure 1.5 – Clustering algorithm [48]

In Figure 1.5(a), the minimum distance is set to the same value as the size of the structural element (minimal vertical spacing of the extracted events). A higher value gives fewer but more populated clusters and thus more fracture planes (Figure



1.5(b)). The parameter  $\lambda$  allows a finer selection of traces in the red dashed zones (Figures 1.5). For an optimal value of  $\lambda$ , fewer bedding traces are selected and the clustering algorithm gives better results.

The algorithm described in this chapter introduces a new approach allowing events of weak contrast and of variable thickness to be efficiently extracted. The fracture traces, which are discontinuous and scattered, drove us to use a discrimination measurement: the trace orientation. The orientation also offers a tool for better analyzing geological events. The proposed workflow has already been deployed and proved to be successful for the characterization of fractures in basement granite rocks in Vietnam and in Yemen, where fractures are solely responsible for the reservoir production. The quality and the time of the interpretation are thus drastically improved.

## **2 Image enhancement for fracture system characterization (Kuwait)**

New techniques have been developed for image logs to enhance image quality, improve interpretation, identify geological features, and visualize both image log and interpretation in a 3D environment. The techniques, described here, are quite useful to handle poor image due to oil-based mud and heavy mud weight in deep exploration drilling, and can be applied to all commercial borehole image logs such as CAST, CBIL, Earth Imager, EMI, FMI, OBMI, STAR, and UBI.

Image logs are widely used nowadays in oil industry and become a key element for the detection of fracture location, orientation, type, density, and cluster distribution. However, accurate interpretation of fractures depends very much on good image quality. Poor image causes not only poor interpretation, but also misleading results from further geological modeling and reservoir simulation. Thus, image improvement and interpretation quality control are the two key value adding elements in fracture detection using image logs.

In deep exploration image logging oil-based mud, heavy mud weight, and tool acceleration are the major cause responsible for poor image. In order to calibrate the structural interpretation of acoustic image logs, UBI and CBIL, we have compared them with resistivity image logs, cores, and different logging speeds in the same intervals. These analyses show that without careful calibration interpretation results could be erroneous and misleading in fracture characterization.

Haiqing Wu et al. have developed several image enhancement techniques to improve image quality and interpretation. Applications to CBIL, EMI, FMI, STAR, and UBI image logs have provided the following achievements in Cretaceous and Jurassic sections: 1) image enhancement helps geologists to identify fractures, which was missed due to poor image caused by heavy drilling mud; 2) 3D visualization and analysis extrapolate interpretation result from 1D log into 3D space; 3) automated interpretation provides a quick evaluation of geological features including structures (bedding, fracture, and fault), and in-situ stress (borehole breakout, induced fracture, and present day maximum principal stress direction).

Since image log is several times greater than core in diameter an image log has much higher chance to intersect large, natural fractures. However, image log resolution (60 or 120 /ft vertically or axially, and about 240 laterally) is much lower than a piece of real rock. In the circumstances of heavy drilling mud, oil-based mud, complex stratigraphic layers, and logging tool acceleration, image quality could be very poor. Thus, cores are used to calibrate image interpretation for small fractures.

Figure 2.1 shows a piece of image log (42 pixels x 17 pixels) that covers an area of about 0.13m x 0.04m. Image pixel is marked by location (i, j) and color value (0 to 127). A typical 10-ft image contains about 600 to 1200 pixels in vertical or axial direction, 240 pixels laterally, and 128 colors.

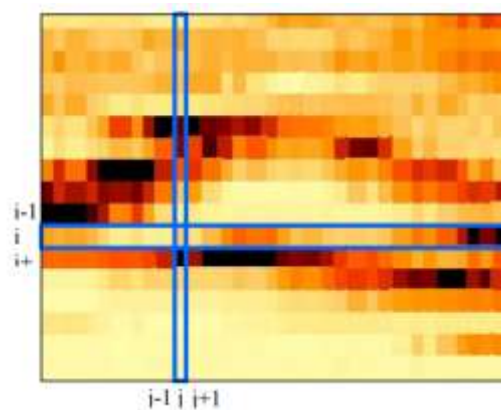


Figure 2.1 – A piece of image log (42 pixels x 17 pixels) [48]

Image enhancement helps interpreter to identify fractures that may not be visible or clear on original image, and eliminate those with high uncertainty. In this chapter it will be discussed three types of image enhancement: 1) merged image, 2) filtering, and 3) weighted normalization.

**Merged Image** — In the deep carbonate exploration drilling in Kuwait heavy oil-based mud and tool acceleration reduced acoustic image log quality significantly. In several wells both acoustic and resistivity logs (UBI + OBMI or CBIL + Earth Imager) were run in the same interval for testing their capability in the same environment. By merging two image logs and creating a new image geological features can be enhanced.

Since newly generated image shrinks in color range (for example, from 0-127 to 20-110). The image should be normalized again.



Figure 2.2 – Images show CBIL (left), Earth Imager (middle), and merged (right) for a same 10-ft interval [48]

A merged image improves the two original image logs in these areas: 1) connect short features that belong to the same geological feature, 2) fill blank zones, and 3) display features that may be missing from the other image.

