

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
Разработка методики выделения и оценки фильтрационно-емкостных свойств низкоомных коллекторов Покачевского нефтяного месторождения

УДК 553.982:552.578.2.061.4-026.564.3(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Гамей Дарья Владимировна		10.06.2021

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Коровин М.О.	к.г.-м.н.		10.06.2021

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рукавишников В.С.	PhD		10.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.		10.06.2021

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	д.г.-м.н.		10.06.2021

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
 _____ О.С. Чернова
 (Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ91	Гамей Дарья Владимировна

Тема работы:

Разработка методики выделения и оценки фильтрационно-емкостных свойств низкоомных коллекторов Покачевского нефтяного месторождения	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	30.04.2021 г. № 120-1/с

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<i>Петрофизические параметры, записанные каротажными инструментами в 17 скважинах и описание вынесенного керна в 10 скважинах, результаты исходной интерпретации каротажных исследований, результаты притока в нескольких скважинах. Фондовая и периодическая литература, учебники, монографии</i>
---------------------------------	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<p><i>Введение</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1 <i>Изучение литературных источников</i> 2 <i>Проведение интерпретации геофизических исследований скважин</i> 3 <i>Сравнение данных интерпретации и испытаний пласта на приток</i> 4 <i>Разработка методики интерпретации насыщенности скважин с учетом возможной низкоомности коллекторов</i> 5 <i>Прогноз насыщенности пластов, вскрытых не проперфорированными скважинами</i> 6 <i>Оценка экономического эффекта от применения разработанной методики</i> 7 <i>Социальная ответственность</i> <p><i>Заключение</i></p>
<p>Перечень графических материалов</p>	<p><i>Рисунок 1.1 - Схема расположения изучаемого месторождения</i></p> <p><i>Рисунок 1.2 – прибрежно-морская обстановка осадконакопления пласта ЮВ11</i></p> <p><i>Рисунок 1.3 – Тектоническая карта центральной части Западной Сибирской</i></p> <p><i>Рисунок 2.1 – Структура основных глинистых минералов</i></p> <p><i>Рисунок 2.2 – Модели распределения глин в пласте</i></p> <p><i>Рисунок 2.2 – Модели распределения глин в пласте</i></p> <p><i>Рисунок 2.4 – Водонасыщенность с поправкой на свойства пласта</i></p> <p><i>Рисунок 2.5 – Показания ГИС в пилотном стволе</i></p> <p><i>Рисунок 2.6- Палетка, для определения типа насыщенности</i></p> <p><i>Рисунок 2.7 – Выявление низкоомных коллекторов путем нормирования кривых БКЗ и НГК</i></p> <p><i>Рисунок 2.8 – График накопленных частот для низкоомных и высокоомных пластов, характеризующий распределение параметра z (для скважины X)</i></p> <p><i>Рисунок 2.9- График зависимости нейтронного от акустического каротажа</i></p> <p><i>Рисунок 2.10 - График зависимости водородосодержания от акустического каротажа</i></p> <p><i>Рисунок 2.11 - График зависимости нейтронного от акустического каротажа на одном из исследуемых месторождений</i></p> <p><i>Рисунок 3.1 – Зависимость сопротивления от проницаемости по керну</i></p> <p><i>Рисунок 3.1 – Зависимость сопротивления от проницаемости по керну</i></p>

	<p><i>Рисунок 3.3 – Условные обозначения к Рисунку 3.1 и 3.2</i></p> <p><i>Рисунок 3.4 – Гистограмма распределения частот для ГК</i></p> <p><i>Рисунок 3.5 – Условные обозначения к Рисункам 3.4, 3.6 - 3.8</i></p> <p><i>Рисунок 3.6 – Гистограмма распределения частот для НКТ</i></p> <p><i>Рисунок 3.7 – Гистограмма распределения частот для АК</i></p> <p><i>Рисунок 3.8 – Гистограмма распределения частот для ИК</i></p> <p><i>Рисунок 3.9 – Кросс-плот ГК от ИК</i></p> <p><i>Рисунок 3.10 – Кросс-плот НГК от АК</i></p> <p><i>Рисунок 3.11 – Условные обозначения к Рисункам 3.9, 3.10</i></p> <p><i>Рисунок 3.12 – Кросс-плот НКТ от АК со скважинами без притока</i></p> <p><i>Рисунок 3.13 – Кросс-плот ГК от ИК со скважинами без притока</i></p> <p><i>Рисунок 3.14 – Условные обозначения к Рисункам 3.12, 3.13</i></p> <p><i>Рисунок 3.15 – Набор каротажных кривых скважины 7</i></p> <p><i>Рисунок 3.16 – Модели глинистости скважины 7</i></p> <p><i>Рисунок 3.17 – Нормализация пористости по нейтронному каротажу скважины 7</i></p> <p><i>Рисунок 3.18 – Модели пористости скважины 7</i></p> <p><i>Рисунок 3.19 – Кросс-плот корреляции по пористости ($R^2 = 0.987$)</i></p> <p><i>Рисунок 3.20 – Модели водонасыщенности скважины 7</i></p> <p><i>Рисунок 3.21 – Кросс-плоты корреляций по водонасыщенности ($R^2 = 0.895$)</i></p> <p><i>Рисунок 3.22 – Набор каротажных кривых скважины 6</i></p> <p><i>Рисунок 3.23 – Модели глинистости и пористости скважины 6</i></p> <p><i>Рисунок 3.24 – Нормализация пористости по нейтронному каротажу скважины 6</i></p> <p><i>Рисунок 3.25 – Кросс-плоты корреляций по пористости скважины 6 ($R^2 = 0.97$)</i></p> <p><i>Рисунок 3.26 – Схема полилинейной регрессии</i></p> <p><i>Рисунок 3.27 – Модели водонасыщенности скважины 6</i></p> <p><i>Рисунок 3.28 – Кросс-плоты корреляций по водонасыщенности скважины 6 ($R^2 = 0.73$)</i></p>
--	--

	<p><i>Рисунок 3.29 – Условные обозначения для Рисунка 3.31</i></p> <p><i>Рисунок 3.30 – Планиет скважины 6 с начальной и пересчитанной насыщенностями</i></p> <p><i>Рисунок 3.31 – Гистограммы для нормализации НКТ</i></p> <p><i>Рисунок 3.32 – Условные обозначения для Рисунка 3.32</i></p> <p><i>Рисунок 3.33 – Планиет скважины 4</i></p> <p><i>Рисунок 3.34 – Планиет скважины 1</i></p> <p><i>Рисунок 3.35– Нормализация пористости по нейтронному каротажу скважины 17</i></p> <p><i>Рисунок 3.36 – Кросс-плот корреляции по пористости и водонасыщенности скважины 17 ($R_2 = 0.905$ и $R_2 = 0.613$)</i></p> <p><i>Рисунок 3.37 – Планиет скважины 17</i></p> <p><i>Рисунок 3.38 – Схема методики выделения и оценки ФЕС низкоомных коллекторов</i></p>
--	---

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:

Литературный обзор методов выявления низкоомных коллекторов / The overview of various techniques for identifying low-resistance reservoirs

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	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	Гамей Дарья Владимировна		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>Изучение и анализ теоретических методов выявления низкоомных коллекторов</i>	15
6.04.2021	<i>The overview of various techniques for identifying low-resistance reservoirs</i>	10
15.04.2021	<i>Геологическое описание месторождения</i>	15
29.04.2021	<i>Обработка петрофизических данных пластов-коллекторов</i>	20
14.05.2021	<i>Работа над методикой</i>	20
21.05.2021	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
28.05.2021	<i>Социальная ответственность</i>	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Чернова О.С.	д.г-м.н.		15.03.2021

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ91	Гамей Дарья Владимировна

Инженерная школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Магистр	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	<i>Материальные затраты</i>
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	<i>Операционные затраты на проведение перфорации</i>
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	<i>Налоговый кодекс Российской Федерации</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	<i>Подсчет затрат на проведение операций по перфорации, подсчет балансовых и извлекаемых запасов</i>
2. Разработка устава научно-технического проекта	<i>Оценка прибыли при применении разработанной методики интерпретации насыщенности</i>
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	<i>Анализ эффективности разработанной методики</i>
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	<i>Сравнительная характеристика</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.03.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Рукавишников В.С.	Ph.D		15.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Гамей Дарья Владимировна		15.03.2021

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ91	Гамей Дарья Владимировна

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Учебная аудитория в учебном корпусе номер девятнадцать Национального исследовательского Томского политехнического университета</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>Нормативно-правовые акты Российской Федерации, нормативно-правовые документы нефтегазовых предприятий</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Работа на персональном компьютере: повышенная температура поверхностей ПК повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны повышенная или пониженная влажность воздуха, отсутствие или недостаток естественного света, недостаточная искусственная освещенность рабочей зоны, повышенная яркость света, повышенная контрастность, прямая и отраженная блескость, зрительное напряжение, монотонность трудового процесса, нервно-эмоциональные перегрузки</p>
<p>2. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Во время проведения исследования и по его окончании не существует источников загрязнения окружающей среды.</p>

<p>3. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>Для предупреждения пожаров необходимо создание системы позволяющей установить место, причину и способ ликвидации пожаров, закрепленный на законодательном уровне</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>Федеральный закон № 426-ФЗ от 28 декабря 2013 года «О специальной оценке условий труда» Федеральный закон № 123-ФЗ от 22.07.2008 г(ред. от 10.07 2012 г.) «Технический регламент о требованиях к пожарной безопасности» 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.</p>
<p>Перечень графического материала:</p>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	

<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	<p>15.03.2021</p>
--	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.		15.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Гамей Дарья Владимировна		15.03.2021

Результаты освоения образовательной программы

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках
		И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
		И.УК(У)-5.2. Выстраивает социальное и профессиональное взаимодействие с учётом особенностей деловой и общей культуры представителей разных этносов и конфессий, других социальных групп
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-5.3. Обеспечивает создание недискриминационной среды для участников межкультурного взаимодействия при личном общении и при выполнении профессиональных задач
		И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

5.2. Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК-1. Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий
		И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства
		И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли
		И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения

		И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
	ОПК(У)-3. Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации
Работа с информацией	ОПК(У)-4. Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы
Исследование	ОПК(У)-5. Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии И.ОПК(У)-6.2. 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
Тип задач профессиональной деятельности: Научно-исследовательский				
19. Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа 40. Сквозные виды профессиональных стандартов	1. Осуществление научных исследований в области профессиональной деятельности	<i>Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 03 сентября 2018г. № 574н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2018 г., регистрационный №52235);</i> <i>ОТФ. Код D. Организация работ по добыче углеводородного сырья</i>	ПК -1. 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 ПК-2. Способен планировать и проводить аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивать данные и делать выводы	И.ПК-1.1. Анализирует и обобщает научно-техническую информацию по теме исследования, осуществляет выбор методики и средств решения задачи, проводит патентные исследования в выбранной области нефтегазового инжиниринга И.ПК-2.1. Планирует и проводит аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивает данные и делает выводы

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	2. Разработка и внедрение новой техники и передовых технологий на объектах нефтегазовой отрасли	<p>19.021 <i>Профессиональный стандарт «Специалист по промышленной геологии»</i>, 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>ОТФ. Код В. Организация геолого-промысловых работ</i> <i>Профессиональный стандарт «Специалист-петрофизик»</i>, утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 29 июня 2017 г. N 534н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 13 июля 2017 г., регистрационный №47411). <i>ОТФ. Код С. Организация процесса исследований физических свойств кернового материала нефтегазовых месторождений и цифровой обработки полученных петрофизических данных</i></p>	<p>ПК-3. Способен использовать профессиональные программные комплексы в области математического и геолого-геофизического моделирования технологических процессов и объектов</p> <p>ПК-10. Способен разрабатывать документацию, планировать и выполнять исследования физических свойств кернового материала осадочных горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных</p>	<p>И.ПК-3.1. Использует профессиональные программные комплексы в области математического и геолого-геофизического моделирования технологических процессов и объектов</p> <p>И.ПК-10.1. Разрабатывает документацию, планирует и выполняет исследования физических свойств кернового материала осадочных горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных</p>
	3. Осуществление технического руководства по выполнению научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, разработки комплексных проектов на всех стадиях и этапах выполнения работ и непосредственное участие в их выполнении	<p><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>ПК-10. Способен разрабатывать документацию, планировать и выполнять исследования физических свойств кернового материала осадочных горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных</p>	<p>И.ПК-10.1. Организует и выполняет плановые задания по исследованию физических свойств кернового материала горных пород и обработку полученных петрофизических данных</p> <p>И.ПК-10.2. Организует и выполняет плановые задания по исследованию физических свойств кернового материала горных пород и обработку полученных петрофизических данных</p>

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p><i>ТФ. Код C/01.7.</i> Разработка плановой и проектно-сметной документации на объекты исследований физических свойств ядерного 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», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 11 февраля 2014 г. N 86н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 21 марта 2014 г., регистрационный №31696)</i></p> <p><i>ОТФ. Код D.</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>	<p>ПК-11. Способен организовывать и выполнять научно-исследовательские работы в соответствии с тематическим планом организации</p>	<p>И.ПК-11.1. Организует и выполняет научно-исследовательские работы в соответствии с тематическим планом организации</p>
<p>Тип задач профессиональной деятельности: Технологический</p>				
<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</i></p>	<p>ПК-4. Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовом инжиниринге</p>	<p>И.ПК-4.1. Анализирует и обобщает данные о работе технологического оборудования, осуществляет контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовом инжиниринге</p>

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	Разработка и внедрение новой техники и передовых технологий на объектах нефтегазовой отрасли	(зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2018 г., регистрационный №52235) <i>ОТФ. Код D.</i> Организация работ по добыче углеводородного сырья <i>ОТФ. Код E.</i> Руководство работами по добыче углеводородного сырья	ПК-7. Способен контролировать выполнение требований и регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата ПК-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	И.ПК-7.1. Контролирует выполнение требований и регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата И.П-5.1. Участвует в управлении технологическими комплексами, принимает решения в условиях неопределенности
Тип задач профессиональной деятельности: Организационно-управленческий				
19 «Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа» 40. Сквозные виды профессиональных стандартов	Осуществление маркетинговых исследований, проведение технико-экономического обоснования инновационных решений в профессиональной деятельности, управление коллективом, руководство производственной деятельностью подразделения	<i>Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 03 сентября 2018г. № 574н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2018 г., регистрационный №52235)</i> <i>ТФ. Код E/01.7.</i> Руководство организацией процесса добычи углеводородного сырья	ПК-6. 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	И.ПК-6.1. Осуществляет руководство по организации производственной деятельности подразделений нефтегазового инжиниринга И.ПК-6.2. Применяет полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов производственной деятельности, применяет методику проектирования

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<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. Организация геолого-промысловых работ</i> <i>ТФ. Код В/02.7. Подготовка предложений по дополнительным геолого-промысловым исследованиям для эффективной работы промысла</i></p>	<p>ПК-8. Способен подготавливать предложения по дополнительным геолого-промысловым исследованиям для эффективной работы промысла</p>	<p>И.ПК-8.1. Подготавливает предложения по дополнительным геолого-промысловым исследованиям для эффективной работы промысла</p>
	<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 Е/01.7. Руководство организацией процесса добычи углеводородного сырья</i></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</i></p>	<p>ПК-6. 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>ПК-9. Способен разрабатывать перспективные планы в области обработки и интерпретации скважинных геофизических данных, руководить производственно-технологическим процессом обработки и интерпретации скважинных геофизических данных</p>	<p>И.ПК-6.2. Применяет полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов производственной деятельности, применяет методику проектирования</p> <p>И.ПК-9.1. Разрабатывает перспективные планы в области обработки и интерпретации скважинных и полевых геофизических данных</p>

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p>(зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 29 июня 2017 г., регистрационный №47457).</p> <p><i>ОТФ. Код D.</i> Управление процессом обработки и интерпретации полученных скважинных геофизических данных</p> <p><i>ТФ. Код D/01.7.</i> Управление разработкой перспективных планов области обработки и интерпретации скважинных геофизических данных</p>		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 113 страниц, 49 рисунков, 9 таблиц, 60 источников.

Ключевые слова: низкоомный коллектор, традиционный коллектор, геофизические исследования скважин, интерпретация, глинистость, пористость.

Объектом исследования является продуктивный пласт ЮВ₁¹ исследуемого нефтяного месторождения, расположенного в Сургутском и Нижневартовском районах Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО) Тюменской области Российской Федерации.

Цель работы: на основе полученных данных по притоку пласта и интерпретации ГИС разработать методику выделения и оценки типа насыщения низкоомных коллекторов.

В процессе работы проведен анализ каротажных данных геофизических исследований скважин (ГИС), результаты сопоставлены с данными по испытаниям пластов на приток. Далее выстроена концепция интерпретации насыщенности для скважин без перфорации.

В результате исследования была опробована методика интерпретации на скважинах с известным типом флюида в пласте, также был дан прогноз насыщенности в скважинах без перфорации. Были даны рекомендации по проведению перфорации.

Основной **областью применения** результатов работы может быть любое месторождение Западной Сибири, поскольку среди общего количества коллекторов 25% являются низкоомными.

Экономическая значимость работы состоит в предотвращении недооценки запасов, а также переинтерпретации данных ГИС месторождений, где было дано заключение о том, что разведочные скважины вскрыли водоносные пласты.

