

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

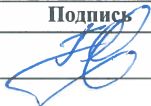
Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ


Тема работы
<b>Влияние литолого-фациальной зональности на определение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов Крапивинского нефтяного месторождения</b>

УДК:553.982:552.578.2.061.4-026.564.3(571.16)

Студент


Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Галиев Филипп Рузвельтиевич		16.06.2021

Руководитель


Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Коровин М.О.	К.Г.-М.Н.		16.06.2021

### КОНСУЛЬТАНТЫ:


По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рукавишников В.С.	PhD		16.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

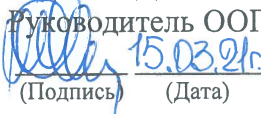
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	Д.Г.-М.Н.		16.06.2021

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	Д.Г.-М.Н.		16.06.2021

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 15.03.21 г. О.С. Чернова  
 (Подпись) (Дата)

**ЗАДАНИЕ**  
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации
--------------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ91	Галиев Филипп Рувельтьевич

Тема работы:

<b>Влияние литолого-фациальной зональности на определение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов Крапивинского нефтяного месторождения</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	30.04.2021 г. № 120-1/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2021г.
--	--------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	<i>Петрофизические параметры, записанные каротажными инструментами в 12 скважинах и описание вынесенного керна в 12 скважинах. Фондовая и периодическая литература, учебники, монографии</i>
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<i>Введение</i> <i>1. Литературный обзор и описание методов и достижений проводимых исследований по теме работы</i> <i>2. Геологическая характеристика месторождения</i> <i>3. Влияние литолого-фациальной зональности на определение ФЕС на примере Крапивинского нефтяного месторождения</i>

	4. Интерпретация ГИС в опорных скважинах 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 6. Социальная ответственность Заключение
<b>Перечень графических материалов</b>	Общее количество графического материала – 50 рисунков: графики зависимости пористости от проницаемости и пористости от водонасыщенности; графики зависимости параметра пористости от пористости; графики зависимости параметра нефтенасыщенности от водонасыщенности; кросс-плоты ГИС-керна для пористости, проницаемости, водонасыщенности; планшеты результатов интерпретации опорных скважин

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

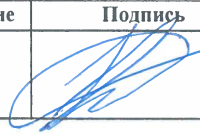
Раздел	Консультант
«Социальная ответственность»	Белозеров В.Б., профессор, д.г.-м.н.
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рукавишников В.С., доцент, PhD

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

*Метод определения геологических фаций и литофациального зонирования / Methods of facies identification and litho-facial zonation*

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	15.03.2021
---	------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Коровин М.О.	К.Г.-м.н.		15.03.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Галиев Филипп Рузвельтиевич		15.03.2021

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования: магистратура  
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2020 /2021 учебного года)  
 Форма представления работы:

Магистерская диссертация

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН


#### выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2021г.
--	--------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.03.2021	<i>Литературный обзор и описание методов и достижений проводимых исследований по теме работы</i>	10
05.04.2021	<i>Methods of facies identification and litho-facial zonation</i>	5
15.04.2021	<i>Геологическая характеристика месторождения</i>	15
29.04.2021	<i>Влияние литолого-фациальной зональности на определение ФЕС на примере Крапивинского нефтяного месторождения</i>	20
14.05.2021	<i>Интерпретация ГИС в опорных скважинах</i>	20
21.05.2021	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	15
28.05.2021	<i>Социальная ответственность</i>	15


#### СОСТАВИЛ:

##### Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Коровин М.О.	К.Г.-М.Н.		15.03.21г.

#### СОГЛАСОВАНО:

##### Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	Д.Г.-М.Н.		15.03.21г.



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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ91	Галиев Филипп Рузвельтиевич

Инженерная школа	Магистр	Отделение	ОНД
Уровень образования		Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Затраты на проведения лабораторных, полевых исследований
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Капитальные затраты на проведения геофизических исследований
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Выручка компании приходит от продажи нефти из корректно подсчитанных извлекаемых запасов

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

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Расчет экономической эффективности применения более оптимальных методов определения петрофизических параметров
2. Разработка устава научно-технического проекта	Методические рекомендации по выбору более оптимальных методов для определения ФЕС.
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Анализ экономической эффективности предложенных методов
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Сравнительные расчеты доходов от продажи имеющихся запасов

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


нет

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.03.21г.
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Рукавишников В.С.	Ph.D		15.03.21г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Галиев Филипп Рузвельтиевич		15.03.21г.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ91	Галиев Филипп Рузвельтиевич

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

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

<p><i>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, 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)</li> <li>– чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p><i>Рабочее место – учебная аудитория №227</i></p> <p><i>Вредные факторы- повышенный уровень шума; повышенная пульсация светового потока; загрязнение воздуха пылью; широкий спектр излучения от дисплея; повышенный уровень электромагнитных излучений;</i></p> <p><i>Опасные факторы – пожар, температурное воздействие, высокие давления</i></p> <p><i>Отрицательные воздействия на окружающую среду-загрязнение атмосферы, гидросферы.</i></p> <p><i>Чрезвычайные ситуации – пожары, взрывы</i></p>
<p><i>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<p><i>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.</i></p>


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

<p><i>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></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><i>Факторы, проявляющие вредное воздействие:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– отклонение показателей микроклимата</li> <li>– повышенный уровень статического электричества</li> <li>– статическая работа</li> <li>– недостаточная освещенность рабочей зоны</li> </ul>
<p><i>2. Охрана окружающей среды:</i></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><i>Влияние на окружающую среду в ходе исследования:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Утилизация компьютерной техники</li> <li>2. Утилизация бумаги</li> </ol>
<p><i>3. Защита в чрезвычайных ситуациях:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> </ul>	<p><i>Наиболее вероятной ЧС является пожар. Оценка пожарной безопасности.</i></p>

<ul style="list-style-type: none"> <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>	<p>Разработка мероприятий по предупреждению пожаров</p>
<p>4. 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>К общей части нормативно-правовых основ охраны труда относятся: Трудовой кодекс Российской Федерации, указы Президента, постановления Правительства РФ, постановления Министерства здравоохранения и социального развития, постановления и приказы других министерств межотраслевой компетенции.</p>
<p><b>Перечень графического материала:</b></p>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Табл. 1 Возможные и опасные вредные факторы</li> <li>2. Табл. 2 Параметры микроклимата для помещений</li> <li>3. Рис. 1 Зона досягаемости моторного поля в вертикальной плоскости</li> <li>4. Рис. 2 Зона досягаемости моторного поля в горизонтальной плоскости</li> <li>5. Рис. 3 Номограмма зависимости высоты рабочей поверхности для разных видов работ, пространства для ног и высоты, рабочего сиденья от роста человека</li> <li>6. Рис. 4 Зона зрительного наблюдения</li> </ol>

<p><b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b></p>	<p>01.05.2021</p>
--	-------------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Белозеров В.Б.	Д.Г.-М.Н.		01.05.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Галиев Филипп Рузвельтиевич		01.05.2021

**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, выработать стратегию действий	<p><b>И.УК(У)-1.1.</b> Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними</p> <p><b>И.УК(У)-1.2.</b> Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению</p> <p><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</p> <p><b>И.УК(У)-1.4.</b> Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области</p>
Разработка и реализация проектов	<b>УК(У)-2.</b> Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	<p><b>И.УК(У)-2.1.</b> Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления</p> <p><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</p> <p><b>И.УК(У)-2.3.</b> Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта</p>
Командная работа и лидерство	<b>УК(У)-3.</b> Способен организовывать и руководить работой команды, выработывая командную стратегию для достижения поставленной цели	<p><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</p> <p><b>И.УК(У)-3.2.</b> Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды</p> <p><b>И.УК(У)-3.3.</b> Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды</p>
Коммуникация	<b>УК(У)-4.</b> Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	<p><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</p> <p><b>И.УК(У)-4.2.</b> Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)</p> <p><b>И.УК(У)-4.3.</b> Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные</p> <p><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</p>
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 происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры



Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		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	<b>ОПК-1.</b> Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	<b>И.ОПК(У)-1.1.</b> Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий
		<b>И.ОПК(У)-1.2.</b> Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства
		<b>И.ОПК(У)-1.3.</b> Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	<b>ОПК(У)-2.</b> Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	<b>И.ОПК(У)-2.1.</b> 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>И.ОПК(У)-2.3.</b> Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
	<b>ОПК(У)-3.</b> Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	<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>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)-4.1.</b> Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли
		<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	1.6 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);</i> <i>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
	2.6 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> <i>ОТФ. Код В. Организация геолого-промысловых работ</i> <i>Профессиональный стандарт</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>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>3.6 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>», утверждённый 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-конструкторскими работами</i>», утвержденный приказом Министерства труда и социальной</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>защиты Российской Федерации от 11 февраля 2014 г. N 86н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 21 марта 2014 г., регистрационный №31696)</p> <p><i>ОТФ. Код D.</i> Осуществление руководства разработкой комплексных проектов на всех стадиях и этапах выполнения работ</p> <p><i>ТФ. Код. D/01/7.</i> Организация выполнения научно-исследовательских работ в соответствии с тематическим планом организации</p>		
<b>Тип задач профессиональной деятельности:</b> <b>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.</i> Организация работ по добыче углеводородного сырья</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>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>Разработка и внедрение новой техники и передовых технологий на объектах нефтегазовой отрасли</p>	<p><i>ОТФ. Код E.</i> Руководство работами по добыче углеводородного сырья</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-7.1.</b> Контролирует выполнение требований и регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата</p>
			<p><b>ПК-5.</b> Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности</p>	<p><b>И.П-5.1.</b> Участвует в управлении технологическими комплексами, принимает решения в условиях неопределенности</p>
<b>Тип задач профессиональной деятельности:</b> <b>Организационно-управленческий</b>				



Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
<p>19 «Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа»</p> <p>40. Сквозные виды профессиональных стандартов</p>	<p>Осуществление маркетинговых исследований, проведение технико-экономического обоснования инновационных решений в профессиональной деятельности, управление коллективом, руководство производственной деятельностью подразделения</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.</i> Руководство организацией процесса добычи углеводородного сырья</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-6.1.</b> Осуществляет руководство по организации производственной деятельности подразделений нефтегазового инжиниринга</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 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</p>	<p><b>ПК-8.</b> Способен подготавливать предложения по дополнительным геолого-промысловым исследованиям для эффективной работы промысла</p>	<p><b>И.ПК-8.1.</b> Подготавливает предложения по дополнительным геолого-промысловым исследованиям для эффективной работы промысла</p>

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 управлением 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. N 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>

## Оглавление

Введение	19
1 Литературный обзор и описание методов и достижений проводимых исследований по теме работы	20
2 Геологическая характеристика Крапивинского месторождения	39
2.1 Общие сведения о месторождении	39
2.2 Стратиграфия и расчленение продуктивной части разреза	39
2.3 Тектонические особенности месторождения	43
3 Влияние литолого-фациальной зональности на определение ФЕС на примере Крапивинского нефтяного месторождения	45
3.1 Выбор опорных скважин	45
3.2 Определение критических значений каротажей ПС и ГК для расчета разных моделей глинистости	46
3.3 Определение времени пробега через скелет горной породы для расчета акустической пористости	47
3.4 Коррекция проницаемости	48
3.5 Определение корреляционных зависимостей пористость-проницаемость	49
3.6 Расчет констант для определения водонасыщенности	54
4 Интерпретация ГИС в опорных скважинах	61
4.1 Исходные данные	61
4.2 Расчет объема глин	64
4.3 Определение пористости	67
4.4 Определение проницаемости	72
4.5 Определение водонасыщенности	75
4.6 Определение эффективной мощности пласта	80
4.6.1 Граничное значение водонасыщенности	80
4.6.2 Критерий отсечения по глинистости	81

4.6.3	Критерий отсечения по пористости	82
4.6.4	Граничная проницаемость	83
5	Результаты проведенного исследования	86
5.1	Выходные данные по моделям глинистости	90
5.2	Модели пористости	91
5.3	Полученные модели проницаемости	91
5.4	Полученные модели водонасыщенности	92
6	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	93
7	Социальная ответственность	98
7.1	Профессиональная социальная ответственность	98
7.2	Производственная безопасность	100
7.3	Анализ вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения	100
7.4	Экологическая безопасность	103
7.5	Пожарная безопасность	103
	Заключение	105
	Список использованных источников	106
	Приложение А	112



## Список сокращений, использованных в работе

ГИС - геофизические исследования

ФЕС - фильтрационно-емкостные свойства

ЛФА – литолого-фациальный анализ

СП - самопроизвольная поляризация

ГК - гамма каротаж

НГК – нейтронный гамма каротаж

ЯМК- ядерно-магнитный каротаж

БК - боковой каротаж

ИК - индукционный каротаж

АК-акустический каротаж

ВНК – водонефтяной контакт

ЧНЗ – чисто нефтяная зона

ЧВЗ – чисто водяная зона

ВНЗ – водонефтяная зона

CNL – compensated neutron log

LLD-lateral log device

СТОИР – stock tank oil initial in place

КИН - коэффициент извлечения нефти

## РЕФЕРАТ

**Выпускная квалификационная работа** содержит 110 с., 50 рисунков, 15 таблиц

**Ключевые слова:** ГИС, ГЕОФИЗИКА, ПОРИСТОСТЬ, ПРОНИЦАЕМОСТЬ, ВОДОНАСЫЩЕННОСТЬ, ИНТЕРПРЕТАЦИЯ, КОРРЕЛЯЦИЯ, МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ.

**Объектом исследования** является терригенный пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> Крапивинского нефтяного месторождения.

**Цель работы** – использование известного лито-фациального зонирования для определения наиболее корректных петрофизических зависимостей, используемых для определения петрофизических параметров пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>.

**В процессе работы были рассмотрены** группы моделей для расчета пористости, глинистости, водонасыщенности и проницаемости, полученные результаты были сопоставлены с априорными керновыми данными.

**В результате исследования** определено влияние особенностей литолого-фациальной зональности Крапивинского месторождения на интерпретацию данных геофизических исследований скважин.

**Область применения:** нефтяные месторождения, образованные при сходных условиях осадконакопления.

**Экономическая эффективность/значимость работы** заключается в более обоснованной оценке балансовых запасов и более достоверном построении геологических и гидродинамических моделей.

## Введение

Литофациальный анализ – инструмент определения условий и обстановки осадконакопления, поскольку определённые литофации могут быть образованы только в определенных условиях осадконакопления. Детальный анализ литофаций применяется для определения пластов, благоприятных для накопления определенных полезных ископаемых и оценки запасов и их экономического потенциала, что помогает определить и разработать программу разведки полезных ископаемых.

Таким образом, проведение литофациального анализа для повышения достоверности определения показателей пористости, проницаемости, глинистости и водонасыщенности на основе кернового материала и комплекса геофизических исследований скважин стало целью данной работы.

Объектом данного исследования является пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> Крапивинского нефтяного месторождения. Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> имеет неоднородное литологическое распределение как по латерали, так и по вертикали.

Цель работы: Выявить пространственные закономерности изменения петрофизических свойств пластов-коллекторов.

Для достижения описанной цели были поставлены и выполнены следующие задачи:

- Изучить текущие представления о фациальных обстановках осадконакопления пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>.
- Выбрать опорные скважины для последующего анализа.
- Использовать разные варианты группировки скважин. Выбрать оптимальный.
- Подбор моделей расчёта петрофизических параметров для разных фациальных зон. Выбор оптимальной.

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

Эффективность принимаемых производственных решений во многом зависит от качества построенной геологической модели. Корректное определение пространственного распределения различных свойств коллектора, таких как проницаемость и пористость, играет огромную роль в оценке запасов, моделировании течения флюида в коллекторе, планировании бурения. В то же время только фациальный анализ позволяет определить происхождение песчаных тел, классифицировать их и предсказать их протяженность и местоположение и литофизические свойства пород, слагающих его. Таким образом, только комплексный анализ обстановки осадконакопления позволяет построить качественную геологическую модель месторождения и, как следствие, разработать оптимальную программу его разработки. Краткое описание методов литофациального анализа с обзором основных работ, посвященных этой теме, представлено ниже.

Термин «фация» имеет несколько значений в геологии (Moore, 1978) (Teichert, 1958), (Krumbein and Sloss, 1963). Оно широкоупотребимо в седиментологии, также используется в метаморфической петрологии (Fawcett, 1982). В трудах Андерсона (Anderson, 1986) и Ридинга (Reading, 1980) представлено подробное обсуждение современного употребления этого термина в седиментологии и методов выделения отдельных фаций и взаимосвязей между ними. Термин «литофация» вводится для описания обстановки осадконакопления. Литофация определяется как единица породы, обладающая определенными литологическими свойствами, включая состав, размер зерен, слоистость и седиментационные структуры. Каждая литофация отображает определенную переменную в обстановке осадконакопления. Литофации могут быть объединены в группы литофаций, каждая из которых характеризуется определенной обстановкой осадконакопления. Эти группы литофаций формируют каркас для создания литофациальной модели, которая



обычно циклична. Подробное обсуждение употребления термина «литофация» представлено в работе (Miall, Chapter 4, 1990).

Анализ и классификация литофаций могут быть основаны на разных типах данных в нескольких различных геологических масштабах, таких как сейсмические данные, в частности сейсмические атрибуты, керновые данные и данные каротажей скважин.

#### *Литофациальный анализ на основе сейсмических данных*

Сейсмическая стратиграфия, наука об интерпретации и моделировании стратиграфии, фаций и истории осадконакопления на основе данных сейсмических отражений, существует уже как минимум несколько десятилетий. Тем не менее термин «сейсмическая стратиграфия» стал широко употребим среди геологов и геофизиков только после публикации в 1977 году работы (Payton, 1977). После этого число исследований по теме резко возросло, что подтвердило значимость данного направления исследований для геологической интерпретации осадочных пород, литофаций и обстановок осадконакопления и продемонстрировало его потенциальное влияние на характер и методологию стратиграфического анализа в целом.

В ходе сейсмического стратиграфического анализа после выделения толщ, определения их архитектуры и временной стратиграфической структуры, методы сейсмического фациального анализа могут быть применены для интерпретации литологии, определения обстановок осадконакопления и геологической истории отложений.

Сейсмофация была определена в работах (Sangree & Widmier, 1977, 1979) и (Mitchum et al, 1977a) как ограниченная в пространстве группа сейсмических отражений, внешний вид и характеристики которой отличаются от внешнего вида и характеристик окружающих отражений. Они предположили, что для отличия одной сейсмической фации от другой может быть использована некоторая комбинация следующих атрибутов: конфигурация и непрерывность отражения, амплитудные и частотные

спектры отражений, интервальная скорость, геометрические отношения отражений к неоднородностям, ограничивающим данные группы отражений, трехмерная форма сейсмической фации. За исключением интервальной скорости, все эти параметры могут быть оценены визуально на сейсмическом разрезе.

В ходе развития сейсмофациального анализа три основных критерия были выделены для определения, классификации и картирования сейсмических фаций, хотя некоторые другие комбинации так же могут быть успешно применены для достижения этих целей. Первый критерий – геометрия отражений и геометрия поверхностей или несогласий, ограничивающих выделенную группу отражений. Выделение этой геометрии помогает определить сейсмические фации через последовательность сейсмических отражений, и выявленная геометрия помогает ограничить диапазон геологически возможных обстановок осадконакопления и литофаций, которые могут формировать подобные геометрии сейсмических отражений.

Второй критерий – конфигурация отражений – это совокупность групп сейсмических отражений в пределах одной сейсмофации. Конфигурации отражений выявляют стратиграфические закономерности, из которых можно сделать вывод о процессах осадконакопления и рельефе отложений. В ходе работ (Mitchum et al 1977a, Sangree & Widmier 1977, 1979, Bubb & Hatlelid 1977, Brown & Fisher 1977, 1980, Roksandic 1978, Macurda 1985, 1986, Hardage 1987) было идентифицировано и описано множество групп сейсмических отражений, каждая из которых характерна, но не строго соответствует, набору обстановок осадконакопления. Например, параллельные и расходящиеся в сторону бассейна сейсмические структуры характерны для аллювиальных равнин, мелководных отложений морского шельфа, дельтовых платформ и равнин морского бассейна. Проградационные или клиноформные структуры, в которых отражения наклонены относительно нижележащих и вышележащих отражений, характерны для аллювиальных

конусов выноса, проградирующих прибрежно-морских платформ, продельтовых обстановок, и переходных зон внешняя часть шельфа-склон-подъем. Сейсмические структуры ряби характерны для рифов, берегов или дельт в мелководных морских шельфовых и платформенных отложениях, а также для обвалов, конусов выноса подводных каньонов, турбидитов или гемипелагических отложений в более глубоководных морских условиях. Перекрывающие друг друга структуры отображают несогласные трансгрессивные залежания, отложения, заполняющие подводные каньоны или затонувшие аллювиальные долины, и морские отложения, покрывающие континентальный подъем или склон.

Третий критерий, используемый для определения сейсмических фаций – трехмерная форма фации. Некоторые из наиболее распространенных форм – лист, клин, линза, банка и рябь (Hubbard et al, 1985 a,b). Как и два других критерия, внешняя трехмерная форма сейсмической фации может быть характерна для одной или нескольких обстановок осадконакопления. Площадные изменения характера отражения и сейсмических фаций могут быть отображены и изучены на картах сейсмических фаций. Эти карты могут показывать некоторые свойства отражений (например, амплитуду или фазу), распределение сейсмических фаций, направление проградации, палеотопографию, направление сноса или некоторую комбинацию этих или других атрибутов. Любой узнаваемый признак, который кажется изменчивым и геологически значимым, может быть рассмотрен как характерный для сейсмической фации. Для того чтобы сейсмические фации могли быть определены посредством идентификации ограниченного числа конкретно определенных сейсмических признаков, эти карты обычно строятся для отдельных сейсмических разрезов. Большинство опубликованных карт сейсмических фаций составлены в соответствии с процессом сейсмического картирования, описанного в (Sangree & Widmier, 1977, 1979) и (Mitchum et al, 1977a), в котором все три атрибута объединены в одну картируемую переменную. Это пространственное отношение отражений относительно

верхней и нижней границ толщи (например, *toplap* и *downlap* соответственно) и внутренняя конфигурация отражения (например, проградационный склон). Другие атрибуты могут быть использованы совместно с этими основными атрибутами, такие как непрерывность отражения, амплитуда или частотный спектр, как это описано, например в (McGovney & Radovich 1985). Предполагая связь между сейсмическими и осадочными фациями, полученные карты сейсмических фаций могут быть интерпретированы во многом так же, как и геологические карты. Часто трехмерные формы фаций, их вид на карте и их распределение в толще и по отношению друг к другу транслируют известные стратиграфические закономерности. Таким образом, даже если конкретные связи между сейсмическими и осадочными фациями неизвестны или предполагаются, может быть предложена разумная геологическая интерпретация. Примеры анализа сейсмических фаций, а также построения и интерпретации карт сейсмических фаций, в дополнение к уже приведенным, были обнаружены в работах (Ramsayer, 1979), (Berg, 1982), (Conticini, 1985), (Hubbard et al, 1985 a,b), (Kirk, 1985), and (Mitchum, 1985).

Возможно, наиболее существенным ограничением сейсмического фациального анализа является относительно неполное и неточное установление связей между сейсмическими и осадочными фациями. Общепринятым способом проверки интерпретаций сейсмических фаций является прогнозирование и последующее бурение. И хотя бурение предоставляет информацию, которая является априорной, зачастую и она не дает возможности для более точной интерпретации. Для установления более точных и характерных связей между сейсмическими и осадочными фациями должна быть проведена комбинация анализа обнажений и каротажа скважин, привязанных к сейсмическим разрезам, а также анализ прямого и обратного геологического моделирования. Для этого можно идентифицировать последовательность отложений и составить карту геометрии стратиграфических структур и распределения осадочных фаций (Mitchum,

1985). На основе установленных поверхностных или подземных геологических структур могут быть созданы синтетические сейсмические разрезы для сравнения с наблюдаемыми данными. Значительные успехи в интерпретации сейсмических фаций могут быть достигнуты благодаря исследованиям, которые установят более четкие отношения между сейсмическими и осадочными фациями (Ramsayer, 1979).

#### *Литофациальный анализ на основе каротажных данных*

Более подробный и мелкомасштабный литофациальный анализ может быть произведен на основе данных каротажных исследований скважин. Количество керновых данных как правило очень ограничено, а отсутствие данных о составе породы затрудняет построение надежной геологической модели. Разделение пласта-коллектора на фации и литофации может быть произведено с помощью данных геофизических исследований скважин (ГИС), в частности таких как гамма-каротаж, нейтронный, плотностной, акустический и каротаж сопротивления.

Обычно фации, определяемые из данных каротажа, называются петро- или электрофации. Эти определенные фации не всегда совпадают с литофациями, и, хотя в некоторых случаях они могут совпадать, между ними наблюдаются существенные различия (Ma 2011; Doveton 2014). Использование электрофаций, если они не откалиброваны на литофации, может быть ограничено, поскольку сложно достоверно предсказать их распределение в пласте из-за пространственной ограниченности каротажных данных. Кроме того, выделение электрофаций на каротажных кривых приведет к потере информации, поскольку категориальные переменные содержат меньше информации, чем соответствующие им непрерывные переменные. При этом, однако, литофации более непосредственно связаны с геологией, чем электрофации, поскольку литология отражает минеральный состав пород, а фации отражают обстановку осадконакопления. Другим часто употребляемым термином, связанным с литофациями, является тип породы. Тип породы более точно и подробно определяет петрофизические и

коллекторские свойства породы, в том числе описывая пористость, проницаемость и водонасыщенность (Ma, ch. 21, 2019).

Измерения, проводимые в пласте вдоль ствола скважины с помощью каротажных инструментов, являются основными источниками данных для оценки свойств горных пород. Однако геологическая интерпретация этих данных может быть затруднительна, поскольку различные каротажные кривые отражают различные свойства горных пород. Кроме того, глубина исследования и чувствительность каротажных инструментов могут существенно различаться (Tilke et al., 2006).

Основными проблемами классификации литофаций по керновым скважинным данным является делимость частотных спектров, характеризующих различные типы пород в каротажных кривых, реалистичное пространственное распределение, геологические закономерности в прогнозируемых литофациях, определение количества литофаций и связей между классифицированными литофациями и лежащими в их основе геологическими объектами (Ma, 2011). Самый старый метод прогнозирования литофаций по каротажным данным основан на применении определенных критериев отсечения для разделения литофаций, например, по кривой гамма-каротажа. Фации канала характеризуются низкими значениями гамма-каротажа, пойменные отложения – высокими значениями гамма-каротажа, а пески разлива и конусы прорыва – промежуточными значениями ГК. Метод отсечения по гамма-каротажу приводит к накладыванию друг на друга распределений, отвечающих различным литофациям на гистограмме, а также часто приводит к противоречивым результатам относительно керновых данных (Ma et al., 2015b). Более современные подходы, включающие в себя статистические методы и использование искусственного интеллекта, обычно проводят разделение на литофации на основе данных нескольких каротажных методов, что может уменьшить неоднозначность использования одного метода (хотя слишком большое количество различных каротажных кривых также может увеличить неоднозначность). Применение

хорошо подобранного статистического метода вместо критериев отсечения позволяет использовать дополнительную информацию других каротажных методов и преодолевать наложение распределений, отвечающих различным литофациям друг на друга. Хотя проблему наложения так же можно преодолеть, используя данные лишь одного вида каротажных кривых путем применения метода ядра оператора плотности (Scott, 1992; McLachlan and Peel, 2000), предсказанные литофации не являются пространственно реалистичными; пример применения метода приведен в (Ma et al., 2014).

Хотя статистические методы и нейронные сети могут использовать данные более чем двух каротажных кривых, использование большого количества кривых ГИС в некоторых из этих методов опасно так называемым «проклятием размерности» (curse of dimensionality, COD). Эта проблема может быть решена использованием метода главных компонент (principal component analysis, PCA). PCA помогает уменьшить размерность информации, отфильтровывая некоторую ее часть, таким образом уменьшая эффект «проклятия размерности». Кроме того, метод главных компонент может быть использован для облегчения геологической интерпретации каротажных кривых и выбора их характеристических особенностей для классификации литофаций (Ma et al., 2014).

Одной из проблем применения статистических методов и нейронных сетей к классификации литофаций является определение количества литофаций. На практике для этих целей часто используются критерий Акайке и байесовский информационный критерий (McLachlan and Peel, 2000). Количество литофаций может быть определено путем обобщения геологической информации (например, данных об обнажениях-аналогах и региональной геологии) о лежащих в основе их образования процессах и составе слагающих их пород. Например, обычно трудно отличить склон от расщелины, используя только каротажные кривые, из-за их сходства в минеральном составе и петрофизических характеристиках. Следовательно,

при классификации речных фаций с использованием каротажных кривых эти две фации иногда могут быть сгруппированы вместе (Ma et al., 2014).

Следует отметить, что данные ГИС должны быть скорректированы с учетом условий проведения эксперимента, глубины, перфорации скважины и нормализованы для учета влияния типа аппаратуры, его поколения и изготовителя. Необработанные каротажные кривые могут быть сильно видоизменены под влиянием перечисленных условий, что так же может повлиять на выделение и определение литофаций. Для отдельных скважин или небольшого числа скважин, каротажные исследования в которых велись с использованием одной и той же аппаратуры, влияние этих факторов на анализ может быть незначительным. Для большого количества скважин, пробуренных в течение длительного периода с использованием различной каротажной аппаратуры, крайне важно, чтобы входные данные были скорректированы и/или нормализованы (Tilke et al., 2006).