Filtering – Filtering technique enhances possible geological and engineering features by eliminating a certain range of background colors (Figure 2.3).

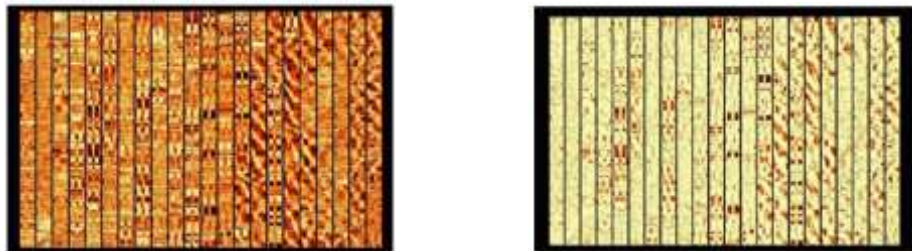


Figure 2.3 – Comparison shows a 440-ft dynamic UBI image (left) and filtered image (right) [48]

A filtered image improves the original image in these areas: 1) eliminate certain background colors and enhance possible geological features, and 2) enlarge color range for the remaining colors. One can reduce color range to display skeleton of bedding planes and fractures. Other feature enhanced include breakouts, drilling induced fractures, and artificial traces.

Weighted normalization – Weighted normalization is a very effective method to enhance possible geological features mixed in a dark or bright spot. It uses the

similar technique used to create “dynamic” image from a static image, and enhances features in clustered colors.

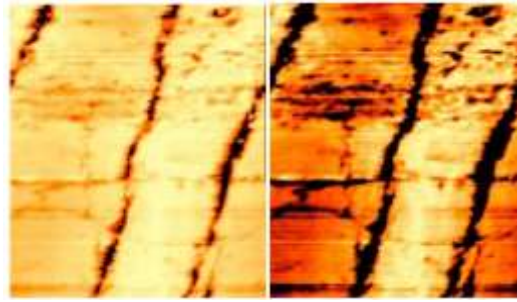


Figure 2.4 – Possible geological features hiding in dark or bright areas can be enhanced [48]

A weighted normalization image improves the original image in these areas: 1) enhance features hiding in bright or dark spots, and 2) rearrange color distributions for different color groups to display all possible features.

Logging Speed — Figure 2.5. A 10-ft UBI image shows the impact of logging speed on image quality. Improperly controlled logging speed would not only reduce image quality, but also lose valuable data. In the example below, the fast logging with significant tool acceleration (left) due to heavy tool head made more than 30% of the image useless. A slow logging (right) in the 2nd run greatly improve the image quality and recurve the missing image.

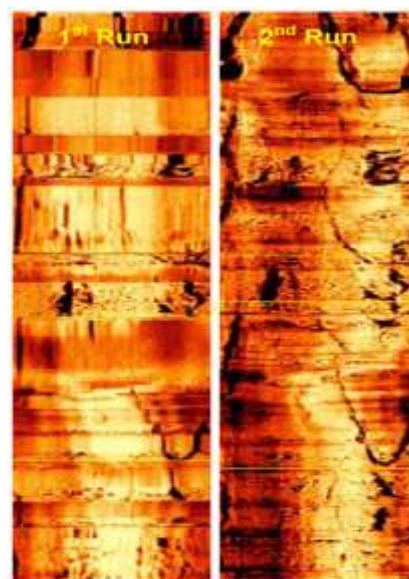


Figure 2.5 – The image shows the impact of logging speed on image quality [48]

Automated interpretation relies on good image quality and simplification of geological features shown on the image. The purpose of this process is not to replace interpreters, but provides a tool for a faster and accurate interpretation.

The basic idea is to track possible geological features in dark or bright colors in the both directions  $i$  and  $j$ . Figure 2.6 shows how to identify possible geological features for one row of color pixels along  $j$  and Figure 2.7 shows how to track the continuity of a geological feature using a group of color pixel rows along  $i$  direction. A continuous sinusoid could be a geological feature such as bedding plane, open fracture, and sealed fracture, whereas isolated spots are not.

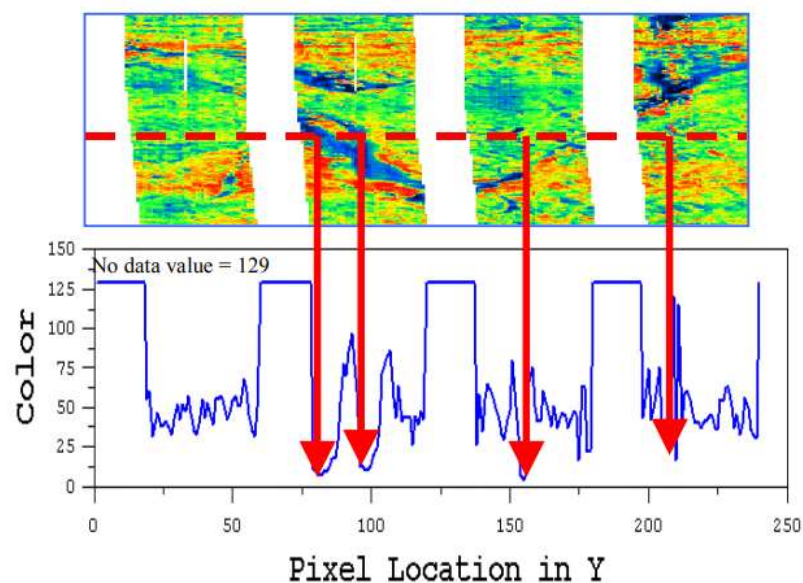


Figure 2.6 – Identify possible geological features for one row of color pixels [48]