В будущем планируется опробование и введение методики.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВЕДЕНИЕ	21
1 ХАРАКТЕРИСТИКА ИЗУЧАЕМОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	23
1.1 Физико-географические особенности месторождения	23
1.2 Литологическая и стратиграфические характеристики месторождения	24
1.3 Тектоническая характеристика месторождения	26
1.4 Нефтеносность	29
1.5 Гидродинамические исследования скважин	31
1.6 Физические и химические свойства нефти и растворенного газа.....	32
2.1 Краткий обзор причин, влияющих на занижение удельного сопротивления в нефтяных залежах.....	33
2.1.1 Влияние на низкоомность глинистых песчаников, количества и характера распределения глинистых минералов	35
2.1.2 Присутствие в пределах продуктивного интервала мелко- и тонкозернистых песчаников	38
2.1.3 Наличие в коллекторе проводящих минералов	39
2.1.4 Тонкослоистое чередование коллекторов и уплотненных пород	42
2.1.5 Анизотропия свойств пласта.....	43
2.1.6 Глубокая зона проникновения бурового раствора	44
2.1.7 Аномально высокая минерализация пластовой воды и образование в продуктивных пластах «окаймляющих кольцевых зон».....	45
2.1.8 Вещественный состав твердой фазы	45
2.2 Примеры различных методик выявления низкоомных коллекторов	46

2.2.1 Методика определения низкоомных залежей на примере Катыльгинского месторождения	46
2.2.2 Определение критериев выделения низкоомных коллекторов на примере коллекторов турнейского возраста Алексеевского месторождения	48
2.2.3 Проблема идентификации низкоомных залежей тернейского яруса Оренбургской области	50
3 МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ	52
3.1 Выбор скважин для исследования	52
3.2 Методика выявления низкоомных залежей	54
3.3 Анализ и интерпретация каротажных данных для выявления низкоомных залежей	61
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	78
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	81
5.1 Производственная безопасность.....	81
5.2 Экологическая безопасность.....	85
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	87
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	89
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	91
Приложение А	99

ВЕДЕНИЕ

В мире, а также на территории Западной Сибири уже более 50 лет существует проблема коллекторов, обладающих низкими сопротивлениями. Низкоомными коллекторами называются не трещиноватые осадочные горные породы, содержащие залежи углеводородов (УВ), и имеющие низкие удельные сопротивления по петрофизическим исследованиям.

Актуальность данной работы заключается в том, что среди залежей УВ по всему миру насчитывается 25% коллекторов, для которых характерно низкое сопротивление. Абсолютное большинство низкоомных залежей при интерпретации, согласно классическим представлениям, относятся к водонасыщенным коллекторам. На территории Западной Сибири эта проблема является весьма актуальной, так как изначально вследствие не верной интерпретации данных каротажных исследований многие низкоомные коллектора не были обнаружены, что привело к не корректной оценке запасов.

Целью данной работы являлась разработка методов выделения и оценки типа насыщения низкоомных коллекторов по результатам комплексных данных ГИС и лабораторных исследований.

Экономическая выгода методики, разрабатываемой в данной работе, состоит в том, что в отличие от проведения дорогостоящих перфорационных работ, расчёт насыщенности по выявленной методологии является бесплатным.

Обзор литературных источников показал, что способы выявления низкоомных коллекторов, альтернативные данному используются в современной нефтегазовой индустрии как за рубежом, так и в России. В отечественной литературе было найдено множество статей, которые применяют аналогичные методики, но чаще всего на карбонатных месторождениях. Поэтому разработка данной методологии на терригенном месторождении является весьма актуальной.

Во время выполнения исследований на данную тему были поставлены следующие научные задачи:

- 1) изучение исходной интерпретации геофизических исследований скважин;
- 2) сравнение данных интерпретации и испытаний пласта на приток;
- 3) разработка методики определения ФЕС низкоомных коллекторов, включающая в себя корректно работающие модели глинистости, пористости и насыщенности;
- 4) прогноз насыщенности пластов, вскрытых не проперфорированными скважинами;
- 5) оценка экономического эффекта от применения разработанной методики.

Научная новизна работы заключается в следующем:

- 1) выявлены признаки низкоомных коллекторов по зависимостям типа керн-керн и ГИС-ГИС;
- 2) составлен необходимый комплекс каротажных кривых для уверенного выделения коллекторов такого типа;
- 3) применён дополнительный статистический анализ каротажного материала для разделения низкоомных зон коллекторов;
- 4) создано уравнение, которое позволяет вычислить скорректированные величины сопротивления пласта в низкоомной зоне;
- 5) создана алгоритмическая схема методики выделения и оценки фильтрационно-ёмкостных свойств низкоомных коллекторов.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ИЗУЧАЕМОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Физико-географические особенности месторождения

Исследуемое месторождение открыто в 1985 году бурением разведочной скважины. Территориально располагается в Ханты-Мансийском автономном округе, относящемся к Тюменской области (Рисунок 1.1). Большая часть месторождения располагается в Сургутском районе, и также небольшая часть находится в Нижневартовском районе.

К западу от района работ проходят действующие нефтепровод (по территории Грибного месторождения) и газопровод Уренгой–Сургут, ближайшими месторождениями являются Ключевое и Нивагальское [5].

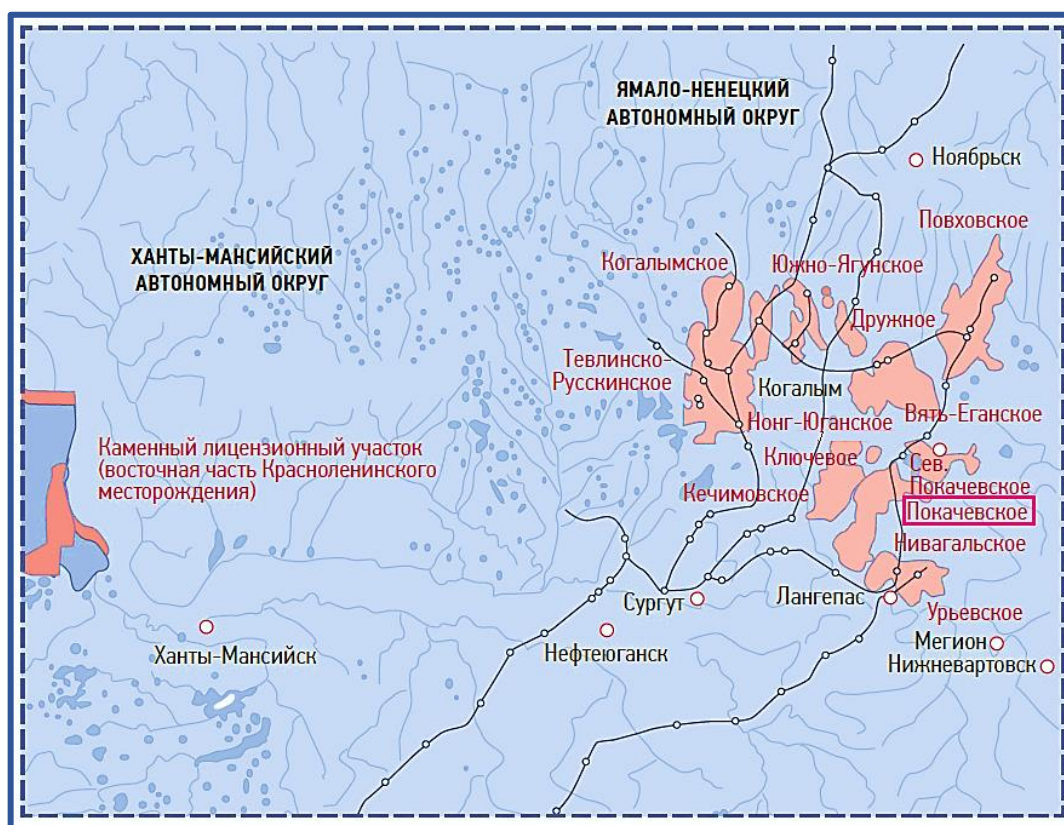


Рисунок 1.1 - Схема расположения изучаемого месторождения [21]

1.2 Литологическая и стратиграфические характеристики месторождения

В литологическом плане разрез изучаемого месторождения представлен горными породами мезозойского, кайнозойского осадочного чехла и палеозойским фундаментом.

Исследуемое месторождение находится на Западно-Сибирской равнине между Ярсомовском прогибом и Нижневартовского свода.

Продуктивный пласт ЮВ₁¹, рассматриваемый в данной работе, относится к верхней части васюганской свиты. Пласт имеет повсеместное распространение.

С пластом ЮВ₁¹ связано шесть залежей. Все залежи связаны с фациальной изменчивостью пласта. Каждая залежь имеет свой водонефтяной контакт (ВНК). Нет закономерности во флюидонасыщении относительно гипсометрии, водонефтяной контакт имеет ступенчатый характер. Формирование пласта ЮВ₁¹ осуществлялось в районе границы моря и островов. Поэтому здесь отмечается развитие достаточно большого диапазона фациальных обстановок.

Продуктивный пласт имеет наибольшие мощности на северо-западной и центральной частях лицензионного участка. в этом месте достаточно долго существовала обстановка, благоприятная как для привноса обломочного материала, так и его сортировки. Это наиболее характерно для барьерных островов. Обстановка осадконакопления этого района представлена на Рисунке 1.2. Данные отложения сложены алевролитопесчанистыми породами, большей частью однородными средне и мелкозернистыми песчаниками. В разрезе прослеживаются углистые прослои. В этих местах форма кривой аПС, наиболее приближена к цилиндрической (район скважины 3).

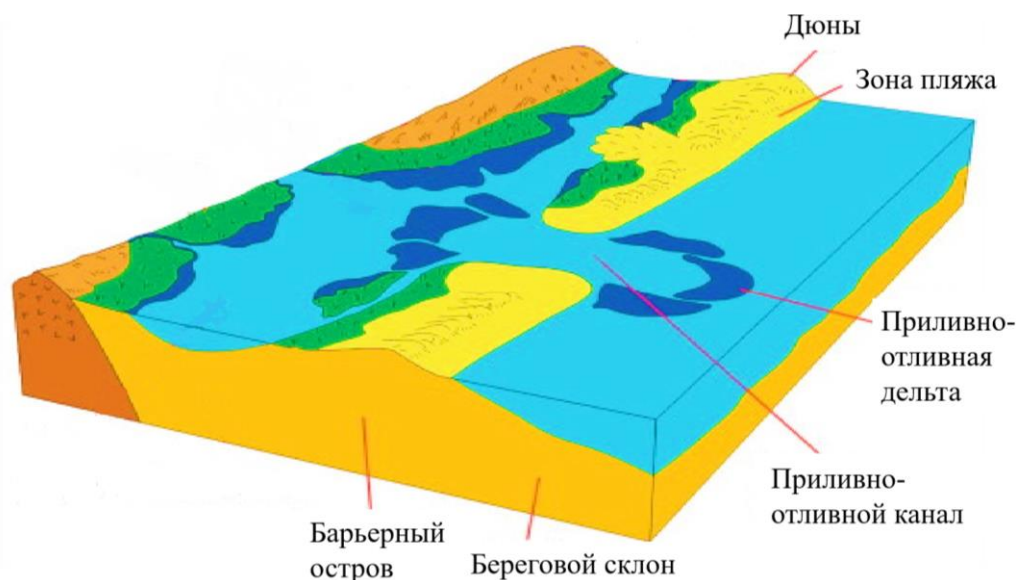


Рисунок 1.2 – прибрежно-морская обстановка осадконакопления пласта ЮВ₁¹ [55]

Ближе к окраинным участкам кривая аПС приобретает форму воронкообразную форму. Это происходит в результате регрессии и последовательной замены глинистых отложений на алевролитисто-песчаные.

Немного восточнее исследуемые отложения характеризуются кривой аПС, форма которой приближена к веретенообразно-цилиндрической. В разрезе данных скважин фиксируется ряд прослоев песчаников с карбонатно-глинистым цементом, формирование которых происходит, как правило, при сравнительно кратковременной локальной изоляции участка от основного бассейна. В это время происходит увеличение солености вод и, как следствие – дигенетическое залечивание палеопустот минералами карбонатной группы.

На востоке месторождения отмечается территория с неблагоприятными условиями для накопления отложений с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. Скорее всего она находилась на возвышенности (поверхности выше уровня моря). Керна в данном районе представлен аргиллитами темно-серыми, плотными, крепкими, однородными.

В северо-восточной и юго-восточной частях того лицензионного участка, вероятно, существовала обстановка преимущественно сравнительно мелководной

части шельфа, определяя тем самым невысокую интенсивность накопления песчано-алевритового материала.

Также на небольшой протяженности представлены фации отложений разрывных течений. Образование данной фации происходило в период высокой динамики прибрежных течений. По литологическому составу фация разрывных и компенсационных течений представлена песчаником темно-серым, средне-крупнозернистым, алевритистым, с незначительным включением аргиллита.

Месторождение характеризуется примерами разного флюидонасыщения и в соседних эксплуатационных скважинах. Такая изменчивость флюидонасыщения на незначительном расстоянии предполагает резкую изменчивость условий осадконакопления.

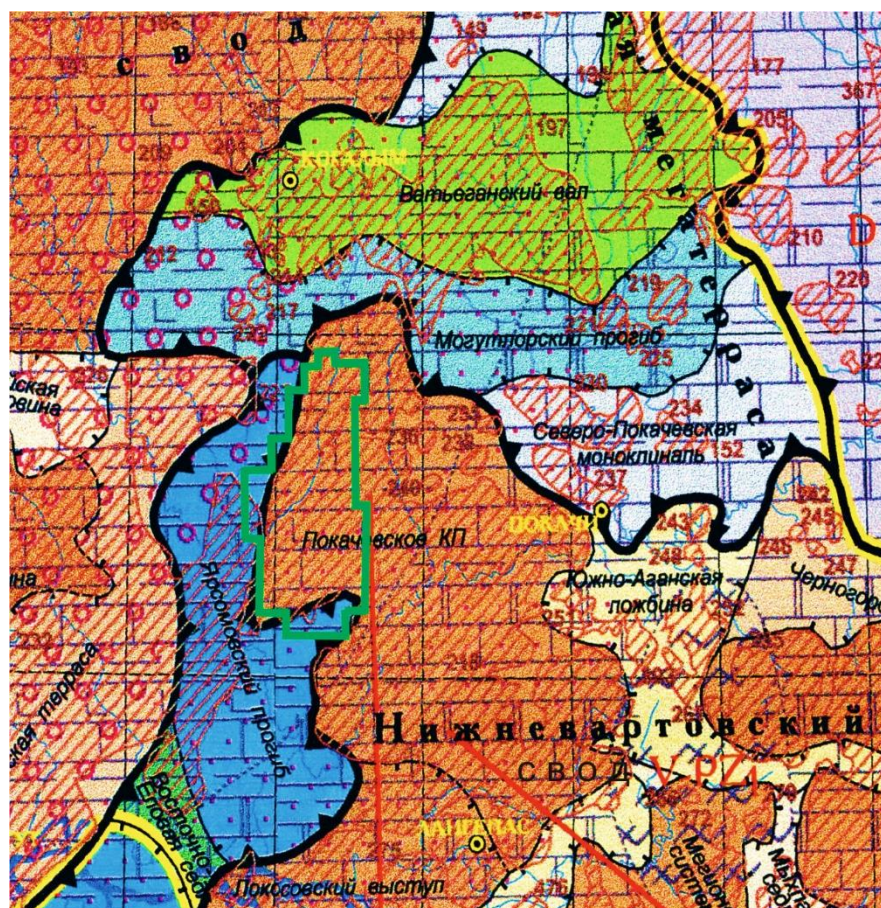
Покрышкой для пласта ЮВ₁¹ является георгиевская свита. Она относится к киммериджско-волжскому ярусу верхнеюрской системы. Данный репер принадлежит васюганской свите и сложен черными и серыми аргиллитами, содержащими включения глауконита.

Выше георгиевской свиты располагается реперный горизонт баженовской свиты, представленный черными и темно-серыми битуминозными аргиллитами. В отложениях свиты встречаются остатки аммонитов [30].

1.3 Тектоническая характеристика месторождения

Месторождение располагается на молодой Западно-Сибирской плите, которая образована тремя структурными этажами: осадочного чехла, имеющего мезо-кайнозойского возраст, промежуточного чехла, относящегося к перм-триасовому возрасту и нижнего этажа, представляющего собой палеозойский фундамент. Нижний этаж образовывался во время геосинклинального периода развития платформы. Отложения складчатого фундамента плохо изучены. Промежуточный чехол сложен базальто-туфовыми породами. Отложения

среднего этажа представляют собой парагеосинклинальные структуры. Осадочный чехол образовывался в период длительного периода пригибания нижнего палеозойского структурного этажа. Породы, слагающие мезокайнозойские отложения совершенно не метаморфизованы и характеризуются слабой дислоцированностью. Современные залежи углеводородов приурочены к отложениям осадочного чехла [8].



Условные обозначения:

 - граница

лицензионного участка


 - границы структур первого порядка

Рисунок 1.3 – Тектоническая карта центральной части Западной Сибирской [10]

Месторождение приурочено к переходной зоне (между сводом и впадиной). Юго-западная часть изучаемого объекта располагается на Ярсомовском погибе, который является тектонической структурой II порядка. Данный прогиб разделяет Нижневартовский и Сургутский своды (структуры II порядка). Восточная часть месторождения приурочена к Покачевскому куполовидному поднятию, являющееся структурой II порядка.

Изучаемый лицензионный участок до кровли доюрских отложений (отражающий горизонт «А») имеет блоковое строение и осложнен множественными разломами. Территория исследуемого месторождения представляет собой моноклиналиное погружение пластов с востока на запад, осложнённое структурными носами, а также многочисленными незначительными поднятиями и впадинами.

Наиболее выражены два структурных носа: один в северной части лицензионного участка (район скважин 2, 6), другой - в южной части и восточной частях. Месторождению располагается в районе моноклинали.

До следующего отражающего горизонта «Т», которым является кровля отложений тюменской свиты, сохраняется унаследованность структурного плана: на севере в районе скважины 2 вырисовывается структурный нос. В южной части лицензионного участка структурный нос смещается несколько на север. Как и по предыдущему отражающему горизонту «А», склон района работ осложнен незначительными поднятиями и впадинами.

На структурном плане по поверхности стратиграфической кровли пласта ЮВ₁¹ продолжает наблюдаться моноклиналиное погружение в западном направлении, на фоне которого выделяются поднятия и впадины небольших размеров.

В северной части рассматриваемой территории продолжает развиваться структурный нос в районе скважин 2, 6. По-прежнему сохранилось его западное простирание, однако уменьшились размеры и наклон крыльев. В южной части территории также наблюдается продолжение развития структурного носа.

Сохранилась тенденция к погружению пластов с востока (наиболее приподнятая часть -2700 м) на запад в сторону Ярсомовского прогиба до отметки –

2810 м. Перепад высот составляет 110 м, что говорит о значительном выполаживании поверхности; также прослеживается нивелирование большинства структур (произошло уменьшение амплитуд и наклона крыльев).

Отражающий горизонт «Б» представлен отложениями кровли баженовской свиты и согласно залегает с пластом ЮВ₁¹. Повторяет погружение в западной части, а также локальные поднятия. По-прежнему, структурный нос имеет западное простирание, но осложняется двумя локальными антиклинальными поднятиями [15].