При использовании каротажных кривых для определения литофаций в первую очередь должны быть определены каротажные кривые, чьи характеристические особенности позволяют наиболее полно и точно выделить литофации. Характеристическая способность кривой в каждом конкретном случае зависит от условий осадконакопления, чувствительности каротажных инструментов. Наиболее часто для разделения на литофации применяются гамма-каротаж, нейтронный, плотностной, акустический, каротаж сопротивлений и каротаж собственной поляризации. Например, гамма-каротаж измеряет уровень радиоактивности пластов и указывает на содержание глины. Он обычно используется для разделения глины и песчаника для терригенных коллекторов. На практике из-за недостаточной выборки образцов и других неопределенностей ГК часто пересчитывается в фракционный объем глин,  $V_{\text{глин}}$ . Впоследствии песчаник, глинистый песчаник, песчано-сланцевые глины и глины могут быть разграничены путем определения и применения критериев отсечения по объему глин. Однако показания гамма-каротажа, соответствующие различным литофациям,



обычно накладываются друг на друга (Ma et al., 2015b). Иными словами, с помощью лишь одной каротажной кривой, как правило, невозможно удовлетворительно разделить литофации, поскольку достоверное разделение на литофации требует либо отсутствия наложений друг на друга сигналов от различных литофаций, либо дополнительных каротажных кривых, содержащих дополнительную информацию (Ma et al., 2015b). Характерные признаки различных литофаций на разных каротажных кривых, как правило, не являются уникальными. Например, разные литофации могут иметь разные средние значения плотности, но зачастую эти характерные значения накладываются друг на друга. Хотя в целом доломиты имеют более высокую плотность, чем песчаники, многие доломиты могут иметь более низкую плотность, чем песчаники, из-за различий в пористости и других факторов, влияющих на плотность породы. Таким образом, основная проблема разделения литофаций заключается в том, что, хотя многие каротажные кривые содержат информацию о литофациях, ни одна из них сама по себе не способна предоставить информацию, позволяющую точно различать различные литофации из-за наложений сигналов от различных литофаций друг на друга. Такие наложения часто возникают из-за недостаточной чувствительности каротажных измерений, шума и ошибок измерений (Ma et al., 2015b). Наложения сигналов в породах смешанного состава зачастую могут быть устранены с помощью использования двух или более каротажных кривых. В некоторых случаях для разделения литофаций эффективно рассмотрение данных от двух каротажных исследований, имеющих характеристические признаки различных литофаций. В других случаях для разделения необходимо большее количество каротажных кривых. Два часто используемых в петрофизическом анализе терригенно-карбонатных толщ кросс-плота – нейтронно-акустический кросс-плот и нейтронно–плотностной. Литофации и пористость можно определить по этим диаграммам. Как лабораторные эксперименты, так и полевые данные доказывают эффективность этого метода (Dewan 1983; Schlumberger 1999).

Конкретные критерии отбора каротажных кривых для разделения литофаций могут включать качество кривой, мультимодальность и чувствительность кривых к литофациям, а также зависят от конкретных условий осадконакопления. Различным условиям осадконакопления соответствуют разные литофации, и они требуют разных каротажных кривых или их комбинаций для разделения. При наличии трех основных литофаций — песчаника, известняка и доломита — нейтронный, плотностной и акустический каротаж являются основными каротажными кривыми, используемыми для разделения. В присутствии глины разделительная способность комбинации этих кривых ухудшается, как и разделительная способность селективного гамма-гамма каротажа (ГГКС, РЕГ). Гамма-каротаж обычно является хорошим индикатором объемного содержания глины, и использование ГК в совокупности с другими каротажными кривыми повышает общую различимость литофаций в присутствии глины. Многие факторы могут влиять на показания гамма-каротажа, и даже в одном и том же пласте разные пропластки песчаной фации могут демонстрировать высокие значения ГК (Bhuyan and Passey 1994; Ma et al. 2014). Для различных литофаций может существовать значительное перекрытие значений ГК. Кроме того, при наличии трех или более литофаций глинистые переслои в других литофациях демонстрируют более выраженные наложения показаний ГК друг на друга.

Глина в уплотненных карбонатных образованиях обычно имеет более высокие значения акустического каротажа (АК), чем она же в известняках и доломитах (Ma et al., 2015a). Отклик нейтронного каротажа в глинах часто высок по абсолютной величине, но может быть ниже линии тренда на диаграмме NPHI-DT (нейтронный каротаж-акустический каротаж) или NPHI-DENS (нейтронный каротаж-плотностной каротаж).

В пластах, содержащих углеводороды, удельное сопротивление может быть хорошим идентификатором углеводородсодержащих литофаций, хотя может присутствовать некоторая неопределенность, такая как высокие

удельные сопротивления как в песчанике, насыщенном газом, так и в плотном известняке.

Ниже кратко описаны основные методы разделения пластов на литофации на основе данных комплекса ГИС (Ma et al., 2015b). Первый из них – использование критериев отсечения по одному или нескольким каротажным кривым. Традиционный метод критериев отсечения иногда все еще используется для разделения литофаций по данным каротажных кривых. Метод критериев отсечения может хорошо работать, когда в свойстве или свойствах для различных литофаций не так много наложений показаний. Например, песчаник, доломитит, известняк и другие литофации иногда отчетливо или почти отчетливо разделены PEF или комбинацией PEF и плотностного каротажа. Критерии отсечения могут быть определены эмпирически на основе либо априорной информации о литофациях, либо ранее полученной информации о литофациях. При классификации литофаций с использованием критериев отсечения, эти критерии должны быть определены на всем интервале значений, чтобы избежать попадания данных за пределы всех критериев отсечения в зону неопределенных литофаций.

Следующий метод – применение дискриминантного анализа и теории распознавания изображений. Применение критериев отсечения к каротажным кривым для классификации литофаций может быть улучшено путем определения линейных или нелинейных функций, разделяющих литофации. Это предполагает использование обучающих данных, таких как ранее классифицированные литофации. Линейные функции должны быть определены так, чтобы показывать наибольший процент корректного определения литофаций (Ma et al., 2015b). Очевидно, что при наличии наложения данных они приведут к некоторым ошибочным разделением литофаций. Основным критерием является эмпирическая различимость по данным обучения. Чем меньше наложения данных, тем лучше различительная способность каротажных кривых, и тем меньше каротажных

кривых требуется для их разделения, и тем надежнее классификация литофаций.

Наличие обучающих данных хорошо влияет на качество разделения на литофации, но их наличие не обязательно; дискриминантные функции могут быть определены с использованием отношений входных данных каротажей. Теоретически можно определить нелинейные дискриминантные функции, которые лучше разделяют классы литофаций; но, как показывает практика, проще использовать другие методы или комбинацию других методов. (Ma et al., 2015b). Такие, например, как метод главных компонент (principal component analysis, PCA). Две или более каротажных кривых могут быть интегрированы PCA для классификации литофаций.

Основным преимуществом использования данных нескольких кривых является дополнительная информация, присутствующая в разных каротажах. Одной из проблем при использовании нескольких кривых для классификации является разделение релевантной и нерелевантной информации. PCA (Ma et al., 2015b) является эффективным способом решения этой проблемы. В относительно простых случаях два или три каротажа с умеренной или высокой корреляцией между ними могут быть эффективны для выделения литофаций. На практике физически значимые компоненты могут вносить не самый большой вклад в дисперсию данных. В таком случае для разделения пласта на литофации может использоваться метод неглавных компонент (Minor or Intermediate Principal Components).

В некоторых случаях математически наименее значимый компонент может быть физически наиболее значимым для разделения литофаций. В других случаях один или несколько промежуточных главных компонент (intermediate principal component) могут быть более дискриминантными для классификации литофаций. В своей работе (Busch et al., 1987) использовали компоненты M и N для разделения на литофации. Поскольку M и N определяются из плотностного, нейтронного и акустического каротажей (Schlumberger 1999), использование M и N равносильно использованию этих

трех кривых, что в некоторых случаях имеет преимущества. Однако, как правило, более выгодно использовать PCA для синтеза этих трех кривых и классификации литофаций.

В последнее время к решению проблемы литофациального анализа широко применяются искусственные нейронные сети (ИНС, Artificial Neural Network, ANN). Литофации могут быть классифицированы по каротажным кривым с использованием ИНС, применяемо либо непосредственно к выбранным кривым, либо с помощью главных компонент этих каротажных данных (PCA используется в качестве препроцессора) (Ma 2011; Khalid et al. 2014). ИНС с учителем, как правило, более предпочтительна, когда имеются данные обучения. Преимущества использования ИНС заключаются в ее способности интегрировать множество входных данных. Были опубликованы многочисленные примеры классификации литофаций по многим каротажным кривым с использованием нейронных сетей (Du bois et al. 2007; Wang and Carr 2012; Jiang et al. 2019).

Одним из важных недостатков ИНС является отсутствие у нее способностей к физической интерпретации. Классификация литофаций по данным каротажа с использованием ИНС может быть улучшена путем сопоставления с известными физическими свойствами и геологическими данными.

#### *Метод гидравлических единиц потока*

Одним из наиболее мощных инструментов литофациального анализа является разделение пластов по принципу единиц гидравлического потока. Гидравлическая зональность важна при создании динамических моделей коллекторов, в частности при определении оптимальной вертикальной сетки моделирования. Идентификация зон единиц гидравлического потока (ЕГП, HFZU, Hydraulic Flow Zone Unit) для пласта должна как можно ближе соответствовать геологическому описанию этого пласта и проведенным в нем каротажным исследованиям. Зоны ЕГП обычно синонимичны обстановкам осадконакопления. Однако иногда последовательные

геологические зоны могут быть объединены в одну гидравлическую зону, или одна геологическая зона может быть разделена на две или более литофациальных зон, что является результатом диагенеза (Nooruddin et al., 2011). Зоны взаимно коррелируются после завершения зонирования для каждой скважины, где был отобран керновый материал. Наконец, зонирование распространяется в трехмерном пространстве с помощью каротажных кривых, что означает, что устанавливаются взаимосвязи между характеристиками гидравлической зоны и каротажными кривыми. Общий подход аналогичен использованию данных рутинного анализа керна (Routine Core Analysis, RCA) для калибровки и проверки интерпретации анализа каротажа открытых скважин (Nooruddin et al., 2011). При правильном выполнении описанный выше подход приведет к оптимальному вертикальному зонированию (созданию модельной сети) без использования традиционного масштабирования.

Преимущество этого подхода заключается в очень качественном и корректном создании геологической модели. Традиционно нефтяная промышленность использует зависимости  $\log(k)$  от пористости для определения тенденций и взаимосвязей между проницаемостью и пористостью, для характеристики качества коллектора и для заполнения пробелов в керновых данных, как это сделано, например, в работе (Chilingar 1963). При таком анализе предполагается, что зависимость представляет собой прямую линию в пространстве полулогарифмов, что не является строго верным. Подход гидравлических единиц потока помогает избежать этого допущения (Nooruddin et al., 2011).

Фундаментальная формулировка основана на хорошо известном уравнении Кармана-Козени (Carman-Kozeny, C-K), названном так в честь двух основных исследователей, создавших базовую теорию. Их уравнение первоначально в основном использовалось для прогнозирования проницаемости в зависимости от параметров поровой структуры. Однако это

уравнение является сложным и никогда не использовалось на практике, поскольку некоторые входные параметры трудно измерить или вывести.

Козени (Kozeny, 1927) опубликовал свое известное уравнение, включающее все гидрологические параметры, известные в то время:

$$k = \frac{1}{H_c} \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2}, \quad (1.1)$$

где  $H_c$  – параметр, характеризующий поровое пространство, обычно имеет значение 2-7. Это уравнение впоследствии было уточнено Карманом (Carman, 1937 и 1938) путем введения дополнительных параметров:

$$k = \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2} \left( \frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2} \right), \quad (1.2)$$

где  $F_s$  – параметр формы поровых каналов,  $\phi_e$  – эффективная пористость,  $\tau$  – извилистость поровых каналов,  $S_{gv}$  – отношение площади поверхности зерен к объему зерен.

Крупный прорыв произошел в конце 1980-х годов, о чем более широко сообщалось в начале 1990-х годов. Например, в работах (Amaefule, 1993), (Barr and Altunbay, 1992) уравнение (1.2) было преобразовано в более полезную форму не для прогнозирования проницаемости, а для определения качества пласта путем определения индикатора гидравлической единицы (flow zone indicator, FZI). Этот подход позволил оптимально зонировать интервалы керн с целью идентифицировать фации, однородные с точки зрения потока жидкости, так называемые единицы зоны гидравлического потока (hydraulic flow zone units, HFZU).

$$\text{Log}(RQI) = \log \phi_z + \log FZI, \quad (1.3)$$

где

$$RQI(\mu m) = 0,0314 \sqrt{\frac{k(md)}{\phi_e}} \quad (1.4)$$

$$\phi_z = \left( \frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \right) \text{ или } PG \quad (1.5)$$

$$FZI (\mu m) = (\sqrt{F_s} \tau S_{gv})^{-1}, \quad (1.6)$$

где PG известно также как группа пористости (porosity group).

Одним из недостатков этой формулы является то, что уравнения (1.3-1.6) не во всех пластах достоверно описывают разделение на фации, и геологи и петрофизики не полностью приняли этот первоначальный подход гидравлических единиц потока, особенно когда уравнение Кармана-Козени не удовлетворительно описывает разбиение интервалов-коллекторов на фации. Такое несоответствие описано во многих работах, например, (Biniwale и Behrenbruch, 2004 и 2005), где прямые с неединичным наклоном были повернуты в их центроиде, чтобы соответствовать формуле Кармана-Козени.

Крупный прорыв в решении задачи о несоответствующем разделении фаций путем применения модифицированного уравнения Кармана-Козени произошел с публикацией работы (Nooruddin et al., 2011), в которой была введена новая модификация уравнение Кармана-Козени и был введен коэффициент цементации, позволяющий количественно определять так называемые "цементированные" интервалы пластов:

$$k = \frac{\phi_e^{2c+1}}{(1 - \phi_e)^2} \left( \frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2} \right) \quad (1.7)$$

$$\log RQI = \log \phi_z \phi^{c-1} + \log FZI \quad (1.8)$$

Коэффициент цементации "с" был назван "m" в работе (Nooruddin et al., 2011), но он не тождественен коэффициенту цементации в уравнении Арчи. Однако и этот модифицированный подход не охватывает все типы геологических ситуаций, такие как переслаивающиеся пропластки и мелкозернистые пропластки. На данном этапе уравнение (1.8) может быть успешно использовано для описания всех терригенных и карбонатных пород, если естественные трещины не проявляются явно. В работе (Verwer et al., 2011) также описано апробирование модифицированной формулы и даны



некоторые рекомендации по коэффициенту цементации для различных типов отложений.

Перед использованием описанного выше подхода данные стандартного анализа керна, пористость и проницаемость, должны быть скорректированы с учетом двух эффектов (Nooruddin et al., 2011). Во-первых, должна применяться так называемая коррекция за пластовые условия (*overburden correction*, *OB*), когда большинство данных, измеренных в лабораторных условиях (в стандартных условиях), корректируется, переводя лабораторные измерения в (эквивалентные) условия пласта. Эта коррекция достигается путем установления корреляций между ограниченным числом измерений в образцах керна, полученных в условиях повышенного давления, и большим набором данных, полученных в стандартных условиях (Nooruddin et al., 2011). Эти типы корреляций, как правило, хорошо известны в отрасли, и они не являются универсальными, поскольку параметры коррекции уникальны для каждого набора данных.

Вторая коррекция выполняется после коррекции за пластовые условия для данных проницаемости. Коррекция за так называемый эффект Клинкенберга, который описывает проскальзывание молекул газа, когда газ используется для измерения проницаемости на образцах керна, что приводит к кажущейся более высокой проницаемости по сравнению с абсолютной проницаемостью, измеренной с использованием жидкости. Эта поправка может быть основана на лабораторных измерениях или применяться с использованием корреляций из литературы (Клинкенберг или другие). Обе коррекции выполняются до зонирования. Описание применения корректировок и примеры описаны в работе (Hoang et al., 2017).

После того, как все гидравлические единицы потока были определены, для каждой гидравлической единицы вычисляются средние керновые значения проницаемости и пористости. Эти вычисленные значения также могут быть использованы для прогнозирования соотношения капиллярного

давления и относительной проницаемости для каждой определенной гидравлической единицы потока.

### *Изученность Крапивинского месторождения*

Крапивинское месторождение является достаточно хорошо изученным и описанным в геологическом и петрофизическом плане. Очень подробно геологическое строение Васюганской свиты в том числе на территории Крапивинского месторождения описано в работе (Белозеров В.Б. и др., 1980). Так же описание геологического строения можно найти в работе (Конторович В.А., 2009). Седиментологическая модель отложений представлена в статье (Кравченко Г.Г., Жуковская Е.А., 2010). Описание оценки фильтрационно-емкостной матрицы коллектора было сделано в работе (Белозеров В.Б., 2001). Биостратиграфическая характеристика пласта Ю-1 месторождения была приведена в работе (Чернова О.С., Жуковская Е.А., 2010). Наиболее полное и подробное геологическое описание, описание и вычисление петрофизических параметров, фациального и литофациального зонирования, процесс выбора значений петрофизических параметров, данные анализа керновых данных и процесс обработки данных ГИС представлены в проектном документе «Анализ разработки Крапивинского месторождения» (Панков М.В., Белозеров В.Б., Меркулов В.П., Чернова О.С.).

## **2 Геологическая характеристика Крапивинского месторождения**

### **2.1 Общие сведения о месторождении**

Изучаемое месторождение приурочено к локальным поднятиям - Крапивинскому и Западно-Крапивинскому, представляющим из себя структуры III порядка, разделенные между собой мульдообразными прогибами. Крупнейшими месторождениями, входящими в Игольскую группу, являются месторождения нефти Игольско – Таловое, Западно - Моисеевское и Крапивинское. Со стороны экономической составляющей регион развит несильно. ЛЭП служит для электропитания, в то время как нефтепровод, проходящий через Крапивинское, Лугинецкое, Игольское, Герасимовское месторождения является средством для транспортировки нефти. Сеть дорог, которая связывает поселок Новый Васюган и город Стрежевой, а также месторождения, входящие в Игольско-Таловое и Крапивинское группы, проложена во время обустройства месторождения и имеет выход на дорогу из бетона (Рисунок 2.1).

### **2.2 Стратиграфия и расчленение продуктивной части разреза**

Нефтенасыщенные продуктивные пласты относятся к верхнеюрским отложениям, которые подразделены на баженовскую, георгиевскую и васюганскую свиты.

Баженовская свита представляет собой черные битуминозные аргиллиты, которые, с одной стороны являются нефтематеринской и нефтепроизводящей породой, а с другой – представляют собой покрывку для пород-коллекторов васюганский отложений и имеют мощность примерно 10-15 метров.



Условные обозначения:

----- Областные границы

———— Трубопроводы

Дороги автомобильные:

———— Улучшенные грунтовые

----- Сезонные

Месторождения:

 Нефтяные


 Газоконденсатные

Рис. 2.1 Карта района Крапивинского нефтяного месторождения (Панков М.В., 2004)

Георгиевская свита имеет относительно небольшую мощность – несколько метров, и представляет собой серые глины со следами фауны.

Васюганская свита условно делится на глинистую нижневасюганскую свиту и более песчаный пласт Ю<sub>1</sub>, который был сформирован в регрессивно-трансгрессивную фазу образования осадочного бассейна, благодаря чему возможно выделить внутри пласта три пачки: надугольная (Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>), характеризующаяся трансгрессией моря, соответствующая прибрежно-морской обстановке, сложенная преимущественно песчаниками, имеет верхнеоксфордский возраст; межугольная – соответствует прибрежно-континентальной обстановке, трансгрессивно-регрессивной фазе, из-за чего сильно глинистая, имеет среднеоксфордский возраст; подугольная (Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>), образованная во время регрессии моря, песчанистая, относиться так же к прибрежно-морской обстановке осадконакопления и имеет нижнеоксфордский возраст.

Наибольшие промышленные запасы углеводородов Крапивинского месторождения связаны с пластом Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>. Общая мощность пласта изменяется от 16 м до 26 м. Данные разведочного бурения и керновый материал позволяют сказать о пласте Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> следующее:

- пласт сложен в основном песками регрессивного типа;
- следовательно, для них характерно уменьшение размера зерен от подошвы к кровле;
- определенное литологическое строение и особенности распределения фильтрационно-емкостных свойств позволили выделить внутри Крапивинского локального поднятия четыре фациальных зоны.

Первый выделенный литотип имеет следующее распределение фильтрационной неоднородности от кровли к подошве: высокопроницаемая песчаная пачка (100-1000 мД), среднепроницаемая песчаная пачка (1-100 мД), низкопроницаемая пачка (< 1 мД). Для первого литотипа характерна воронкообразная форма каротажа ПС. В пределах первого литотипа могут быть выделены три подгруппы. 1а – проницаемость в кровле пласта - сотни

и тысячи мД, 1б – проницаемость в кровле пласта – десятки и сотни мД, 1в – проницаемость в кровле пласта – десятки мД. Внутри первого литотипа по литологическим особенностям могут быть выделены следующие четыре литофации. Первая литофация – мелкозернистые песчаники и алевролиты, имеющие горизонтальную и косую слоистость, проницаемость  $< 1$  мД, характерная обстановка осадконакопления – мелководный шельф. Находятся в подошвенной части всех выделяемых подгрупп литотипа 1. Вторая литофация – крайне неоднородная по фильтрационной способности – средне- и мелкозернистый массивный среднесцементированный песчаник с послойным изменением проницаемости – прослой с низкой проницаемостью  $< 1$  мД и высокой – десятки мД и послойной же нефтенасыщенностью. Характерная обстановка осадконакопления – прибрежная зона с вдольбереговыми течениями. Находится в средней части пласта всех выделяемых подгрупп литотипа 1. Третья литофация – средне- и мелкозернистый песчаник, массивный, слабо- и среднесцементированный, мощностью 1-8 м. Характерен для кровельной части подгруппы 1б. Проницаемость – десятки и сотни мД. Обстановка осадконакопления – пляж и мелководье с сильным влиянием вдольбереговых течений. Четвертая литофация – массивный слабосцементированный песчаник, средне- и крупнозернистый, мощностью от 1 до 10 м. Характерная проницаемость – сотни и тысячи мД. Обстановка осадконакопления – условия пляжа при сильных вдольбереговых течениях.

Второй литотип пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> характеризуется достаточно однородными коллекторскими свойствами и сложен в расчленении. Проницаемость изменяется от 10 до 100 мД. Данный литотип сложен в основном мелкозернистыми, массивными, слабглинистыми песчаниками и алевролитами. Обстановка осадконакопления – пляжи мощных равнинных рек, направленные течения. Характерная форма каротажа ПС – блок.

Внутри третьего литотипа можно выделить кровельную и подошвенную подгруппы. Характерные проницаемости – 1-10 мД. Форма

кривой ПС – сложнопостроенная, отражает неоднородность пласта. В подошвенной части находятся среднесцементированные, средне- и мелкозернистые песчаники. В кровельной – мелкозернистые, массивные песчаники и алевролиты с горизонтальной слоистостью. Обстановка осадконакопления, характерная для третьего литотипа – морское мелководье с направленными течениями.

Для четвертого литотипа характерны в целом низкие проницаемости 1-2 мД с редкими высокопроницаемыми прослоями. Характерная форма кривой ПС – воронкообразная. Низкая проницаемость пород четвертого литотипа позволяет отнести их к породам-неколлекторам. Предполагаемая обстановка осадконакопления – мелководноморская при участии вдольбереговых течений. Территориально описанные литотипы расположены следующим образом: первый располагается на севере и северо-востоке месторождения, второй – на юге и юго-западе, третий – на востоке и в центральной части, четвертый узкой полосой разделяет первый и третий литотипы на севере месторождения.

Предполагаемая седиментационная модель пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> – дельтовый комплекс или регрессивные песчаники. Элементы формационного перерыва – гальки и аргиллиты, обнаруженные в некоторых скважинах, а также электрофациальный анализ, позволяют более точно определить седиментационную модель пласта как дельтовый комплекс.

Таким образом, по данным электрофациального анализа, второй литотип относится к отложениям дельтовых каналов, первый и четвертый литотип – к отложениям устьевых и морских баров, третий литотип – переходно-дельтовые отложения.

### 2.3 Тектонические особенности месторождения

В тектоническом плане Крапивинское месторождение расположено в южной части Каймысовского свода, образует Крапивинское локальное поднятие в юго-западной части Моисеевского куполовидного поднятия. Данная структура осложнена рядом более мелких локальных поднятий, которые разделены мелкими прогибами и имеет вершинно-радиальную структуру с выделенным обширным центральным поднятием и целой группой более мелких структурных мысов различного простирания. Структура имеет звездообразную ассиметричную форму. По данным сейсмической разведки было определено, что доюрский фундамент территории представляет собой две группы эрозионно-вулканических поднятий, что свидетельствует о том, что доюрская складчато-блоковая деятельность происходила под влиянием поствулканических и магматических процессов.

Характерной особенностью нефтеносности пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> является отсутствие единой оконтуривающей ее изогипсы. Все залежи внутри пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> ограничены водонасыщенными породами с плохими коллекторскими свойствами.



### 3 Влияние литолого-фациальной зональности на определение ФЕС на примере Крапивинского нефтяного месторождения

#### 3.1 Выбор опорных скважин

Для оценки влияния литолого-фациальной зональности на определение ФЕС были выбраны две скважины на одну фациальную зону. Критерием выбора служило количество информации, которую в себе содержали керновые данные и данные ГИС. Тем самым, были выбраны те скважины, которые содержали в себе больше информации. Выбранные скважины показаны на Рисунке 3.1.

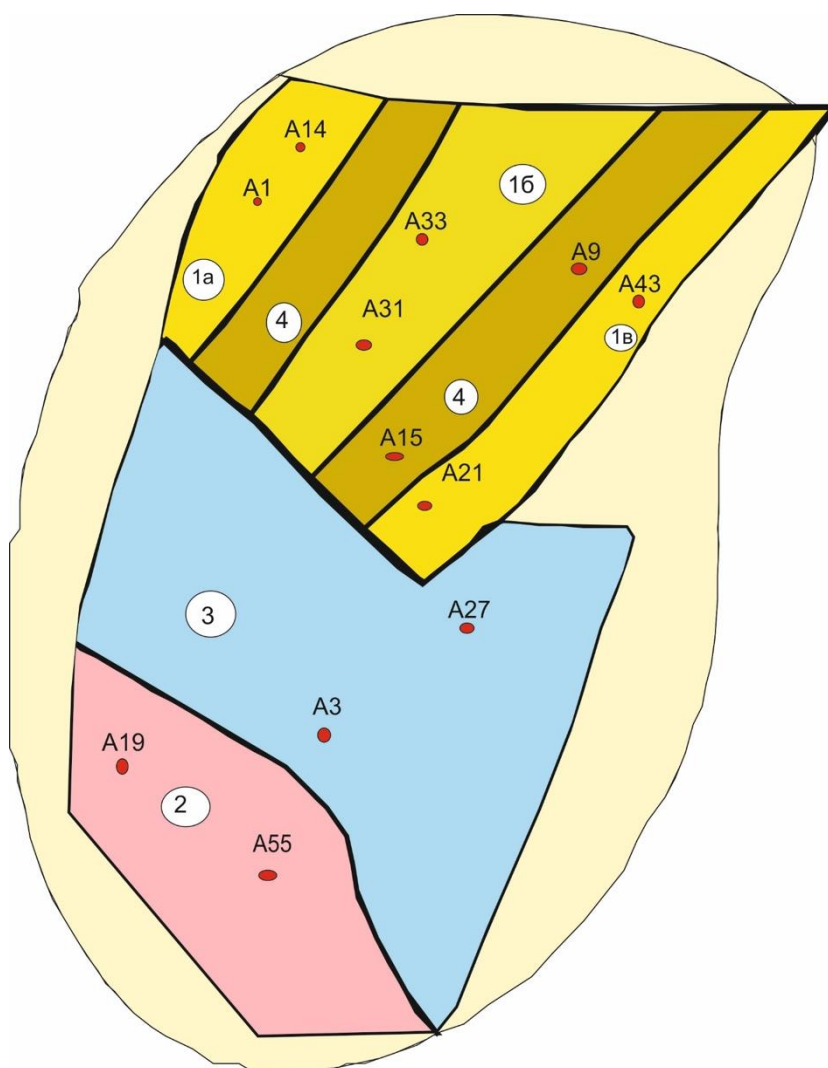


Рисунок 3.1 – Выбранные опорные скважины, расположенные в разных фациальных зонах (Панков М.В., 2004)

### 3.2 Определение критических значений каротажей ПС и ГК для расчета разных моделей глинистости

Для расчета различных моделей глинистости, выбранная из которых использовалась далее в расчете пористости, необходимо было снять значения максимальных и минимальных отклонений ПС и ГК. При выборе максимальных значений ГК не учитывались аномальные значения в углях. Для обоих методов использовались максимальные значения из интервала глин нижневасюганской свиты, в то время как минимальные значения – из интервала песчаников пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>. Ниже в Таблице 3.1 для каждой из 12 скважин представлены определенные значения.

Таблица 3.1 – Значения линий глин и песчаников для каротажей ПС и ГК

Номера скважин	Значения ПС в песчаниках	Значения ПС в глинах	Значение ГК в песчаниках	Значение ГК в глинах
A14	10,15	94,16	7,82	12,07
A1	10,21	108,75	5,45	13,69
A33	460,25	557,95	3,88	8,52
A31	25,86	134,87	7,35	15,21
A43	25,96	105,57	7,26	11,65
A21	32,83	82,72	8,21	12,95
A55	21,48	105,37	11,85	14,91
A19	16,26	112,16	6,15	10,03
A27	14,42	97,23	7,12	9,59
A3	28,26	97,21	9,71	12,63
A15	5,67	83,24	7,92	12,49
A9	45,16	116,46	5,91	9,43

### 3.3 Определение времени пробега через скелет горной породы для расчета акустической пористости

Для расчета акустической пористости необходимо было рассчитать скорость пробега волны через скелет горной породы, так как значения времени пробега в буровом растворе в зависимости от выбранного типа являются константами. Время пробега через горную породу в нужном интервале определяется из кривой акустического каротажа. Время пробега через скелет горной породы вычислялось через формулу:

$$t_{ma} = \frac{1000}{b}, \text{ мкс/м} \quad (3.1)$$

где  $b$  - скорость пробега через скелет горной породы, км/с, определяемое из зависимости скорости пробега акустической волны через горную породу от пористости. Для каждой фациальной зоны была построена вышеуказанная зависимость (Рисунок 3.2) для оценки влияния фациальных зон на определяемую литологию посредством определения скорости пробега волны в матриксе.