Other steps in automated interpretation include 1) calculation of depth, dip and dip azimuth for each sinusoid or a sinusoid part, 2) comparison and correlation of picks for their similarities, differences, and consistency in spatial orientation, 3) classification of bedding and fracture types, 4) calculation parameter such as density, spacing, and connectivity.

Image logs and their interpretations are visualized in 3D space as the following objects: 1) cylinder intervals showing wellbore wall with 2-D image (Figure 2.8), 2) bedding, fracture, and fault planes cutting wellbore (Figure 2.8), 3) spread 2-D images and image log interpretations (sinusoid curves, Figure 2.8), 4) extrapolated fracture planes and their intersection in space within 100 meters away

from the well horizontally, 5) image along wellbore (Figure 2.9 (a)), 6) rose diagrams (Figure 2.9 (b)) and histograms for different geological feature types such as bedding planes, open fractures, possible fractures, and small faults or slip surfaces.

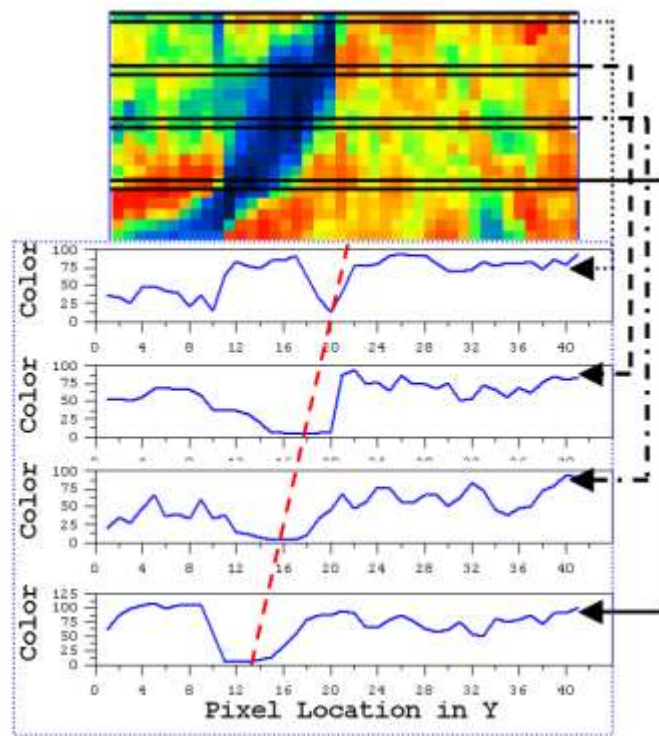


Figure 2.7 – Track a geological feature using a group of color pixel rows [48]

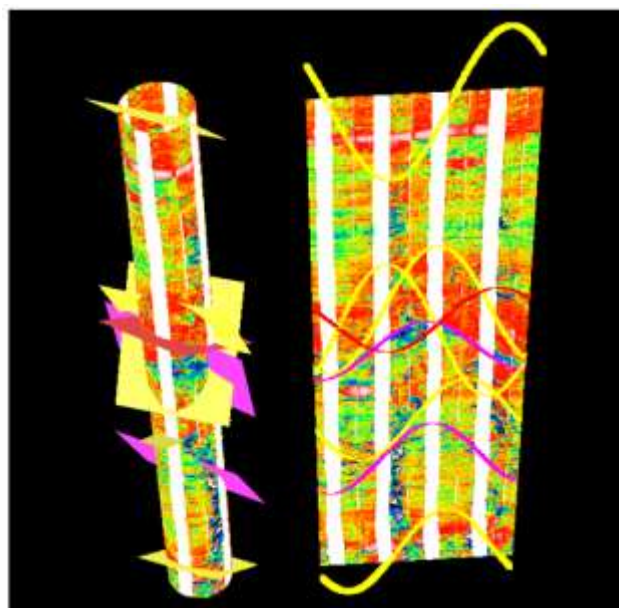


Figure 2.8 – Three-dimensional display of image log (tube and plane) and interpretation (fracture planes and sinusoids) [48]