На юго-западе и в центральной части месторождения располагается аномальный разрез баженовской свиты. Данная поверхность наклонена на юго-запад. Наклон поверхности становится более крутым – такая закономерность прослеживается от центральных к периферийным частям территории распространения аномального разреза баженовской свиты. В пределах распространения отложений аномальной баженовской свиты отмечается многокупольное строение структуры. Амплитуды поднятий составляют 10-70 м.

Подводя итог вышесказанному, можно сделать вывод об истории тектонического развития лицензионного участка: наблюдается последовательное залегание горизонтов и структур основной части месторождения, происходит небольшое смещение структур, в структурном плане вверх по разрезу наблюдается выполаживание [29].

1.4 Нефтеносность

Широко развит диапазон нефтеносности. Располагается он от среднеюрских отложений (тюменская свита) до нижнемеловых (алымская свита). В общем нефтеносная мощность разреза составляет около двух километров. В пределах месторождения находится 10 нефтеносных залежей, которые включают 38 нефтесодержащих залежей.

Исследуемый пласт ЮВ₁¹ характеризуется различными уровнями ВНК, что обусловлено сложным фациальным строением залежей нефти.

Наиболее низкое положение ВНК определено в южной части залежи западного погружения структуры. При испытании пласта были получены притоки безводной нефти с дебитами 5,7 м³/сут и 15 м³/сут, соответственно. Положение ВНК определяется на отметке -2786м. Далее к северу по склону структуры положение ВНК определяется на отметках -2776,3 м. К востоку, в направлении восстания структурной поверхности положение ВНК определяется на уровне около -2770 м.

Следующим фактором, определившим формирование залежи фактически во внеструктурных условиях, является фациальная разнородность условий формирования коллекторов. Построением карты общих толщин васюганской свиты на основе материалов сейсморазведки и бурения определено, что на участках с толщиной васюганского разреза от 76 м и менее пласт ЮВ₁¹ – его верхняя пачка представлена глинистыми отложениями, глинами с тонкими прослоями глинистых песчаников, формирование которых происходило в условиях межбаровых лагун. Соответственно зонам максимальных толщин свиты отвечают участки наибольших общих и эффективных толщин пласта, представленного отложениями устьевых или вдольбереговых баров [12].

Выполненные исследования приняты для геометризации нефтегазоносных участков пласта ЮВ₁¹. Нефтеносная зона имеет общую протяженность 25 км с разделением на три основные залежи: Залежь 1 на севере ЛУ (район скважин 3, 6), Залежь 2 в центральной части лицензионного участка и самая южная залежь 3.

С востока границей является литологический экран, обусловленный фациальным изменением, на западе – внешний контур водонефтяного контакта. Ширина нефтеносной зоны составляет 3-5 км. В северной части представляется ее объединение с залежью Нонг-Еганского месторождения. Кроме того в районе единичных скважин таких как 5 выявлены не значительные по запасам залежи: 4, 5, 6.

В связи с фациальной дифференциацией отложения пласта ЮВ₁¹ характеризуются резкими изменениями эффективных и нефтенасыщенных толщин коллекторов. Нефтенасыщенные толщины по скважинам изменяются в широких пределах от 2 м до 14.5 м.

1.5 Гидродинамические исследования скважин

Изучение характера насыщенности, продуктивности и гидродинамической характеристики продуктивных пластов производилось по данным опробования, испытания и гидродинамических исследований продуктивных интервалов в разведочных и эксплуатационных скважинах.

В соответствии с характером и интенсивностью притока применялись различные виды исследований. При получении фонтанных притоков в целях определения добывных возможностей скважин и гидродинамических параметров продуктивных пластов проводился стандартный комплекс исследований, включающий в себя исследования скважин на установившихся и неуставившихся режимах фильтрации. По результатам отработки скважин на штуцерах строились индикаторные диаграммы, по которым определялся коэффициент продуктивности и уточнялось пластовое давление.

Малодебитные скважины с не фонтанным притоком жидкости испытывались методом прослеживания уровня (кривые притока, кривые восстановления уровня); пробы отбирались с уровня или на глубине интервала перфорации.

Гидродинамические исследования на стационарных и неуставившихся режимах фильтрации начинались после заполнения ствола скважины пластовой жидкостью. В ряде случаев при слабом притоке для его интенсификации проводились повторная перфорация, а также гидроразрыв пласта, кислотная обработка призабойной зоны или обработка по комплексной технологии с применением поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Из разрабатываемых объектов наибольшей продуктивностью характеризуется изучаемый пласт ЮВ₁¹. Его средняя продуктивность составляет 5,15 м³/(сут*МПа). Самой высокой продуктивностью обладает северная часть месторождения. При исследовании скважин 2, 3, пробуренных в пределах северного участка, получена продуктивность в интервале 4,3 м³/(сут*МПа) - 23.0 м³/(сут*МПа) [25].

1.6 Физические и химические свойства нефти и растворенного газа

На данной стадии изученности месторождения продуктивные пласты охарактеризованы пробами неравномерно. Наиболее полно исследован продуктивный пласт ЮВ₁¹, в меньшем количестве охарактеризован пласт АВ₁³ и совсем незначительно исследован пласт БВ₆.

Пласт ЮВ₁¹ наиболее полно охарактеризован как глубинными, так и поверхностными пробами нефти. В поверхностных условиях всего исследовано 29 проб из 21 скважины, из них при исследовании 22 проб из 14 скважин не определено содержание в нефти серы, парафина, смол и асфальтенов.

Нефть данного пласта характеризуется как

- сернистая (содержания серы 0.83%);
- парафиновая (содержание парафина 1.84%);
- смолистая (содержание силикагелевых смол 5.55%);
- легкая (плотность нефти в поверхностных условиях – 0.850 г/см³);
- повышенной вязкости (вязкость при 20°C – 10.18 мм²/с).

Объёмный коэффициент нефти пласта ЮВ1_1 равен 1.2 д.ед, а газосодержание – 86 м³/т [30].

2 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР ПРОБЛЕМЫ ВЫЯВЛЕНИЯ НИЗКООМНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

2.1 Краткий обзор причин, влияющих на занижение удельного сопротивления в нефтяных залежах

В мире, а также на территории Западной Сибири уже более 50 лет существует проблема коллекторов, обладающих низкими сопротивлениями. Низкоомными коллекторами называются такие не трещиноватые осадочные горные породы, содержащие залежи УВ, которые по петрофизическим исследованиям имеют низкие удельные сопротивления. На территории Западной Сибири эта проблема является весьма актуальной, так как изначально вследствие неверной интерпретации данных каротажных исследований многие низкоомные коллектора не были обнаружены, что привело к некорректной оценке запасов [13].

Для выявления коллекторов данного типа, необходимо учитывать различные факторы, влияющие которые могут влиять на занижение значений сопротивления. К таким факторам относят:

1. тип глинистости, то есть как будет распределена глина в поровом пространстве (структурный, слоистый и поровый типы);
2. существование в вещественном составе коллектора тонко- и мелкозернистых песчаников;
3. наличие в продуктивной зоне электропроводящих минералов таких как пирит, глауконит;
4. частое чередование тонких слоев уплотненных и песчаных пород (создающее Шунтирующий эффект);
5. присутствие в коллекторе электрической анизотропии, представленной переслаиванием пород, обладающих высоким и низким сопротивлениями;

6. достаточно большая по протяженности зона, куда проникает фильтрат бурового раствора, вследствие чего некоторые каротажные измерения показывают неверное насыщение пласта;

7. присутствие в продуктивном пласте некой переходной зон, которая окружает часть пласта, насыщенного нефтью, и которая содержит воду с высокой концентрацией минералов;

8. особенности литолого-фациальных условия формирования низкоомных залежей;

9. литологический состав продуктивной части разреза;

10. близость коллектора к различным разломам, в результате чего возможно формирования в залежи трещиноватых зон.

11. большая минерализованность пластовой воды.

На основе многочисленных исследований были выявлены следующие наиболее значимые критерии:

- Присутствие электропроводящих глинистых минералов;
- Переслаивание тонких слоев уплотненных пород и коллекторов;
- Большая минерализованность пластовой воды.

Некоторые из вышперечисленных факторов могут быть определены только с помощью каротажных исследований, а некоторые только с помощью исследований керна. Например, такие критерии как, тип глинистости, наличие в вещественном составе коллектора тонко- и мелкозернистых песчаников и частое чередование тонких слоев уплотненных и песчаных пород можно выявить только исследуя керновые образцы. А наличие большой по протяженности зоны проникновения бурового раствора и присутствие зоны насыщенной высокоминерализованной пластовой водой, которая окаймляет нефтенасыщенную залежь, можно идентифицировать только при помощи каротажных измерений. Поэтому можно сделать вывод о том, что существует ряд ограничений при выявлении таких коллекторов. Так, не для всех компаний будет экономически выгодным проводить отбор керна на всех скважинах или выполнять

специальные лабораторные исследования на керне. Все это следует учитывать при проектировании схемы определения низкоомных коллекторов [31].

На исследуемом месторождении был проведен весь комплекс необходимых исследований и наиболее важными признаками, влияющими на занижение удельного сопротивления, были выделены:

1. наличие глинистого материала и тип глинистости;
2. особенности литолого-фациальных условия формирования пород, формирующих глинистый материал и цемент терригенных пород;
3. особенности переслаивания тонких слоев уплотненных пород и коллекторов [24].

2.1.1 Влияние на низкоомность глинистых песчаников, количества и характера распределения глинистых минералов

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов в значительной степени зависят от granulометрического состава, текстуры пород и степени упаковки зерен. По общепринятой классификации: глинистость — это свойство осадочных пород, когда в состав породы входят частицы диаметром менее 0,01 мм, к таким частицам относятся обломки минералов как кварц, каолинит, иллит, монтмориллонит и полевые шпаты.

В зависимости от характера распределения глинистого материала выделяют следующие типы глинистости: поровый, слоистый и структурный [33].

Поровый тип глинистости делится на рассеянный и пленочный. При рассеянном типе глинистости глинистые мелкие частицы находятся между более крупными зернами. Существуют, два типа рассеянной глинистости - рассеянную глинистость, состоящую из пеллитовых частиц, независимую от минерального состава и глинистость, состоящую из алевролитовых частиц, основной особенностью которой является наличие химически связанной воды.

При пленочном типе глинистости отмечается присутствие глин в виде вкраплений в матрицу породы, глинистые частицы, покрывая зерна, обволакивают пленкой скелет песчаной породы. Особенность вкрапленных глин заключается в том, что такие глины представляют собой удельные поверхности больших размеров, на этой поверхности удерживается вода, что создает дополнительную проводимость.

Свойство пород иметь в своем составе тонкие прослойки глин называется слоистой глинистостью. Прослойки глин могут состоять также не только из одной пеллитовой фракции, но из глинистого алевритового и органического материала. Эти тонкие пласты или прослойки не вносят существенных изменений в эффективную пористость, с другой стороны, они создают вертикальную анизотропию по проницаемости, и тем самым могут внести погрешность в определение удельного сопротивления [22].

Кроме этого, полевошпатово-кварцевые песчаники имеют кроме обычных форм глинистости структурную форму глинистого материала, образованную за счет изменения главным образом полевых шпатов, слюд и обломков пород, глина находится в виде гранул или зерен в скелете породы. Для этой формы глинистого материала характерно высокое содержание связанной воды в продуктивных коллекторах, породы-коллекторы с агрегатной формой глинистости являются наиболее распространенной разновидностью низкоомных коллекторов.

Из геофизических параметров непосредственную связь с глинистостью имеют показания гамма-каротажа (ГК). Естественная радиоактивность осадочных пород обусловлена содержанием элементов урана, тория и радиоактивного изотопа К40. Первые два элемента чаще всего присутствуют в тонкодисперсной фракции пород, третий элемент К40 в осадочных породах определяется, прежде всего, минералогическим составом породы. Если для кварцевых песчаников связь между естественной радиоактивностью достаточно изучена, то для полимиктовых коллекторов связь имеет довольно сложный характер и находится в стадии изучения [26].

G.M. Hamada и M.N.J. Al-Awad, рассматривая в своей работе [3] проблему интерпретации насыщения низкоомных коллекторов, позиционируют присутствие пирита как основную причину высокой проводимости пластов коллекторов. В работе прослеживается путь от рассмотрения структуры глинистых минералов с присущей им емкостью катионного обмена, представленных на Рисунке 2.1 до модели распределения глин в пласте на Рисунке 2.2.

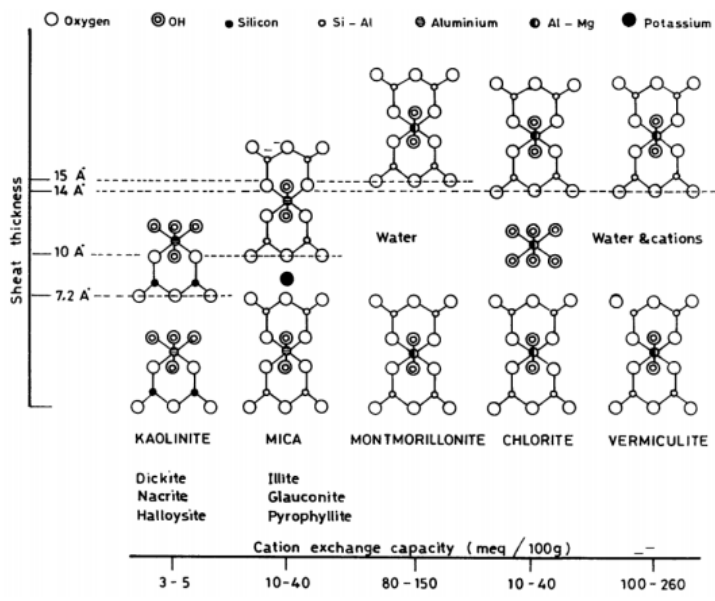


Рисунок 2.1 – Структура основных глинистых минералов [7]

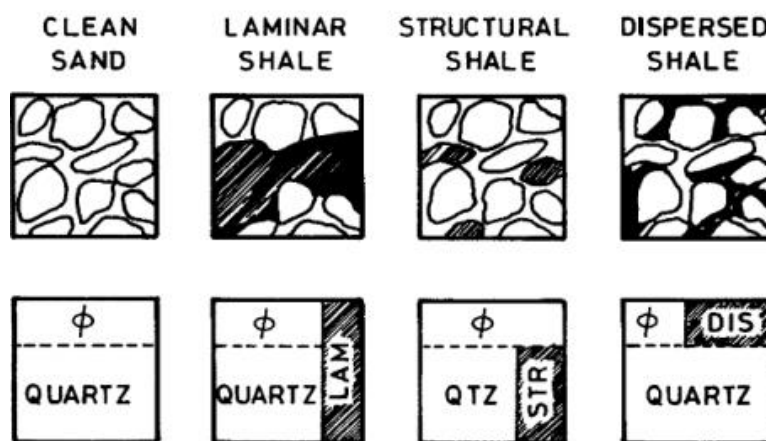


Рисунок 2.2 – Модели распределения глин в пласте [19]

К каждой модели распределения глин (пластинчатая, структурная и диспергированная) приводится уравнение для расчета водонасыщенности.

В качестве примеров показаны расчеты водонасыщенности для трех, различных по свойствам, интервалов и сравнение полученных результатов с интерпретацией до поправки за глинистость. В примере с обычным коллектором изменение водонасыщенности настолько незначительно, что авторы делают вывод о нецелесообразности использования других уравнений, кроме как уравнение Арчи. В примерах с низкоомными коллекторами наблюдаются значительные отличия рассчитанных водонасыщенностей по уравнению Арчи и по уравнениям с поправкой за глинистость. В выводе авторами отмечается важность решения проблемы точного подсчета объемного содержания пирита в продуктивной части пласта для снижения вероятности ошибочной интерпретации насыщенности, также указывается на необходимость опробования в низкоомных коллекторах моделей интерпретации насыщенности, отличных от модели Арчи [10].

2.1.2 Присутствие в пределах продуктивного интервала мелко- и тонкозернистых песчаников

В зависимости от вещественного состава в изучаемом разрезе выделяются: песчаники полевошпатов кварцевые средне-, мелко- и тонкозернистые, глинистые, песчаники алевритистые, алевролиты и смешанные и ультросмешанные породы, которые, как правило, залегают в подошвенной части пластов регрессивных песчаников, затрудняя интерпретацию геофизической информации.

На физические параметры пород, которые фиксируются различными геофизическими методами, оказывают влияние многие факторы: гранулометрический состав обломков, слагающих породу, структура порового пространства, текстура пород, минеральный состав, постседиментационные преобразования, а также пористость, проницаемость, удельное сопротивление и

технические условия вскрытия изучаемых разрезов и разрешающая способность геофизических приборов [4]. Особые трудности при выделении даже ограниченного числа литологических разностей, которые отмечаются в разрезах юрского комплекса, в основном связаны с тем, что в изучаемых разрезах практически отсутствуют чистые литологические разности. В реальных разрезах скважин встречаются различные переходные разности пород, в зависимости от содержания глинистого и карбонатного материалов. Но, необходимо отметить, что при любой степени детальности анализа кернового материала с комплексом ГИС, выделение отдельных литологических разностей остается условным [4].

2.1.3 Наличие в коллекторе проводящих минералов

В своих работах Мельник И. А. отмечает влияние на интерпретацию геофизических исследований скважин в низкоомных коллекторах железосодержащих минералов (сульфиды, оксиды), обладающих хорошей проводимостью и входящих в состав твердой фазы [5]. Также указывается на возможное понижение сопротивления пласта, насыщенного нефтью из-за наличия в породе глинистых минералов, таких как калий и магний. В исследованиях зарубежных авторов отмечается, что параллельно с возрастанием емкости катионного обмена снижается электрическое сопротивление породы. Согласно И.А. Мельнику, снижение удельного электрического сопротивления может быть обусловлено присутствием тонкодисперсных глинистых минералов (хлорит и гидрослюда). Отмечается, что данное явление возникает в процессе эпигенеза из-за деградации данных минералов и способности калия и магния переходить в ионную форму [29].