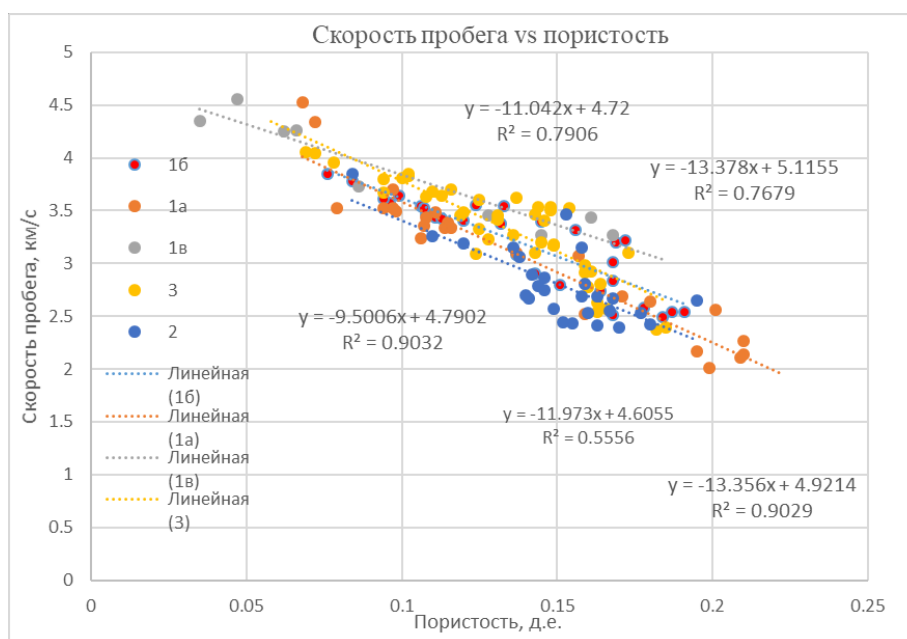


Рисунок 3.2 – График зависимости скорости пробега от пористости на основе керновых данных

В Таблице 3.2 указаны характерные времена пробега акустической волны в скелете породы для различных фациальных зон. Анализируя полученные значения, можно определить, что скорость волны в матриксе горной породы меняется в зависимости от фациальной зоны.

Таблица 3.2 – Значения времени пробега акустической волны в скелете горной породы

Номера фациальных зон	Значения времени пробега акустической волны в скелете горной породы, мкс/м
Фациальная зона 1а	203,19
Фациальная зона 1б	211,86
Фациальная зона 1в	208,76
Фациальная зона 2	217,13
Фациальная зона 3	195,48
Фациальная зона 4	227,86

Для 4 фациальной зоны были взяты значения времени пробега акустической волны в скелете горной породы из данных других скважин, находящихся в той же фациальной зоне.

### 3.4 Коррекция проницаемости

Поскольку проницаемость была измерена в поверхностных условиях и с использованием азота, необходимо было внести поправку за эффект Клинкенберга:

$$K_{liq} = \frac{k_{gas}}{1 + \frac{0.61}{P_m}}, \text{ (мД)} \quad (3.2)$$

Где  $K_{liq}$  – проницаемость Клинкенберга по жидкости (мД),  $k_{gas}$  – проницаемость по газу, 0,61 – поправка за Азот,  $P_m$  – среднее давление при проведении эксперимента.

Из-за отсутствия данных по осредненному давлению во многих образцах (по давлениям на входе и выходе из образца), были взяты данные средних давлений по имеющимся образцам, и осреднены для четырех диапазонов проницаемости (Таблица 3.3).

Таблица 3.3 – Средние давления экспериментов для измерения проницаемости

Диапазон проницаемостей, мД	Среднее давление эксперимента, атмосфера
>10	1,1
1-10	1,3
0,1-1	2,0
<0.1	2,7

### 3.5 Определение корреляционных зависимостей пористость-проницаемость

Одним из методов расчета проницаемости является выведение уравнения из зависимости проницаемости от пористости по керновым данным. Подставляя пористость по ГИС в выведенное из зависимости уравнение, получаем проницаемость. Изначально была построена зависимость для всех опорных скважин (Рисунок 3.3), расположенных в разных фациальных зонах.

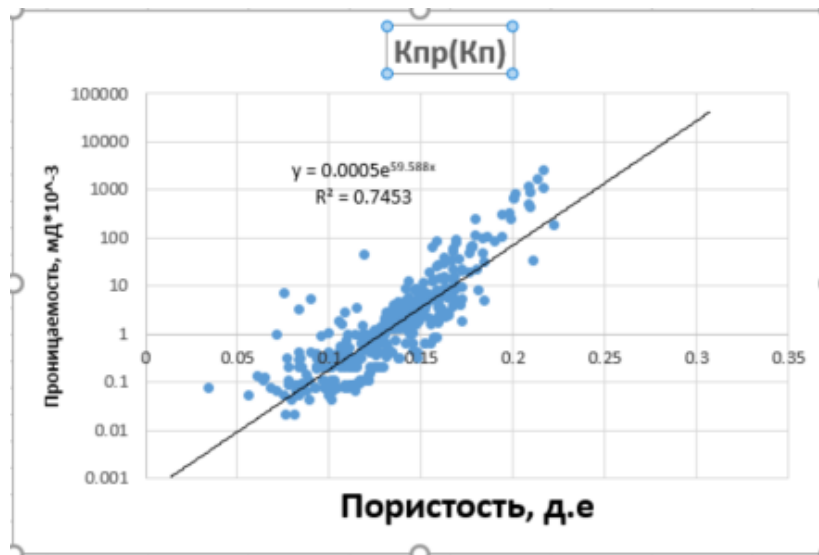


Рисунок 3.3 Зависимость проницаемости от пористости, полученная на основе керновых данных, для всех опорных скважин

Как видно из графика, даже при высокой сходимости присутствует ярко выраженная дисперсия данных, что может служить основанием для предположения о существовании нескольких фациальных зон. На основании этого предположения были построены зависимости отдельно для каждой фациальной зоны (Рисунок 3.4-3.9).

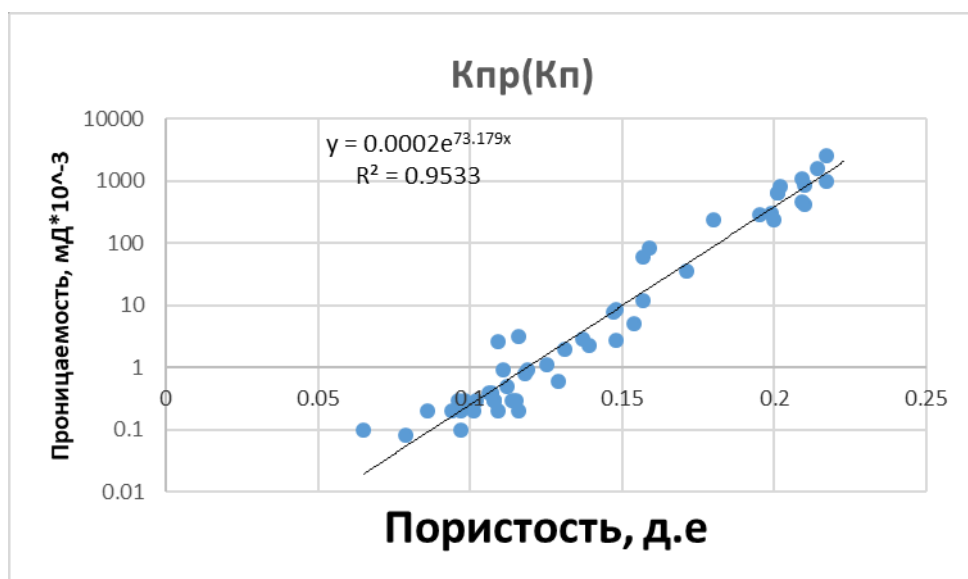


Рисунок 3.4 Зависимость проницаемости от пористости для фациальной зоны 1а

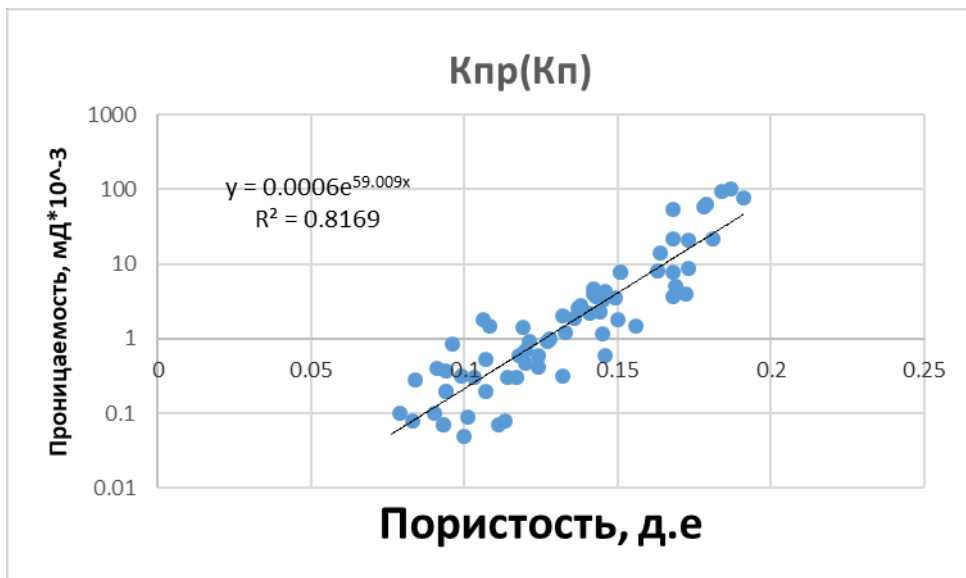


Рисунок 3.5 Зависимость проницаемости от пористости для фациальной зоны 16

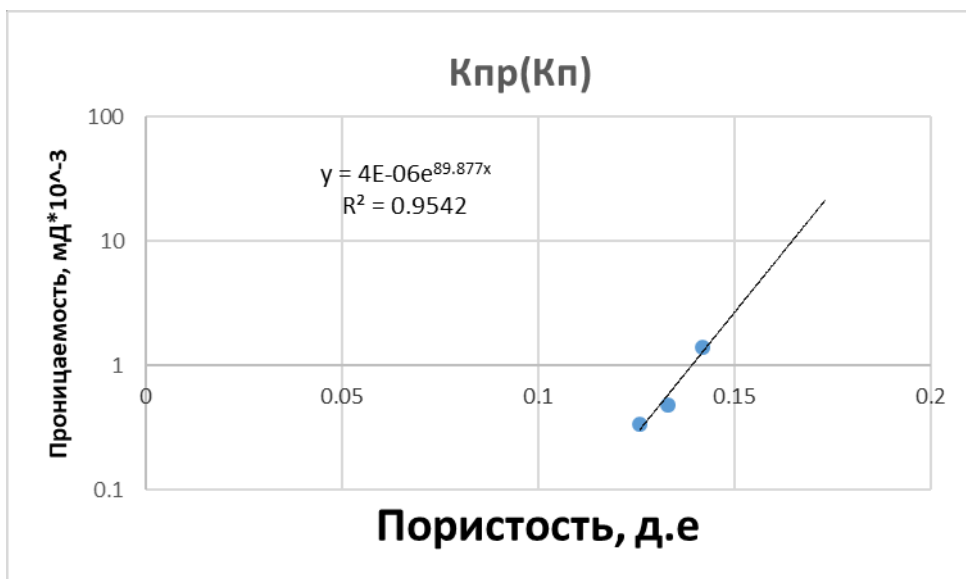


Рисунок 3.6 – Зависимость проницаемости от пористости для 4 фациальной зоны

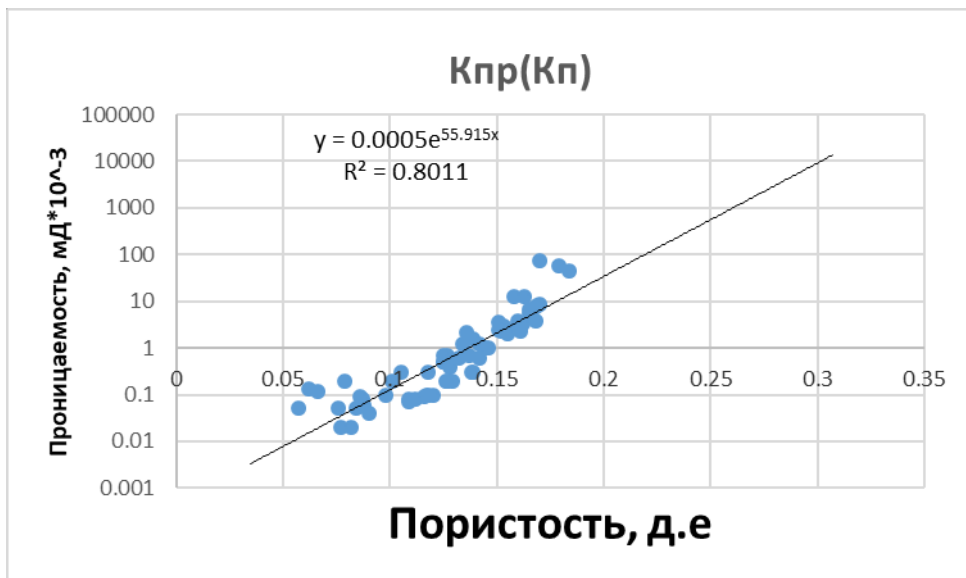


Рисунок 3.7 – Зависимость проницаемости от пористости для фациальной зоны 1в

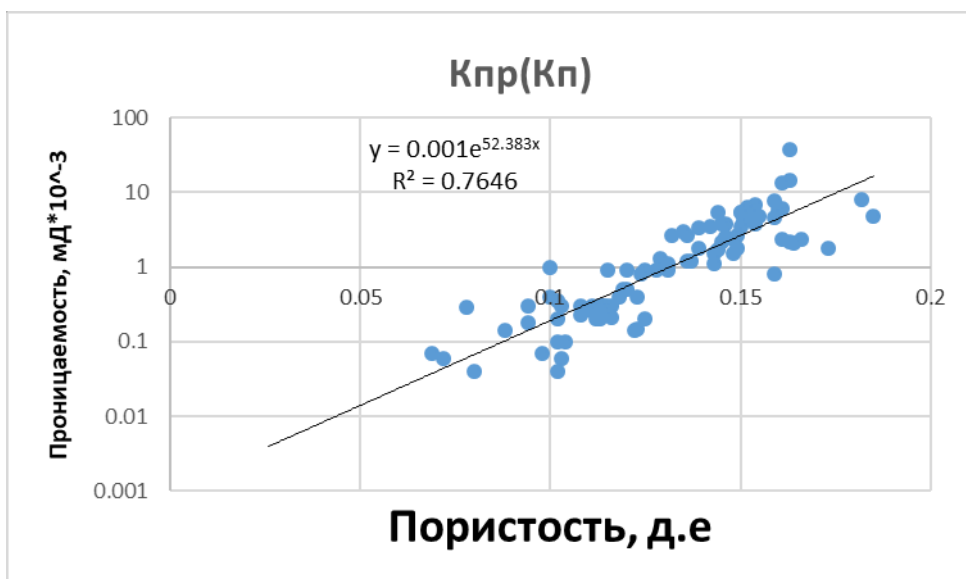


Рисунок 3.8 – Зависимость проницаемости от пористости для 3 фациальной зоны.



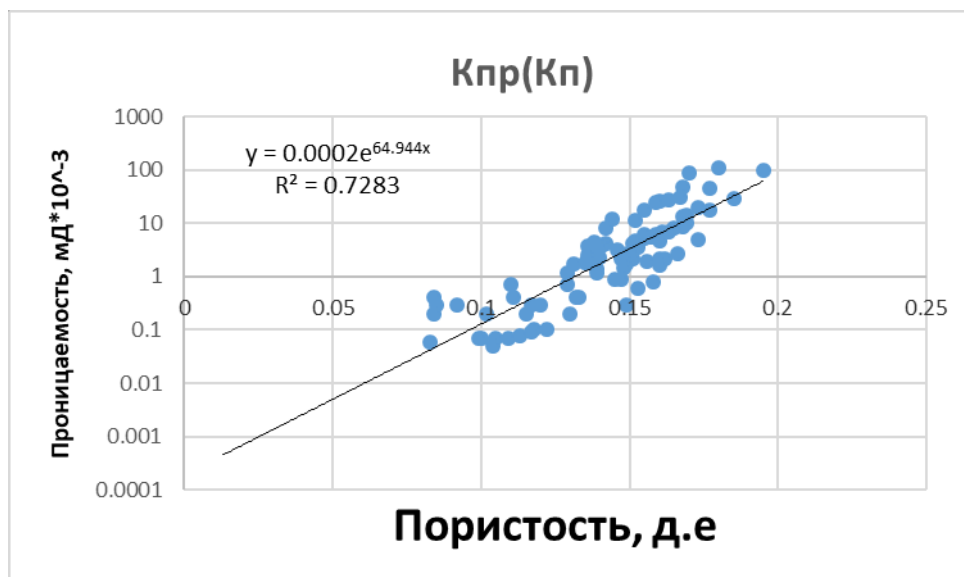


Рисунок 3.9 – Зависимость проницаемости от пористости для 2 фациальной зоны.

Вышеприведенные графики позволяют сделать вывод, что степень корреляции между данными из опорных скважин, находящихся в одной фациальной зоне, достаточно высока, для того чтобы можно было использовать эти уравнения для расчета проницаемости. Все уравнения для каждой фациальной зоны были занесены в Таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Корреляции вида пористость-проницаемость, определенные для каждой фациальной зоны

Фациальная зона	Уравнение $\rho$	Степень корреляции
1а	$y = 0,0002e^{73.179x}$	$R^2 = 0.9533$
1б	$y = 0,0006e^{59.009x}$	$R^2 = 0,8169$
1в	$y = 0,0005e^{55.341x}$	$R^2 = 0.7764$
2	$y = 0,0002e^{64.944x}$	$R^2 = 0.7169$

3	$y = 0,001e^{52.383x}$	$R^2 = 0.7646$
4	$y = 4E-06e^{89.877x}$	$R^2 = 0.9542$

### 3.6 Расчет констант для определения водонасыщенности

Для вычисления водонасыщенности необходимо было рассчитать константы «а», «m», «n», «b», отвечающие за различные показатели горной породы. Эти параметры находятся из степенной зависимости параметра пористости (FF) от пористости, а также степенной зависимости параметра насыщения (RI) от насыщения. Полученные зависимости для каждой фациальной зоны представлены на Рисунках 3.16-3.21.

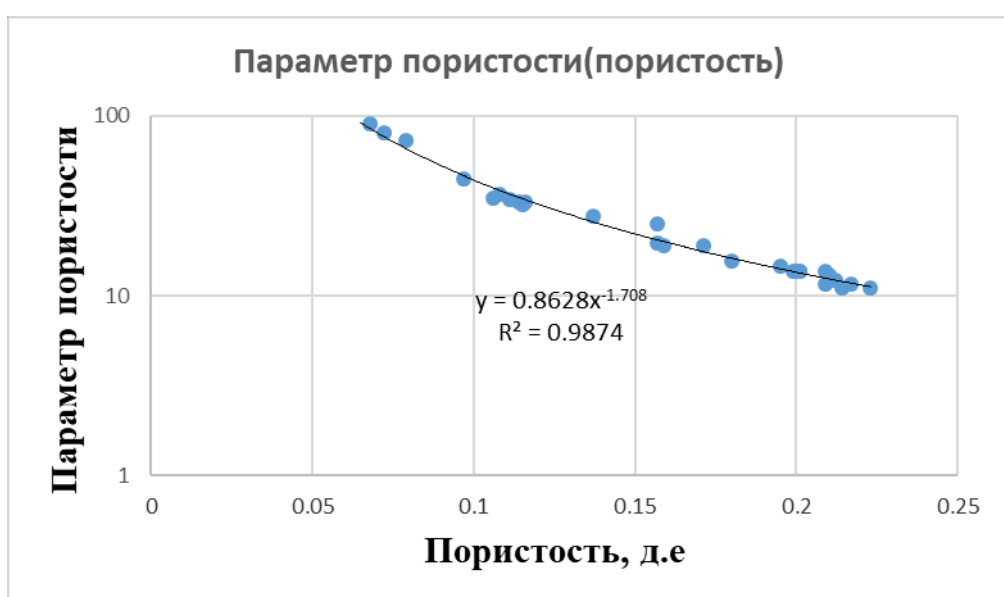


Рисунок 3.16 - График зависимости параметра пористости от пористости для фациальной зоны 1а

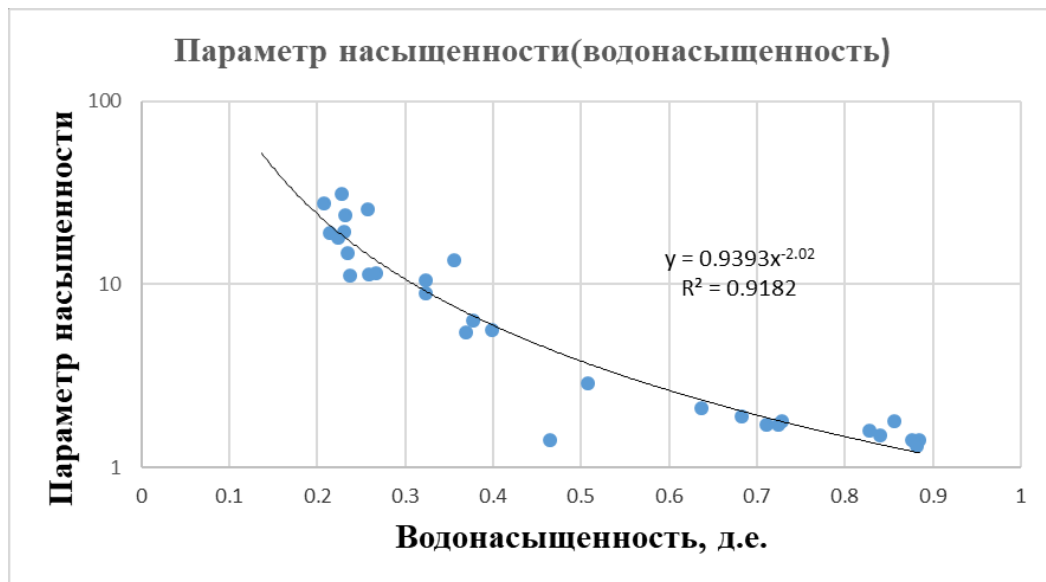


Рисунок 3.17 - График зависимости параметра насыщения от водонасыщенности для фациальной зоны 1а

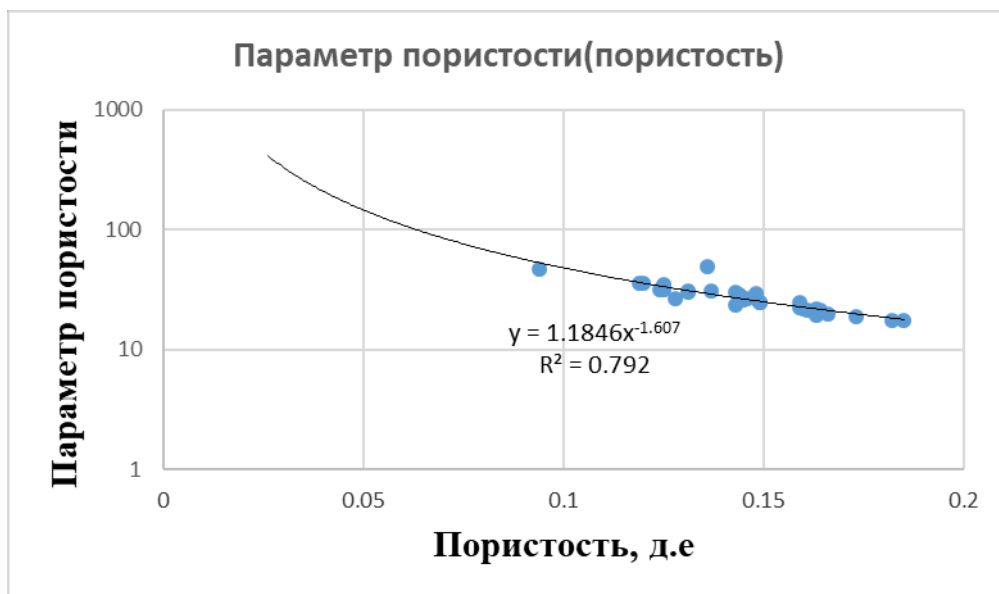


Рисунок 3.18 - График зависимости параметра пористости от пористости для 3 фациальной зоны

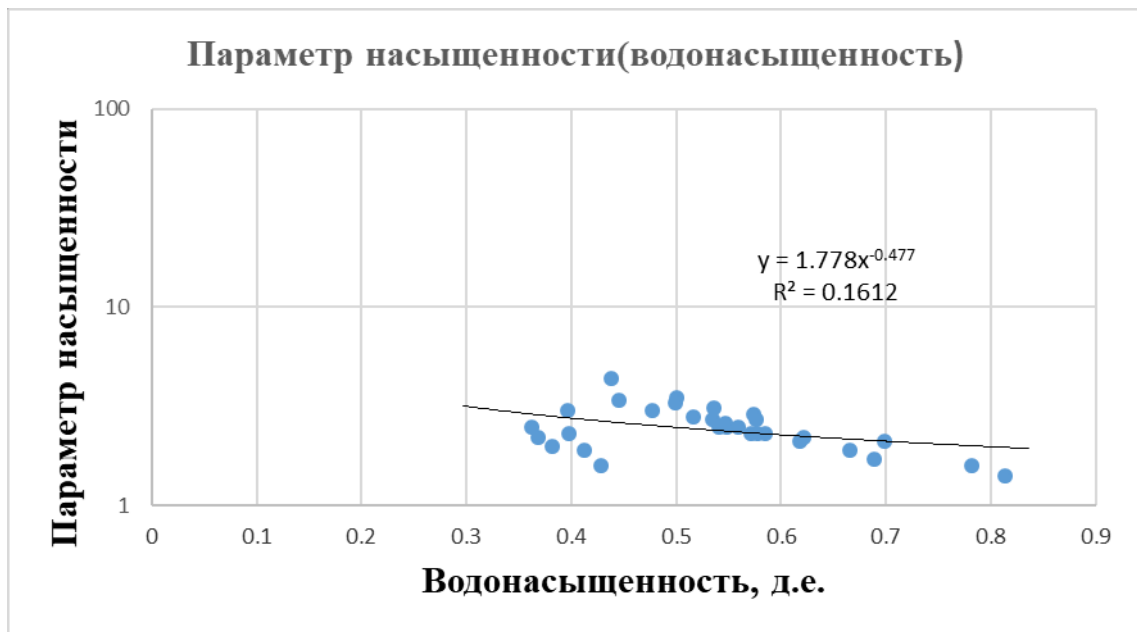


Рисунок 3.19 – График зависимости параметра насыщения от водонасыщенности для 3 фациальной зоны

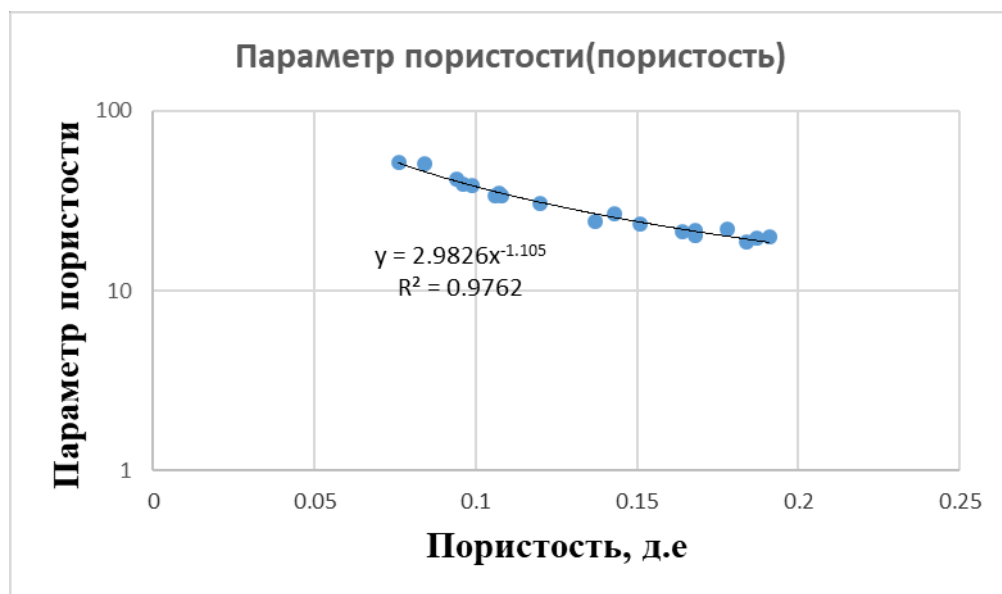


Рисунок 3.20 – График зависимости параметра пористости от пористости для фациальной зоны 1б

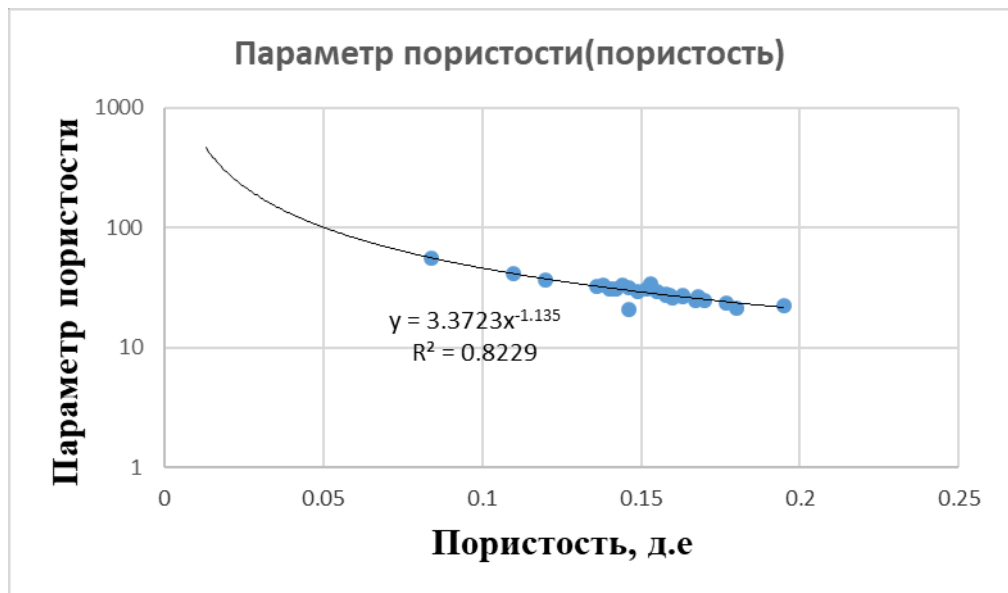


Рисунок 3.21 – График зависимости параметра пористости от пористости для 2 фациальной зоны

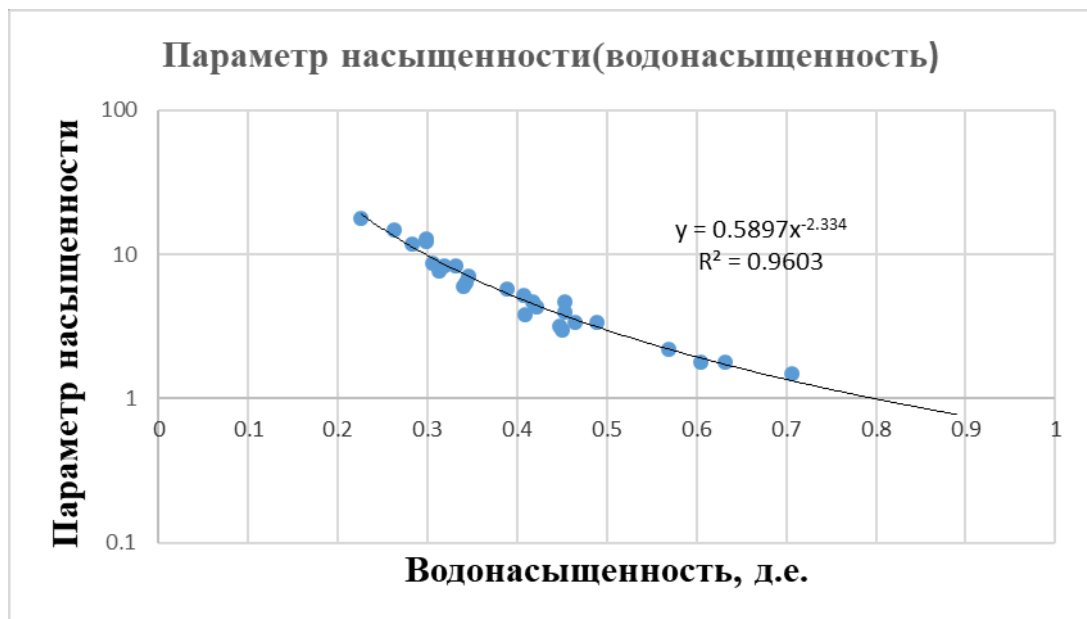


Рисунок 3.22 – График зависимости параметра насыщения от водонасыщенности для 2 фациальной зоны

После построения графиков все коэффициенты уравнения Арчи были занесены в Таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Коэффициенты Арчи, полученные для каждой фациальной зоны

Фациальные зоны	Коэффициенты Арчи			
	a	m	n	b
1a	0.8628	1.708	2.02	0.9393
1б	2.9826	1.105	-	-
3	1.1846	1.607	1.778	0.477
2	3.3723	1.135	2.334	0.5897

Далее необходимо было определить удельное сопротивление пластовой воды. Оно определялось на основании данных химического анализа (минерального состава) и температуры в пластовых условиях (95С°).