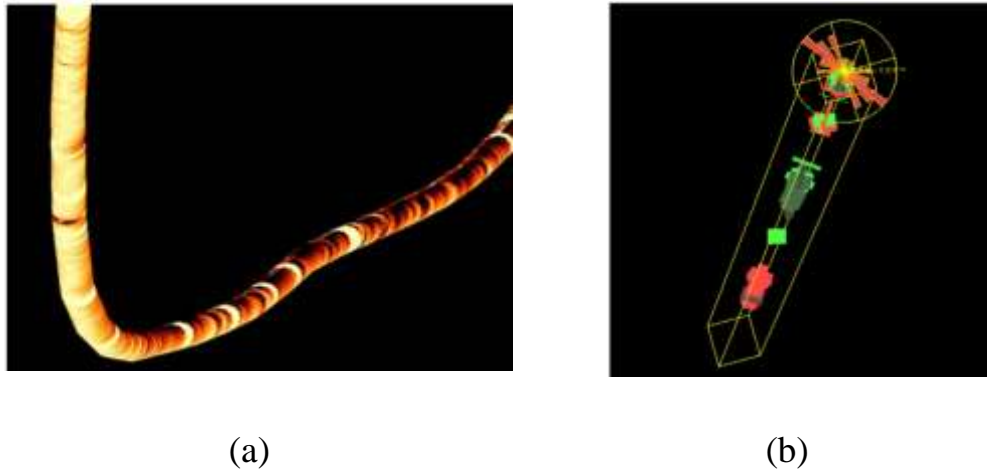


Figure 2.9 – a) display image logs with geological models; b) three-dimensional display of fracture planes (colors show different fracture types) and rose diagram [48]

Major fracture parameters calculated from image log interpretation are fracture density and spacing.

Fracture spacing is a mean of the perpendicular distance between neighbor fractures in the same set in a scanline measurement.

Fracture density is also calculated for separate geological types and engineering types including open or conductive fractures, all fractures (open fractures, possible fractures, cemented fractures, small faults/slip surfaces, and small faults/slip surfaces), induce fractures, and breakouts.

To conclude, the following was done:

- 1) Image enhancement helps to improve image quality for a better interpretation and reduce interpretation uncertainty. In special circumstances such as acoustic image logs, UBI and CBIL, with heavy mud weight (over 13 lb./gallon), multiple image logs shot in the same interval, low resolution image logs (30 or 60 pixels per foot) image enhancement is a key way to improve image and interpretation. Properly controlling logging speed is equally important since tool acceleration could not only reduce image quality, but also lose valuable data.

- 2) Automated interpretation uses tracking techniques to identify and evaluate possible geological features, and helps interpreters to quickly review their results,



correlate orientations, and compute parameters. However, due to the complexity of reservoir structures an experienced interpreter should not be replaced by any automated process.

3) Three-dimensional visualization of image logs and their interpretations extends this data type from 2-D to 3-D. This process provides 1) a new view of image logs in 3-D environments, and 2) the integration of image logs, seismic cube, stratigraphy layers, and reservoir models.

### **3 Joint use of borehole images with openhole logs for reservoir characterization**

Borehole images provide high-resolution information on the layering, texture, and dip of rocks and sediments and permit core-like description of subsurface reservoirs. Conventional openhole wireline logs, e.g., gamma, SP, resistivity, and porosity measured by nuclear, sonic, and NMR sensors provide complementary bulk petrophysical properties of formations. Thus, a proper integration of the electrical images with the conventional logs could provide an extremely powerful tool for reservoir characterization.

The standard computer-aided work-flows for the geological and petrophysical evaluation of the siliciclastic and carbonate reservoirs will be described in this chapter. The workflows involve integrating high resolution images with conventional open hole logs. Specially built software assists the user to identify lithofacies, depositional facies, and high frequency stratigraphic changes on the high-resolution images. Sedimentary cycles and bed-sets and packages are then interpreted and combined with the other logs to generate electro-facies.

Results of the integration are then combined with the other well and field data to perform sequence stratigraphic analysis. This chapter includes case histories of successful applications from the Permian and the Fort Worth Basins and from other basins in the US and Mexico. It is demonstrated here that the proposed integrated workflows can significantly enhance accuracy in reserves estimation and reservoir fluid flow modeling. These workflows can be applied to multi-well reservoir characterization by tying the key stratal surfaces and sedimentary features from image logs to seismic. Using image logs ultimately reduces uncertainties of the interpretation of external geometry, internal architecture, and lateral variations in oil and gas reservoirs.

The reservoir characteristics interpreted as part of formation evaluation conducted by oil and gas operators can be classified into seven broad categories: lithology, porosity, fluid type, flow potential, litho unit thickness, internal and

external geometry of the rock units, and the spatial relationships within and between the litho-units. Conventional open hole measurements such as the gamma ray, SP, resistivity, density, neutron and sonic logs have been used for the past 50 years or so to interpret the bulk geological and petrophysical properties of the subsurface formations, e.g., bulk density, grain density, fluid density,  $R_t$ ,  $R_{xo}$ ,  $\Phi_{it}$ ,  $\Phi_{ie}$ ,  $V_{clay}$ , etc. Further, the Nuclear Magnetic Resonance Tool (NMR) has also proved useful to interpret the bulk petrophysical reservoir properties. Separate standard workflows to interpret the measurements just listed exist and are in common use by the E&P professionals.