В своих работах Мельник выводит уравнения для вычисления концентраций минералов, искажающих показания ГИС. Данные уравнения базируются на показаниях определенных каротажей геофизических исследований скважин и свойств минералов. Таким образом содержание железа можно

определить после необходимой калибровки, зная водородосодержание и плотность породы и используя нейтронный гамма-каротаж (НГК). По такому же алгоритму содержание бора, кремния и калия вычисляется с использованием нейтрон-нейтронного каротажа (НКТ) и гамма-каротажа (ГК). Нейтронно-радиационный метод (НРМ), предлагается использовать для определения содержания железа. НРМ обладает такими преимуществами как возможность определения железа в очень малых концентрациях (0,2%) и глубина исследования (до 25 см), что позволяет исключить влияние зоны проникновения бурового раствора. Основной сложностью применения данного метода является обязательное использование твердого пропана, охлаждаемого жидким азотом. Следующий способ определить массовое содержание электропроводящих минералов заключается в более высокой плотности железосодержащих минералов по сравнению с плотностью вмещающих пород. Объемная и открытая плотности пласта определяются по гамма-гамма плотностному и нейтрон-нейтронному каротажу на тепловых нейтронах соответственно. Далее исходя из номограммы взаимозависимости объемной плотности и открытой пористости определяют содержание электропроводящих минералов. Недостатком, нивелирующим все достоинства вышеописанного метода, является невозможность определения концентрации конкретных железосодержащих минералов [18].

Исходя из особенностей всех перечисленных видов каротажных исследований, автор заключает, что наиболее точным является нейтронно-радиационный метод (НРМ), поскольку позволяет измерить естественную активность калия, тория и урана в скважине. Однако, из-за того, что данный вид каротажа применяется крайне редко, необходима разработка методов исключающих неверную интерпретацию насыщения коллекторов. В ходе работы Мельником И.А. была разработана программа, способная обрабатывать входную информацию, состоящую из данных таких каротажных исследований, как НКТ, ГК и ПС, данные общей пористости, плотности и минерализации исследуемого участка пласта-коллектора. Для корректной работы данной программы

необходима калибровка входных данных от геофизических исследований скважин со средним содержанием химических элементов в части пласта, сложенной песчаником. Чаще всего информация о составе горных пород отсутствует и возникает необходимость оперировать только данными геофизических исследований. В таких случаях корректная работа программы невозможна.

Ежова А.В. в качестве причины низкого сопротивления пластов приводит присутствие в породе-коллекторе глинистых минералов, анизотропию сопротивления в песчанике и наличие в продуктивном интервале минералов с высокой проводимостью [6]. В ходе работы было выяснено, что основной причиной низкого сопротивления коллекторов на рассматриваемом месторождении являются множественные включения пирита и присутствие других железосодержащих минералов в породе. Пользуясь номограммой, представленной на Рисунке 2.3, через данные плотностного каротажа и пористости было определена концентрация железосодержащих минералов, а далее через истинное удельное электрическое сопротивление пласта определяется водонасыщенность [12].

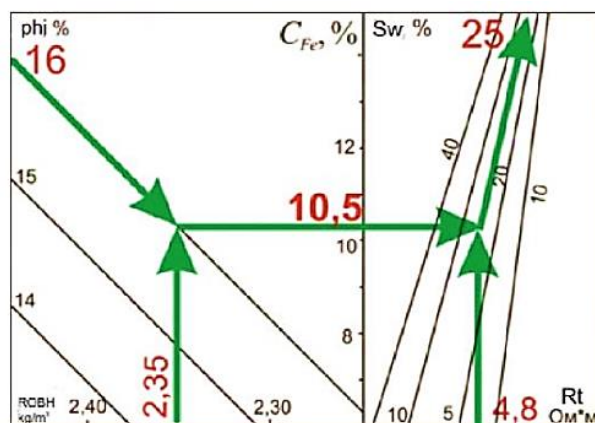


Рисунок 2.3 – Номограмма определения водонасыщенности [8]

При отсутствии данных плотностного каротажа Ежова А.В. предлагает воспользоваться машинным обучением и получить данные о концентрации железосодержащих минералов из данных каротажей ПС, ГК и нейтронного

метода. Решая обратную задачу, можно получить данные о плотности, затем, используя уравнение Арчи, вывести водонасыщенность. На Рисунке 2.4 представлены данные по скважинам, пробуренным в низкоомных коллекторах с водонасыщенностью до и после поправки на свойства пласта [21].

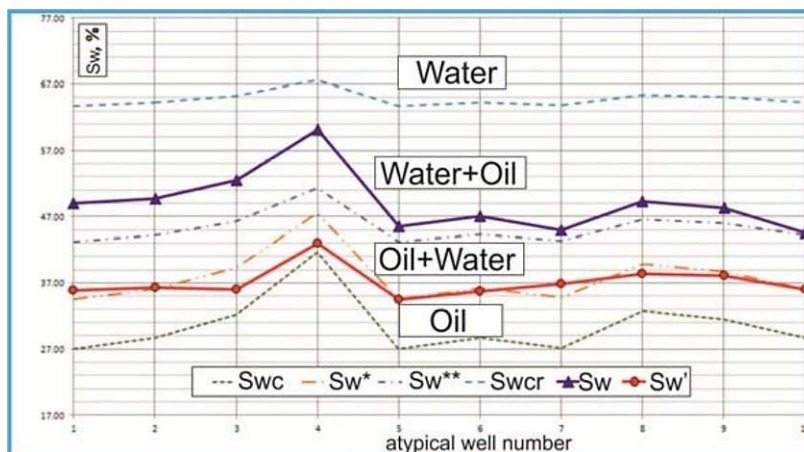


Рисунок 2.4 – Водонасыщенность с поправкой на свойства пласта [14]

2.1.4 Тонкослоистое чередование коллекторов и уплотненных пород

Необходимо учитывать, что удельное сопротивление глин при одном и том же минеральном составе увеличивается с глубиной за счет уплотнения, и, в тоже время, уменьшается, за счет минерализации насыщающей их пластовой воды. Естественная радиоактивность глин зависит также от многих факторов. В частности, естественная радиоактивность зависит от концентрации органических веществ, способных адсорбировать элементы уранового ряда, а также от минерального состава коры выветривания и продуктов разрушения коренных пород [10]. Высокой радиоактивностью характеризуются глины, образовавшиеся в результате разрушения эффузивных и интрузивных пород, в основном, кислого состава. Глины, образовавшиеся при разрушении магматических пород (базальтов), характеризуются низкой радиоактивностью. Низкой радиоактивностью отмечаются глины, образовавшиеся в морских условиях на

значительном удалении от берега, а также глины, связанные с переотложенными осадками.

2.1.5 Анизотропия свойств пласта

Hortsmann M., Sun K., Berger P., Olsen P.A. и другие занимались проблемой влияния анизотропии пласта на показания зондов [7]. В процессе исследования проводились попытки снижения вероятности ошибки путем применения каротажа в процессе бурения. Причиной расхождения показаний зондов может служить переслаивание песчаников с глинистыми пропластками, поскольку индукционный каротаж измеряет горизонтальную, а боковой каротаж или каротаж градиент зондами – вертикальную составляющую. В одном из примеров, которыми руководствуются авторы, представлено наглядное расхождение показаний каротажей в разных направлениях. На Рисунке 2.5 в колонке под номером 1 отражены показания зондов разной направленности [6].

В выводах авторы указывают о повышении точности сбора информации во время бурения скважины и необходимости применения данного вида исследования. Каротаж во время бурения хоть и позволяет распознать глинистые пропластки, однако с помощью данного метода выявить точную причину низкоомности коллектора не представляется возможным. Применение каротажа во время бурения может служить вспомогательным методом при интерпретации коллекторов с высокой проводимостью для снижения вероятности ошибочной интерпретации насыщения коллекторов [3].

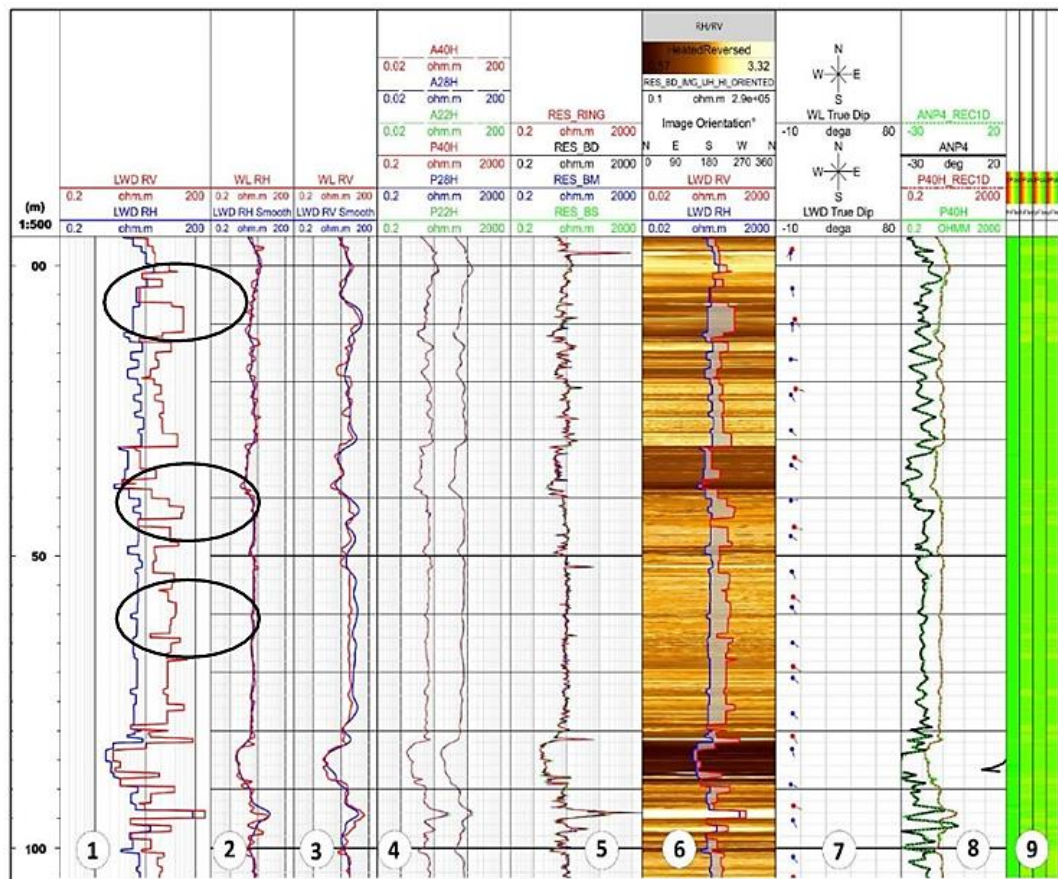


Рисунок 2.5 – Показания ГИС в пилотном стволе [24]

2.1.6 Глубокая зона проникновения бурового раствора

Удельное сопротивление пресной промывочной жидкости изменяется от 3,5 до 1,8 Ом·м. При проникновении бурового раствора вглубь породы происходит искажение показаний градиент-зондов [8]. Исходя из классических представлений о нефтенасыщенных коллекторах, а именно сопротивление таких пород выше 5 Ом·м, глубокая зона проникновения бурового раствора при интерпретации каротажных исследований может интерпретироваться как водонасыщенный коллектор.

2.1.7 Аномально высокая минерализация пластовой воды и образование в продуктивных пластах «окаймляющих кольцевых зон»

На границе между чистой незатронутой и промытой зоной пласта возникает область, где пласт насыщен минерализованной водой. Соответственно в этой части залежи сопротивление породы получается заниженным [9].

Если поровое пространство коллектора содержит только нефть и не содержит подвижную пластовую воду, то фильтрат бурового раствора оттесняет вглубь пласта только нефть. При этом вполне закономерно предположить, что связанная вода тонких пор, куда фильтрат не проникает, вытесняться не будет. В этом случае окаймляющая зона вряд ли может образоваться.

Что касается коллектора, где в поровом пространстве наряду с нефтью есть подвижная соленая вода, то здесь образование окаймляющей зоны, наверно, возможно. Для рассматриваемых нами коллекторов, которые при испытании часто дают совместный приток нефти и воды, и вода характеризуется огромной минерализацией, образование окаймляющей зоны вполне возможно. Поскольку в окаймляющей зоне коэффициент нефтенасыщенности становится меньше, чем в неизменной части пласта, ее УЭС будет меньше, чем в пласте [17].

2.1.8 Вещественный состав твердой фазы

Содержание связанной воды и особенно прочносвязанной воды зависит от удельной поверхности твердой фазы и минерального состава, в основном глинистых частиц, а ее влияние на физические свойства коллектора в основном зависит от свойств глинистой составляющей в естественном состоянии [11].

2.2 Примеры различных методик выявления низкоомных коллекторов

2.2.1 Методика определения низкоомных залежей на примере Катильгинского месторождения

Для выявления низкоомных участков залежей на месторождении был проведен набор геофизических исследований (ГИС), сопротивление пласта определялось по индукционным каротажным кривым. На основе геофизических исследований и данных по притокам из пласта была построена палетка, определяющая зависимости коэффициента пористости от удельного сопротивления пласта (Рисунок 2.6). На полученном графике были выделены линии водонасыщенных и нефтенасыщенных областей. Некоторые точки, обладающие нефтенасыщенной характеристикой по ГИС попали в область чистой водяной зоны. Таким образом были выявлены низкоомные коллектора.

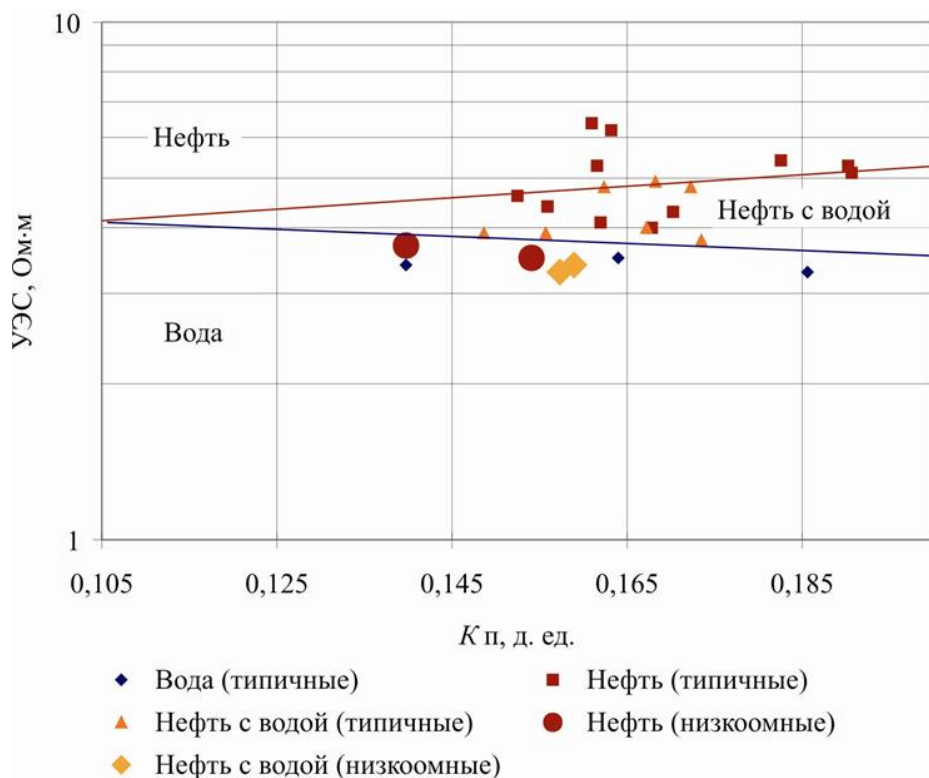


Рисунок 2.6- Палетка, для определения типа насыщенности [25]

Также проводился анализ кривых бокового каротажного зондирования (БКЗ) с помощью изорезистивных палеток. В скважинах делали замеры

сопротивления промывочного раствора ρ_c в глинистых поропластах и в водоносных пластах. Проводились замеры удельного сопротивления пласта ρ_n (по ИК, БКЗ, кривым потенциал-зонда (ПЗ)), отношения диаметров зоны проникновения бурового раствора D и скважины d , отношения сопротивления зоны проникновения бурового раствора $\rho_{зп}$ к сопротивлению промывочного раствора ρ_c . Результаты измерений приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Измерения сопротивлений по изорезистивному методу

Залежи	ρ_n (ИК)	ρ_n (БКЗ, БК, ИК, ПЗ)	ρ_c (БКЗ)	D/d	$\rho_{зп}/\rho_c$
Нефтенасыщенные	5,7	6,9	2,5	7,1	7,8
Низкоомные (нефтенасыщенные)	4,2	5,3	3	6,9	5,6
Водонасыщенные	3,2	3	2,7	13,3	5,3

Из проведенных измерений стало видно, что отношения диаметров зоны проникновения бурового раствора D и скважины d , а также отношения сопротивления зоны проникновения бурового раствора $\rho_{зп}$ к сопротивлению промывочного раствора ρ_c в низкоомных коллекторах имеют промежуточные величины между водонасыщенными и нефтенасыщенными пластами.

С целью проведения будущей корректировки коэффициента нефтенасыщенности в низкоомных залежах было произведено сравнение некоторых параметров и получены следующие выводы:

- 1) коэффициенты нефтенасыщенности низкоомных коллекторов немного ниже, чем у обычных нефтенасыщенных;
- 2) низкоомные пласты обладают меньшими эффективными мощностями;
- 3) коэффициенты глинистости низкоомных коллекторов выше, чем у типичных нефтенасыщенных;
- 4) низкоомные пласты обладают меньшей пористостью [11].

2.2.2 Определение критериев выделения низкоомных коллекторов на примере коллекторов турнейского возраста Алексеевского месторождения

В пределах данного региона одной из причин вызывающих низкоомность продуктивных залежей является присутствие в залежах электропроводящих минералов, таких как халцедон, пирит, кремний. Такие минералы занижают удельное электрическое сопротивление пород.

Методика выделения низкоомных коллекторов на данном месторождении заключается в нормализации каротажных кривых, отражающих пористость и сопротивление пород. При этом кривые перестраиваются в едином масштабе, таким образом что в водонасыщенных пластах кривые должны графически совпадать, а в нефтенасыщенных пластах расходиться [1].