Используя данные о концентрации ионов (Таблица 3.6) была посчитана суммарная концентрация солей ионов, содержащихся в пластовой воде, затем с помощью номограммы (Рисунок 3.23) были найдены коэффициенты пересчета по каждому виду ионов. После этого, используя данные коэффициенты, суммарная концентрация ионов была пересчитана в средневзвешенную суммарную концентрацию.

Таблица 3.6 – Суммарная концентрация ионов пластовой воды

Элементы	Концентрация , ppm	Коэффициенты пересчета	Суммарная концентрация с учетом коэффициентов
<i>Cl</i>	18635	1	18635
HCO <sub>3</sub>	945.3	0,25	236,3
Ca	582	0,805	468,5
Mg	224	1,05	235,2
<i>Na</i>	11373	1	11373
	<b>31759,3</b>		<b>30948</b>

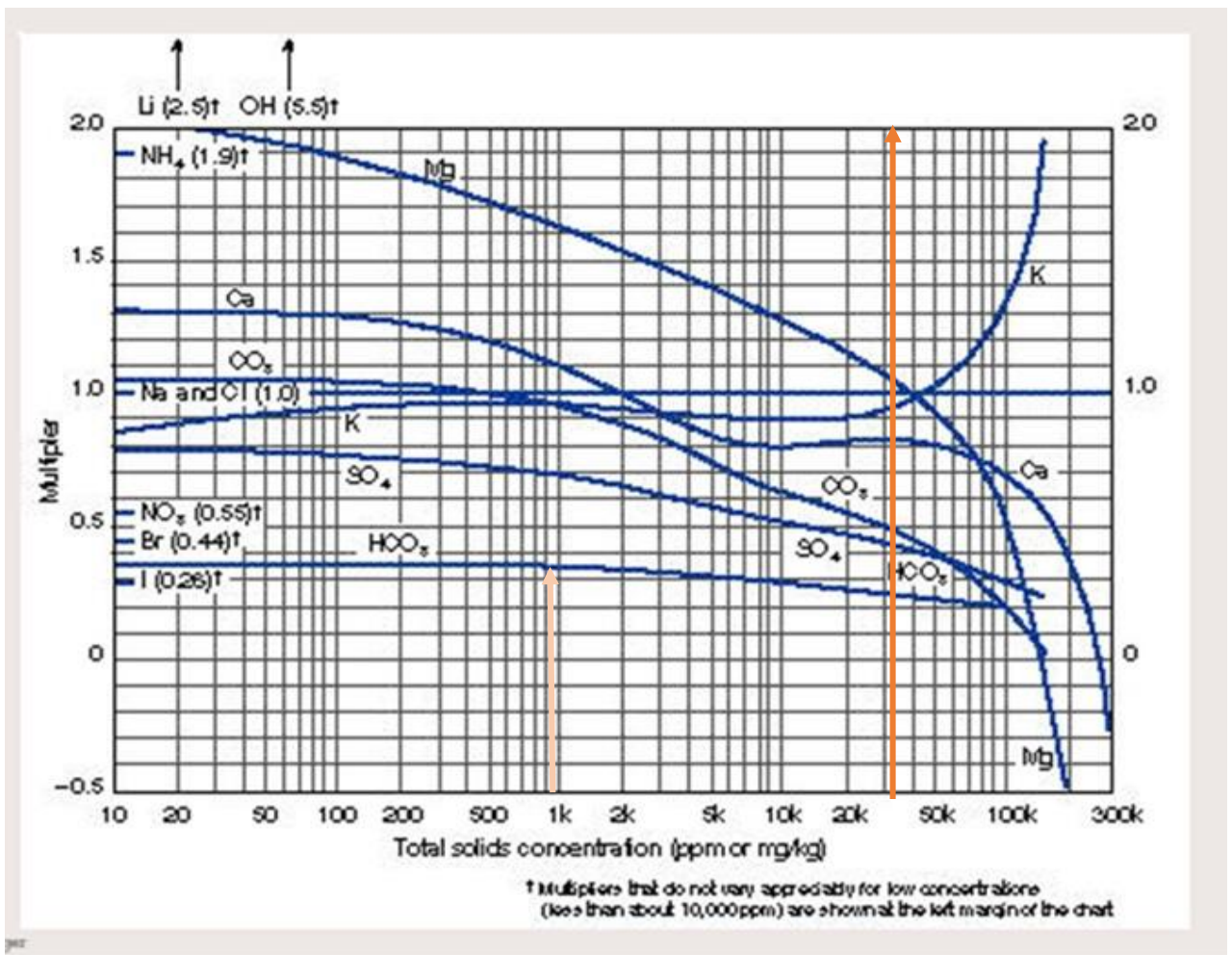


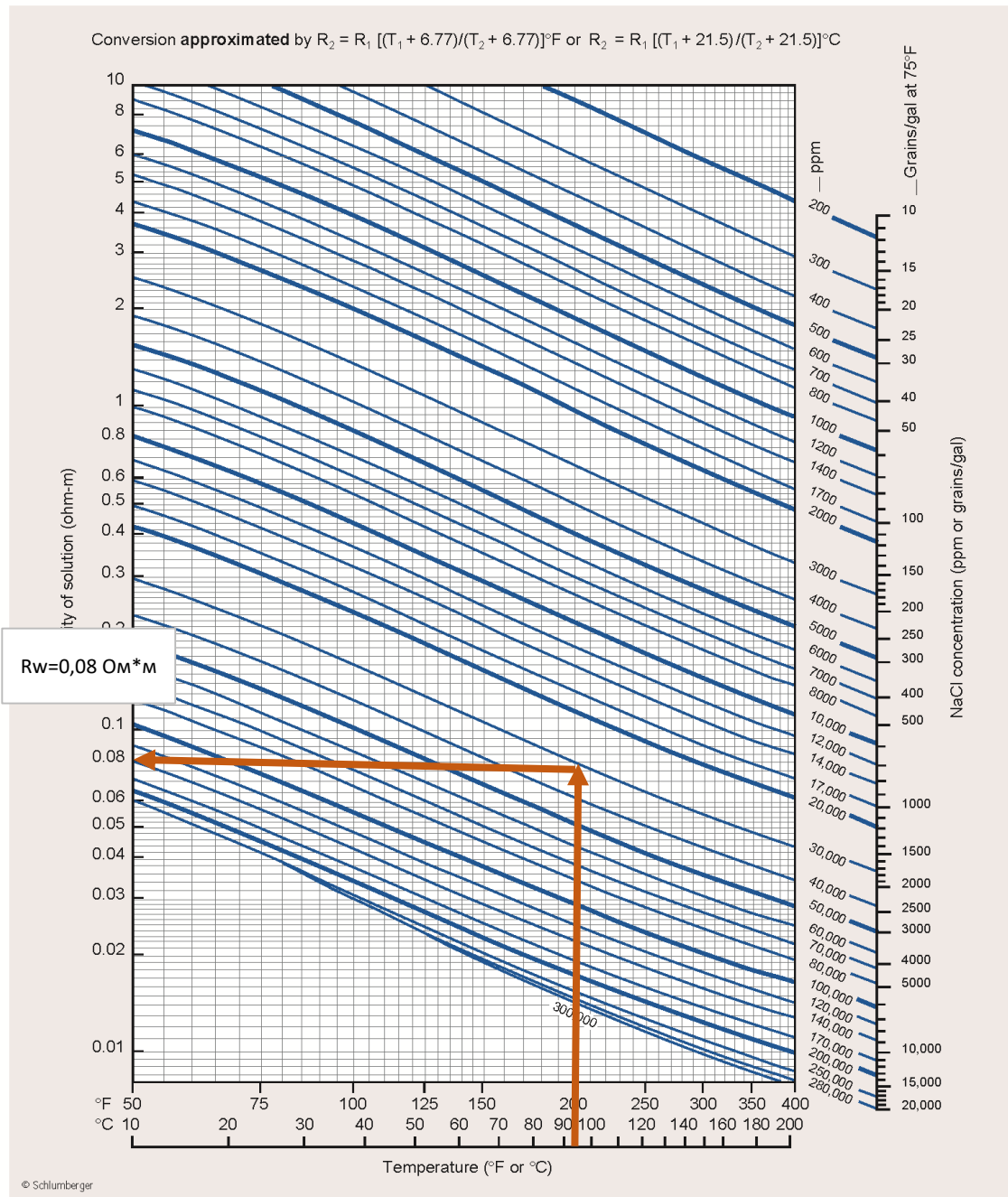
Рисунок 3.23 – Номограмма для расчета коэффициентов пересчета (Schlumberger Gen-4)

Далее, зная концентрацию и пластовую температуру, с помощью номограммы, была рассчитано сопротивление пластовой воды (Рисунок 3.24). Используя график (Рисунок 3.24), было определено сопротивление пластовой воды  $R_w=0,08 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ . Сопротивление пласта ( $R_t$ ) было определено из данных индукционного каротажа.

Resistivity of NaCl Solutions

Gen-9

Gen



1-5

Рисунок 3.24 – График для определения удельного сопротивления пластовой воды (Schlumberger Gen-9)



## **4 Интерпретация данных ГИС в опорных скважинах**

### **4.1 Исходные данные**

Одним из методов получения информации об отложениях в пластовых условиях являются геофизические исследования скважин. Анализ каротажных данных позволяет получить петрофизические параметры коллектора, имеющие важнейшее значение для расчета начальных геологических запасов и подтверждения вероятных условий седиментации. В ходе исследования Крапивинского нефтяного месторождения были использованы следующие виды скважинных зондов:

- Гамма каротаж (ГК)
- Каротаж потенциала самопроизвольной поляризации (ПС)
- Кавернометрия
- Нейтронный каротажа (НК)
- Плотностной каротаж (ГГК-п)
- Акустический каротаж (АК)
- Боковой каротаж (БК)
- Боковое каротажное зондирование (ГЗ1-ГЗ5)
- Индукционный каротаж (ИК)
- Микроградиент-зонд (МКЗ), микропотенциал-зонд (МПЗ)

Помимо этих данных была доступна некоторая лабораторная информация о керне, такая как:

- интервал отбора керна и глубина взятия проб;
- открытая пористость;
- проницаемость;
- нефтенасыщенность;
- плотность.

Помимо этих данных была доступна информация о минеральном составе пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, в который были пробурены скважины.

Полученная информация была проанализирована, а данные каротажных зондов интерпретированы. Ход выполнения интерпретации и конечные итоги будут показаны в данной работе.

Расчленение литологии было получено с помощью каротажных зондов, таких как:

- Гамма-каротаж (ГК), который измеряет естественное гамма излучение пласта из-за присутствия в нем радиоактивных изотопов глинистых минералов, таких как слюды, полевой шпат, иллит. Такие элементы как уран, торий и калий в больших количествах встречаются в аргиллитах. Небольшое количество этих элементов встречается в песчаниках, алевролитах.

- Каротаж потенциала самопроизвольной поляризации (ПС) – метод, который основан на определении электрического поля, возникающего в скважинах из-за электрохимических особенностей пород. С помощью данного каротажа возможно получение информации о размерах зерен горных пород. Эту информацию можно получить анализируя изменения кривой ПС: увеличение значений говорит о маленьких зернах, уменьшение амплитуды кривой ПС указывает на присутствие в данном интервале песчаников.

- Кавернометрия необходима для получения информации об интервале, где локализован коллектор. Таким образом, там, где по показаниям каверномера диаметр меньше номинального, можно говорить о присутствии глинистой корки, являющейся показателем пласта-коллектора. При обратной ситуации можно предположить присутствие угля, разрушающегося при бурении и проведении кавернометрии.

С помощью вышеназванных методов была определена литология разрезов во всех 12 выбранных скважинах в 6 фациальных зонах. Кроме того, насыщение в этих скважинах было идентифицировано по некоторым электрическим каротажам, таким как:

- Боковой каротаж, комплекс БКЗ (Г31-Г35), а также индукционный (ИК) каротаж, который характеризует свойства породы проводить через себя электрические заряды, испускаемые электрическими зондами.

- Микропотенциал (MPZ) и микроградиент (MGZ) измеряют электрическое сопротивление прискважинной зоны двумя микрозондами, установленными на прижимном изоляционном башмаке.

Процесс расчета и интерпретации продемонстрирован на Рисунке 4.1 на примере скважины А55, расположенной во второй фациальной зоне.

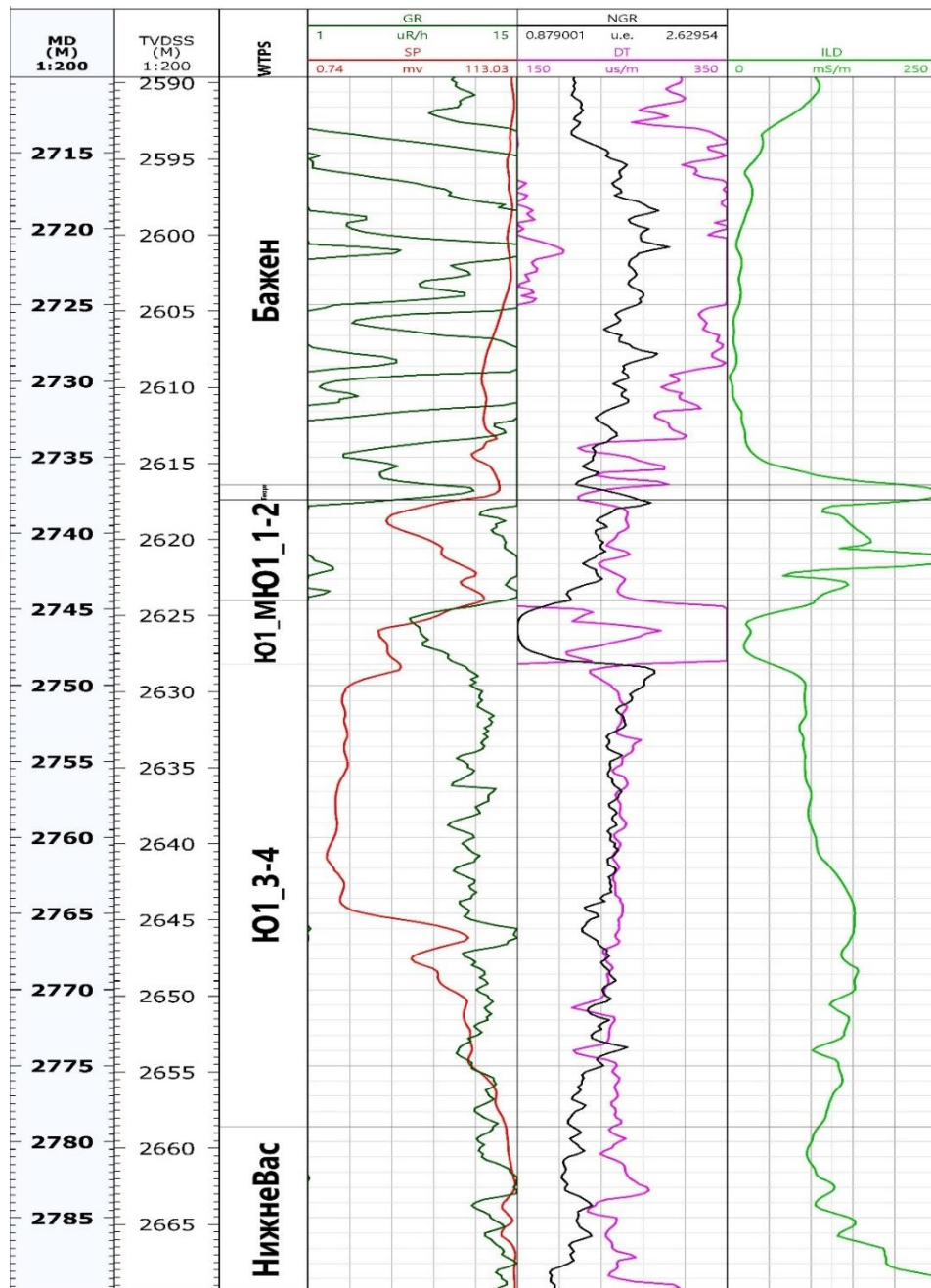


Рисунок 4.1 – Планшет скважины А55 с кривыми ГИС и стратиграфией

Все расчеты проводились только в интервале пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> по 12

скважинам по примеру скважины А55.

## 4.2. Расчет объема глин

Первоначально была определена глинистость интервала по данным ГИС, которая после верификации керновыми данными могла быть использована в расчете пористости. Только по двум скважинам (А31 и А21) присутствовали керновые данные глинистости, соответственно только для этих двух скважин можно было определить достаточно достоверно глинистость по ГИС. Для этих скважин была использована глинистость, рассчитанная по формуле Ларионова для горных пород третичного периода:

$$V_{sh} = 0.083 * (2^{2 * I_{gr}} - 1) \quad (4.1)$$

Корреляция глинистости по модели Ларионова и по керновым данным для скважин А31 и А21 представлена на Рисунках 4.2 и 4.3.

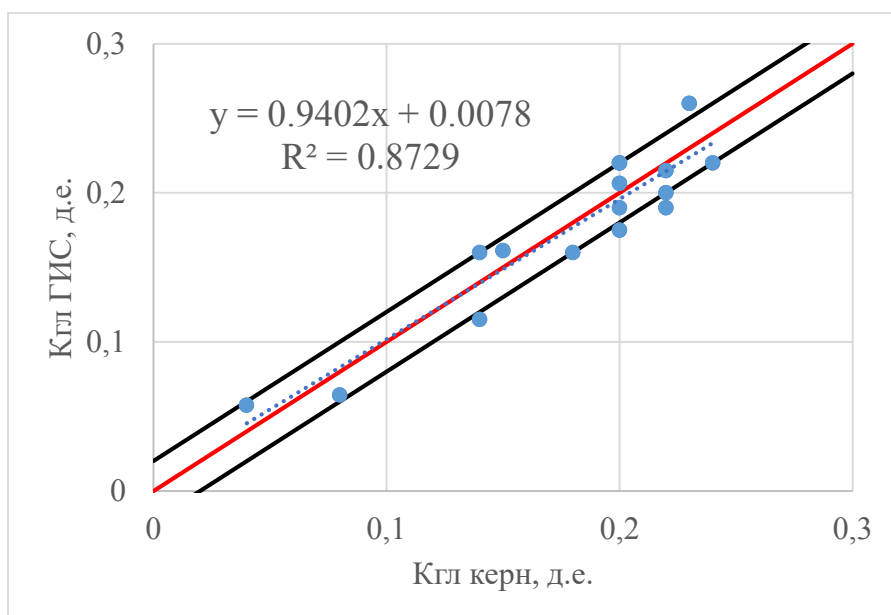


Рисунок 4.2 – Корреляция глинистости, рассчитанной по формуле Ларионова для пород третичного периода и глинистости по керну для скважины А31

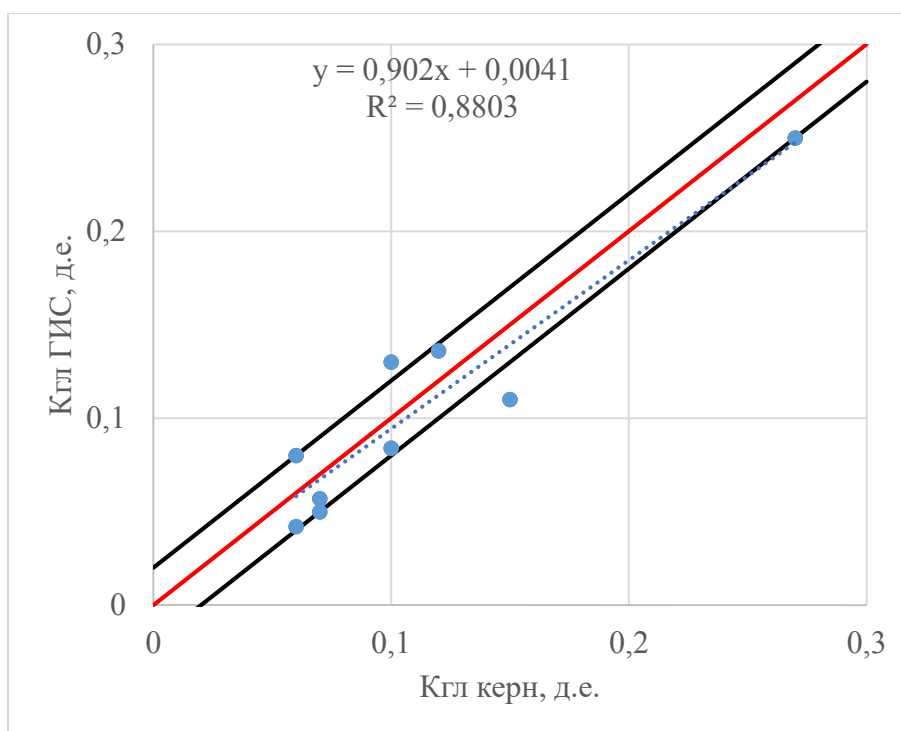


Рисунок 4.3 – Корреляция глинистости, рассчитанной по формуле Ларионова для пород третичного периода и глинистости по керну для скважины А21

По скважине, которая рассматривалась как пример для расчета, отсутствовали керновые данные о глинистости. Соответственно, критерием для выбора метода расчета глинистости было приемлемое совпадение данных пористости по ГИС с данными пористости по керновой модели. Для рассматриваемой тут фациальной зоны базовой моделью для расчета объема глин была принята модель линейного расчета ГК. Объем глин, рассчитанный с помощью формулы, указанной ниже, использовался для дальнейших расчетов пористости, в то время как для других фациальных зон были приняты иные модели расчета глинистости.

$$V_{shГК} = I_{gr} = \frac{ГК - ГК_{min}}{ГК_{max} - ГК_{min}} \quad (4.2)$$

Также для определения глинистости для данной фациальной обстановки был рассмотрен метод определения глинистости через каротаж ПС:

$$V_{shSP} = \frac{SP - SP_{min}}{SP_{max} - SP_{min}}, \quad (4.3)$$

где  $SP$  - отклик зонда  $SP$ ,  $SP_{min}$  - отклик зонда на чистый песчаник,  $SP_{max}$  -

отклик зонда на глины. Данный метод не использовался для данной скважины из-за того, что при его использовании не достигалась высокая степень корреляции пористости по ГИС и керну.

Кроме того, объем глин в пласте был рассчитан с помощью нескольких уравнений, которые были созданы для определенных пород, но использованием данных уравнений не удалось добиться хороших корреляций, показывающих высокую степень сходимости

1. Модель Ларионова для пород мезозоя и старше:

$$V_{sh} = 0,33 * (2^{3.71 * I_{gr}} - 1) \quad (4.4)$$

2. Модель Клавьера:

$$V_{sh} = 1,7 - \sqrt{3,38 - (I_{gr} + 0,7)^2} \quad (4.5)$$

3. Модель Штайбера 1:

$$V_{sh} = \frac{0,5 I_{gr}}{1,5 - I_{gr}} \quad (4.6)$$

4. Модель Штайбера 2

$$V_{shГК} = \frac{I_{gr}}{4 - 3 * I_{gr}} \quad (4.7)$$

5. Модель Штайбера для Миоцена и Плиоцена

$$V_{shГК} = \frac{I_{gr}}{3 - 2 * I_{gr}} \quad (4.8)$$

Все рассчитанные для данной скважины глинистости показаны на Рисунке 4.4.

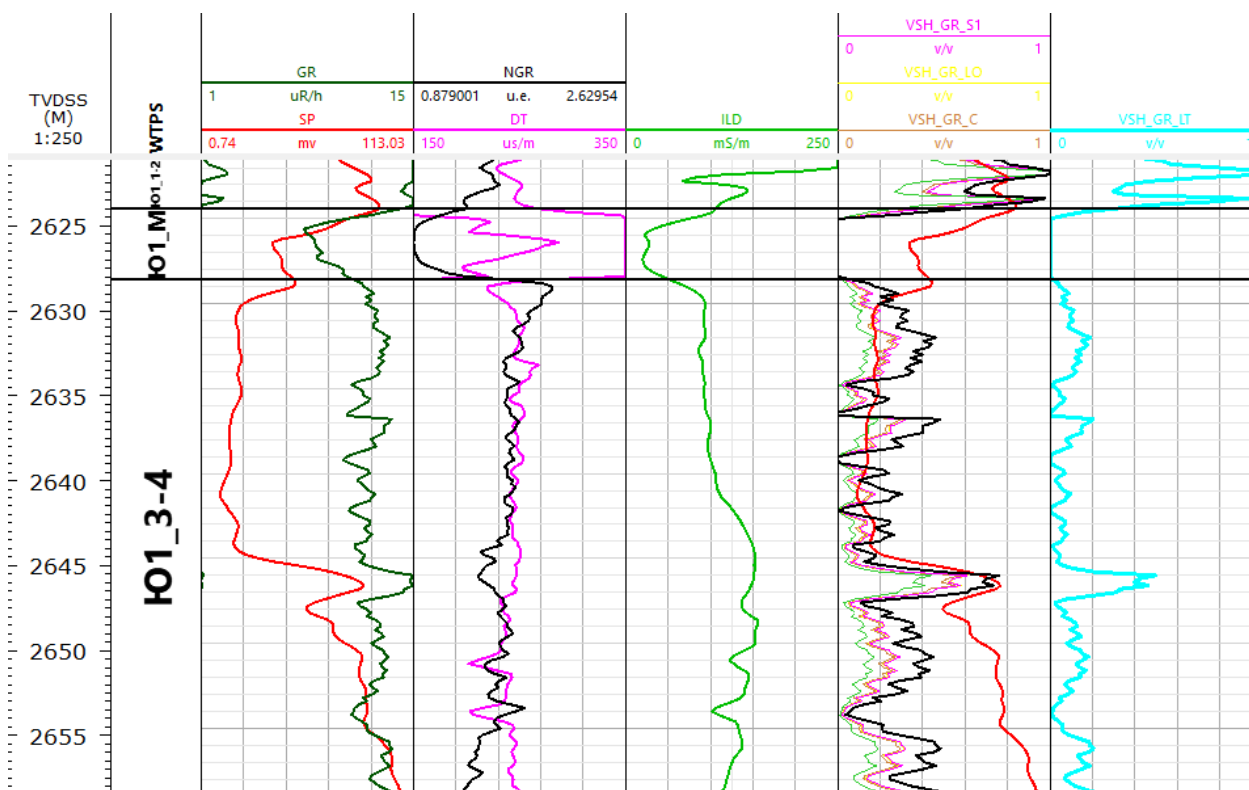


Рисунок 4.4 – Кривые глинистости, построенные всеми рассмотренными методами для скважины А55

Как упоминалось ранее, объем глин, определенный линейным уравнением ГК дает лучшие результаты для скважины А55, расположенной во второй фациальной зоне.

### 4.3. Определение пористости

Пористость в пласте была рассчитана несколькими разными методами. Прежде всего, общая пористость рассчитывалась из имеющихся кривых нейтронного и акустического каротажей. Во-вторых, эффективные значения пористости были получены с использованием значений глинистости, которые были получены выше. После этого эффективная пористость по ГИС, рассчитанная с использованием различных уравнений, сопоставлялась с пористостью по керну. Та модель глинистости, которая давала лучшую корреляцию эффективных пористостей, выбиралась как базовая, а модель

пористости, показывающая лучшую сходимость с керновыми данными, выбиралась для дальнейших расчетов проницаемости и водонасыщенности. Уравнение с наивысшим уровнем корреляции для этой фациальной зоны (2) – это нейтронный метод расчета пористости, порядок использования которого будет представлен ниже.

В первую очередь необходимо было найти водородосодержание (или общую пористость), используя данные по нейтронному каротажу и керновые данные пористости. Таким образом строилась прямая по трем точкам, первая из которых - эта точка на кривой нейтронного каротажа, взятая на глубине, где локализован уголь. Это значение было равно 0,88. Далее этой точке соответствовало значение пористости равное 0,4. А другая точка находилась на глубине низкопроницаемого песчаника, где значение нейтронного каротажа было равно 1,68 и значение пористости 0,03. Также была выбрана третья точка на глубине чистого песчаника со значением пористости 0,179 и значением нейтронного каротажа в условных единицах- 1,4. Используя эти три точки, был построен график зависимости общей пористости(водородосодержания) от значений НК в условных единицах, чтобы получить уравнение, которое характеризует значение общей пористости, полученное из нейтронного каротажа.