Modern open hole logging measurements typically have a vertical resolution of about 2 feet, and they measure bulk physical properties of the subsurface formations. On the other hand, borehole image logs – either electrical or acoustic – are not designed to measure any bulk property, but can be processed to generate high definition images that resolve centimeter size features in formations exposed on the surface of the borehole walls.

Borehole images often reveal that the formations appearing on wireline logs to be thick and homogeneous are actually laminated and quite heterogeneous (Figure 3.1(a) and 3.1(b)).

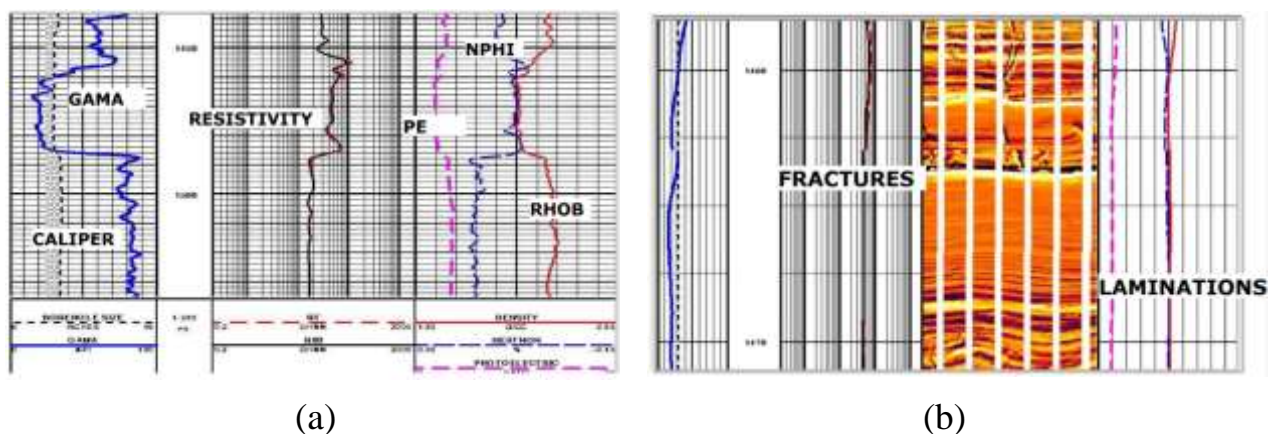


Figure 3.1 – (a) - Relatively thick, homogeneous formations as seen on the conventional open hole logs, (b) - Static electrical image of a 10-foot section [13]

Borehole images are second only to conventional cores in terms of their ability to resolve textures and structures within a lithologic unit, identify changes in bed

dips, capture planar as well as non-planar geological features, and accurately delineate bed boundaries. Consequently, the borehole image logs can provide the interpreter with a wealth of information uniquely useful to interpret sedimentary textures and structures, depositional and diagenetic fabrics, and structural and stratigraphic evolution of subsurface reservoirs. Unique role of image logs in reservoir characterization will be described below.

**Lithology, Porosity, Fluid Content and Fluid Flow Potential.** Using an image log in combination with the open hole logs such as gamma ray, SP, resistivity, and porosity offers a powerful technique to accurately mark the litho unit boundaries, diagnose the mineralogical rock type, and identify the porous reservoir facies (Figure 3.3(a)).

Semi-quantitative evaluation of secondary porosity is possible in the case of fractured and vugular carbonate reservoirs (Figure 3.3(b)). Electrical images are particularly useful in this respect because they are generated from signal measured in the “flushed zone”.

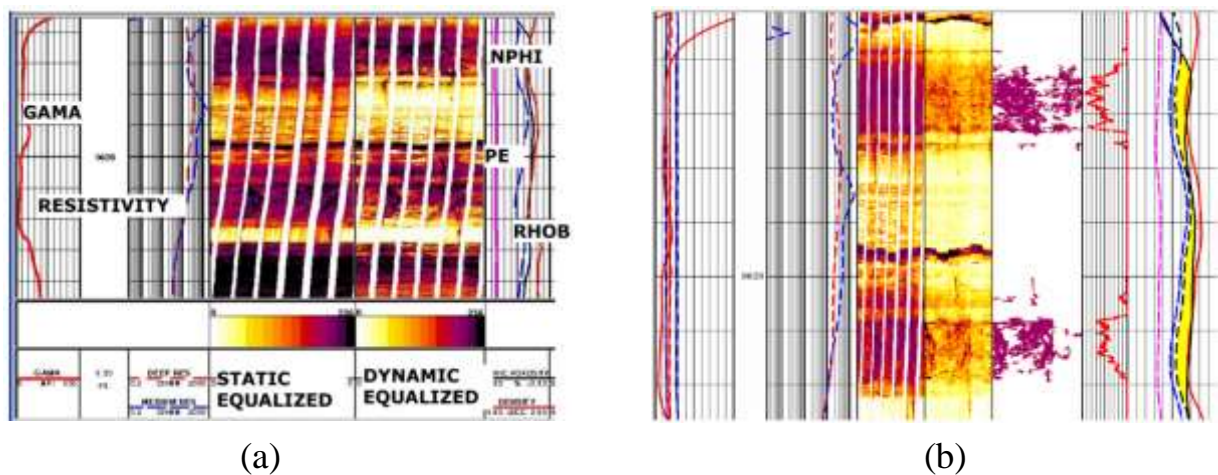


Figure 3.3 – (a) - Composite plot of enhanced images and conventional open hole logs; (b) – Secondary porosity evaluation [13]