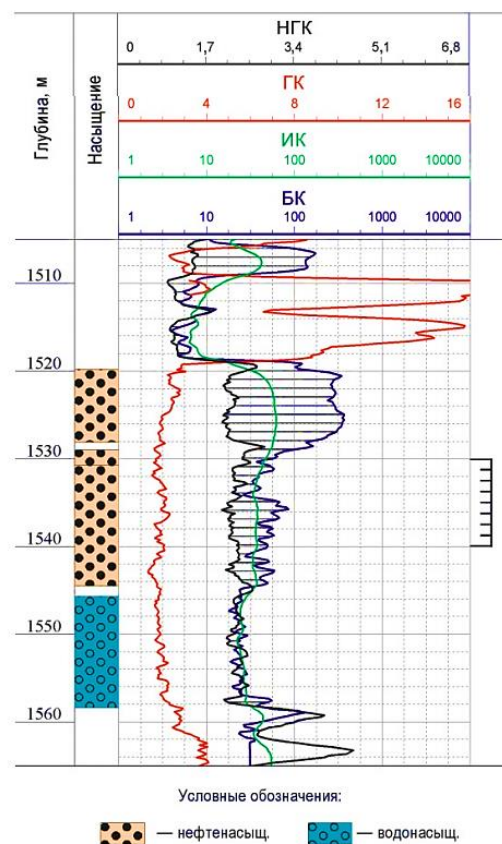


Рисунок 2.7 – Выявление низкоомных коллекторов путем нормирования кривых БКЗ и НГК [35]

В связи с данным методом предполагаются следующие положения:

- 1) данную методологию применяют только для карбонатных разрезов;
- 2) случаи содержания электропроводящих минералов в водонасыщенных пластах не рассматриваются, так как это не создает затруднительных случаев для интерпретации насыщения пластов;
- 3) каротажные кривые БК и НГК (нейтронного гамма-каротажа) применяются для нормализации (Рисунок 2.7);
- 4) координаты у нормализованных кривых БК и НГК измеряются в сантиметрах, от края области построения;
- 5) величина z характеризует степень расхождения кривых, она определяется как $z = X_{БК} - X_{НГК}$, (см);
- 6) у водонасыщенных залежей $z=0$, у нефтенасыщенных $X_{БК} > X_{НГК}$ и $z > 0$;
- 7) выделение низкоомных коллекторов происходило по критическому параметру $z_{кр}$, который находился путем построения графика накопленных частот для параметра z в низкоомных коллекторах и водонасыщенных пластах (Рисунок – 2.8);

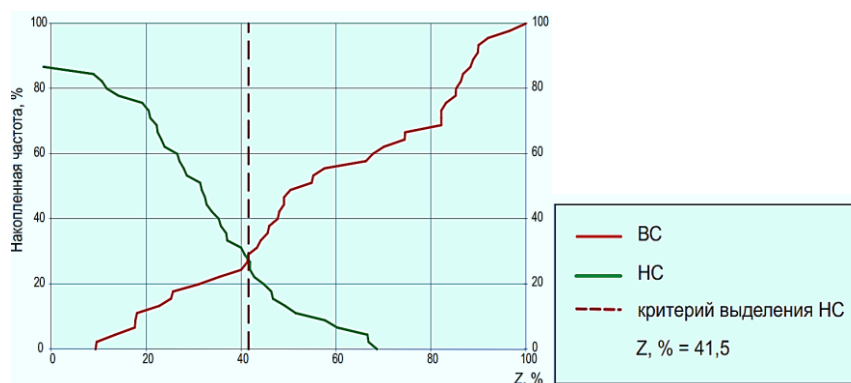


Рисунок 2.8 – График накопленных частот для низкоомных и высокоомных пластов, характеризующий распределение параметра z (для скважины X) [38]

Из выбранных 23 скважин по статистическим зависимостям был определен критерий $z_{кр} = 44\%$. Т.е. если z выше 44%, то это типичный нефтенасыщенный

коллектор, если меньше, то – низкоомный. Таким образом был выявлен критерий, который впоследствии был опробован на других скважинах и доказал свою достоверность [28].

2.2.3 Проблема идентификации низкоомных залежей тернейского яруса Оренбургской области

Основной причиной занижения удельного сопротивления пород в Оренбургской области является трещиноватость карбонатного разреза, которая прослеживается как на макро, так и на микроуровне. Низкоомность объясняется тем, что геофизические приборы фиксируют сопротивление в матрице, а в низкоомных коллекторах матрица насыщена водой, а нефть располагается в трещинах. В целях выявления низкоомных пластов были построены кроссплоты нейтронного и акустического каротажа, а также водородосодержания и акустического каротажа, представленные на Рисунках 2.9 и 2.10.

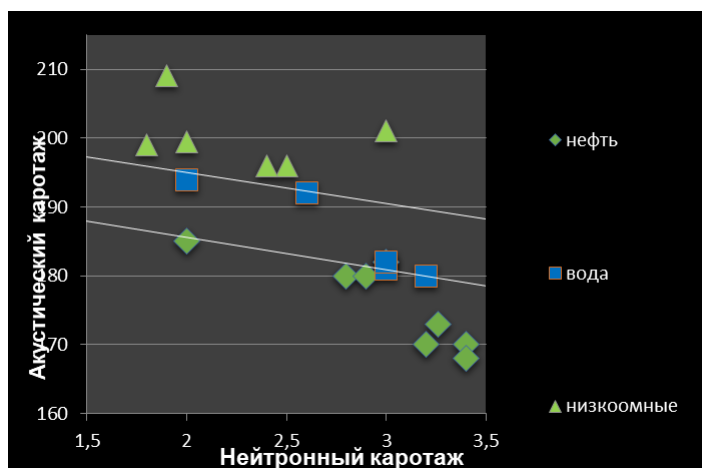


Рисунок 2.9- График зависимости нейтронного от акустического каротажа

[27]

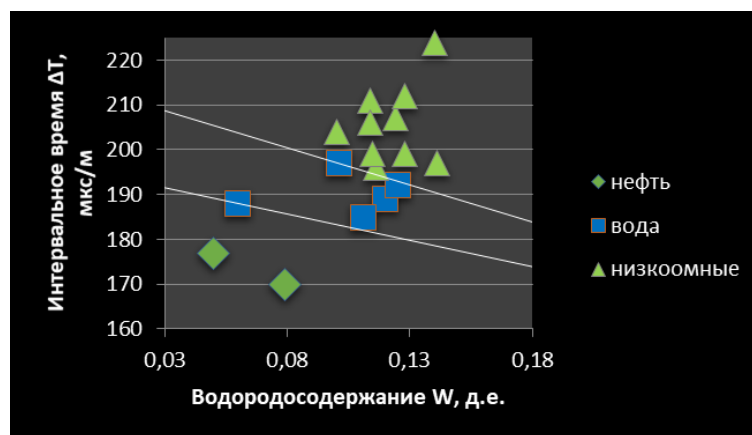


Рисунок 2.10 - График зависимости водородосодержания от акустического каротажа [31]

Найденные графически зависимости позволили отделить нефть от воды и воду от нефти, содержащейся в низкоомном коллекторе. По данным критериям отсечения низкоомных коллекторов произошла классификация пластов на трех месторождениях, в которых не было проведено опробования (Рисунок 2.11).

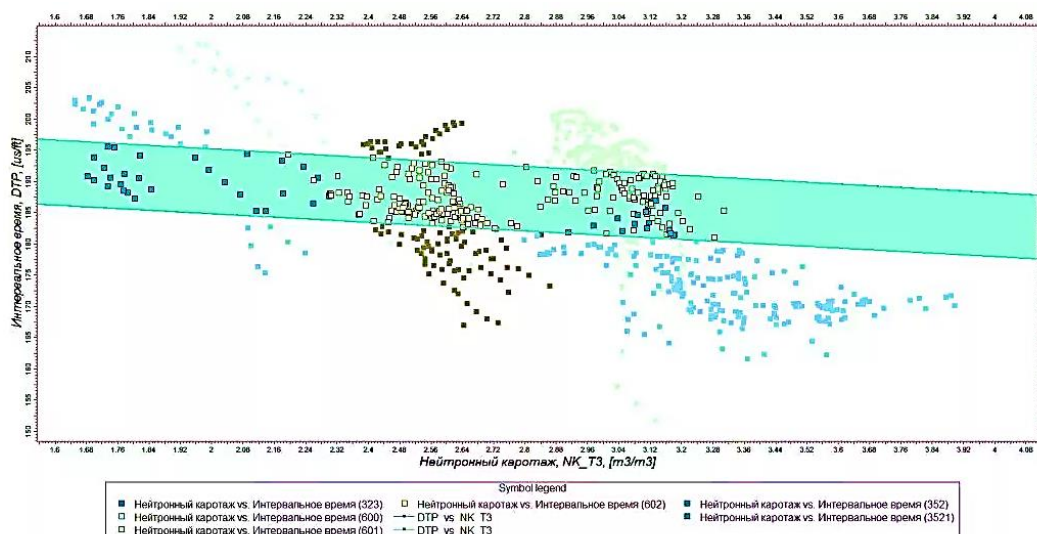


Рисунок 2.11 - График зависимости нейтронного от акустического каротажа на одном из исследуемых месторождений

В итоге после применения данного метода произошло оконтуривания залежи по выбранным границам и перерасчет запасов. Общее количество извлекаемых запасов нефти с трех месторождений составило примерно 1 млн.т [2].

3 МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ

3.1 Выбор скважин для исследования

Для составления методики определения низкоомных коллекторов вначале необходимо выбрать скважины. Скважины сравниваются на наличие базовых каротажных исследований, наличие лабораторного анализа керна, его описания и присутствия информации о притоке в исследуемом интервале. Таблицы с исходными данными о скважинах представлены ниже (Таблица 3.1, Таблица 3.2, Таблица 3.3).

Таблица 3.1 – Исходные каротажные данные

№скв	Название кривых											
	БК	ДТ	ГК	НКТ	ГГКП	МГЗ	ПМЗ	КС1	КС4	ИК	ПС	ПЗ
1	+	-	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
2	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
3	+	+	-	+	-	+	+	+	+	+	+	+
4	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
5	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
6	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
7	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
8	+	-	+	+	-	-	-	+	+	+	+	+
9	+	+	+	+	-	-	-	+	+	+	+	+
10	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	+
11	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+
12	+	-	+	-	-	+	+	+	+	+	+	+
13	+	-	+	-	-	-	-	+	+	+	+	+
14	+	+	+	+	-	-	-	+	+	+	+	+
15	+	-	+	+	-	-	-	+	+	+	+	+
16	+	-	+	+	-	-	-	+	+	+	+	+
17	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+

Таблица 3.2 – Начальные данные по керну и насыщенности в скважинах

Номер скважины	Анализ керна	Описание керна	Тип коллектора	Насыщенность по притоку	Насыщенность по ГИС
1	Нет	Нет	неизвестен	нет	вода
2	Нет	Нет	типичный	нефть	нефть
3	Нет	Нет	типичный	Обводненная нефть	нефть+вода
4	Нет	Да	низкоомный	нефть	вода
5	Нет	Нет	типичный	нефть	вода
6	Да	Нет	низкоомный	нефть	вода
7	Да	Да	типичный	нефть	нефть
8	Нет	Нет	типичный	Обводненная нефть	нефть
9	Да	Нет	типичный	Обводненная нефть	нефть
10	Нет	Нет	неизвестен	нет	нефть
11	Да	Да	неизвестен	нет	Нефть
12	Да	Да	типичный	Вода	вода
13	Да	Нет	типичный	Обводненная нефть	нефть
14	Да	Да	неизвестен	нет	нефть+вода
15	Да	Да	неизвестен	нет	вода
16	Да	Да	неизвестен	нет	вода
17	Да	Да	неизвестен	нет	вода

Таблица 3.3 – Исходные данные по исследованиям керновых образцов

Номер скважины	Пористость, %	Проницаемость, мД	Водонасыщенность, %	FF	RI	Плотность породы, г/см ³	Удельное сопротивление керна
6	+	+	+	+	+	+	+
7	+	+	+	+	+	+	+
9	+	+	+	+	+	+	+
11	+	+	+	+	+	+	+
12	+	+	+	+	+	+	+
13	+	+	+	+	+	+	+
14	+	+	+	+	+	+	+
15	+	+	+	+	+	+	+
16	+	+	+	+	+	+	+
17	+	+	+	+	+	+	+

В тех скважинах, где был дан приток по флюиду из пласта, была проведена начальная интерпретация и деление скважин на группы (типичные и низкоомные) (Таблица 3.2). Это происходило по принципу совпадения или несовпадения изначальной интерпретации ГИС и насыщенности по притоку.

Для того, чтобы понять причину низкоомности коллекторов в некоторых скважинах, сравним типичные нефте- и водонасыщенные скважины с низкоомными. Для этого выберем скважины, которые обладают максимально возможными данными, это скважины 7 - типичная нефтенасыщенная и 12 - типичная водонасыщенная, также 4 и 6 будем принимать как низкоомные.

3.2 Методика выявления низкоомных залежей

В пределах продуктивной зоны пласта ЮВ₁¹ выявим зависимости, керн-керн, ГИС – ГИС, по которым можно будет различить типичные и низкоомные скважины.

Анализ керновых лабораторных исследований позволяет выделить определенные области пород, относящиеся к низкоомным залежам. Это можно проследить по зависимостям керн-керн, приведенным на Рисунках 3.1-3.3.

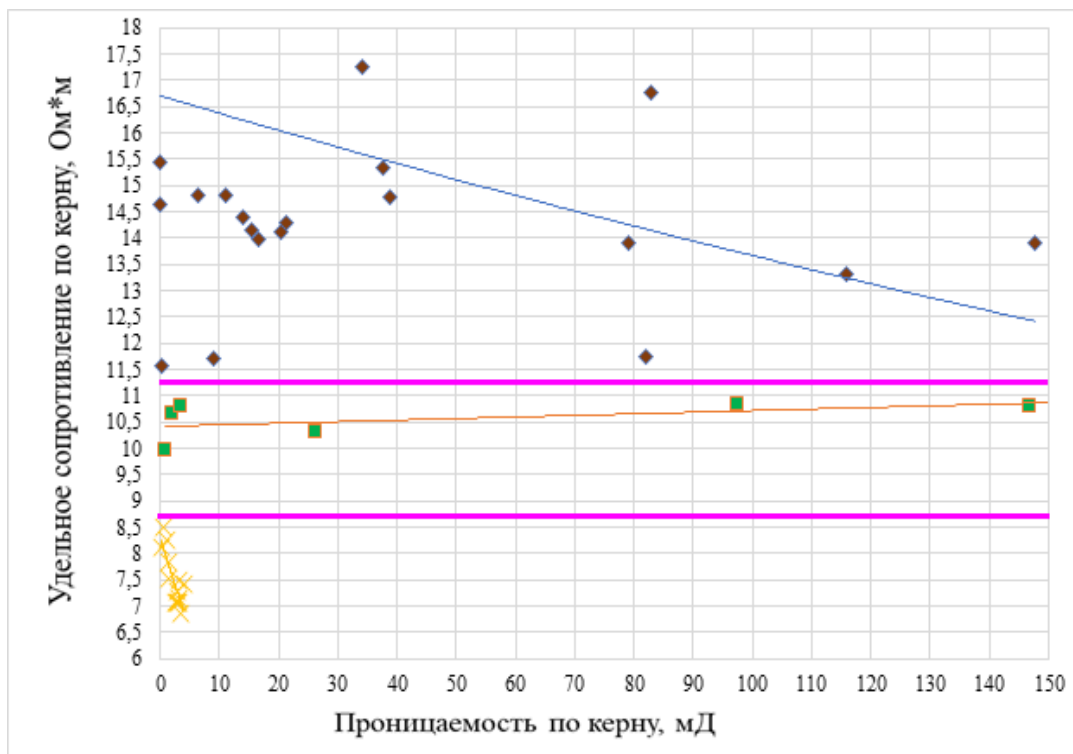


Рисунок 3.1 – Зависимость сопротивления от проницаемости по керну

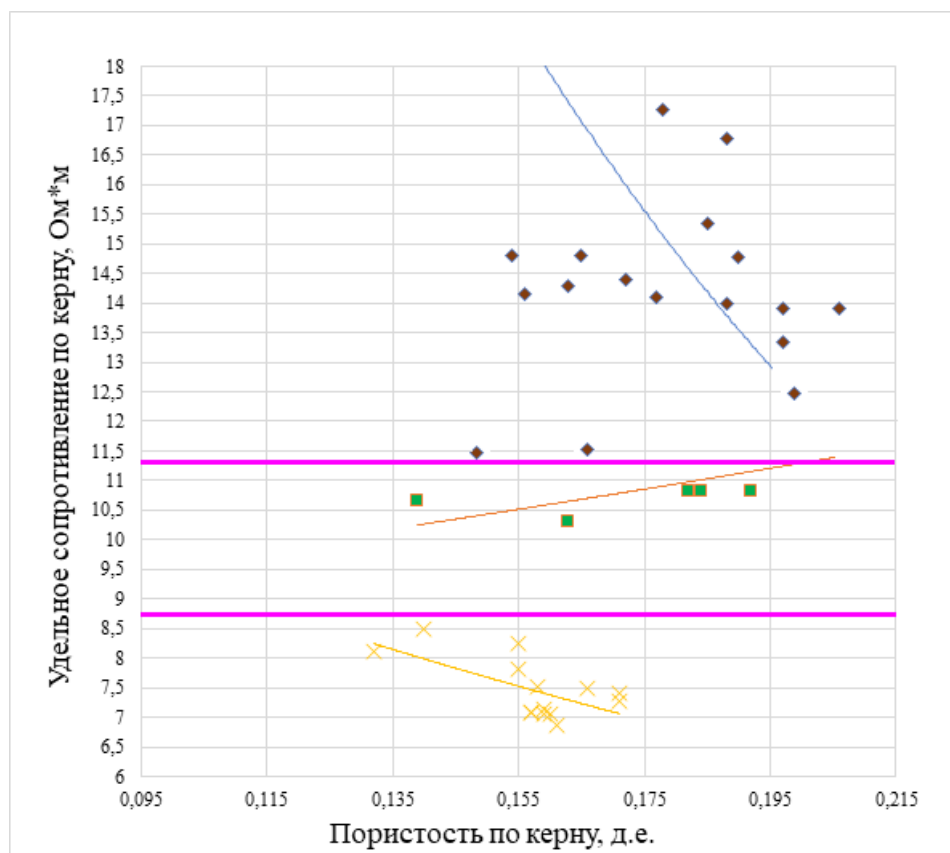


Рисунок 3.2 – Зависимость сопротивления от пористости по керну

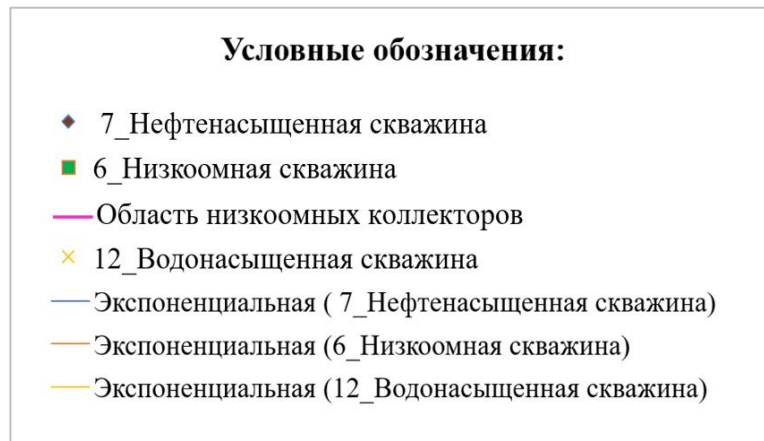


Рисунок 3.3 – Условные обозначения к Рисунку 3.1 и 3.2

По данным зависимостям можно визуальнo увидеть области данных, которые отличаются он водо, нефте- и нефтеводонасыщенных скважин прежде всего по сопротивлению. Таким образом значения сопротивлений по керну для низкоомных пород - примерно от 8,75 до 11,3 Ом*м.