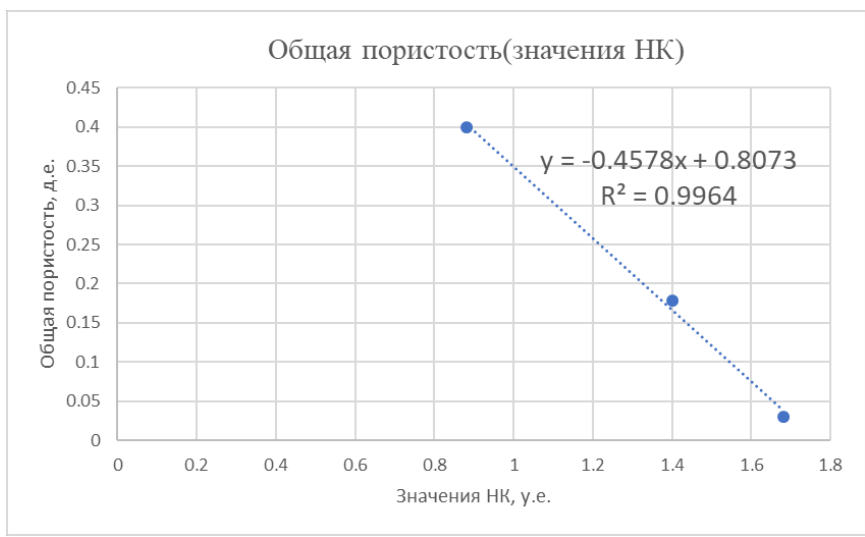


Рисунок 4.4 Пересчетная зависимость из показаний нейтронного каротажа в водородосодержание



Получив значение общей пористости, необходимо было исключить объем глин, рассчитанный линейным методом ГК, чтобы вычислить эффективную пористость по следующему уравнению:

$$\varphi_{neff} = W - Vsh * \varphi_{sh} \quad (4.9)$$

Анализируя полученные зависимости и степень их сходимости, можно сделать вывод, что использование нейтронного каротажа для расчета пористости для данной фациальной зоны наиболее оправдано, потому что коэффициент корреляции между пористостью по ГИС и пористостью по керну составил 0,8. Кросс-плот, наглядно показывающий этот факт, показан на Рисунке 4.5.



Рисунок 4.5 - Корреляция нейтронной эффективной пористости и пористости по керновым данным

Далее был рассмотрен акустический метод, который в своей основе содержит уравнение Вилли для расчета пористости. Для этого метода необходимо наличие АК. Чтобы получить общую пористость первым делом необходимо было рассчитать время прохождения волны через скелет горной породы. Для этой цели была построена зависимость вида «керна-керна» - скорость прохождения волны через горную породу от пористости (Рисунок 4.6).

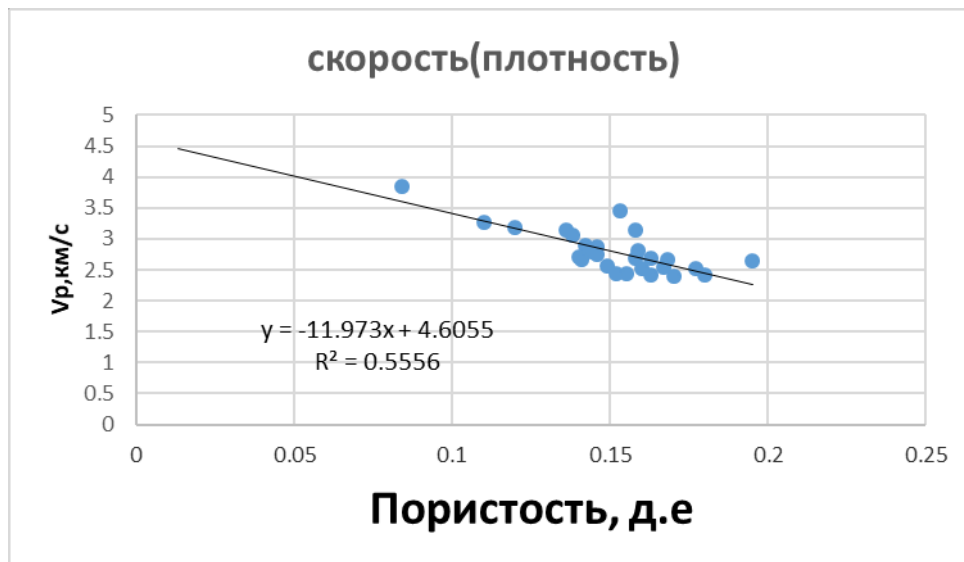


Рисунок 4.6 Зависимость скорости волны пробега в скелете горной породы от пористости

Полученное значение 4,6055 км/с из уравнения тренда применяется для определения данных о времени прохождения акустической волны в скелете породы:

$$\Delta t_{ma} = \frac{1000}{4,6055} \approx 217,4 \frac{\text{мкс}}{\text{м}} \quad (4.10)$$

Рассчитав значение времени пробега в скелете, можно определить общую пористость породы по следующему уравнению:

$$\varphi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (4.11)$$

где  $\Delta t$  – время пробега акустической волны в пласте,  $\Delta t_{ma}$  – в скелете горной породы,  $\Delta t_f$  – время пробега в флюиде.

Затем эффективное значение пористости определяется с учетом глинистости

$$\varphi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} - V_{sh} \frac{\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (4.12)$$

После того, как была посчитана эффективная пористость, она была сравнена с пористостью по керну. Расчет пористости через акустический каротаж оказался только немного хуже нейтронного метода ( $R^2=0,8$ ), что

можно видеть на Рисунке 4.7.

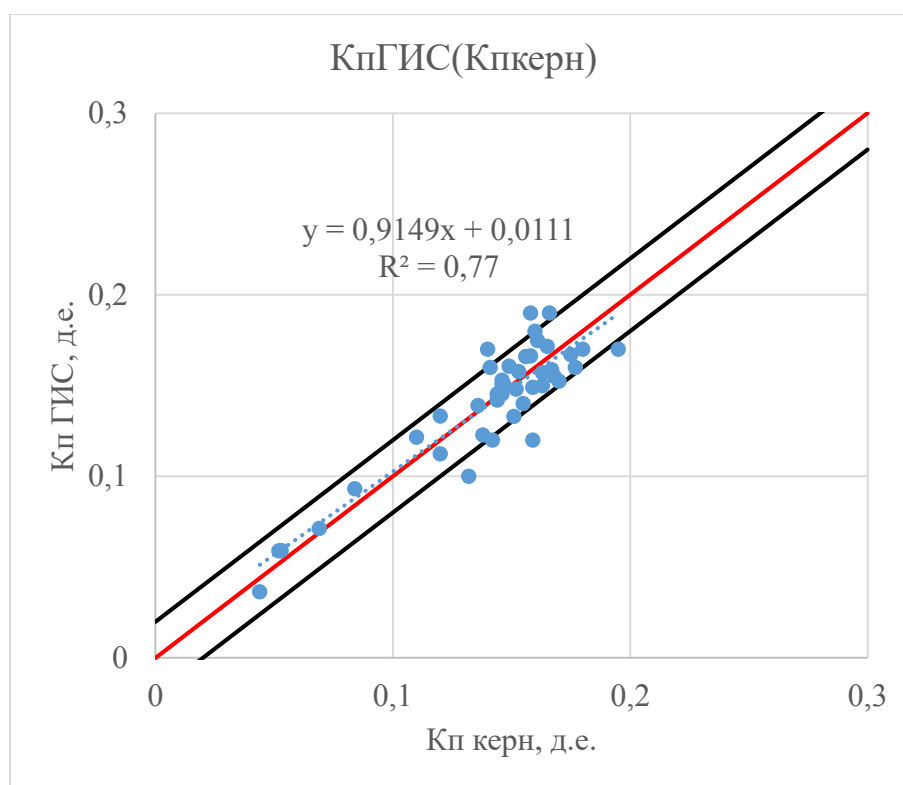


Рисунок 4.7 – Корреляция между акустической эффективной пористостью и пористостью по керну

После этого все значения кривой пористости были вынесены на планшет на Рисунке 4.8. Из всех методов, лучшую степень корреляции имеет нейтронная пористость.

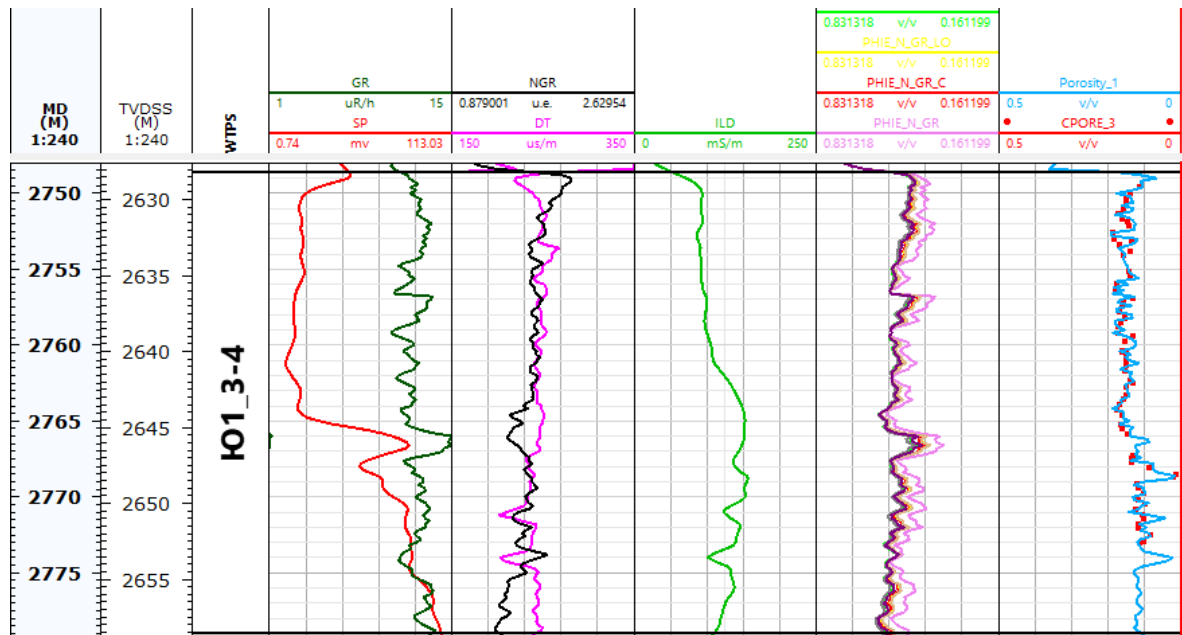


Рисунок 4.8 – Выбранная для дальнейших расчетов нейтронная пористость по ГИС и другие пористости, дающие сходимость хуже с пористостью по керну

#### 4.4 Определение проницаемости

Закончив оценку значений пористости, необходимо было определить значения проницаемости в пласте. Для реализации этого были рассмотрены несколько методов, реализация которых требовала использования полученных ранее значений пористости и водонасыщенности, полученных по кернавым данным:

1. Формула Тикси:

$$k^{0.5} = \frac{250 * \varphi^3}{S_{wi}} \quad (4.13)$$

2. Формула Тимура:

$$k^{0.5} = \frac{100 * \varphi^3}{S_{wi}} \quad (4.14)$$

3. Формула Коутса-Дюнамуара:

$$k^{0,5} = \frac{300 * \varphi^w}{S_{wi}^w * w^4} \quad (4.15)$$

Однако ни один из приведенных выше методов не показал высоких значений коэффициентов сходимости.

После этого было решено, учитывая литофациальные зоны, построить зависимости  $K_{пр}(K_{п})$ . Газопроницаемость по керновым данным была скорректирована методом Клинкенберга. Для рассматриваемой зоны была получена зависимость следующего вида (Рисунок 4.9), используя которую можно было вывести формулу для расчета проницаемости.

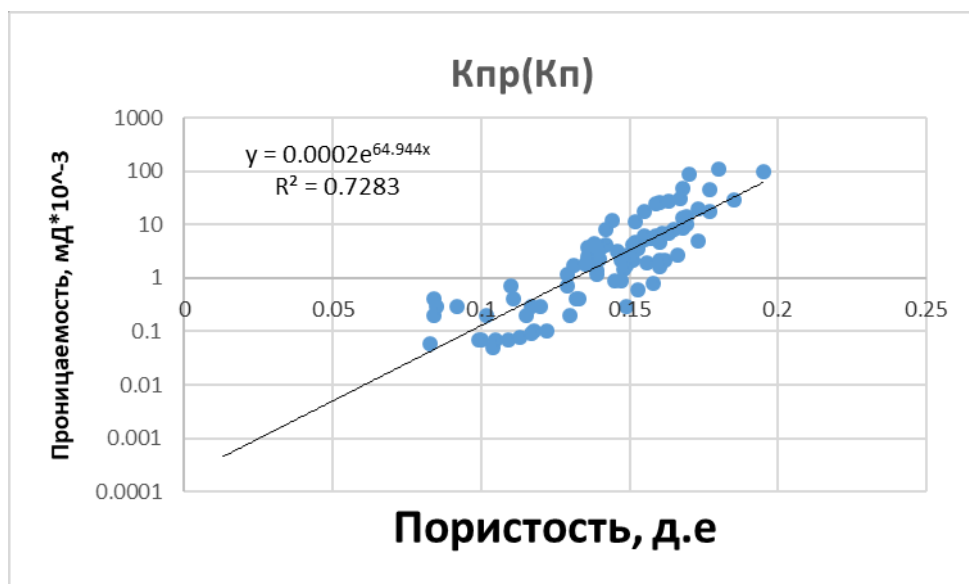


Рисунок 4.9 - Зависимость проницаемости и пористости из данных керна

Полученное из этого графика уравнение:

$$k = 0,0002 * e^{64.376x} \quad (4.16)$$

использовалось в качестве базовой модели и имеет самый высокий уровень корреляции 0.78 (Рисунок 4.10).

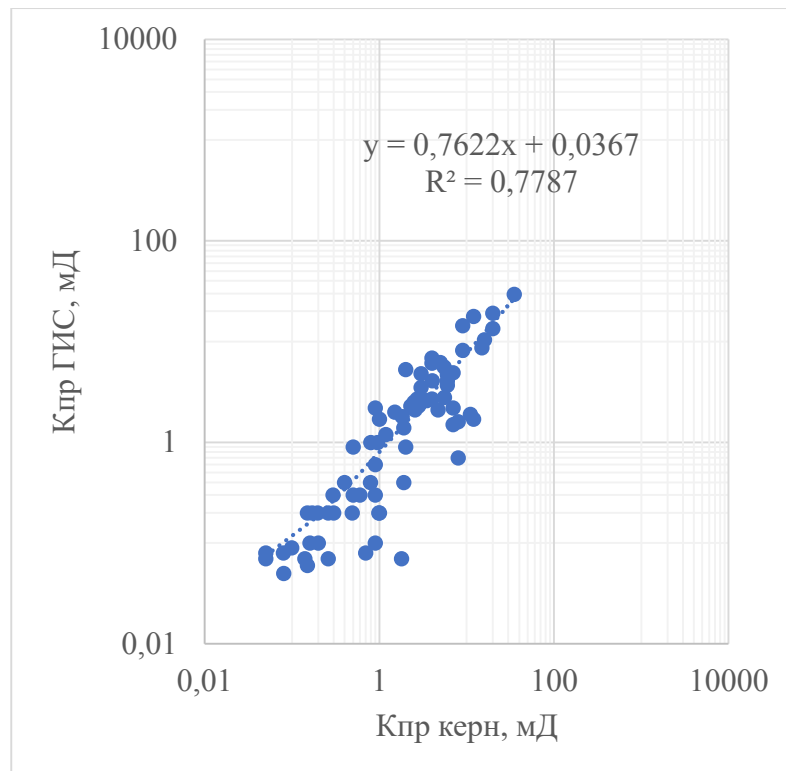


Рисунок 4.10 - Корреляция значения базовой проницаемости с данными проницаемости керна

Следующий метод, используемый для сопоставления значений каротажной проницаемости с проницаемостью по керну, - это уравнение Вилли-Роуза:

$$k = \frac{k_w * \varphi^d}{S_w^e} \quad (4.17)$$

где  $k_w$  – константа проницаемости для нефти = 62500,  $\varphi$ - рассчитанная пористость, константа пористости = 4,0,  $e$  - константа, показывающая остаточную насыщенность = 2,0,  $\varphi$ - значения эффективной пористости. Этот метод показал плохую корреляцию, как и последний рассматриваемый метод.

Последним методом было определение проницаемости по параметру пористости, что не дало лучших результатов:

$$k = \frac{F_{perm}}{FF^{G_{perm}}}, \quad (4.18)$$

где  $F_{perm}$  - константа проницаемости (выраженная в долях),  $G_{perm}$  - показатель степени пористости (в долях),  $FF$ - параметр пористости (по керновым данным).

Все методы, по которым рассчитывалась проницаемость, показаны на Рисунке 4.11.

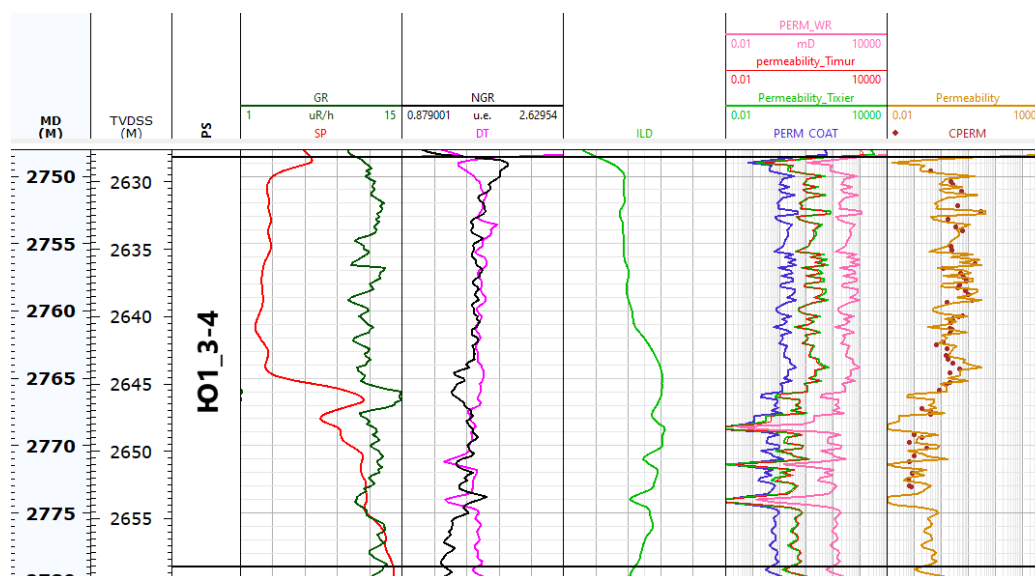


Рис. 4.11 Выбранная и другие кривые проницаемости, построенные всеми рассмотренными методами

Хотя и было рассмотрено несколько разных моделей, показывает удовлетворительные результаты только один метод (метод, основанный на ядерной зависимости пористости и проницаемости), демонстрирующий наилучшую сходимость между проницаемостью по керну и ГИС.

#### 4.5 Определение водонасыщенности

Последний петрофизический параметр, который необходимо было определить и сопоставить с данными керна – водонасыщенность породы. Чтобы можно было рассчитать водонасыщенность, необходимо было рассчитать константы «а», «m», «n», «b», называемые константами Арчи, а также отвечающие за различные показатели горной породы. Эти параметры находятся из степенной зависимости параметра пористости (FF) и пористости, а также степенной зависимости параметра насыщения (RI) и насыщения (Рисунок 4.12).

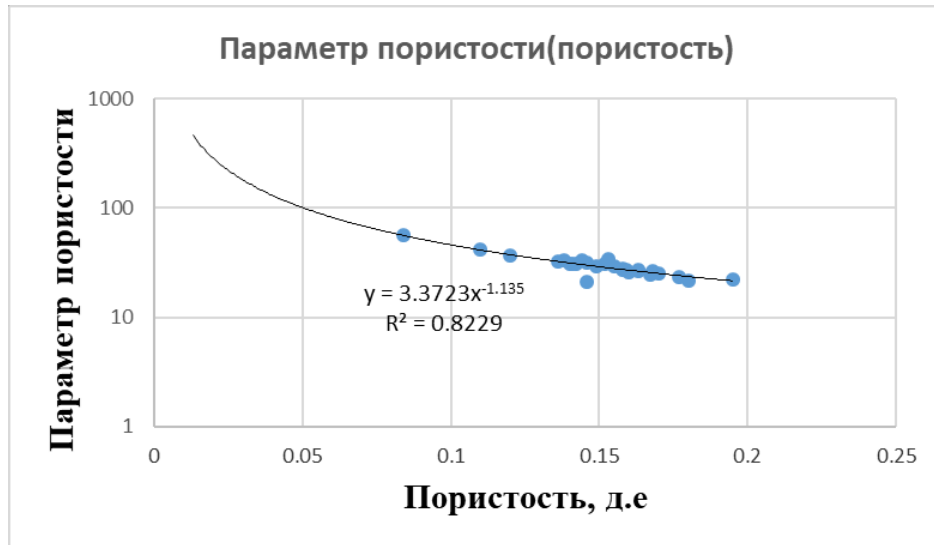


Рисунок 4.12 - График зависимости параметра пористости от пористости для оценки коэффициентов «а», «m»

Из приведенного выше графика были определены коэффициент извилистости  $a = 3,37$  и степень цементации  $m = 1,135$ .

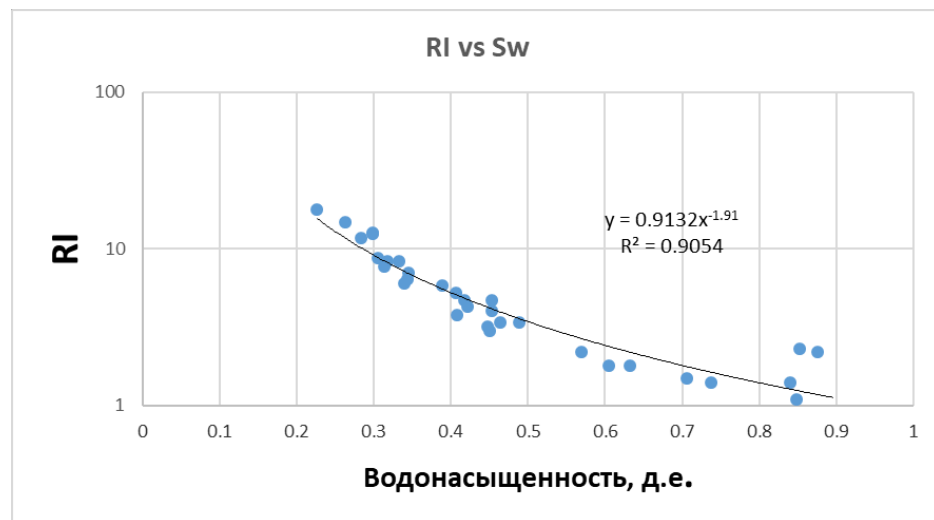


Рисунок 4.13 - График зависимости параметра насыщения от водонасыщенности для оценки коэффициентов «n» и «b»

Из уравнения (Рисунок 3.17) были определены параметры водонасыщенности  $n = 1,91$  и  $b = 0,9132$ .

Определив сопротивление пластовой воды ранее, и коэффициенты «а», «m», «n», «b», нужно было определить какой метод будет давать



наибольшую сходимость с остаточной водонасыщенностью по керну.

Наибольшую сходимость с остаточной водонасыщенностью, рассчитанной в лабораторных условиях, давало уравнение Арчи для подсчета водонасыщенности:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{aR_w}{\varphi^m R_t}} \quad (4.19)$$

После сопоставления насыщенности по ГИС и остаточной насыщенности по керновым данным коэффициент корреляции был 0,79(Рисунок 4.14).

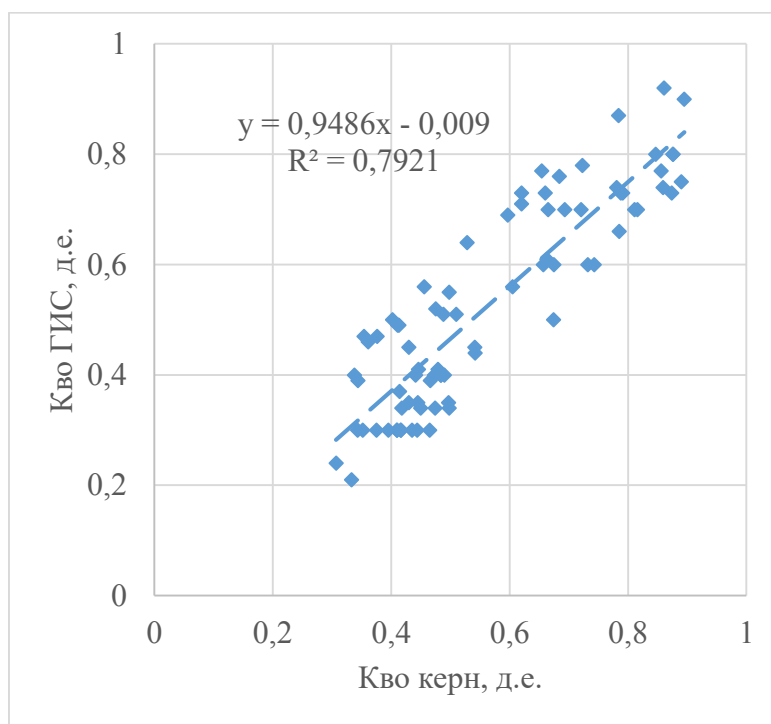


Рисунок 4.14 - Корреляция водонасыщенности по модели Арчи с остаточной водонасыщенностью по керну

Вторая модель водонасыщенности по степени корреляции - это модель водонасыщенности, учитывающая глинистость.

$$S_w = \sqrt[n]{\left(\frac{1}{R_t} - \frac{V_{sh}^2}{R_{sh}}\right) * \left(\frac{aR_w}{\varphi^m}\right)} \quad (4.20)$$

Используя вышеуказанное уравнение, была получена хорошая сходимость,

уступающая только модели Арчи (Рисунок 4.15).

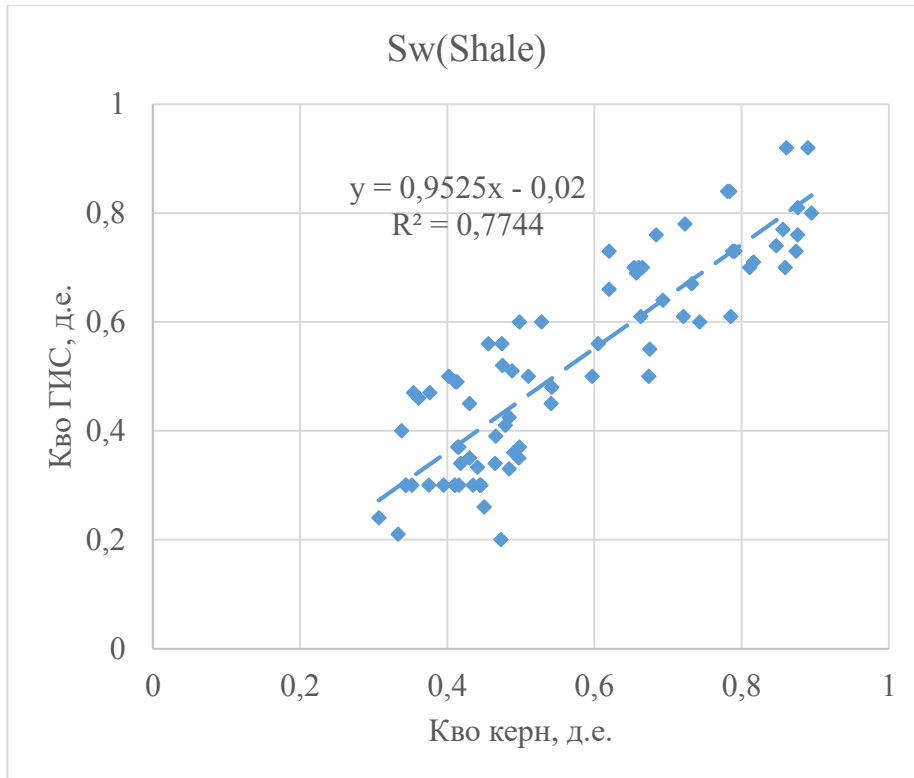


Рисунок 4.15 - Корреляция водонасыщенности по общей модели глин с моделью связанной водонасыщенности по керну

Кроме того, были использованы и другие методы определения водонасыщенности, корреляция которых была плохой, соответственно, для этой зоны они не применялись:

1. Модель Симанду:

$$Sw = \frac{n}{2} \sqrt{\frac{1}{\left( \left( \frac{\varphi^{\frac{m}{2}}}{\sqrt{aR_w}} \right) + \left( \frac{V_{sh} (1 - \frac{V_{sh}}{2})}{\sqrt{R_{sh}}} \right) \right)^2 * R_t}} \quad (4.21)$$

2. Модель Индонезия:

$$Sw = \frac{aR_w}{2\varphi^m} \left( \left( -\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) + \sqrt{\left( \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \frac{4\varphi^m}{a * R_t * R_w}} \right) \quad (4.22)$$

### 3. Модель Пупона

$$S_w = \sqrt[n]{\left(\frac{1}{R_t} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right) * \left(\frac{R_w}{1 - V_{sh}}\right)} \quad (4.23)$$

Все методы расчета водонасыщенности, которые были использованы, показаны на Рисунке 4.16

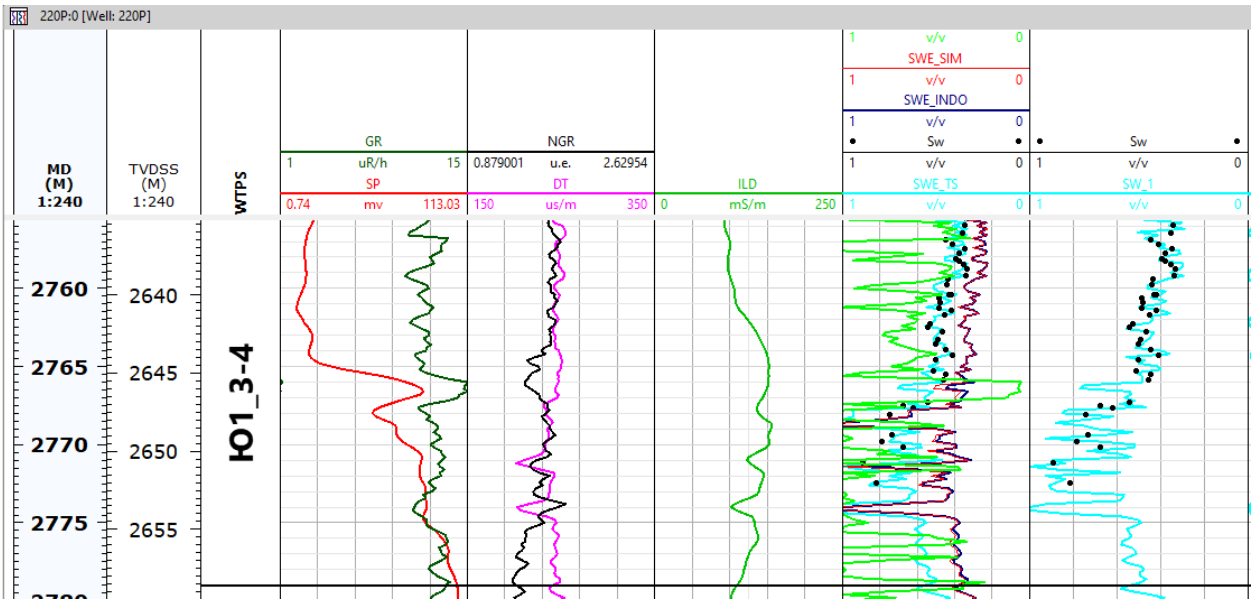


Рисунок 4.16 - Сопоставляющиеся и другие кривые водонасыщенности, построенные всеми рассмотренными методами

Таблица, в которой показаны результаты для каждой выбранной скважины, будет представлена главе «итоговые результаты», а последовательность и принципы расчета аналогичны.