Because image logs accurately resolve even sub-centimeter size layers (Figure 3.1 (b)), one of the first applications of image logs will help evaluate fluid saturations in thinly laminated reservoirs. Experience further shows that the static enhanced images exhibit changes in color from relatively lighter to darker shades when passing from gas or oil-bearing formations into water bearing intervals. Gas-

water contacts are especially evident on image logs due to the higher contrast (between the zones containing the two fluids) in terms of either electrical conductivity or acoustic impedance. It follows that image logs can provide an ideal high resolution platform to integrate all available logs and interpret reservoir fluid flow potential qualitatively.

**Litho-Unit Thickness, Texture, Structure and Spatial Relationship.**

Image logs are widely used to measure thicknesses of litho-units because they can accurately resolve bed boundaries. On the other hand, image logs are ideal to characterize sedimentary textures and structures, including typical clastic features of cross bedding, grain size variations, and soft sediment deformations (Figure 3.4 (a)), as well as the typical diagenetic features in carbonates, e.g. vugs, moldic porosity and concretions (Figure 3.4(b)). Special software produces “texture enhanced images” that are ideal for such reservoir description.

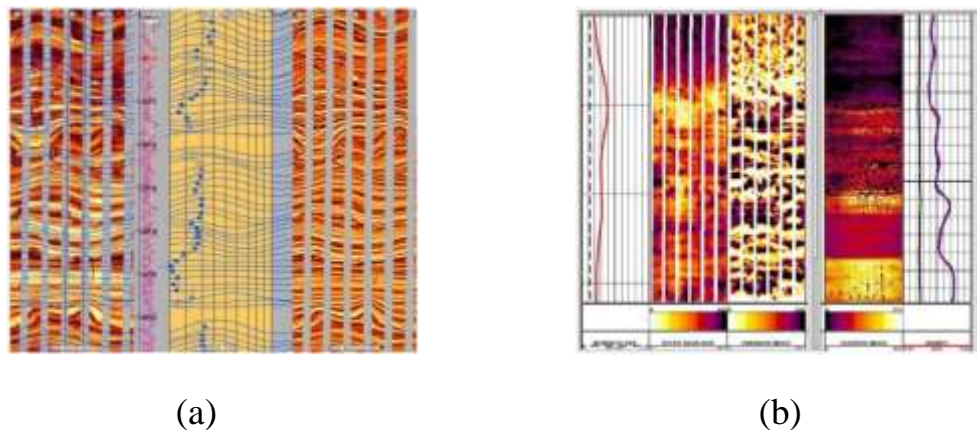


Figure 3.4 – (a) – Laminated shaly sand reservoir with soft sediment deformation;  
(b) – Vugular porosity in a 30’ section of a carbonate reservoir [13]

Structural information is also important. A qualitative interpretation of the subsurface stress profile is routinely achieved by means of software that analyzes and displays the borehole geometry profile, based on accurate high resolution caliper logs, together with borehole orientation measurements (Figure 3.5(a)). Such analysis helps the rapid recognition of major geological features such as faults, unconformities, and facies changes.

Sedimentary and structural dip analysis is one of the most important applications of an image log. Software-driven automatic computation of dips greatly simplifies dip analysis using image log and helps interpret major geological features such as faults, unconformities, and facies changes (Figure 3.5(b)).