Для обнаружения каротажных кривых, которые могли бы выделить низкоомную скважину были построены гистограммы распределения частот каждой каротажной кривой по исследуемым скважинам, которые показаны на Рисунках 3.4-3.8. Гистограммы визуальнo показывают наиболее частое значение какой-либо каротажной кривой в каждой скважине.

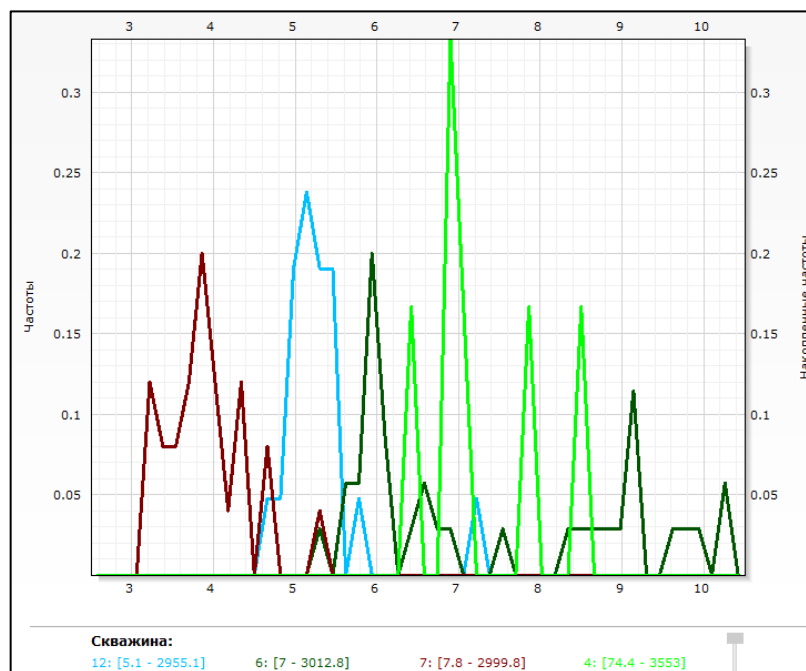


Рисунок 3.4 – Гистограмма распределения частот для ГК

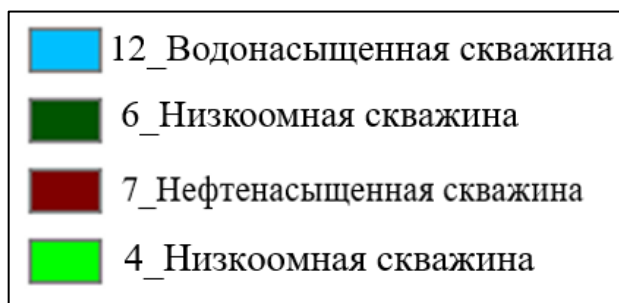


Рисунок 3.5 – Условные обозначения к Рисункам 3.4, 3.6 - 3.8

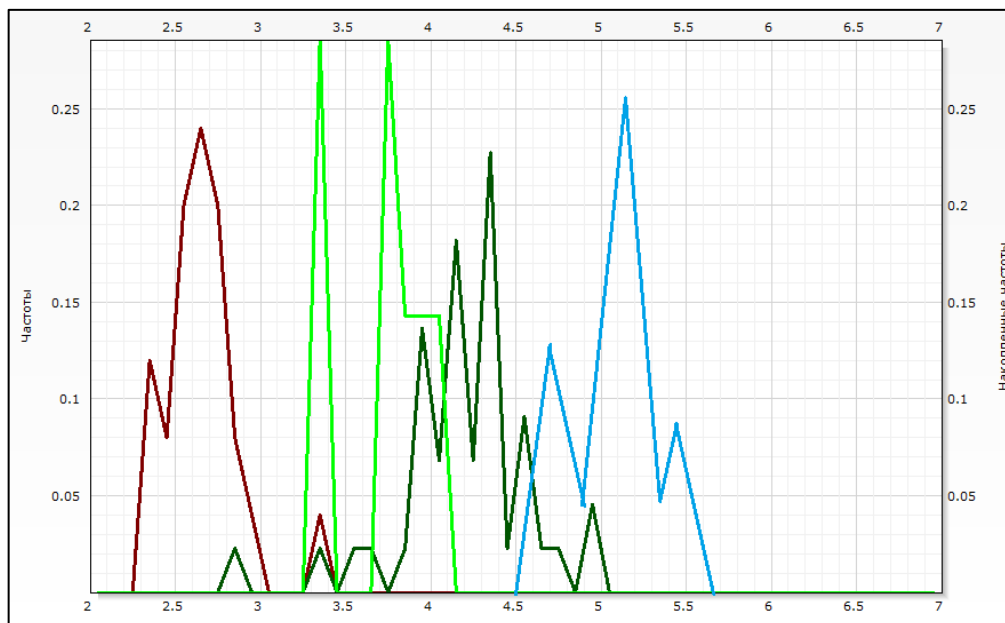


Рисунок 3.6 – Гистограмма распределения частот для НКТ

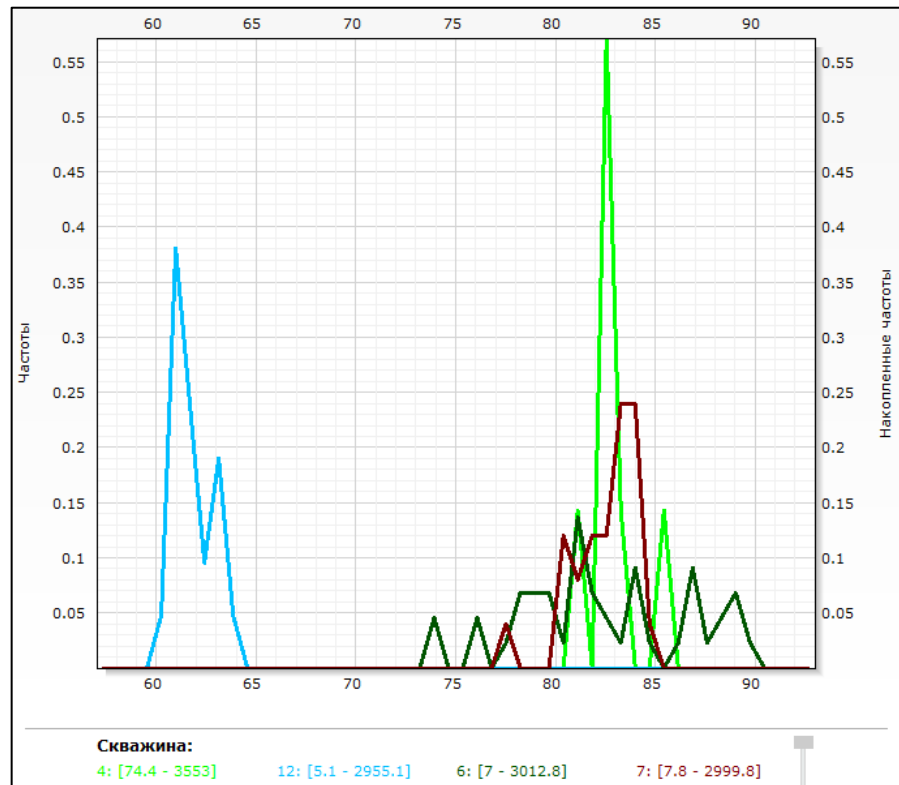


Рисунок 3.7 – Гистограмма распределения частот для АК

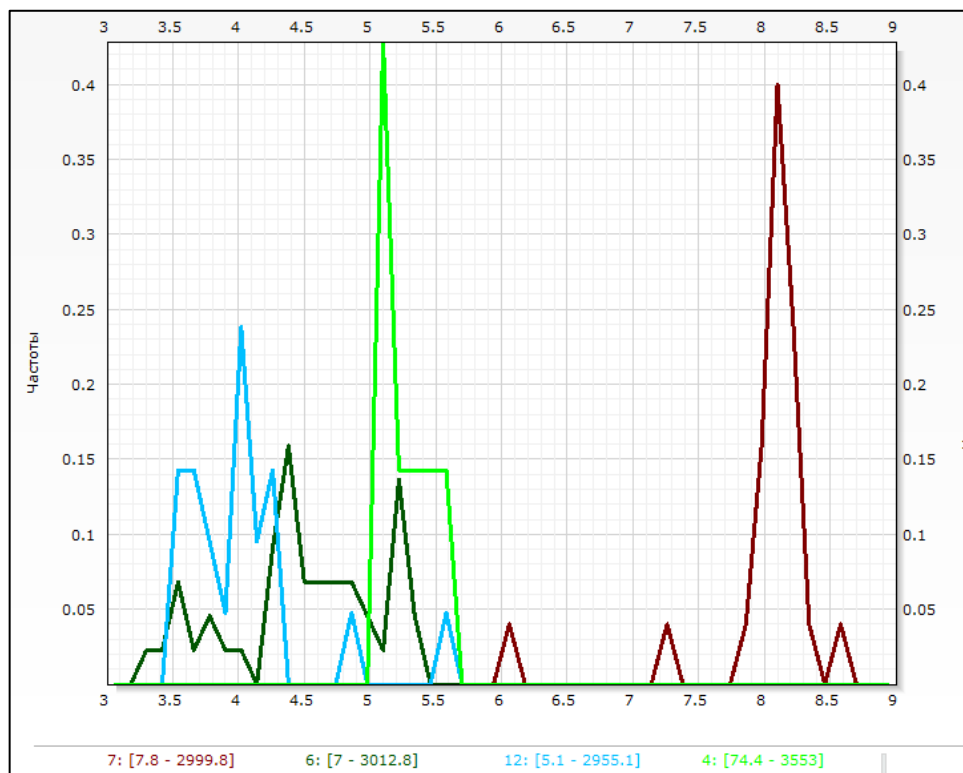


Рисунок 3.8 – Гистограмма распределения частот для ИК

Анализируя полученные гистограммы, можно сделать следующие выводы:

1. сильная заглинизированность низкоомных пластов, о чем свидетельствуют высокие показания ГК (6-10 мкР/ч);
2. высокие показания водородосодержания в низкоомных скважинах также свидетельствуют о глинизации разреза.
3. скважины (№№4, 6), расположенные в низкоомной зоне характеризуются величинами скорости продольной волны, сопоставимой с аналогичным параметром в скважине (№7) из нефтенасыщенной зоны.
4. низкоомные залежи обладают сопротивлениями, немного превышающими сопротивление водонасыщенной залежи (по ИК сопротивление примерно 4 – 5.65 Ом*м).

Для нахождения критериев низкоомности далее были построены кросс-плоты по выявленным каротажным кривым, которые приведены на Рисунках 3.9 - 3.11.

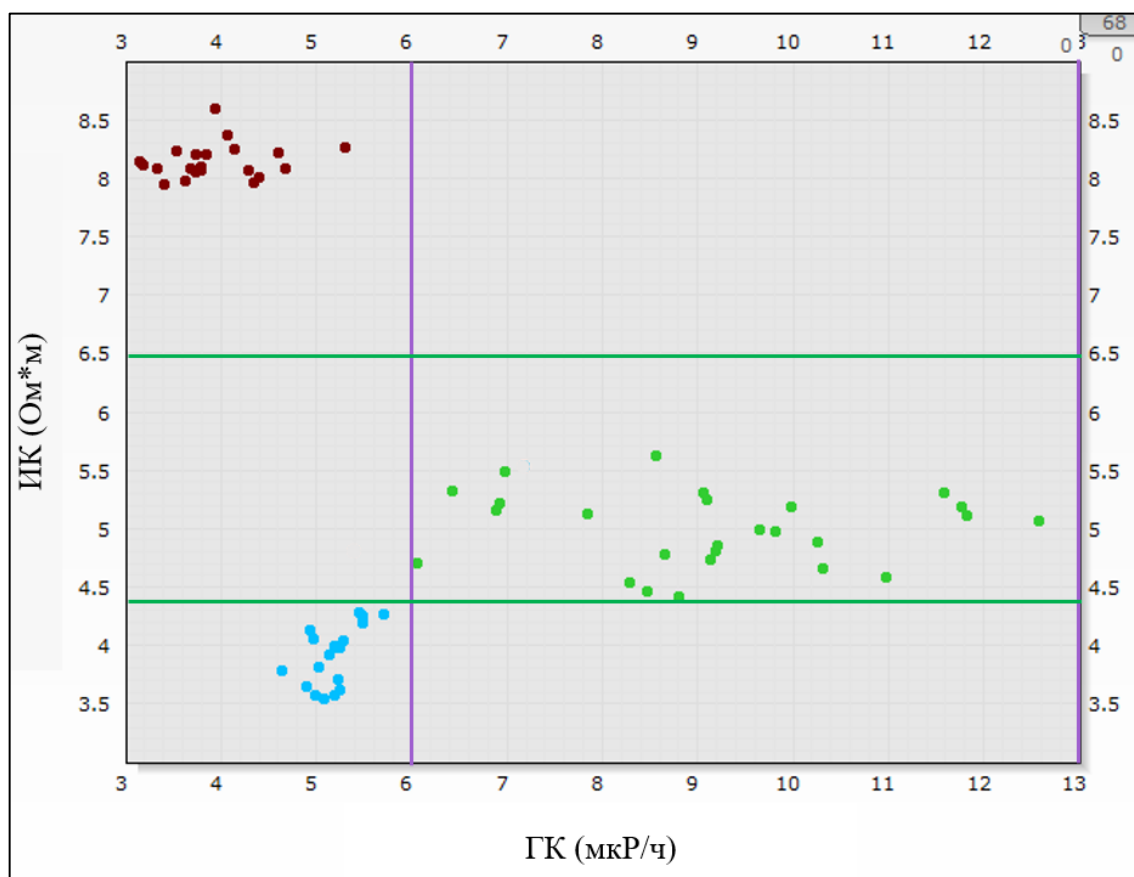


Рисунок 3.9 – Кросс-плот ГК от ИК

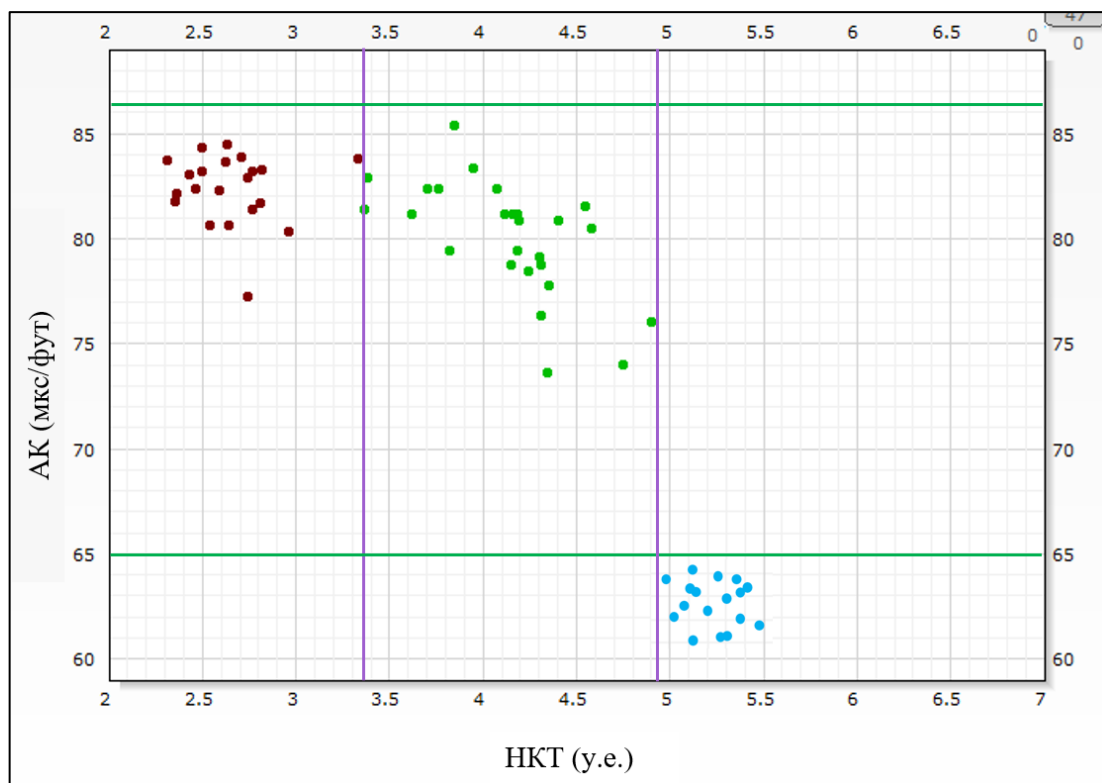


Рисунок 3.10 – Кросс-плот НГК от АК

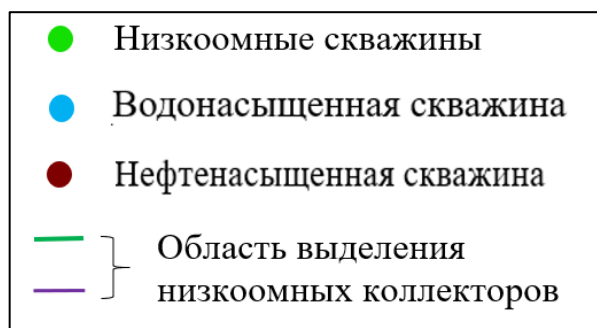


Рисунок 3.11 – Условные обозначения к Рисункам 3.9, 3.10

Таким образом были выделены критерии низкоомных залежей, которые приведены в Таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Области низкоомных коллекторов по геофизическим исследованиям

Тип геофизического исследования, по которому проводилось выделение	Единицы измерения каротажной кривой	Значение
ГК	мкР/ч	6-13
НКТ	у.е.	3,36-4,9
АК	мкс/фут	65-86,3
ИК	Ом*м	4,4-6,5

3.3 Анализ и интерпретация каротажных данных для выявления низкоомных залежей

Для подтверждения данных критериев на кросс-плоты были нанесены значения скважин, которые при начальной интерпретации по ГИС определялись как водонасыщенные, но не имели данных по притоку. Это скважины 1, 16 и 17. Полученные кросс-плоты представлены на Рисунках 3.12 и 3.13.