## 4.6 Определение эффективной мощности пласта

Для определения продуктивных интервалов пласта были проведены расчеты критериев отсечения по рассчитанным по ГИС ФЕС. Процесс позволяет выявить коллекторские части пласта Ю<sub>3</sub><sup>1</sup>.

### 4.6.1 Граничное значение водонасыщенности

Критическое значение водонасыщенности было определено путем построения графика зависимости фракционного потока от водонасыщенности. Прежде всего, параметр фракционного потока определяется на основе имеющихся данных о пласте по следующему уравнению:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_{ro}}{\mu_o k_{rw}}} \quad (4.24)$$

где  $\mu_w$  - вязкость воды - (0,3 с),  $\mu_o$  - вязкость нефти - 1,16 (сП),  $k_{ro}$  - относительная проницаемость нефти,  $k_{rw}$  - относительная проницаемость воды.

Следовательно, необходимо было построить график зависимости фракционного потока от водонасыщенности (Рисунок 4.17)

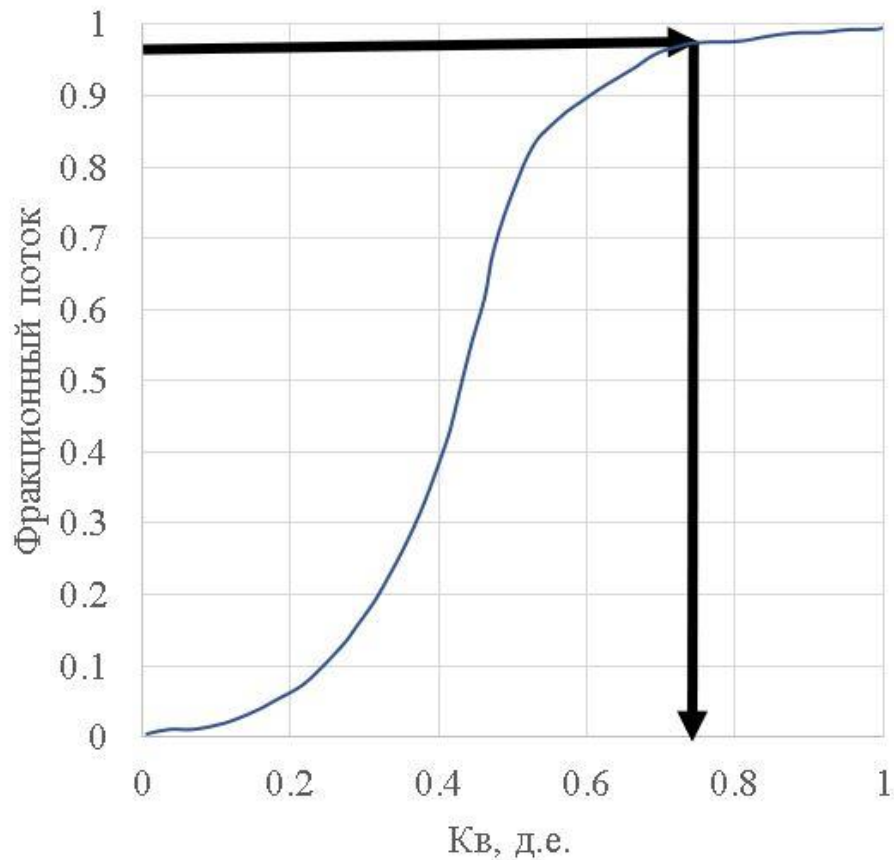


Рисунок 4.17 Определение критического значения водонасыщенности

Как видно из графика выше, критическое значение водонасыщенности для пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> составляет 77%, если имеется в пласте значение выше этого значения, значит пласт не является коллектором.

#### 4.6.2 Критерий отсечения по глинистости

На следующем этапе критическое значение глинистости пласта вычислялось из графика зависимости накопленной вероятности от глинистости (Рисунок 4.18).

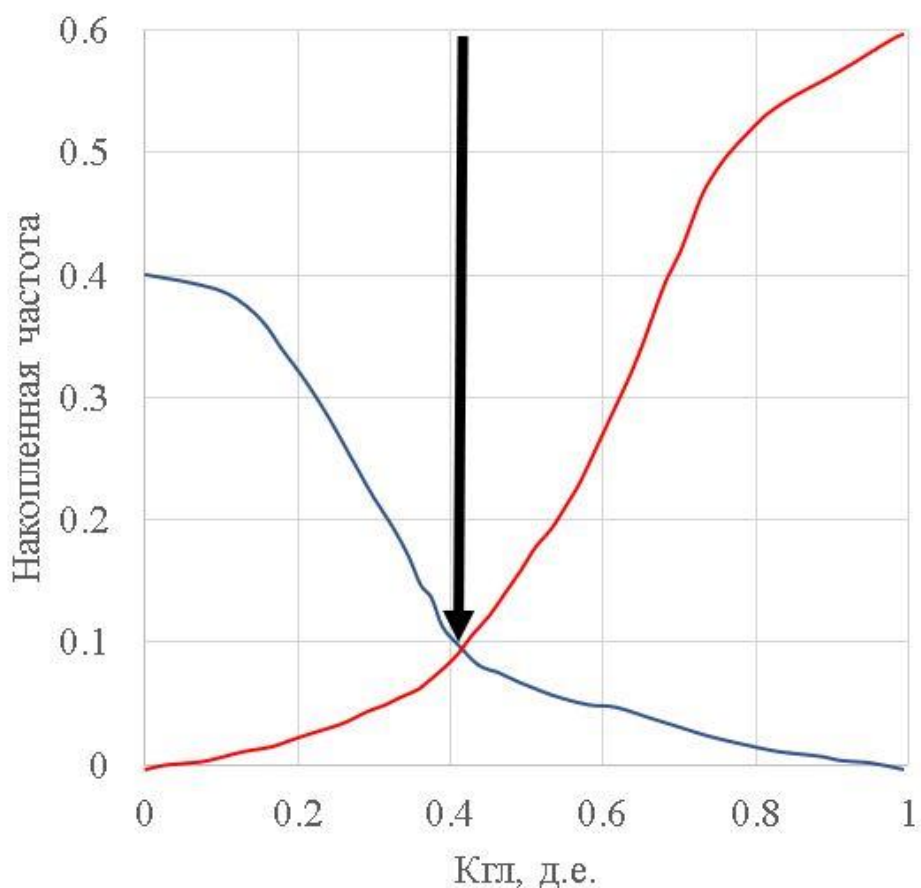


Рисунок 4.18 - Определение значения критической глинистости

В результате пласт не является коллектором, если объем глин в породе превышает 40%.

### 4.6.3. Критерий отсеечения пористости

Для расчета критической пористости из нескольких методов расчета, был выбран следующий – построение графика накопленной вероятности появления конкретного значения пористости для пород-коллекторов и пород-неколлекторов и нахождение точки их пересечения. Описанный график представлен на Рисунке 4.19.

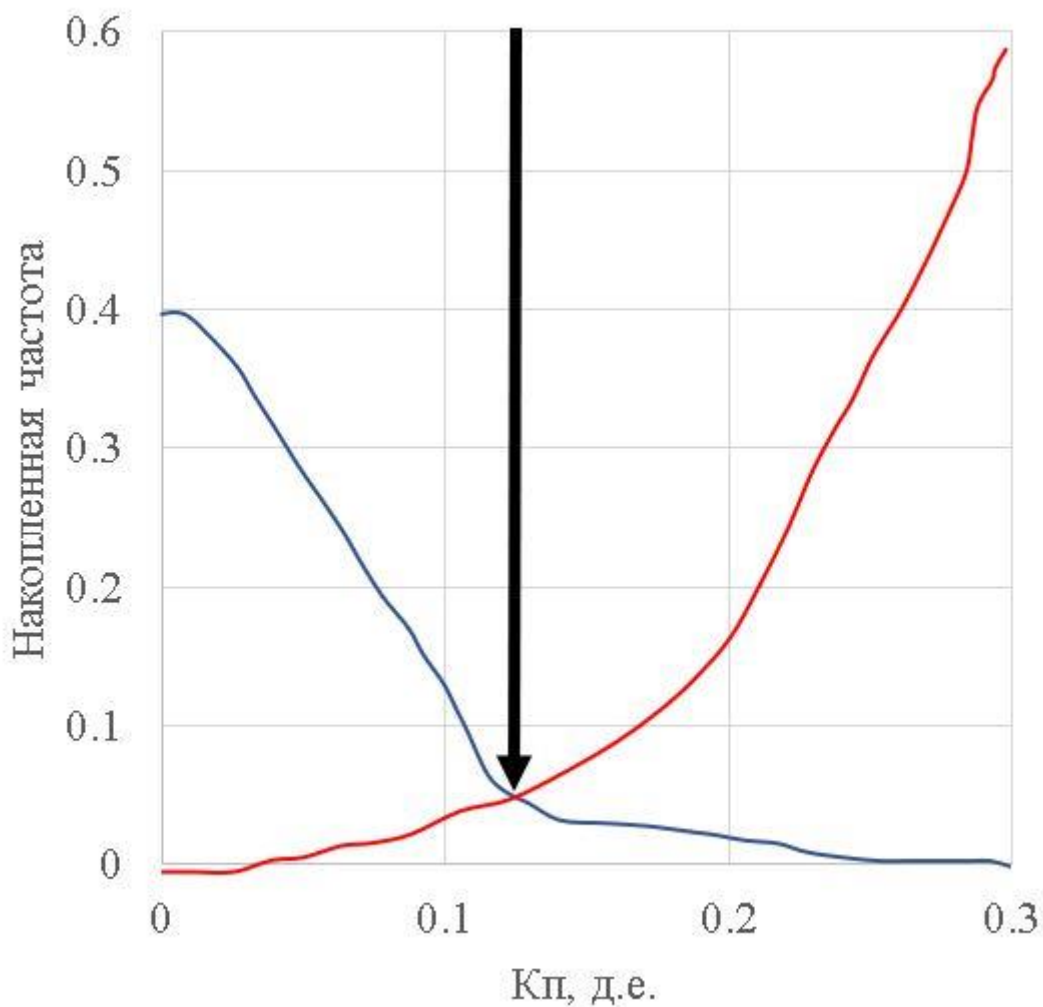


Рисунок 4.19 - Определение критического значения пористости

Значение, определенное из графика, характеризует критическое значение пористости. По графику критическое значение пористости округлено и составляет 12%.

#### 4.6.4 Граничная проницаемость

Для определения критического значения проницаемости были использованы полученные для каждой фациальной зоны уравнения вида пористость-проницаемость и критическое значение пористости, определенное выше (Таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Определение граничной проницаемости

Фациальная зона	Уравнение для расчета пористости	Граничная пористость
1а	$y = 0,0002e^{73.179x}$	1,27
1б	$y = 0,0006e^{59.009x}$	0,7
1в	$y = 0,0005e^{55.341x}$	0,38
2	$y = 0,0002e^{64.944x}$	0,47
3	$y = 0,001e^{52.383x}$	0,52
4	$y = 4E-06e^{89.877x}$	0,186

Используя полученные результаты, были отсечены неколлекторные зоны и выделены полезные мощности пласта.

При корректном определении петрофизических параметров возможно более точное определение начальных геологических запасов – значение, которое является критическим параметром для геологического и гидродинамического моделирования. Причем петрофизические параметры каждой фациальной зоны пласта следует оценивать максимально корректно. Точный выбор петрофизических моделей расчета позволяет максимально корректно определить эти параметры.

Одна из целей исследования - показать, как неточно выбранный метод может повлиять на петрофизические параметры, а затем повлиять уже на значение геологических запасов. В случае правильно выбранных уравнений и правильно определенных средних значений петрофизических параметров определяется более адекватное значение начальных геологических запасов.

Кроме того, снизится неопределенность в течение периода добычи,



так как эти средние значения будут помещены в геологическую модель. Пространственное распределение этих параметров, а также моделирование - все это требует максимально адекватных значений петрофизических параметров, несущих в себе корректную информацию о залежи.

## **5 Результаты проведенного исследования**

В геологическом описании месторождения указывался тот факт, что из-за особенностей осадконакопления Крапивинского месторождения, а конкретно из-за постоянной переменчивости динамики осадконакопления, месторождение можно разделять на различные зоны в зависимости от условий осадконакопления. Из-за происходивших сложных процессов седиментации петрофизические параметры сильно изменяются по всей протяженности месторождения.

Поэтому для более точного определения петрофизических параметров необходимо брать значения отдельно из каждой фациальной зоны.

В ходе исследования для каждой фациальной зоны были выбраны по 2 оптимальных скважины, в которых было достаточно керновых данных и информации ГИС для более точной интерпретации. Получая петрофизические зависимости в каждой фациальной зоне, было замечено, что ФЕС отличаются при переходе из одной зоны в другую, но в пределах каждой фациальной зоны свойства однородны.

В качестве образца была принята скважина А55, для остальных скважин расчеты были идентичны. Результаты других скважин можно увидеть на Рисунках 5.1-5.6.

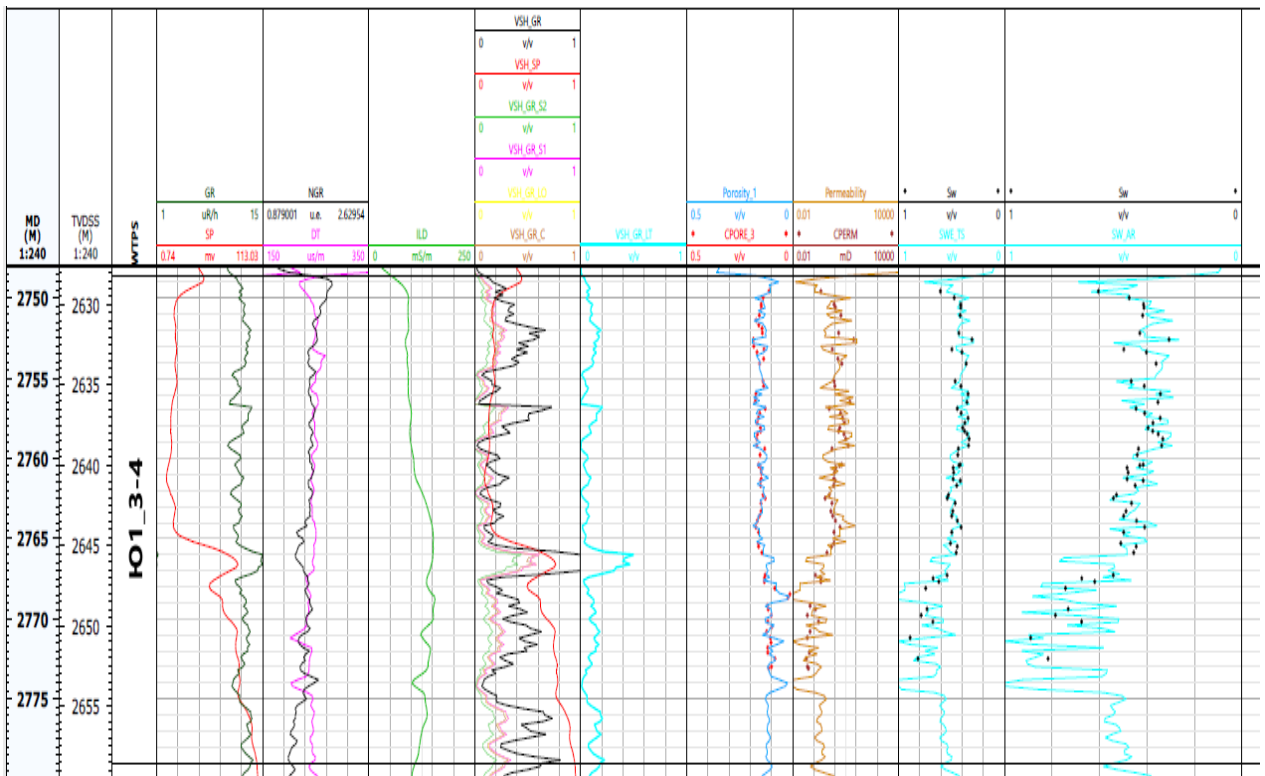


Рис. 5.1. Готовый планшет с рассчитанными кривыми ФЕС для скважины А55, расположенной в зоне 2, основной части русла. Средняя пористость - 12%

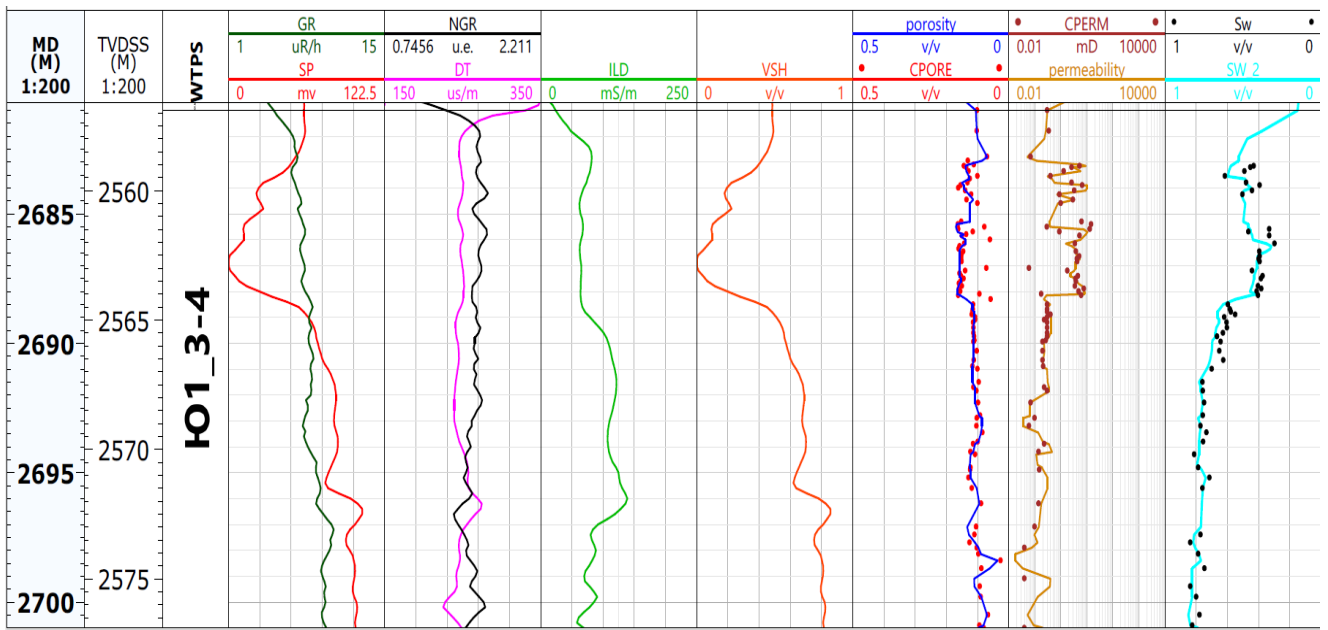


Рис. 5.2. Готовый планшет с рассчитанными кривыми ФЕС для скважины А27, расположенной в зоне 3,-переходной зоне. Средняя пористость-13%

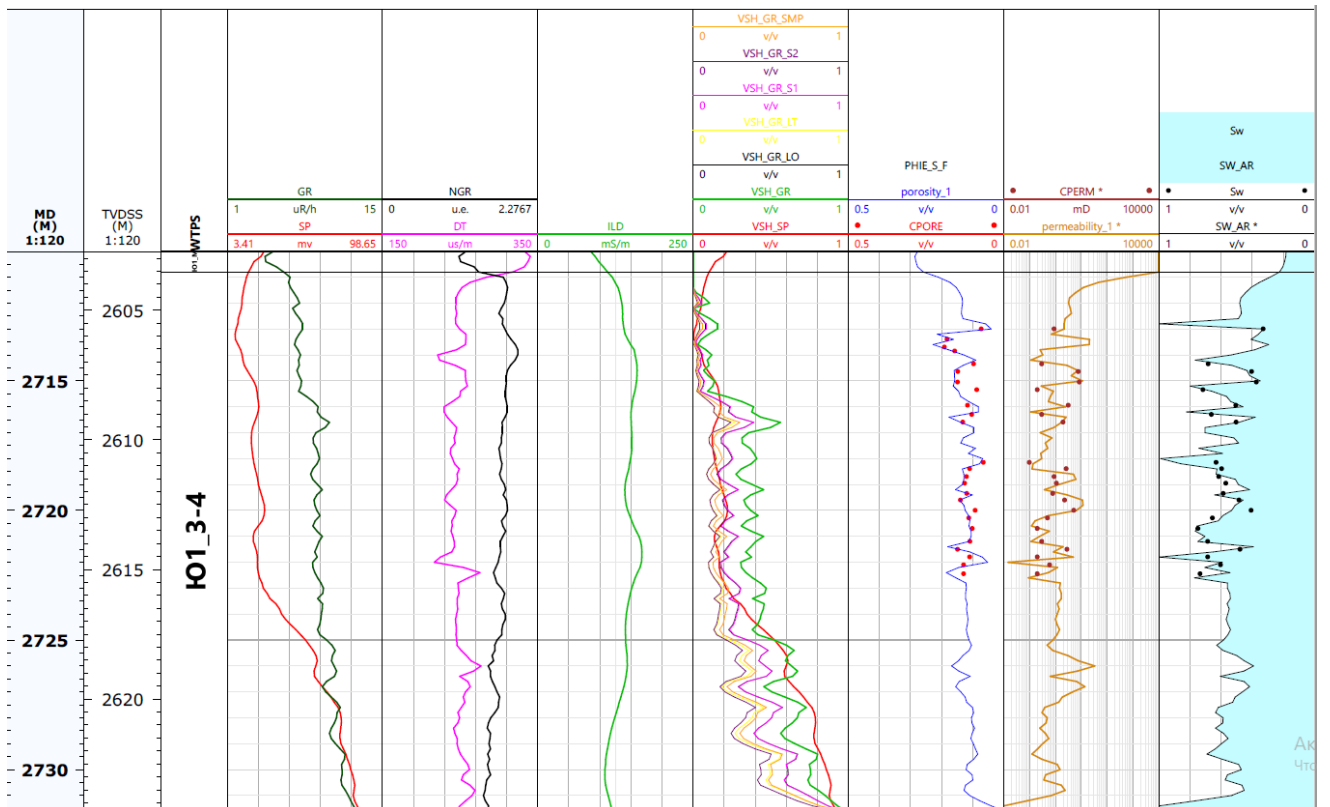


Рис. 5.3. Готовый планшет с рассчитанными кривыми ФЕС для скважины А14, расположенной в баровой зоне 1а. Средняя пористость-15%

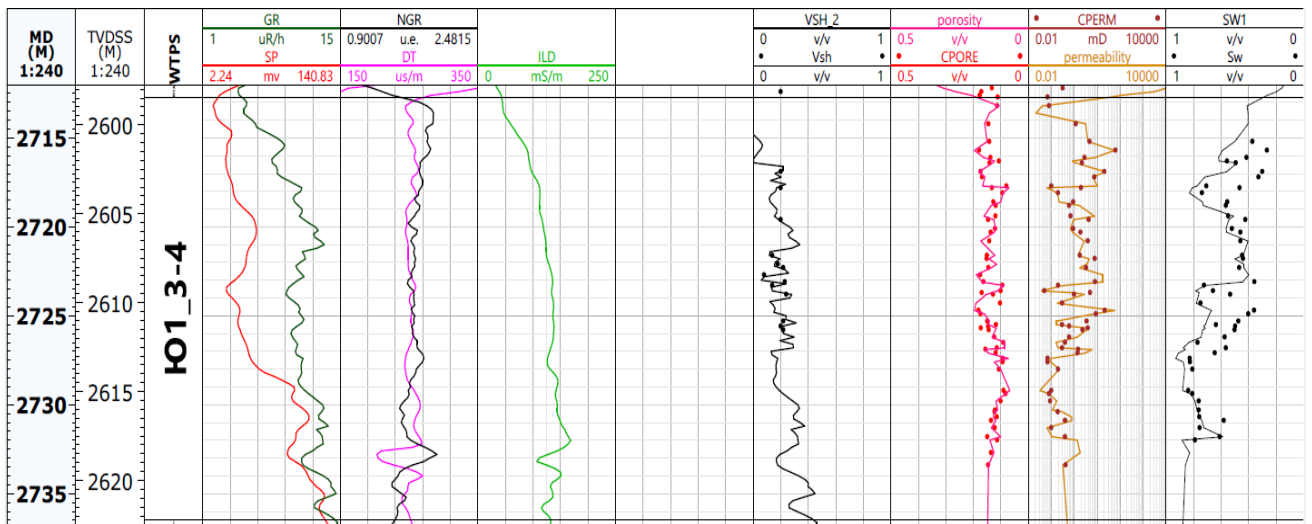


Рис. 5.4. Готовый планшет с рассчитанными кривыми ФЭС для скважины А31, расположенной в баровой зоне 1а. Средняя пористость-16%

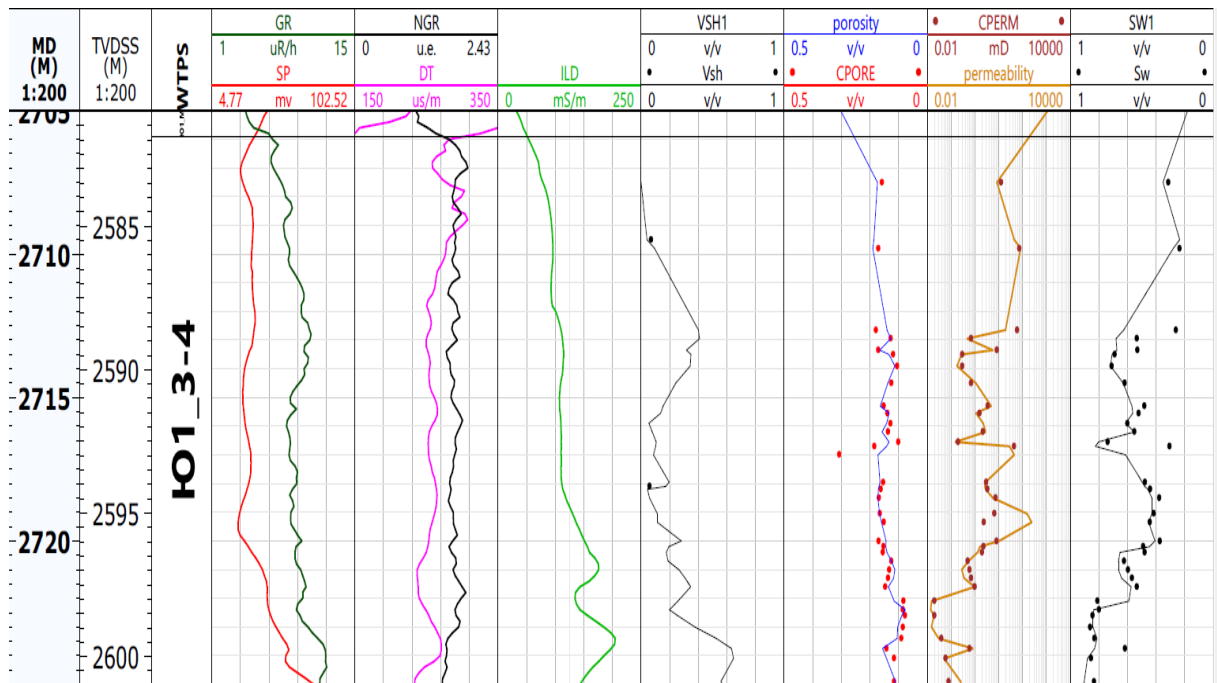


Рис. 5.5. Готовый планшет с рассчитанными кривыми ФЭС для скважины А21, расположенной в баровой зоне 1в. Средняя пористость-14%

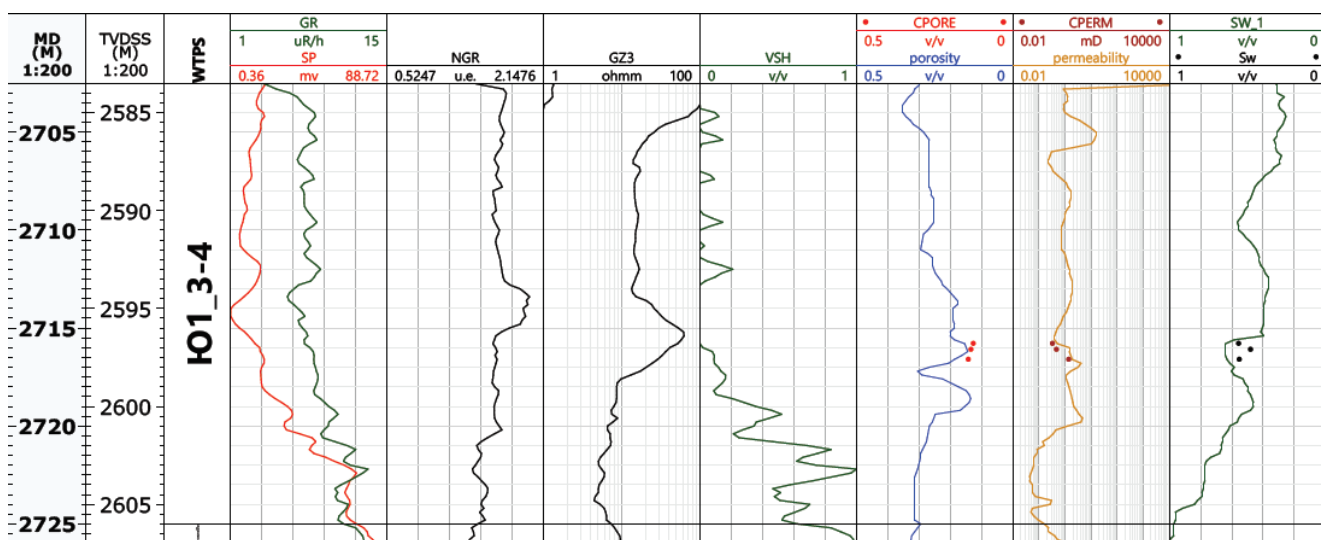


Рис. 5.6. Готовый планшет с рассчитанными кривыми ФЕС для скважины А21, расположенной в баровой зоне 1в. Средняя пористость-13%

### 5.1 Выходные данные по моделям глинистости

Для каждой скважины были определены оптимальные методы расчета глинистости, которые давали высокую корреляцию при сопоставлении пористо по ГИС и пористости по керну. Выбранные модели занесены в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Выбранные модели глинистостей

Зоны	Скв.	Параметр
		Глинистость
1a	A14	VshGRSteib
1a	A1	VshGRSteib
1b	A33	VshGR(Larionov)
1b	A31	VshGR(Larionov)
1v	A43	VshGR(Larionov)
1v	A21	VshGR(Larionov)
2	A55	VshGR
2	A19	VshGR
3	A27	VshGR(Steiber2)
3	A3	VshGR(Steiber2)
4	A15	VshGR
4	A9	VshGR

Проанализировав полученные результаты, можно увидеть, что для скважин, расположенных в одних и тех же фациальных зонах, модели

идентичны. Это опять же говорит нам об однородности свойств внутри зоны.