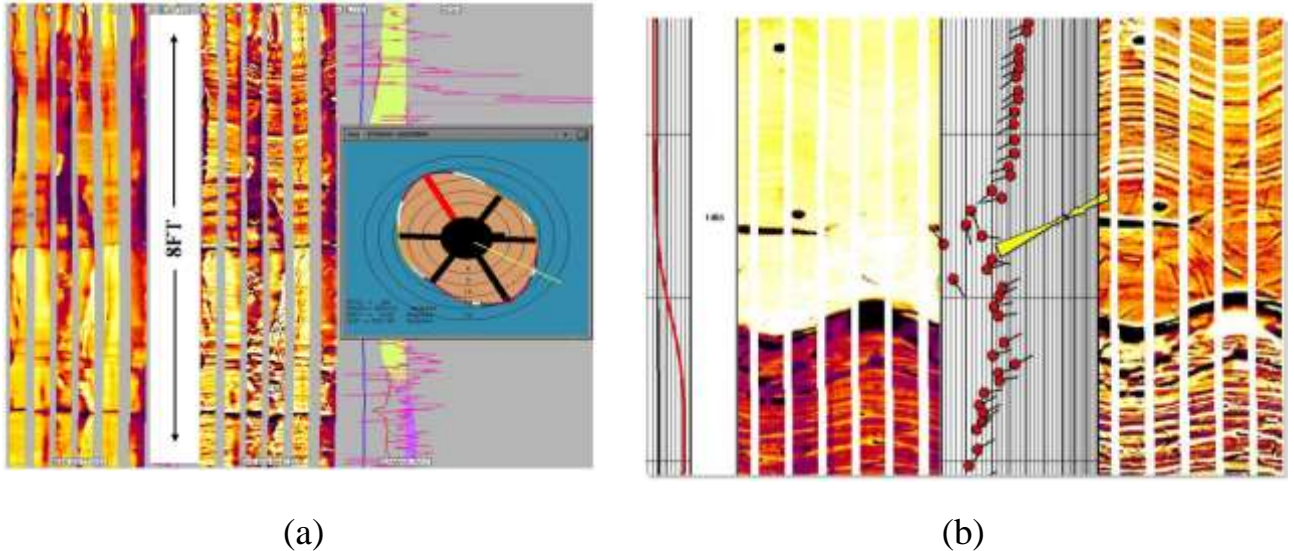


Figure 3.5 – (a) – Borehole breakout orientation seen on caliper plot; (b) – Automatic dip computation in clastic reservoir shows change in dip azimuth [13]

Software-driven automatic electro-facies ordering can also be performed using image logs to ultimately group vertical packages of the geological facies (Figure 3.6(a)). Hence the image logs offer a powerful tool to study subsurface sequence stratigraphy.

Every asset team requires a tool to compute net-to-gross. An example of using one of the recently introduced software programs to compute net-to-gross using a combination of image logs and other open hole logs is shown in Figure 3.6(b).

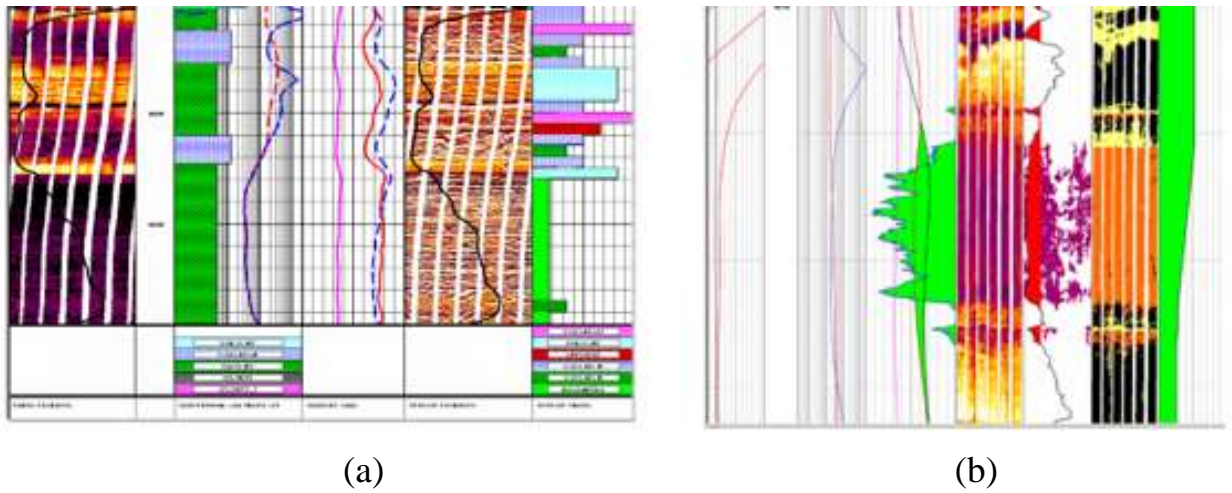


Figure 3.6 – (a) – Electrofacies ordering in a Permian carbonate reservoir;  
 (b) – Net pay computation in a Permian carbonate reservoir [13]

Thus, the image log technology has potential to reduce E&P risks, thereby saving significant costs.