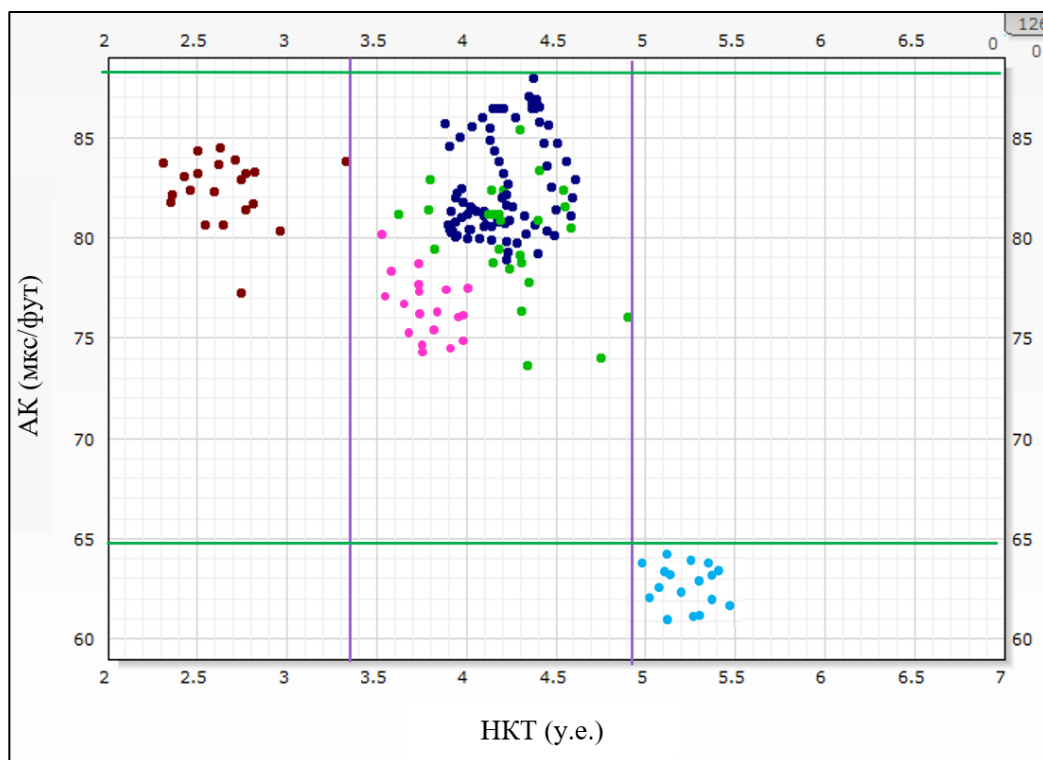


Рисунок 3.12 – Кросс-плот НГК от АК со скважинами без притока

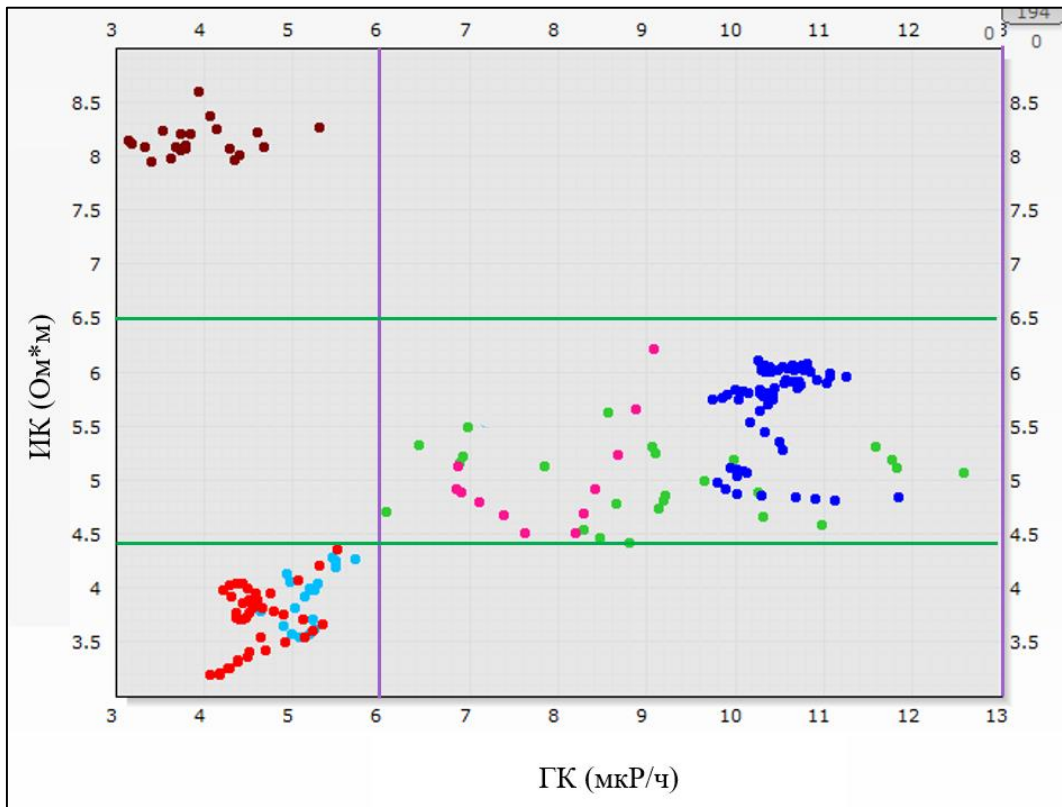


Рисунок 3.13 – Кросс-плот ГК от ИК со скважинами без притока

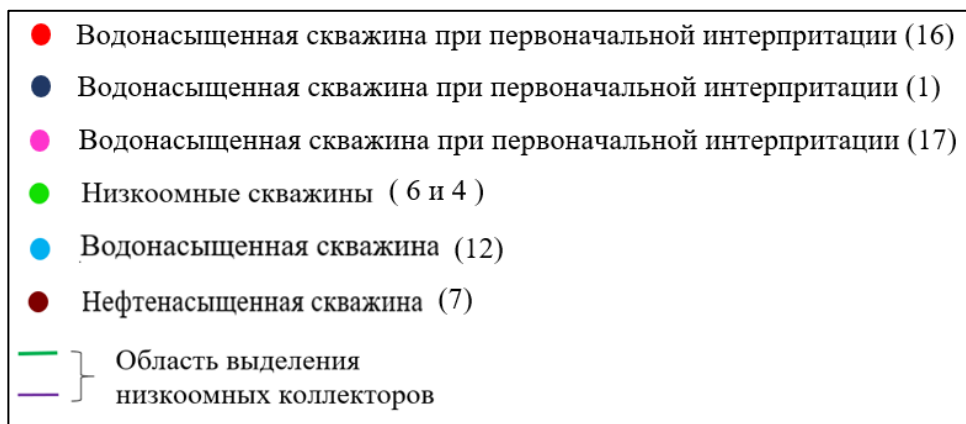


Рисунок 3.14 – Условные обозначения к Рисункам 3.12, 3.13

Как видно из полученных кросс-плотов залежи, вскрытые 17 и 1 скважинами относятся к низкоомным, а пласт, вскрытый 16 скважиной – к водонасыщенному.

Для того, чтобы не ошибиться при расчете свойств низкоомных залежей, необходимо правильно найти свойства типичных нефтенасыщенных

продуктивных областей исследуемого пласта ЮВ1_1. Такую нефтеносную залежь вскрывает 7 скважина, которая изображена на Рисунке 3.15.

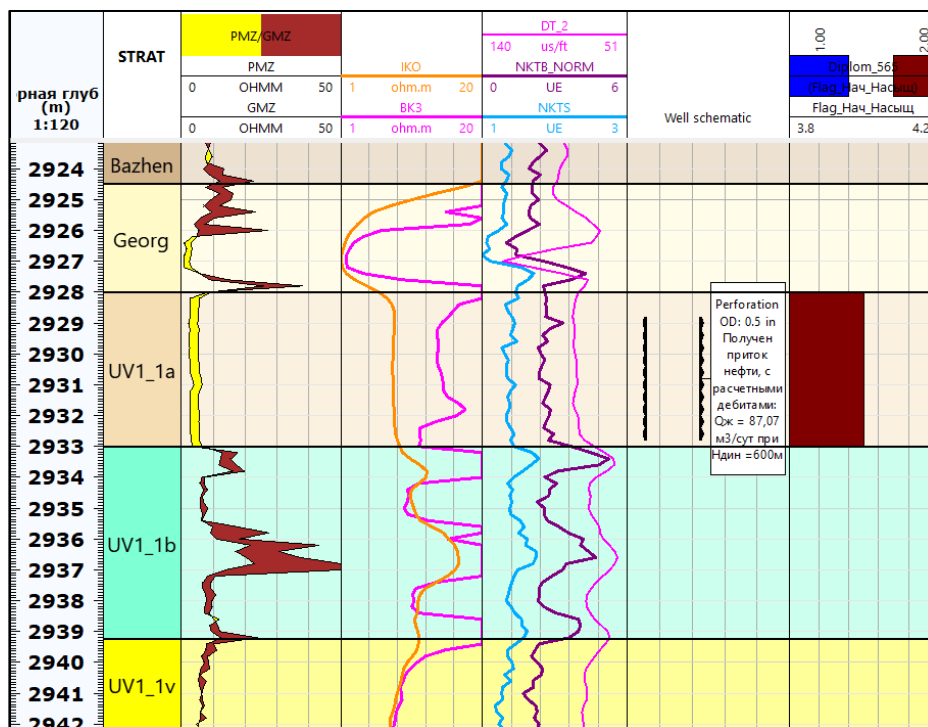


Рисунок 3.15 – Набор каротажных кривых скважины 7

Были построены различные модели глинистости для того, чтобы наиболее правильным образом рассчитать пористость залежи. Были получены следующие модели глинистости: Ларионова (old rocks), Штейбера, Клавье, Ларионова (tertiary rocks), линейная и глинистость рассчитанная при помощи кривой ПС, которые показаны на Рисунке 3.16.

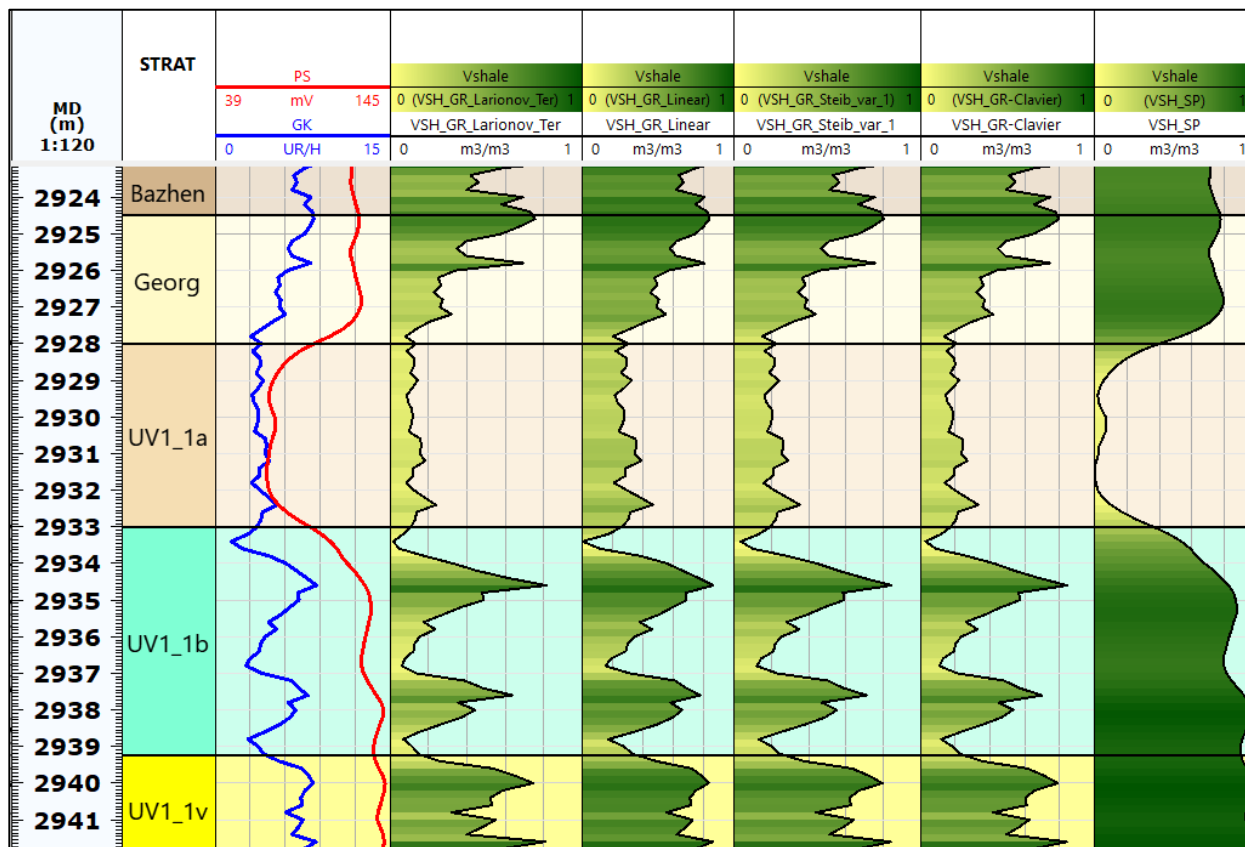
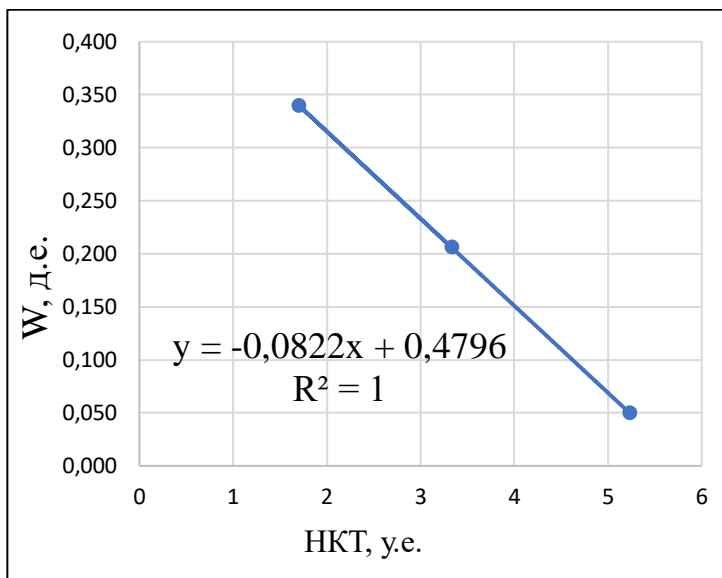


Рисунок 3.16 – Модели глинистости скважины 7

Следующим шагом была посчитана пористость, для этого использовался нейтронный каротаж. Вначале кривая НКТ из условных единиц была переведена в доли единиц, при помощи зависимости НКТ от керновых данных. Уравнение перевода представлено на Рисунке 3.17. Далее были рассчитаны несколько видов пористостей, каждой из которых соответствовала своя модель глинистости. Модели пористости приведены на Рисунке 3.18.