## 5.2 Модели пористости

Для моделей глинистости был тот же принцип, что и для глинистости, выбиралась та модель, которая показала высокую наиболее высокую корреляцию (Таблица 5.2)

Таблица 5.2 – Выбранные модели пористости

Зоны	Скважины	Модель пористости
1a	A14	Нейтронная пористость
1a	A1	Нейтронная пористость
1b	A33	Акустическая пористость
1b	A31	Акустическая пористость
1v	A43	Нейтронная пористость
1v	A21	Нейтронная пористость
2	A55	Нейтронная пористость
2	A19	Нейтронная пористость
3	A27	Акустическая пористость
3	A3	Акустическая пористость
4	A15	Акустическая пористость
4	A9	Акустическая пористость

Проанализировав таблицу можно сделать вывод, что лучшие корреляции получились при применении АК и НК.

## 5.3 Полученные модели проницаемости

Как было отмечено в 4 главе, основной моделью для расчета проницаемости была принята модель, полученная из уравнения зависимости проницаемости от пористости (Таблица 5.3).

Таблица 4.3. Полученные методы определения проницаемости с высокой степенью корреляции в каждой фациальной зоне

Зоны	Скважины	Модель проницаемости
1a	A14	Из зависимости $K_{пр}(K_{п})$
1a	A1	Из зависимости $K_{пр}(K_{п})$
1b	A33	Из зависимости $K_{пр}(K_{п})$
1b	A31	Из зависимости $K_{пр}(K_{п})$
1v	A43	Из зависимости $K_{пр}(K_{п})$
1v	A21	Из зависимости $K_{пр}(K_{п})$
2	A55	Из зависимости $K_{пр}(K_{п})$
2	A19	Из зависимости $K_{пр}(K_{п})$
3	A27	Из зависимости $K_{пр}(K_{п})$
3	A3	Из зависимости $K_{пр}(K_{п})$
4	A15	Из зависимости $K_{пр}(K_{п})$
4	A9	Из зависимости $K_{пр}(K_{п})$

#### 5.4 Полученные модели водонасыщенности

Самой распространенной моделью для расчета водонасыщенности была принята модель Арчи (Таблица 5.4)

Таблица 5.4 – Модели водонасыщенности, показывающие наилучшую сходимость для каждой скважины

No.	Зоны	Скв.	Параметр
			Водонасыщенность
1	1a	A14	Арчи
2	1a	A1	Арчи
3	1b	A33	Арчи
4	1b	A31	Арчи
5	1v	A43	Арчи)
6	1v	A21	Арчи
7	2	A55	Арчи
8	2	A19	Арчи
9	3	A27	Индонезия
10	3	A3	Индонезия
11	4	A15	Индонезия
12	4	A9	Индонезия



## **6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

На сегодняшний день энергетические ресурсы, такие как нефть и газ играют ведущую роль в современной экономике. Уровень развития производительных сил каждой страны обычно определяется по масштабам потребления нефти и товаров нефтяного производства.

Одним из достоинств нефти и газа является сравнительно невысокая стоимость добычи, возможность безотходной переработки и получение многообразных видов топлива и сырья. Однако ресурсы нефти и газа ограничены, они значительно меньше, чем запасы других полезных ископаемых. Но, несмотря на это, добыча нефти и газа значительно превышает добычу других горючих ископаемых.

Такой высокий уровень потребления нефти в мире является основанием для высказываний ряду специалистов, ученых о неизбежности скорого истощения нефтяных запасов. Некоторые утверждают об исчерпании мировых нефтяных запасов к концу этого века.

Более того, такой быстрый темп уменьшения нефтяных запасов ведут к разработке трудно извлекаемых запасов. На основе данных проблем предпринимаются научные и технологические меры разрабатывать максимально больше объемов запасов нефти в недрах.

Наряду с такими проблемами стоит задача проведения более точной оценки нефтяных запасов, так как в первую очередь, чтобы уяснить объем нефти в недрах, а также, планирование расходов для выработки запасов. В каждом проекте первоначально определяется приблизительный объем нефти в пласте, а на основе этого будет оцениваться эффективность данного проекта. Следовательно, это требует более корректные данные о запасах находящихся в недрах. Поэтому, необходимо рассчитать нужные параметры более точно, чтобы добиться получению тех запасов, которые действительно расположены в пласте.

Одной из нескольких целей данной работы является анализ влияния

фациальной зональности на запасы в пласте Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>. Поэтому необходимо было конкретизировать средние значения параметров, которые влияют на определения запасов нефти в пласте. Недочет варьирующих значений по площади пласта, используя одно среднее значение по каждому параметру приведет к увеличению неопределенности подсчитанных запасов. Другими словами, недоучет фациальных зон у которых петрофизические параметры отличаются, друг от друга может привести к получению заниженных либо завышенных значений запасов. Это непосредственно приведет к снижению доходов от выработки запасов, либо вообще разработка данного запаса может оказаться не эффективной.

В качестве оценки запасов из полученных значений петрофизических параметров с учетом фациальной зональности был подсчитан запас нефти для небольшой зоны вокруг каждой скважины, т.к. данных о площади каждой зоны не было дано. А также, для сравнения как не значительная разница между значениями параметров могут повлиять на размеры запасов, был проведен анализ, на основе результатов, полученных при расчетах, приведенных в предыдущих разделах.

Существует несколько способов подсчета запасов нефти и газа в пласте, такие как стохастические способы, детерминистические способы, метод Монте Карло (вероятность). В данной работе был выбран простой детерминистический способ для подсчета промышленных запасов на основе полученных данных из основного и второстепенного методов из каждого параметра:

$$STOIP = GRV \times NTG \times \phi \times S_o \times B_o$$

Где STOIP- первоначальный промышленный запас;

GRV-общий объем рассматриваемой зоны с площадью 1 км<sup>2</sup>;

NTG-песчанистость;

φ-пористость;

S<sub>o</sub>- нефтенасыщенность;

Во- объемный коэффициент нефти.

Таблица 5.1. Полученные запасы в каждой скважине в 1км<sup>2</sup> пространстве:

№.	Зоны	Скв.	Извлекаемые запасы (стнд усл.) баррель	
1	1a	A14	484758.1	540304.4
2	1a	A1	2369769.9	3624234.9
3	1b	A33	252484.9	912382.5
4	1b	A31	2016066.4	2129955.9
5	1v	A43	1080705.0	1011733.7
6	1v	A21	735914.9	1302583.5
7	2	A55	3166636.4	3268785.9
8	2	A19	4047198.0	3854474.3
9	3	A27	1296441.4	750693.9
10	3	A3	1448245.5	410427.7
11	4	A15	1032999.1	-
12	4	A9	1608089.5	-

В таблице приведены извлекаемые запасы нефти в стандартных условиях, которые были переведены из промышленных запасов с помощью умножения на средний коэффициент извлечения нефти (КИН), который равен 0.37 по месторождению:

$$Reserve \square STOIP * RF$$

где Reserve = извлекаемый запас нефти;

СТОИП- первоначальный промышленный запас; RF- коэффициент извлечения нефти (КИН).

Из таблицы можно сделать вывод что, не корректный выбор метода определения петрофизических параметров, либо незначительная разница параметров рассчитанных в предыдущих разделах могут привести к значительной разнице запасов. В качестве примера, возьмем скважину № 208 из зоны 1a. Запасы, которые были подсчитаны на основе методов с высокой степенью корреляции, составили 2369769.9 баррель нефти, в то время как запасы, которые были подсчитаны на основе другого второстепенного метода, составили 3624234.9 баррель нефти. Таким образом, выбрав второй

метод мы завышаем свои запасы на 1254465.1 баррель нефти, который на 52 % показывает завышенный запас для 1 км<sup>2</sup> площади. Это еще раз доказывает, что не значительная разница между параметрами, полученными разными методами показывают значительную разность в значениях запасов.

Проведем финансовые расчеты по полученным запасам из разных методов для оценки стоимости извлекаемых нефтяных запасов. В качестве примера возьмем ту же скважину № 208, где объемы запасов отличаются между собой на 52 %. Стоимость 1 барреля нефти к 12.08.2017 составляет 51.99 \$. Следовательно, умножаем данную стоимость на объемы запасов. Стоимость извлекаемых запасов в скважине № 208, для первого случая 123204335 \$, для второго случая 188423971 \$. Таким образом, при не корректном выборе методов определения петрофизических свойств на примере скважины № 208, завышаем ожидаемые доходы от продажи нефти на 65219636 \$. Подобные же расчеты были проведены для остальных скважин. Они приведены в таблице ниже:

Таблица 5.2. Стоимость извлекаемых запасов

No.	Zones	Wells	Cost of total oil \$	
1	1a	A14	25202573.57	28090424.4
2	1a	A1	123204335.1	188423971.1
3	1b	A33	13126691.61	47434768.75
4	1b	A31	104815292.5	110736407.9
5	1v	A43	56185854.41	52600032.73
6	1v	A21	38260215.86	67721317.2
7	2	A55	164633425.5	169944181.1
8	2	A19	210413822.6	200394116.8
9	3	A27	67401988.06	39028575.24
10	3	A3	75294285.77	21338134.4
11	4	A15	53705623.3	
12	4	A9	83604572.79	

Подводя итоги, можно сделать вывод, что необходимо рассматривать каждую зону как отдельный фаций и выбирать корректные методы

определения петрофизических параметров отдельно для каждой зоны. Недоучет фациальных зон, у которых петрофизические параметры отличаются, друг от друга может привести к получению заниженных либо завышенных значений запасов.

## **7 Социальная ответственность**

Целью данной работы является изучение пространственных закономерностей изменения петрофизических параметров, которые зависят от литолого-фациальной зональности месторождений. Для исследования данной работы Крапивинское месторождение было выбрано в качестве объекта исследования. Поэтому, одной из задач является изучения фациальной особенности Крапивинского месторождения, а также, проведение анализа методов определения таких параметров как глинистость, пористость, проницаемость и водонасыщенность в этих 6 выделенных фациальных зонах. Более того, применить разные модели для расчетов выше перечисленных петрофизических параметров, которые могут выдать высокое сходство со значениями керновых данных. А также, оценить степень влияния не корректно подобранных моделей, которые имеют наиболее высокую степень корреляции со значениями керновых данных.

Данная работа имеет важную научную и практическую значимость, так как, литолого-фациальная зональность может напрямую повлиять на объем промышленных запасов любого месторождения. В качестве исследуемого объекта был выбран Крапивинское нефтяное месторождение, так как оно имеет сложно построенную структуру. Расчеты проводились только для пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, т.к. в данном пласте сконцентрированы основные промышленные запасы. Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> также, как и другие пласты данного месторождения имеет неоднородное литологическое распределение как по латерали, так и по вертикали.

### **7.1 Профессиональная социальная безопасность**

В ходе данной работы для проведения исследования использовались персональные, а также, портативные компьютеры. Работа требовала сидячий режим, при достаточном физическом напряжении. При выполнении работы

необходимо было длительное время сидеть за персональным компьютером, которое требовало максимальную концентрацию. Естественно, это, в каком-то количестве влияло на здоровье человека: долгое одинаковое положение тела, влияния на тела электромагнитных полей, напряжение глаз и рук.

Перед началом работы был организован инструктаж по пользованию инструментами, по поведению человека в случае чрезвычайных ситуаций на рабочем месте. Более того, осведомлены опасные, вредные факторы, которые влияют на человека в процессе работы. На основе законов РФ опасными факторами являются те, которые наносят работнику травмы. Вредными являются те, которые приводят к заболеванию сотрудника. Как во многих местах, чтобы минимизировать уровень опасности и вредности на человека, предпринимаются меры снижения уровня опасности.

## 7.2 Производственная безопасность

Таблица 7.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении исследования

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Работа за персональным компьютером.	1. Недостаточная освещённость рабочей зоны: отсутствие или недостаток естественного света; 2. Повышенный уровень шума; 3. Повышенный уровень электромагнитных излучений; 4. Повышенная или пониженная влажность воздуха	Электрический ток	1. СП 52.13330.2011 Свод правил. Естественное и искусственное освещение. [1] 2. СанПиН 2.2.2/2.4.1340 – 03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». [2] 3. СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки. [3] 4. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. [4] 5. СанПиН 2.2.4.548 – 96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [5]

## 7.3 Анализ вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения

Длительное время за компьютером приводит к влиянию отрицательных факторов на организм. Ниже перечислены негативные факторы:

- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- повышенная пульсация светового потока;
- загрязнение воздуха пылью;
- широкий спектр излучения от дисплея, который включает



рентгеновскую, ультрафиолетовую и инфракрасную области;

- повышенный уровень электромагнитных излучений различных частот монитора и системного блока;
- опасный уровень напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;
- опасность возникновения пожара.

Выше перечисленные отрицательные факторы на организм должны быть определены нормативными правовыми актами в области санитарно-эпидемиологического контроля и скомпенсированы рациональной организацией рабочего места.

*-освещение рабочего места:* необходимо обеспечить определенной освещенностью, от которого зависит работоспособность человека, его психика и эмоциональное состояние;

*-воздействие шума:* разные уровни шума по-разному влияют на человека, слабый шум мешает понимать речь или вызывать раздражение у человека, в то время как, высокий уровень может привести к снижению внимания и потери концентрации. Он замедляет реакцию человека на поступающие от технических устройств сигналы, угнетает центральную нервную систему, вызывает изменения скорости дыхания и пульса, способствует нарушению обмена веществ.

Эквивалентный уровень звука не должен превышать 50 дБ согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96.. Защиту от шума следует выполнять в соответствии с ГОСТ 12.1.003-а звукоизоляция ограждающих конструкций должна отвечать требованиям главы СанПиН 11-12-77.

*- повышенный уровень электромагнитных излучений, повышенная напряжённость электрического поля:* являются наиболее вредными для организма человека. Основными источниками являются персональные компьютеры, мониторы которые представляют собой источники наиболее вредных излучений, которые отрицательно влияют на здоровье работника.

Таблица 7.2 – Временные допустимые уровни ЭМП создаваемых ЭВМ

Наименование параметров		ВДУ ЭМП
Напряженность электрического поля	в диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц	25 В/м
	в диапазоне частот 2 кГц – 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	в диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц	250 нТл
	в диапазоне частот 2 кГц – 400 кГц	25 нТл
Электростатический потенциал экрана видеомонитора		500 В

Для снижения вреда от монитора и компьютера на организм необходимо соблюдать следующие требования:

- Расстояние между работником и монитором не менее 600-700 мм
- Использовать экранные фильтры типа «Полная защита»;
  - Соблюдать рациональный режим труда и отдыха в течение рабочего дня в зависимости от вида и категории трудовой деятельности.
  - *Отклонение показателей микроклимата на рабочем месте.*

Микроклимат производственных помещений - Микроклимат производственных помещений – это климат внутренней среды этих помещений, который определяется действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности и скорости движения воздуха. Лаборатория является помещением, относящимся к категории помещений где выполняются легкие физические работы, поэтому должны соблюдаться требования, приведенные в таблице 6.3 в соответствии с СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03.

Таблица 7.3 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений для категории работ Ia

Период года	Наименование параметра			
	Температура воздуха, С°	Температура поверхностей, С°	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с.
Холодный	22-24	21-25	40-60	0,1
Теплый	23-25	22-26	40-60	0,1

## **7.4 Экологическая безопасность**

Охрана окружающей среды сводится к устранению отходов бытового мусора и отходам жизнедеятельности человека. В случае выхода из строя ПК, они списываются и отправляются на специальный склад, который при необходимости принимает меры по утилизации списанной техники и комплектующих.

Одним из самых распространенных источников ртутного загрязнения являются вышедшие из эксплуатации люминесцентные лампы. Каждая такая лампа, кроме стекла и алюминия, содержит около 60 мг ртути. Поэтому отслужившие свой срок люминесцентные лампы, а также, другие приборы, содержащие ртуть, представляют собой опасный источник токсичных веществ.

## **7.5 Пожарная безопасность**

Степень огнестойкости зданий принимается в зависимости от их назначения, категории по взрывопожарной и пожарной опасности, этажности, площади этажа в пределах пожарного отсека. Для устранения причин возникновения пожара в аудитории проводится комплекс профилактических противопожарных мероприятий:

- использование только исправного оборудования;
- проведение периодических инструктажей по пожарной безопасности;
- назначение ответственного за пожарную безопасность помещений;
- издание приказов по вопросам усиления пожарной безопасности
- отключение электрооборудования, освещения и электропитания по окончании работ;
- курение в строго отведенном месте;
- содержание путей и проходов для эвакуации людей в свободном

состоянии.

В общественных зданиях и сооружениях на каждом этаже должно размещаться не менее двух переносных огнетушителей. Огнетушители следует располагать на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1.35 м. Размещение первичных средств пожаротушения в коридорах, переходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей.

## Заключение

В работе было изучено влияние литолого-фациальной зональности на выбор расчетной модели различных фильтрационно-ёмкостных свойств. Главным объектом разработки был выбран пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>. Были определены опорные скважины для каждой фациальной зоны. После их выбора было оценено влияние фациальной зональности на расчет петрофизических параметров. Различные модели глинистости, насыщенности, пористости, проницаемости были использованы для расчетов. Критерием выбора той или иной модели служила хорошая корреляция с керновыми данными, для всех параметров кроме глинистости, кернавая информация о которой отсутствует почти во всех скважинах. Исходя из анализа полученных петрофизических зависимостей, можно сделать вывод, что распределение фильтрационно-ёмкостных свойств по месторождению неоднородно, но свойства внутри каждой литофации схожи.

Некорректный расчет петрофизических параметров может привести к неправильному подсчёту запасов, поэтому описанная в этой имеет важное практическое значение, благодаря которому возможно более точное определение распространения фильтрационно-ёмкостных свойств, при учёте лито-фациальной зональности.

## Список использованных литературных источников

1. Белозеров В.Б., Даненберг Е.Е., Огарков А.М. Особенности строения васюганской свиты в связи с поиском нефти и газа в ловушках неантиклинального типа // Перспективы нефтегазоносности юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1980. – С. 92–100.
2. Белозёров В. Б. Влияние фациальной неоднородности терригенных коллекторов на разработку залежей углеводородов / В. Б. Белозёров // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ]. — 2011. — Т. 319, № 1: Науки о Земле. — [С. 123-130].
3. Конторович В.А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2009.–Т.50.– №4.–С.461–474.
4. Кравченко Г.Г., Жуковская Е.А. Седиментологическая модель верхнеюрских продуктивных отложений Крапивинского месторождения по результатам изучения керна // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 316. – №1.–С.80–87.
5. Панков М. В. и др. Анализ разработки Крапивинского месторождения. // Томскнефть – 2004.
6. Чернова О. С. Биостратиграфическая характеристика отложений горизонта Ю-1 Крапивинского нефтяного месторождения / О. С. Чернова, Е. А. Жуковская // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ]. — 2010. — Т. 317, № 1: Науки о Земле. — [С. 122-127].
7. Moore, J.C., and Kardig, D.E., 1976: Sedimentology, structural geology, and tectonics of the Shikiku subduction zone, southwestern Japan; Geological Society of America Bulletin, v. 87, p. 1259-1268 pp.
8. Amaefule J.O., Altunbay M., Tiab D., Kersey D.G. and Keelan D.K., 1993: Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/ Wells. Paper presented at the SPE ATCE, Houston, Texas, USA, 3-6 October 1993.

9. Anderson T.B. et al., 1986: Comments and replies on "Is the Southern Uplands of Scotland really an accretionary prism?"; *Geology*, v. 14, p. 1043-1048.
10. Barr D.C. and Altunbay M., 1992: Identifying Hydraulic Units as an Aid to Quantifying Depositional Environments and Diagenetic Facies. *Geology of Malaysia, Symposium Res. Evaluation/ Form. Damage*, Kuala Lumpur, Malaysia.
11. Berg, O.K. 1982. Seismic detection and evaluation of delta and turbidite sequences: their application to exploration for the subtle trap. *Am. Assoc. Pet. Geol. Bull.* 66: 1271-88 pp.
12. Bhuyan, K., & Passey, Q. R. (1994). Clay estimation from GR and neutron-density porosity logs. Presented at the SPWLA 35th Annual Logging Symposium.
13. Biniwale S and Behrenbruch P, 2004: The Mapping of Hydraulic Flow Zone Units and Characterisation of Australian Geological Depositional Environments. Paper presented at the SPE APOGCE, Perth, Australia, 18-20, Oct. 2004.
14. Biniwale S. and Behrenbruch P., 2005: An Improved Approach for Modelling Geological Depositional Characteristics and Fluid Saturations by Using Hydraulic Units: Australian Offshore Fields. Paper presented at the SPWLA 46th Annual Logging Symposium, New Orleans, USA, 26-29 Jun. 2005.
15. Brown, L.F. Jr., Fisher, W. L. 1977. Seismic stratigraphic interpretation of depositional systems: examples from Brazilian rift and pull-apart basins. See Payton 1977, pp. 213-48
16. Bubb, J. N., Hatlelid, W. G. 1977. Seismic stratigraphy and global changes of sea level, Part 10: Seismic recognition of carbonate buildups. See Payton 1977, pp. 185-204
17. Busch, J. M., Fortney, W. G., & Berry, L. N. (1987). Determination of lithology from well logs by statistical analysis. *SPE Formation Evaluation*, 2(4), 412–418.
18. Carman P.C., 1938: Fluid Flow through Granular Beds. *J Soc Chem Ind*, 57, 225.

19. Carman P.C., 1937: Fluid Flow through Granular Beds. *AICHE*, 15, 150.
20. Chilingar G.V., 1963: Relationship between Porosity, Permeability and Grain Size Distribution of Sands and Sandstones. JOPSE.
21. Conticini, F. 1985. Seismic facies quantitative analysis-new tool in stratigraphic interpretation. *Oil Gas Dig.* 7(2): 22-24 pp.
22. Dewan, J. T. (1983). Essentials of modern open-hole log interpretation. Tulsa: PennWell Books, 361 p.
23. Doveton, J. H. (2014). Principles of mathematical petrophysics. Oxford: Oxford University Press.
24. Dubois, M. K., Bohling, G. C., & Chakrabarti, S. (2007). Comparison of four approaches to a rock facies classification problem. *Computers & Geosciences*, 33, 599–617.
25. Hardage, B. A., ed. 1987. *Seismic Stratigraphy*. London: Geophys. Press. 432 pp.
26. Hoang T.G., Behrenbruch P. and Do Huu M.T., 2017: Defining Reservoir Quality Relationships: How Important are Overburden and Klinkenberg Corrections? Paper presented at the SPG, Sanya, China, 26-28 Feb 2017.
27. Hubbard, R. J., Pape, J., Roberts, D. G. 1985a. Depositional sequence mapping as a technique to establish tectonic and stratigraphic framework and evaluate hydro carbon potential on a passive continental margin. In *Seismic Stratigraphy II-An Integrated Approach*, Am. Assoc. Pet. Geol. Mem., ed. O. R. Berg, D. G. Woolverton, 39: 79-91
28. Hubbard, R. J., Pape, J., Roberts, D. G. 1985b. Depositional sequence mapping to illustrate the evolution of a passive continental margin. In *Seismic Stratigraphy II-An Integrated Approach*, Am. Assoc. Pet. Geol. Mem., ed. O.R. Berg, D.G. Woolverton, 39: 93-115
29. Jiang, S., et al. (2019). *Shale geoscience and engineering for petroleum exploration and development*. Cambridge: Cambridge University Press



30. Khalid, Z. A., Lefranc, M., Phillips, J., Jordan, C., Ralphie, B., Zainal, N. F. S., & M Khir, K. E. A. (2014). Integrated reservoir characterization of a Miocene carbonate buildup without the benefit of core data – A case study from Central Luconia Province, Sarawak. International Petroleum Technology Conference
31. Kirk, R.B. 1985. A seismic stratigraphic case history in the eastern Barrow subbasin, north west shelf, Australia. In Seismic Stratigraphy II-An Integrated Approach, Am. Assoc. Pet. Geol. Mem., ed. O. R. Berg, D. G. Woolverton, 39: 183-207
32. Kozeny J., 1927: Über Kapillare Leitung des Wassers im Boden. Sitzungsberichte: Royal Academy of Science, Vienna.
33. Ma, Y.Z. (2011). Lithofacies clustering using principal component analysis and neural network: applications to wireline logs. *Mathematical Geosciences*, 43(4), 401–419.
34. Ma, Y.Z., & Gomez, E. (2015). Uses and abuses in applying neural networks for predicting reservoir properties. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 133, 66–75.
35. Ma, Y. Z., Moore, W. R., Gomez, E., Luneau, B., Kaufman, P., Gurpinar, O., & Handwerger, D. (2015a). Wireline log signatures of organic matters and lithofacies classifications for shale and tight carbonate reservoirs. In Y. Z. Ma & S. Holditch (Eds.), *Handbook of unconventional resources* (pp. 151–171). Waltham: Elsevier.
36. Ma, Y.Z., Moore, W.R., Gomez, E., Clark, W.J., & Zhang, Y. (2015b). Tight gas sandstone reservoirs, Part 1: Overview and lithofacies. In Y. Z. Ma & S. Holditch (Eds.), *Handbook of unconventional resources* (pp. 405–427). Waltham: Elsevier.
37. Ma Y.Z. (2019) Facies and Lithofacies Classifications from Well Logs. In: *Quantitative Geosciences: Data Analytics, Geostatistics, Reservoir Characterization and Modeling*. Springer, Cham.

38. Macurda, D.B. Jr. 1985. A Workshop in Seismic Stratigraphy. Houston: GeoQuest Int., Inc.
39. Macurda, D.B. Jr. 1986. Seismic Facies Analysis. Houston: GeoQuest Int., Inc.
40. McGovney, J. E., Radovich, B. J. 1985. Seismic stratigraphy and facies of the Frigg fan complex. In Seismic Stratigraphy II An Integrated Approach, Am. Assoc. Pet. Geol. Mem., ed. O. R. Berg, D. G. Woolverton, 39: 139-54
41. McLachlan, G. J., & Peel, D. (2000). Finite mixture models. New York: Wiley, 419p.
42. Miall A.D., 2nd edn, Springer-Verlag. New York, 1990, 425 pp, hard cover ISBN 3-540-97119-X, DM 128, f46.
43. Mitchum, R.M. Jr., Vail, P.R., Sangree, J.B., 1977a. Seismic stratigraphy and global changes of sea level, Part 6: Stratigraphic interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences. See Payton 1977, pp. 117-33.
44. Nooruddin H, Hossain M E, Sudirman S B and Sulaimani T, 2011: Field Application of a Modified Kozeny-Carman Correlation to Characterize Hydraulic Flow Units. Paper presented at the Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition, Al-Khobar, Saudi Arabia, 15-18 May 2011.
45. Payton, C. E., ed. 1977. Seismic Stratigraphy – Applications to Hydrocarbon Exploration. Am. Assoc. Pet. Geol. Mem. 26. 516 pp.
46. Ramsayer, G. R. 1979. Seismic stratigraphy, a fundamental exploration tool. Offshore Tech. Coni II: 1859-62 pp.
47. Reading H.G., 1980: Characteristics and recognition of strike-slip fault systems; in P.F. Ballance and H.G. Reading, eds., Sedimentation in oblique-slip mobile zones, International Association of Sedimentologists Special Publication 4, p. 7-26.
48. Roksandic, M. M. 1978. Seismic facies analysis concepts. Geophys. Prospect. 26: 383-98


49. Sangree, J. B., Widmier, J. M. 1977. Seismic stratigraphy and global changes of sea level, Part 9: Seismic interpretation of clastic depositional facies. See Payton 1977, pp. 165-84
50. Sangree, J. B., Widmier, J. M. 1979. Interpretation of depositional facies from seismic data. *Geophysics* 44: 131-60 pp.
51. Schlumberger. (1999). Log interpretation principles/applications, 8th print. Sugar Land, Texas: Schlumberger Educational Services.
52. Scott, D.W. (1992). Multivariate density estimation. New York: Wiley, 317p.
53. Tilke, P.G., Allen, D., & Gyllensten, A. (2006). Quantitative analysis of porosity heterogeneity: Application of geostatistics to borehole image. *Mathematical Geology*, 38(2), 155–174 pp.
54. Verwer K, Eberli G.P. and Weger R.J., 2011: Effect of Pore Structure on Electrical Resistivity in Carbonates. *AAPG Bulletin*, 20, 94, 1–16 pp.
55. Wang, G., & Carr, T.R. (2012). Marcellus shale lithofacies prediction by multiclass neural network classification in the Appalachian basin. *Mathematical Geoscience*, 44, 975–1004 pp.