## Приложение Б (справочное)

### Скрипт Метода 1 – «Случайный лес»:

```
# Задаем интервал до нужного нам для тренировки модели
# Значения отображаются не по глубине, а по количеству записей
df = pd.DataFrame(fmi_dyn[140500:143528])
df['tdep'] = tdep[140500:143528][0].values
df.head(2)

# Преобразовываем столбцы в переменную, вытягивая значения в один
столбец:
df_train = pd.melt(df, id_vars=['tdep'], var_name='circle', value_name='value')
df_train.shape

# Задаем интересующий нас датасет, в котором будем заполнять пропуски
start_rec = 143528
end_rec = 158252+1
df2 = pd.DataFrame(fmi_dyn[start_rec:end_rec])
df2['tdep'] = tdep[start_rec:end_rec][0].values
df2.head(2)

# Преобразовываем столбцы в переменную, вытягивая значения в один
столбец
df_test = pd.melt(df2, id_vars=['tdep'], var_name='circle', value_name='value')
df_test.shape

# Формируем датасеты без пропусков для обучения и теста
df_new = df_test.loc[df_test['value'] == -9999]
df_test = df_test.loc[df_test['value'] != -9999]
df_train = df_train.loc[df_train['value'] != -9999]
df_new = df_new.drop('value', axis=1)
```



```

# Итоговые тренировочные и тестовые датасеты
X_train = df_train.drop('value', axis=1)
y_train = df_train['value']
X_test = df_test.drop('value', axis=1)
y_test = df_test['value']

# Задаем модель RandomForestRegressor и обучаем ее
model = RandomForestRegressor(max_depth=18, random_state=48)
model.fit(X_train, y_train)

# Формируем предсказания и измеряем их качество (оно очень слабое)
y_pred_train = model.predict(X_train)
y_pred_test = model.predict(X_test)
print(r2_score(y_train, y_pred_train), r2_score(y_test, y_pred_test))
print(mean_squared_error(y_train, y_pred_train), mean_squared_error(y_test,
y_pred_test))

# Тестирование модели KNeighborsRegressor по аналогичному принципу:
knr = KNeighborsRegressor(n_neighbors=20)
knr.fit(X_train, y_train)

# Формируем предсказания и измеряем их качество (оно очень слабое):
y_pred_train = knr.predict(X_train)
y_pred_test = knr.predict(X_test)
print(r2_score(y_train, y_pred_train), r2_score(y_test, y_pred_test))
print(mean_squared_error(y_train, y_pred_train), mean_squared_error(y_test,
y_pred_test))

# Формируем предсказания для пропусков:
# y_pred_new = knr.predict(df_new)
y_pred_new = model.predict(df_new)
df_new_final = df_new.copy()
df_new_final['value'] = y_pred_new
df_new_final.head(2)

```

```
# Создаем итоговый датасет для визуализации
df_final = pd.concat([df_test, df_new_final]).sort_values(by=['tdep', 'circle'],
axis=0)
df_final[:10]
# Преобразуем обратно строки в столбцы
df_final2 = pd.pivot_table(df_final, values='value', index='tdep', columns='circle')
df_final2.head(2)
# Сохраняем картинку
cm = plt.get_cmap('afmhot')
colored_image = cm(df_final2.values)
Image.fromarray((colored_image[:, :, :3] * 255).astype(np.uint8)).save('test.png')
```

## Приложение В (справочное)

### Скрипт Метода 2 – Импутация данных медианным значением

```
# Задаем интересующий нас датасет, в котором будем заполнять пропуски
start_rec = 143528
end_rec = 158252+1
fitdata = np.copy(fmi_dyn[start_rec:end_rec])
ind = np.where(fitdata == -9.9990000e+03)
fitdata[ind] = float('NaN')
# Тренируем SimpleImputer
imp_mean = SimpleImputer(missing_values=np.nan, strategy='median')
imp_mean.fit(fitdata)
# Заполняем пропуски
data_tr = imp_mean.transform(fitdata)
# Заполняем пропуски
data_tr = imp_mean.transform(fitdata)
# Сохраняем картинку
cm = plt.get_cmap('afmhot')
colored_image = cm(data_tr)
Image.fromarray((colored_image[:, :, :3] * 255).astype(np.uint8)).save('test2.png')
```

## Приложение Г (справочное)

Скрипт Метода 3 – Использование повторяющейся импутации  
(IterativeImputer)

```
# Задаем интересующий нас интервал и формируем датасет, в котором будем
заполнять пропуски
start_rec = 143528
end_rec = 158252 + 1
fitdata = np.copy(fmi_dyn[start_rec:end_rec])
ind = np.where(fitdata == -9.9990000e+03)
fitdata[ind] = float('NaN')
max_value = np.nanmax(fitdata)
min_value = np.nanmin(fitdata)
min_value, max_value
imp_mean = IterativeImputer(max_iter=10, random_state=48,
min_value=min_value, max_value=max_value, add_indicator=True)
%%time
imp_mean.fit(fitdata)
%%time
data_tr = imp_mean.transform(fitdata)
# Сохраняем картинку
cm = plt.get_cmap('afmhot')
colored_image = cm(data_tr)
Image.fromarray((colored_image[:, :, :3] *
255).astype(np.uint8)).save('test_final_afmhot.png')
img = Image.fromarray(data_tr, 'RGB')
img.save('test_final.png')
```

## Приложение Д (справочное)

**Скрипт расчета долей темных пятен в заполненном имидже:**

```
mask = np.argwhere(np.isnan(fitdata))
fitdata2 = np.copy(fitdata)
fitdata2[mask[:, 0], mask[:, 1]] = data_tr[mask[:, 0], mask[:, 1]]
notnull = [ ]
CUTOFF = 2
for i in range(fitdata.shape[0]):
    notnull.append(np.where(fitdata[i] < CUTOFF)[0].shape[0]/360)
df_count2 = pd.DataFrame(fitdata2)
df_count2['tdep'] = tdep[start_rec:end_rec][0].values
df_count2['black_share'] = notnull
df_count2['black_share'].value_counts()
# Сохраняем датасет с заполненными данными:
df_count2.to_csv('data_transformed.csv', sep=';', index=False)
```