## Приложение А

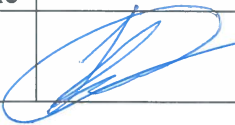
(справочное)

### Methods of facies identification and litho-facial zonation


Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Галиев Филипп Рузвельтиевич		28.05.2021

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Коровин М.О.	к.г.-м.н.		28.05.2021

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Уткина А.Н.	к.филос.н.		28.05.2021

The analysis and classification methods can be applied based on several datasets and different scales such as geological information, well control data and seismic attributes to characterize the reservoir model. Often the term facies refers to rock types identified by analysis from geological data. Seismic facies indicates classification and spatial distribution of facies obtained from seismic scale, and electrofacies at the well site.

The basic principle of seismic stratigraphy is that primary seismic reflections parallel stratal surfaces (bedding planes) rather than gross lithostratigraphic boundaries. This concept coupled with the Law of Superposition can be used to answer a number of fundamental stratigraphic questions which are critical to exploration. For example, unconformity surfaces can be located on the seismic section by the identification of reflection terminations [1].

This permits the interpreter to recognize the major shifts and changes in deposition which have occurred during a basin's evolution and provides a geologically meaningful basis for the subdivision of the geologic section into genetically significant stratal units (depositional sequences). Because reflectors follow bedding planes, 'reflection geometry parallels depositional geometry. Therefore, after palinspastic reconstruction, the internal reflection patterns of a sequence and their areal distribution provide valuable information for paleoenvironmental reconstruction.

Once the distribution of depositional environments within an area is determined, facies predictions and estimates of possible reservoir rock content can be made. Finally, the seismic section can be used as a true chronostratigraphic correlation tool. This attribute is particularly helpful in areas where reliable well log correlations are difficult due to rapid lateral facies changes, sparse well control and/or insufficient paleontologic control. Ideally these correlations are made using synthetic seismograms carefully tied to the seismic section. However, in the absence of sonic and/or density logs, the reflection geometry of the seismic section can often give the interpreter a correlation style or concept that will permit proper correlations.

The concept that primary seismic reflectors parallel bedding planes (time lines) and unconformities forms the basic principle of seismic stratigraphy and may be used to answer some fundamental stratigraphic questions critical to exploration. Applying this principle in conjunction with the Law of Superposition permits 1) the recognition of unconformity surfaces and the subdivision of the stratigraphic sections into genetically meaningful units, 2) the reconstruction of paleogeometry and therefore paleogeography and paleoenvironments, 3) true chronostratigraphic correlations, and 4) the recognition of a stratigraphic trap.

Primary seismic reflectors are generated at physical surfaces having a velocity and/or density contrast. In a sedimentary section only two types of reflection-generating interfaces are present at the time of deposition - stratal surfaces and unconformities.

Each of these has chronostratigraphic significance. Stratal surfaces are the depositional bedding planes which separate the episodes of sedimentation. They represent ancient depositional surfaces and are therefore geologically synchronous over the area of their occurrence. Although unconformities are not time synchronous, and in fact are usually quite variable in terms of the hiatus they represent, they also have chronostratigraphic significance in that strata above the unconformity are younger than strata below, i.e. an unconformity separates older rocks from younger rocks. As pointed above there is no physically continuous surface that follows the top of a time-transgressive lithostratigraphic boundary and therefore, within the resolution of the tool, no seismic reflector will follow such a transition.

The lateral continuity of a seismic reflector cuts across time-transgressive lithostratigraphic boundaries with lateral changes in reflection amplitude and frequency occurring in response to the changing reflection coefficients and bed spacing.

Like all exploration tools, however, the seismic section has its resolution limits. The accuracy of chronostratigraphic correlations using the seismic section is dependent upon data quality and is, in practice, limited to  $\pm 1/2$  a wavelength. Non-

primary seismic events such as multiples and coherent noise, and events not migrated to their proper position such as defractions and steeply dipping events, can mislead the interpreter if not properly identified.

Given that primary seismic reflectors parallel stratal surfaces (time lines) and unconformities, we can begin attaching a chronostratigraphic significance to the four basic reflection termination patterns we commonly see on a seismic section: onlap, downlap, toplap and truncation (Figure 1).

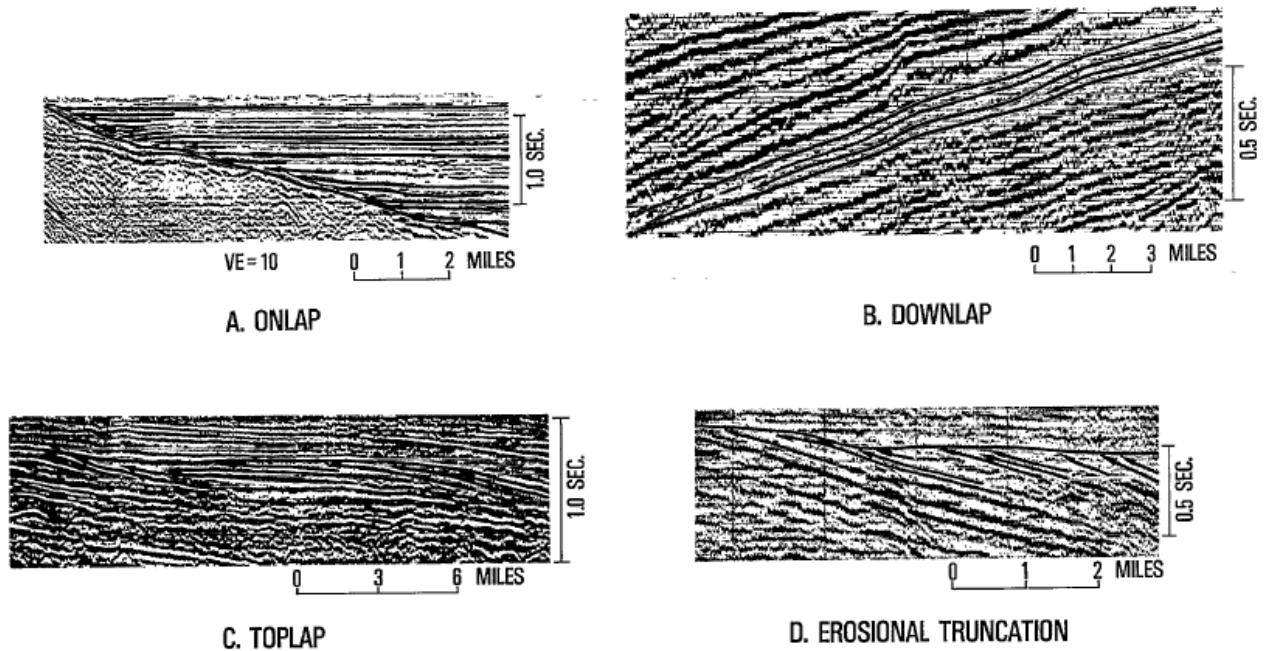
Onlap (Figure 1a) occurs where "an initially horizontal stratum laps out against an initially inclined surface, or in which an initially inclined stratum laps out against a surface of greater inclination". This pattern is schematically represented in Figure 2a, which shows strata onlapping a preexisting surface.

Applying the Law of Superposition, the chronostratigraphic relation depicted in Figure 2a results. The onlapping pattern signifies a nondepositional hiatus of increasing duration as successively younger strata lap out against the preexisting surface. Downlap occurs when "an initially inclined stratum terminates downdip against an initially horizontal or inclined surface». Like onlap, downlap signifies a nondepositional hiatus of increasing duration as successively younger strata lap out against a preexisting surface.

(Figures 1c and 2c) is the layout pattern in which "initially inclined stratum terminate against an overlying surface mainly as a result of nondeposition». Typically, this pattern results from sedimentary bypassing under conditions where local base level is too low to allow strata to deposit further updip. Minor erosion commonly is associated with toplap. Toplap is most often associated with shallow marine progradational environments such as deltas, but it can also be found in deep marine deposits where deep sea currents define a submarine depositional base level. Figure 2C depicts the chronostratigraphic relationships typical of toplap.

Erosional truncation (Figure 1d and 2d) represents the lateral termination of strata by erosion. Where these strata are inclined, this pattern can often be difficult to distinguish from toplap. Using these discordant reflection termination patterns,

unconformity surfaces can be recognized on a seismic section. These can be carried into areas where the reflectors become concordant because strata become conformable or the unconformity becomes a paraconformity and is therefore not seismically recognizable. This is a powerful concept for it allows us to recognize the major shifts and changes in deposition which occur during the evolution of a basin. Looking at it slightly differently, we can say that the ability to seismically recognize



unconformities allows us to define depositional sequences.

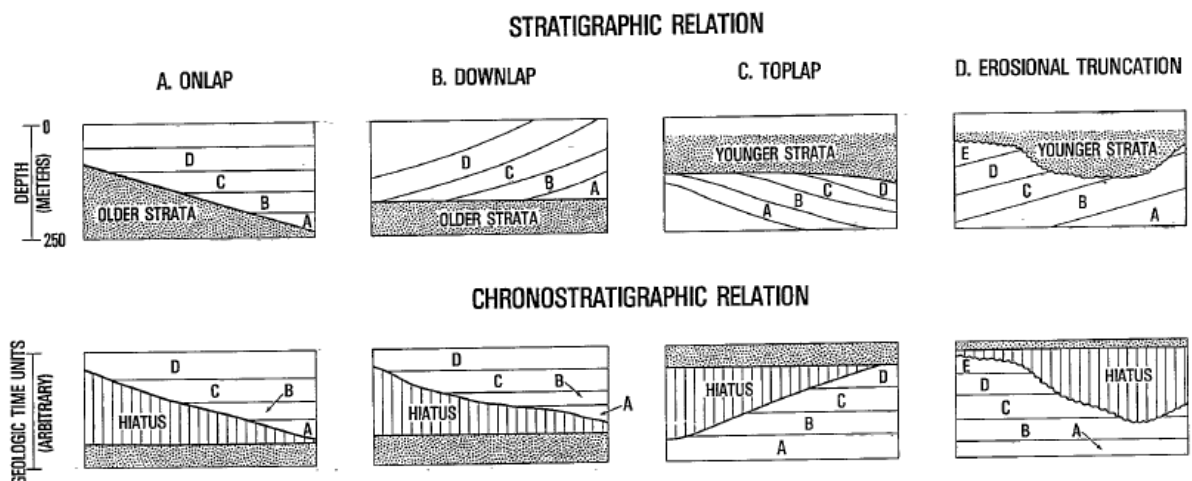


Figure 1 - Basic seismic reflection termination patterns

Figure 2 – Stratigraphic and chronostratigraphic relations of onlap, downlap, toplap and erosional truncation.

Thus, the problem of facies analysis and prediction of reservoir properties in



the inter-well space has been solved on the basis of CDP data, log data, and core description.

The most accepted way of lithofacies zonation is well log data analysis. The measurements of subsurface formations along a wellbore by logging tools are basic data sources for evaluating rock properties. However, geological interpretations of these data are not always straightforward because different well logs measure various rock properties. Moreover, the depths of investigation and sensitivity of the various tools can be substantially different.

Problems in classifying lithofacies from well logs include the separability of component frequency distributions in well logs, realistic spatial positioning/patterns in the predicted lithofacies, determining the number of lithofacies, and linkages between the classified lithofacies and underlying geological entities.

The oldest method for predicting lithofacies from well logs applies cutoffs to derive lithofacies, which is shown by an example of GR in Fig. 3. The channel facies are identified with low GR values, the shaly overbank with high GR values, and splay-crevasse mixture with intermediate GR values. This cutoff method creates demarcating “walls” between the lithofacies-component histograms (Fig. 3b) and often generates conflicting results with core data.

More advanced approaches, including statistical and artificial intelligence techniques, generally classify lithofacies using multiple well logs, which can reduce the ambiguities of using a single log (although too many can also increase the ambiguities). Figure 3 shows an example that compares from the work [3] the classifications using one versus two logs. Instead of applying cutoffs, a well-selected statistical method enables the use of complementary information from two logs and overcome the “walling” by the cutoffs. Although the walling problem can be overcome with one log using the kernel density method, the predicted lithofacies are not spatially realistic.

The histogram in Fig. 3 shows two different modes at 63 and 117 API. However, it cannot be decomposed into two normal or quasi-normal histograms

but can be modeled by three normal or quasi-normal histograms (Fig. 3). This is because both the smaller mode and larger mode show a (quasi)normal distribution to one side (left side for the smaller mode and right side for the larger mode).

Figure 3 - (a) GR (in API) histogram in a tight gas formation based on 19,430 samples. (b) GR histograms by lithofacies classified by applying GR cutoffs: orange, sandy channel facies; purple, crevasse-splay; and black, shaly overbank. (c) Decomposition of the histogram in (a) into three quasi-normal histograms by principal component analysis (PCA) method using GR and resistivity logs (discussed later). Notice that the three lithofacies overlap between 60 and 120 API GR.

The other side for each model does not show a (quasi) normal distribution because of the mixture of the samples from another lithofacies that has intermediate GR values, which overlaps completely with the GR values of the two lithofacies that show a mode. Only the smallest and greatest GR values (below 60 or greater than 120 API) do not show overlapping; GR values between 60 and 120 API represent a mixture of data from the three quasi-normal distributions. The mixture of the data from the three different lithofacies “conceals” the (quasi)normality of the lithofacies-component histograms for intermediate GR values. Another source of information is required to discern the overlapped GR values and separate the mixture of lithofacies.

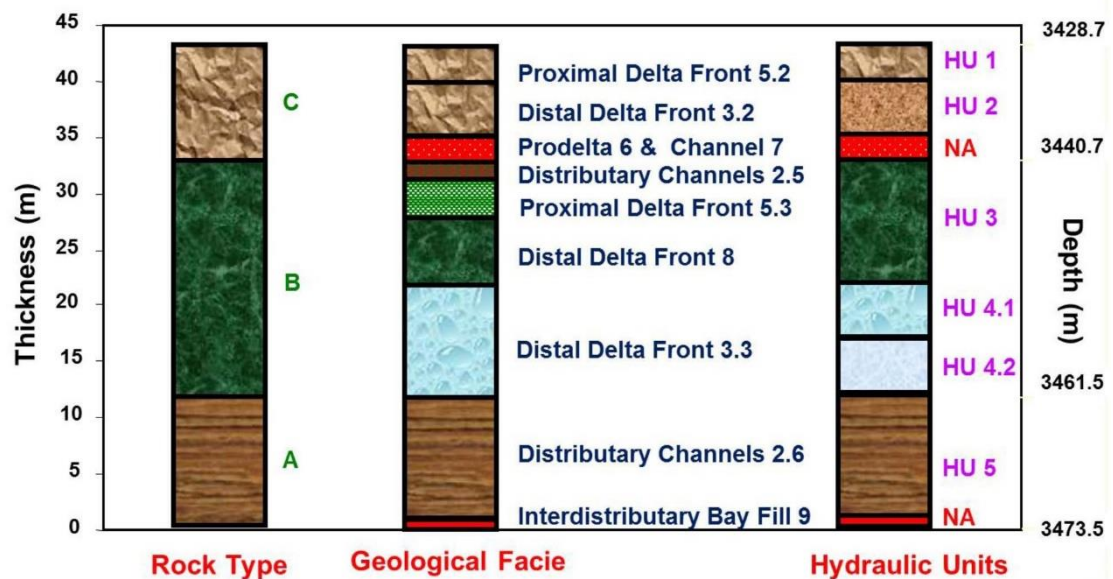
Although more than two logs can be used in statistical and neural network methods, using many well logs bears the curse of (high) dimensionality (COD) in some of these methods. This problem can be mitigated using principal component analysis (PCA). PCA can extract information while filtering unnecessary information out, and thus mitigates the COD. Moreover, it can be used to facilitate geological interpretations of well logs and selections of discriminant components for lithofacies classification.

One problem in using statistical and neural network methods for lithofacies classifications is the determination of the number of lithofacies. The Akaike’s criterion and Bayesian information criterion are frequently used methods. In

practice, the number of lithofacies clusters can be determined by combining the geological knowledge (e.g., outcrop analogs and regional geology) of the underlying processes and appropriate definitions of (composite) lithofacies for modeling. For instance, it is commonly difficult to differentiate splay from crevasse using well logs alone for their similarity in mineral compositions and petrophysical signatures. Hence, in classifying fluvial facies using well logs, these two facies can be sometimes grouped together.

It should be stressed that input log data should be corrected for environmental conditions, depth, bad and/or rugose holes, and normalized for the effects of tool type, generation and vendor. Raw logs can have a large variation from these conditions which can affect the lithofacies classifications. For single wells or small numbers of wells logged by the same vendor with the same logging tools, the effect on the analysis may be small. For large numbers of wells drilled over a long period using different logging tools, it is critical that the input data be corrected and/or normalized.

As a special case of well log lithofacies zonation method of HFU (hydraulic flow unit) should be observed here as one of the most accepted and accurate methods.



Hydraulic zonation is important in setting up dynamic reservoir simulation models, in particular the optimal vertical definition of a simulation grid. Identification of

HFZUs for a formation should adhere as closely as possible to the geological description for that formation and associated petrophysical logs [1]. Figure 4 shows an example from the Timor Sea, slightly conceptualised to exemplify the approach.

Figure 4 – Example from the Timor Sea: rock type, geological facie and hydraulic units.

As indicated in Figure 4, HFZUs adhere very closely to geological depositional environments. As will be shown in detail below, HFZUs most often are synonymous with geological deposition. However, at times consecutive geological zones may be combined into one hydraulic zone, and geological units may be split into two or more zones by facie (sub-layers), the result of diagenesis. Zones are cross-correlated after completing the zonation for every cored well.

Finally, zonation is extended in 3-dimensional space with the aid of petrophysical logs, which means that relationships are established between hydraulic zone characteristics and petrophysical logs. The general approach is similar to using Routine Core Analysis (RCA) data to calibrate and validate open-hole log analysis interpretation. Properly executed, the above approach will result in optimal vertical zonation (simulation grid) without the use of traditional upscaling. This approach has the advantage of superior model definition.

Traditionally, the petroleum industry has used plots of  $\log(k)$  vs. porosity to define trends and relationships between permeability and porosity, to characterise quality facie and to fill in missing data gaps. Figure 5 gives an example for US data sets. In such analysis, it is assumed that the data trends follow a straight line in semi-log space, which is not strictly true, as further described below.

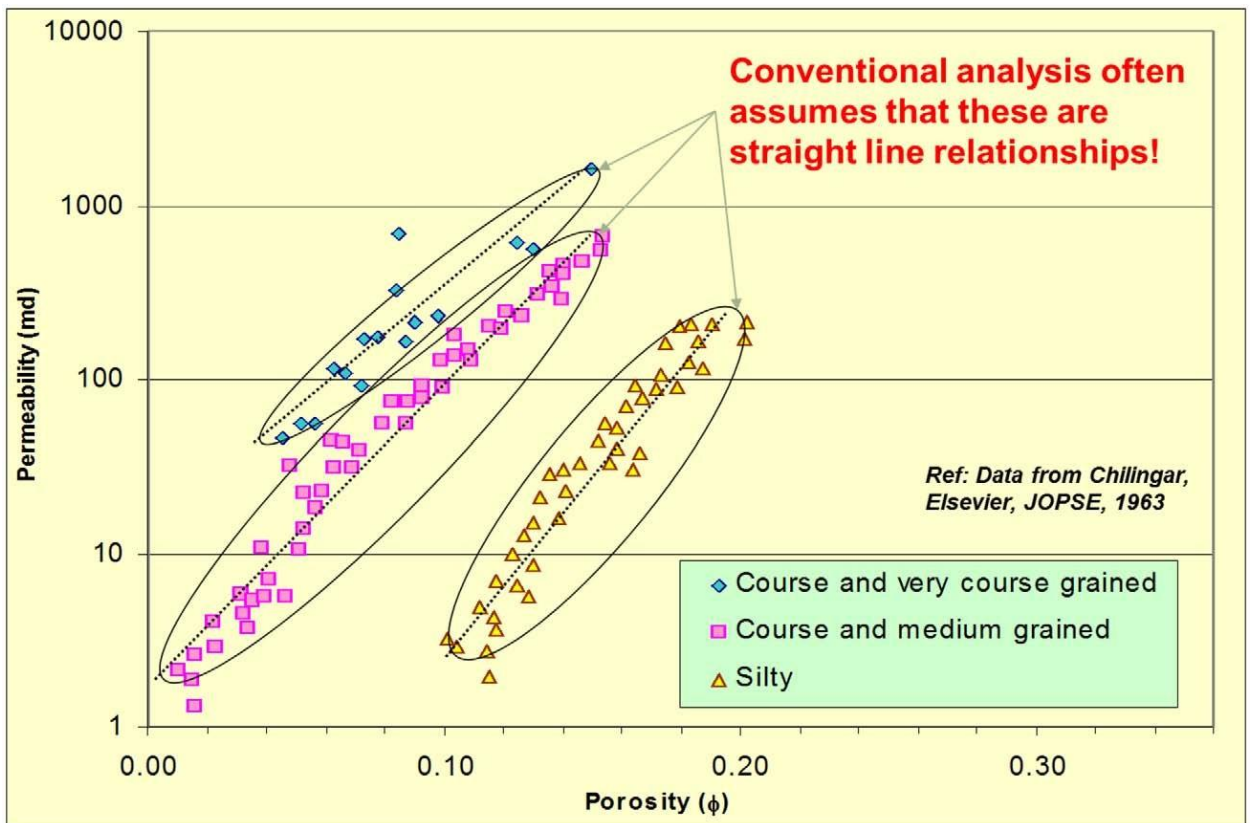


Figure 5 - US Sandstone samples: conventional plot of log(k) vs porosity

The fundamental formulation has its foundation in the well-known Carman-Kozeny (C-K) equation, named so after the two principal researchers that established the basic theory. Their equation was initially mainly used to predict permeability as a function of pore structure parameters. The equation is, however, complex and was never used much in practice, as several of the input parameters are difficult to measure or derive.

Kozeny (1927) published his well-known equation, incorporating all hydrological knowledge available at the time:

$$k = \frac{1}{H_c} \frac{\phi_e^3}{(1-\phi_e)^2} \quad (1)$$

Where  $H_c$  is the parameter that describes features of pores has a value of 2-7.

This equation was subsequently refined by Carman (1937 and 1938) by introducing additional parameters.

$$k = \frac{\phi_e^3}{(1-\phi_e)^2} \left( \frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2} \right) \quad (2)$$

Equation 2 was recast into a more useful form, not for predicting permeability but to determine reservoir quality by defining a Flow Zone Indicator

(FZI). This approach allowed the optimal zonation of cored intervals for the purpose of identifying layers that are uniform from a fluid flow perspective, so called Hydraulic Flow Zone Units (HFZUs).

$$\text{Log RQI} = \log \phi_z + \log \text{FZI} \quad (3)$$

where:

$$\text{RQI}(\mu\text{m}) = 0,0314 \sqrt{\frac{k(\text{md})}{\phi_e}} \quad (4)$$

$$\phi_z = \left(\frac{\phi_e}{1-\phi_e}\right) \text{ (or PG)} \quad (5)$$

$$\text{FZI}(\mu\text{m}) = (\sqrt{F_s} \tau S_{gv})^{-1} \quad (6)$$

*PG* is known as the Porosity Group. One shortcoming in this formulation is that formations do not always comply with the above equations, Equations 3–6, and geoscientists and reservoir engineers did not completely embrace this initial HFZU approach, especially when their specific reservoir intervals did not conform to C-K behavior. Such non-compliance was encountered in numerous cases.

In dealing with C-K non-compliant formations, a major breakthrough came with the modified C-K equation and a cementation factor, allowing for the quantification of so called "cemented" formation intervals

$$k = \frac{\phi_e^{2c+1}}{(1-\phi_e)^2} \left(\frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2}\right) \quad (7)$$

$$\text{Log RQI} = \log \phi_z \phi^{c-1} + \log \text{FZI} \quad (8)$$

The cementation factor "c" was called "m", but has been changed here, so not to be confused with the cementation factor of Archie's equation. However, this modified approach did not cover all types of geological situations, such as interbedded sequences, clusters and fining sequences, which are described here with examples. At this stage, Equation 8 may be used to successfully describe all clastic and carbonate formations, as long as naturally fractured behavior is not explicitly exhibited. It was also tested the new formulation and gave some guidance on "c" for various formations.

Before using the approach described above, RCA data, porosity and permeability, has to be corrected for two effects. Firstly, the so-called Overburden

(OB) correction has to be applied where the majority of data, measured at ambient laboratory conditions, is corrected, transforming lab measurements to (equivalent) reservoir conditions. This correction is achieved by establishing correlations between a limited number of core plug measurements obtained at elevated (pressure) conditions and the larger ambient data set. These types of correlations are generally well known by the industry and they are not universal, as fitting parameters are specific for each data set.

The second correction is performed subsequently on the OB corrected permeability data, correcting for the so called Klinkenberg effect, which describes the slippage of gas when the latter is used in measuring permeability on a core plug, resulting in an apparent, higher permeability when compared to absolute permeability measured using a liquid. This correction may be based on laboratory measurements or be applied by using correlations from the literature (Klinkenberg or other), where the resultant permeability is designated as Klinkenberg permeability,  $k_{KL}$ . Both OB and Klinkenberg corrections are performed prior to zonation.

When all HFZU intervals have been defined, average (in-situ) values for permeability and porosity are calculated for each interval. These values may also be used in formulations to predict capillary pressure and relative permeability relationships for every HFZU identified.

Taking the earlier example in Figure 2, the data may now be plotted in C-K space using equations given above, shown in Figure 3.



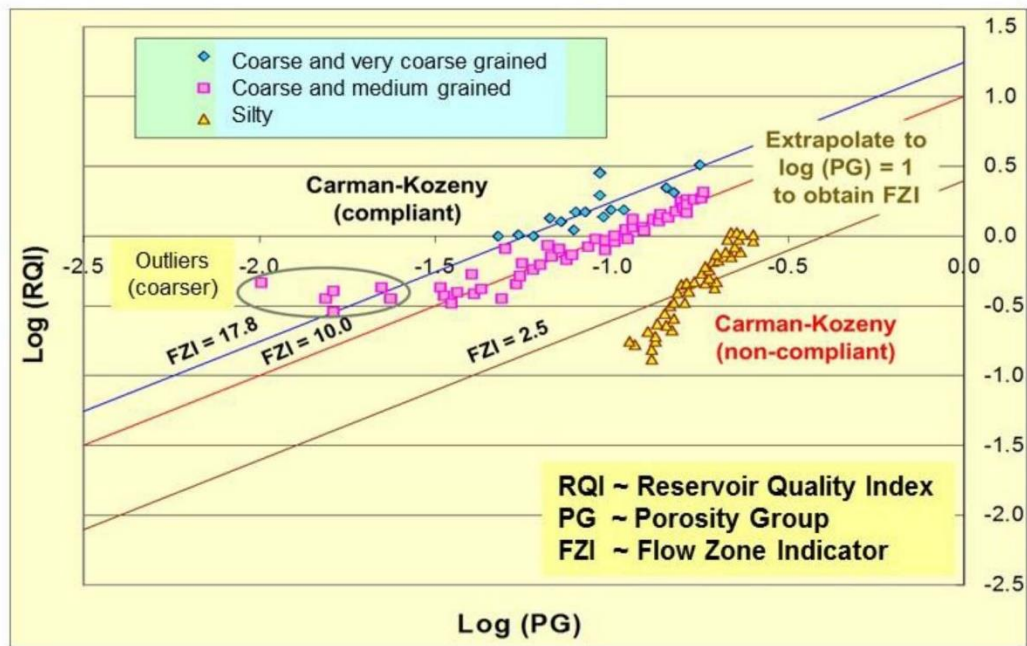


Figure 6 - US sandstone samples: data plotted in Carman-Kozeny model space.

As evident, two of the data sets are C-K compliant and the silty material is non-compliant, requiring the modified C-K formulation approach outlined above. More generally, Figure 7 shows the C-K space and additional parameters, the so called General Characteristics Envelope (GCE), first described by Biniwale and Behrenbruch (2005). A GCE is a very powerful tool that may be used in quality checking laboratory data.

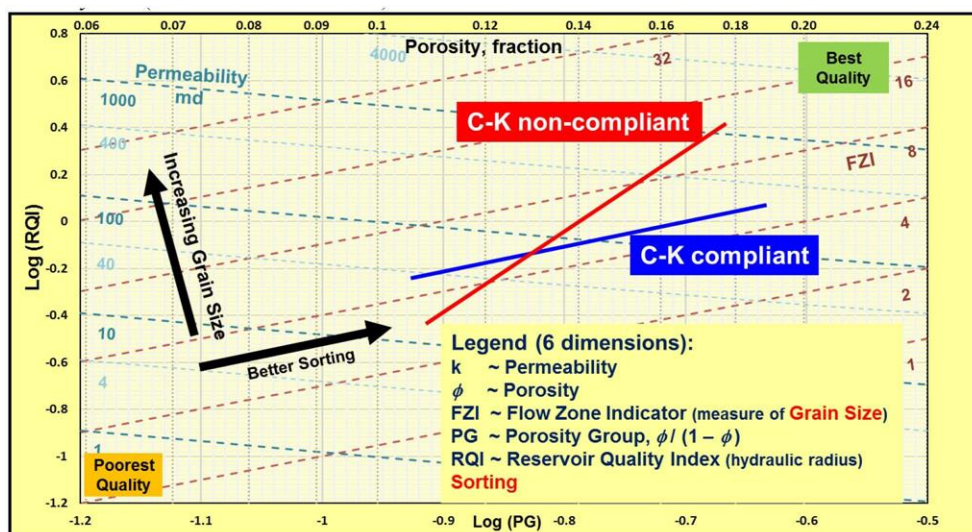


Figure 7—C-K modelling space and Global Characteristics Envelope (GCE), a 6-dimensional space.



## References

1. G.R. Ramsayer – Seismic stratigraphy, a fundamental exploration tool/ Offshore Technology Conference, Houston, Texas – 1979
2. Y. Zee Ma - Quantitative Geosciences: Data Analytics, Geostatistics, Reservoir Characterization and Modeling / Springer International Publishing – 2019
3. Peter Behrenbruch, Tuan G. Hoang, U. of Adelaide - Optimal Zonation of Geological Formations and Identification of Pore Structures for Sandstone Reservoirs, Including Variation in Cementation and Fining Sequences / SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition held in Jakarta, Indonesia - 2017