Уравнение, по которому производился расчет пористости представлено в формуле (3.1):

$$\text{Пористость} = 0.4796 - 0.0822 * \text{НКТ} - 0.3 * \text{Vsh} \quad (3.1)$$



	НКТ	Керн
	у.е.	д.е
Максимальное значение НКТ	5,23	0,050
Минимальное значение НКТ	1,7	0,34
Максимальная пористость по керну	3,33	0,206

Рисунок 3.17 – Нормализация пористости по нейтронному каротажу скважины 7

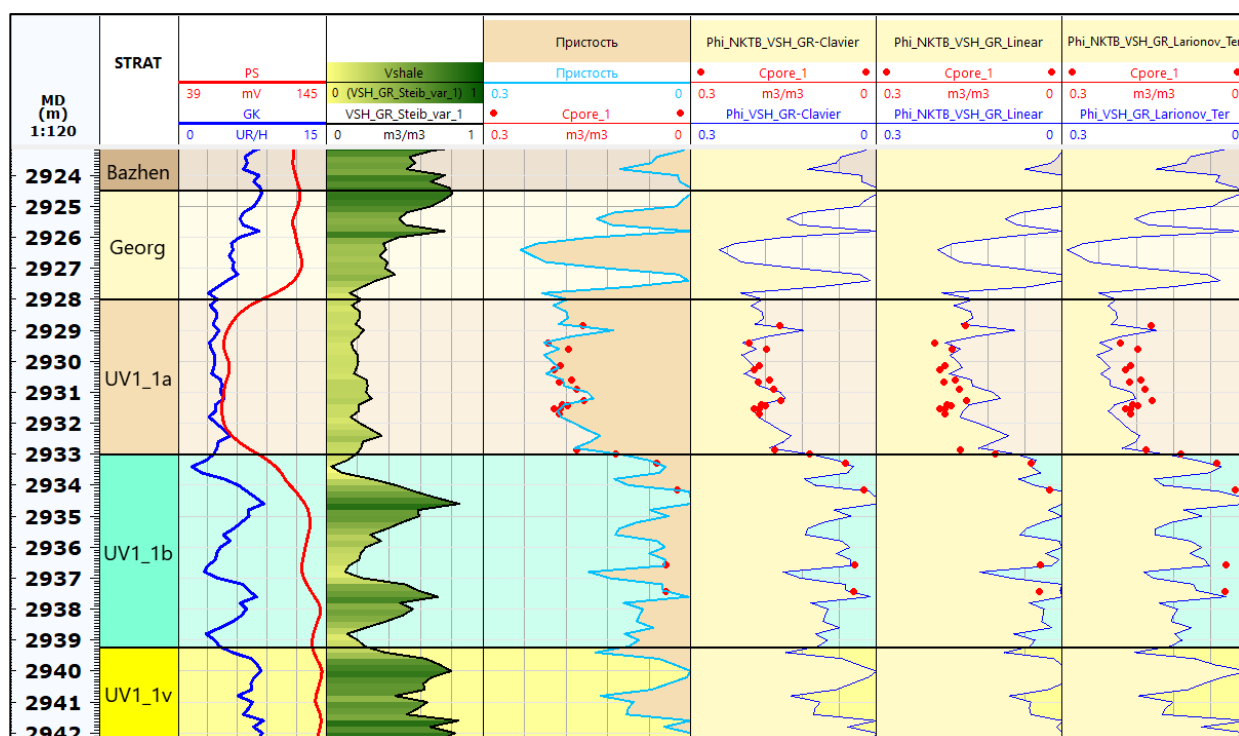


Рисунок 3.18 – Модели пористости скважины 7

По построенному кросс-плоту корреляции пористости ГИС-керна, представленному на Рисунке 3.19, было выявлено, что наилучшая модель глинистости – это модель Штейбера. Также были рассчитаны различные модели

водонасыщенности (Арчи, Симанду, Юхаса, Симанду модифицированная, Двойной глинистости) изображенные на Рисунке 3.20. Наиболее подходящей была выбрана модель Симанду, по которой и был построен кросс-плот с керновыми данными по водонасыщенности, представленный на Рисунке 3.21.

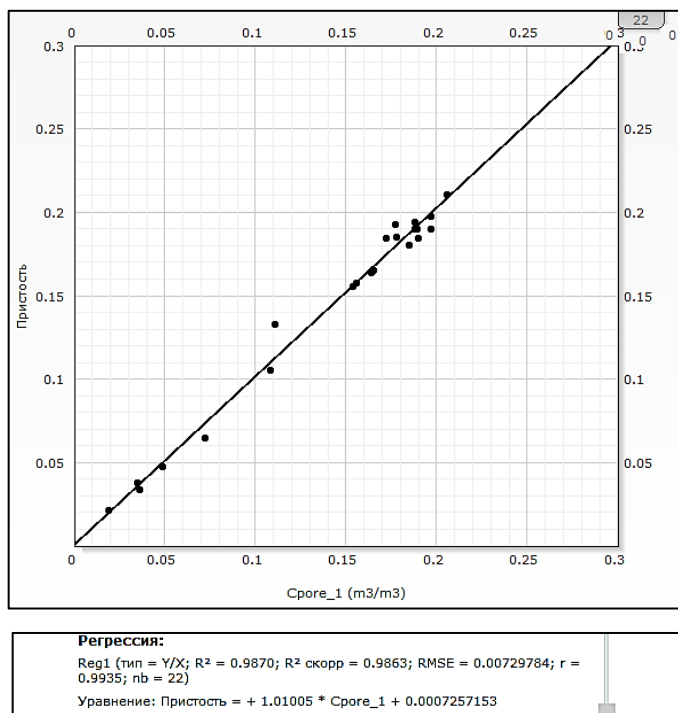


Рисунок 3.19 – Кросс-плот корреляции по пористости ($R^2 = 0.987$)

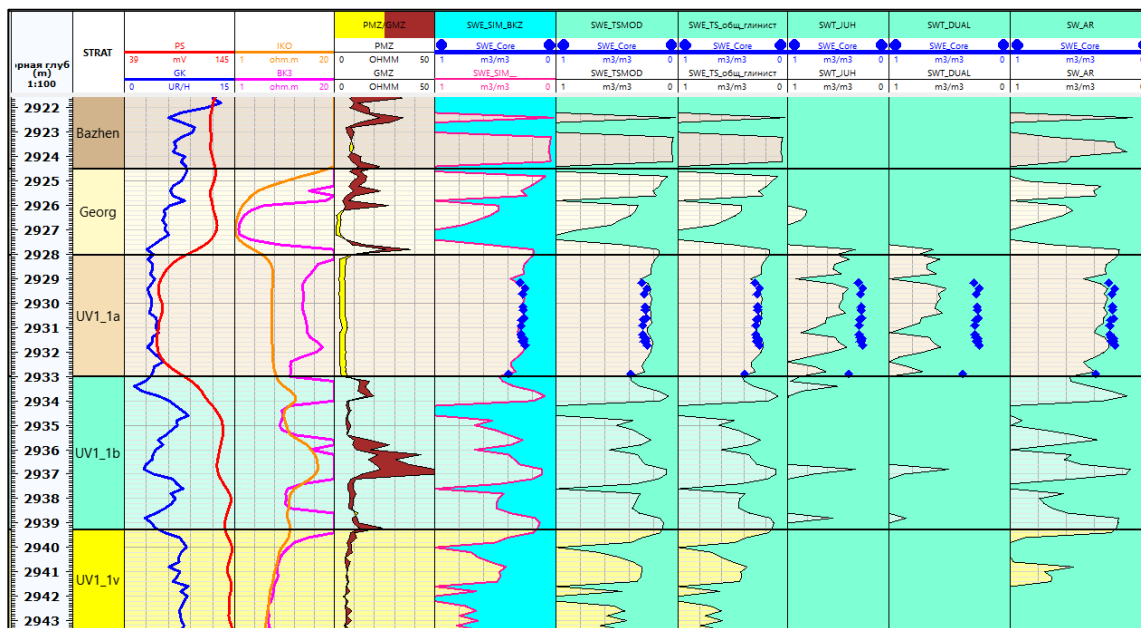


Рисунок 3.20 – Модели водонасыщенности скважины 7

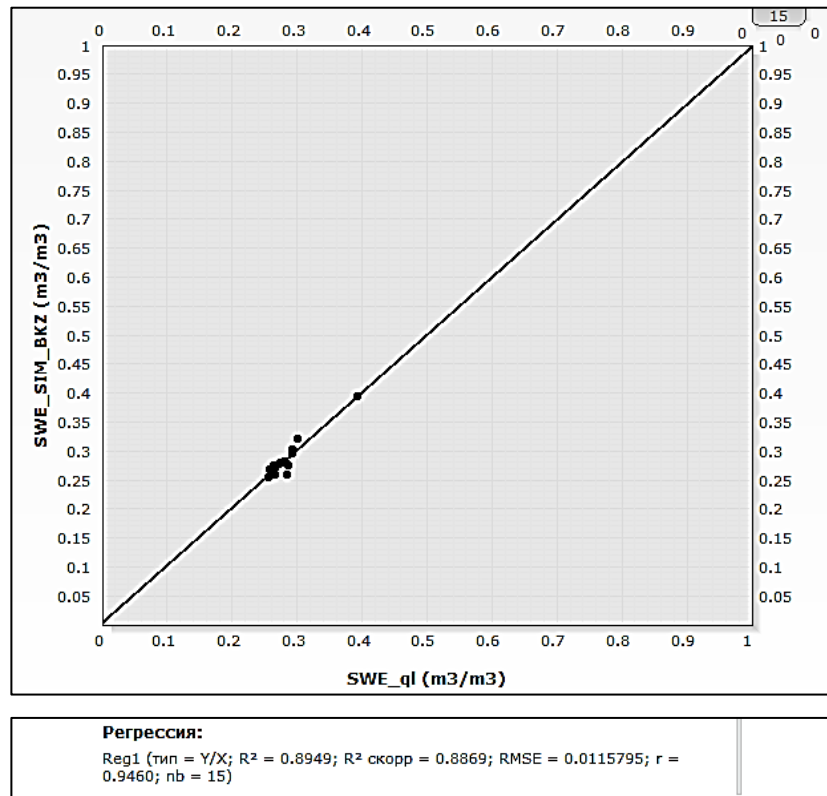


Рисунок 3.21 – Кросс-плоты корреляций по водонасыщенности ($R^2 = 0.895$)

Далее были рассчитаны свойства низкоомного коллектора по 6 скважине, изображенной на Рисунке 3.22.

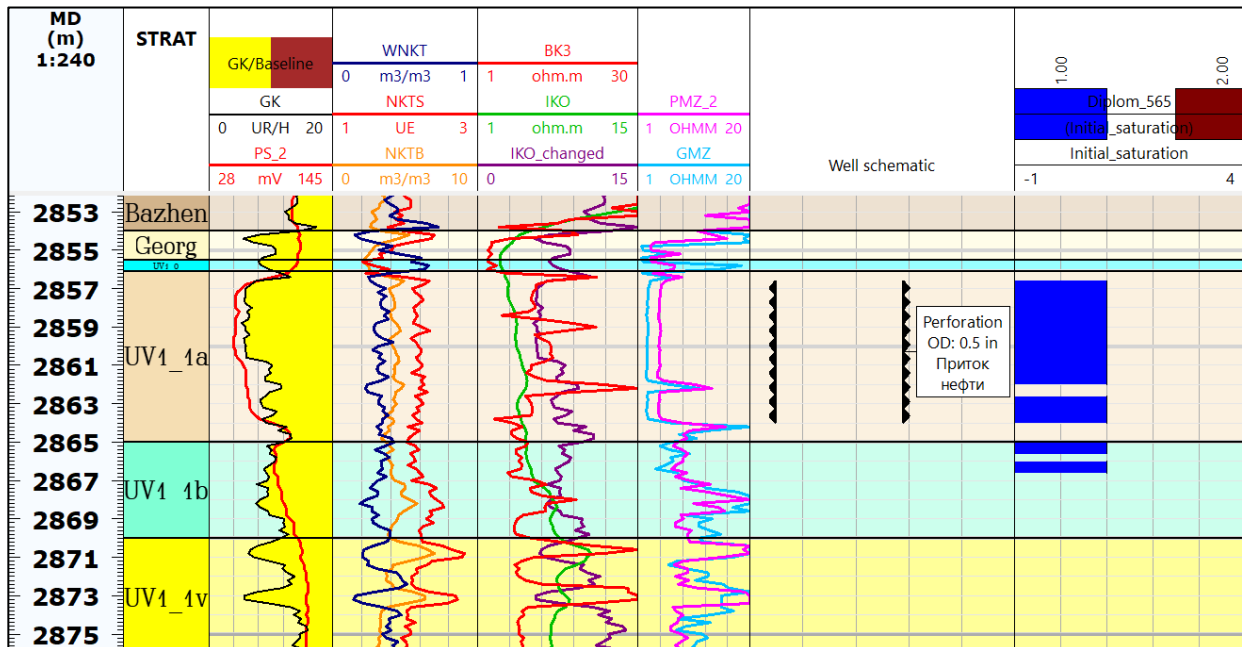


Рисунок 3.22 – Набор каротажных кривых скважины 6

Данная скважина была отнесена к низкоомной так как при первоначальной интерпретации была интерпретирована как водонасыщенная, но после опробования оказалось, что она насыщена нефтью. Для 6 скважины также были рассчитаны различные модели глинистости, пористости, приведенные на Рисунке 3.23.

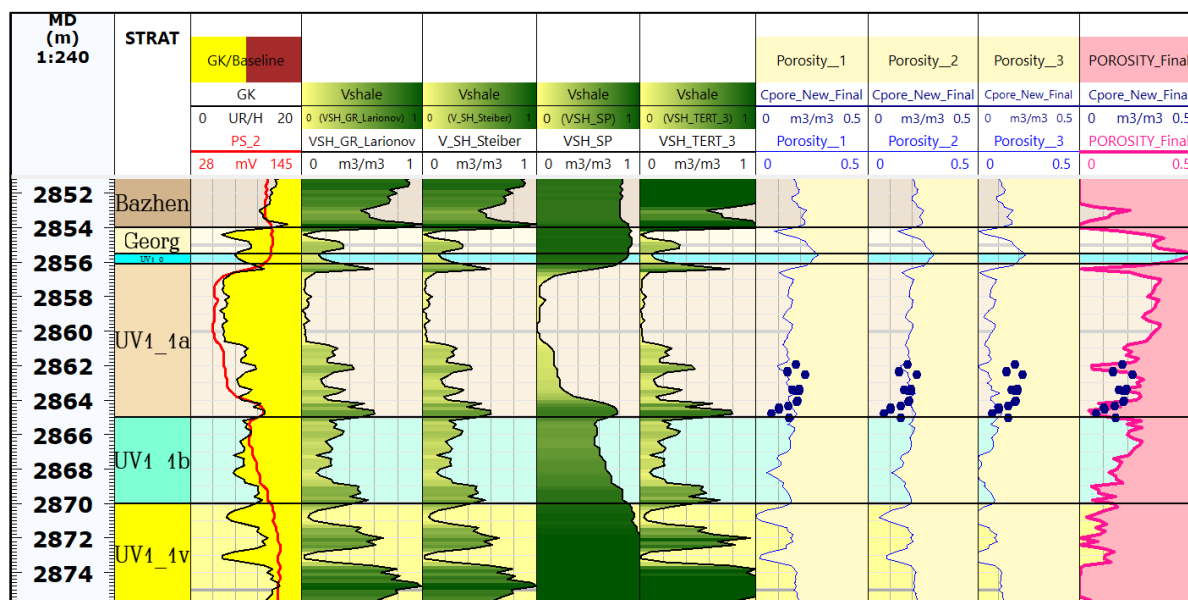
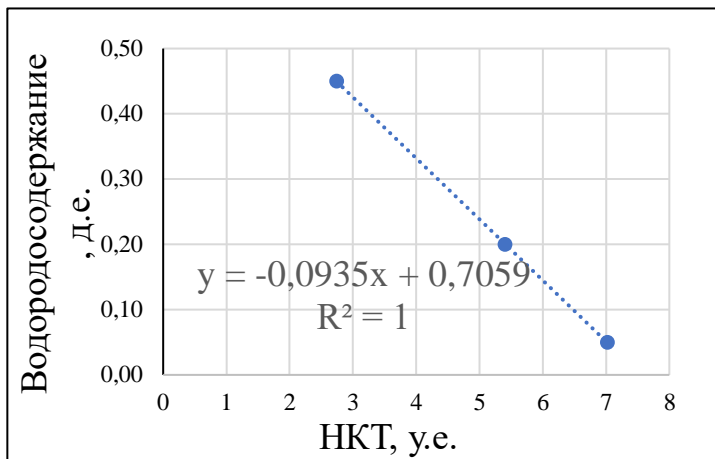


Рисунок 3.23 – Модели глинистости и пористости скважины 6

Пористость была рассчитана при помощи нормализованной кривой НКТ. На Рисунке 3.24 приведено уравнение перевода. Уравнение, по которому производился расчет пористости представлено в формуле (3.2):

$$\text{Пористость} = 0.4796 - 0.0822 * \text{НКТ} - 0.3 * \text{Vsh} \quad (3.2)$$



	НКТ	Керн
	у.е.	д.е
Максимальное значение НКТ	7,02	0,050
Минимальное значение НКТ	2,74	0,45
Максимальная пористость по керну	5,4	0,2

Рисунок 3.24– Нормализация пористости по нейтронному каротажу скважины 6

По построенному кросс-плоту корреляции пористости ГИС-керн, представленному на Рисунке 3.25, было выявлено, что наилучшая модель глинистости – это модель Ларионова. Далее при расчете пористости в остальных низкоомных коллекторах будем использовать данную модель глинистости.

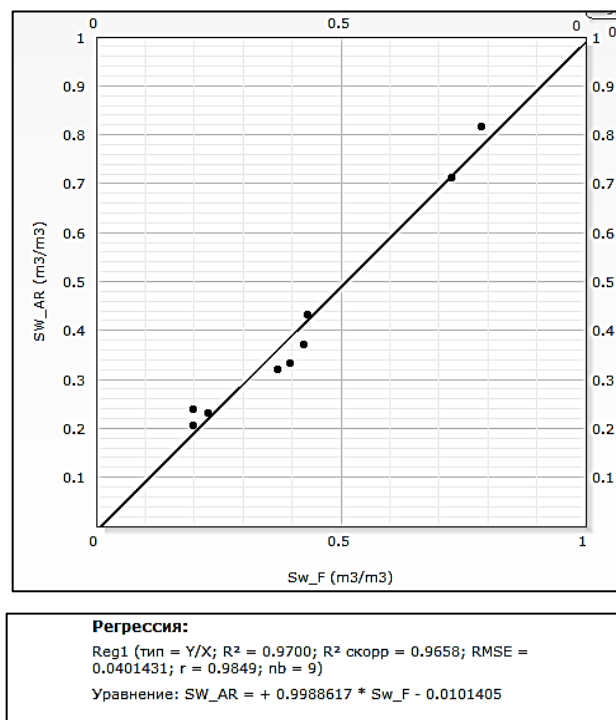


Рисунок 3.25 – Кросс-плоты корреляций по пористости скважины 6 ($R^2 = 0.97$)

Для корректного нахождения водонасыщенности в данной скважине необходимо скорректировать сопротивление, иначе расчеты приведут к изначальной неверной интерпретации скважины.

Корректировка сопротивления происходит в программе Techlog при помощи построения полилинейной регрессии, схема которой изображена на Рисунке 3.26. Расчет уравнения производится сразу для всех низкоомных скважин (6,4,1,17). Коррекция происходит при помощи выявленных ранее каротажных кривых, по которым возможно выделить низкоомные залежи — это ГК, НКТ и АК. Уравнение пересчета сопротивления ИК, представлено в формуле (3.3):

$$\log_{10}(\text{ИК}) = -0,000271144 * \text{АК} + 0,002627118 * \text{ГК} + 0,6627646 * \log_{10}(\text{НКТ}) + 0.3533946 \quad (3.3)$$

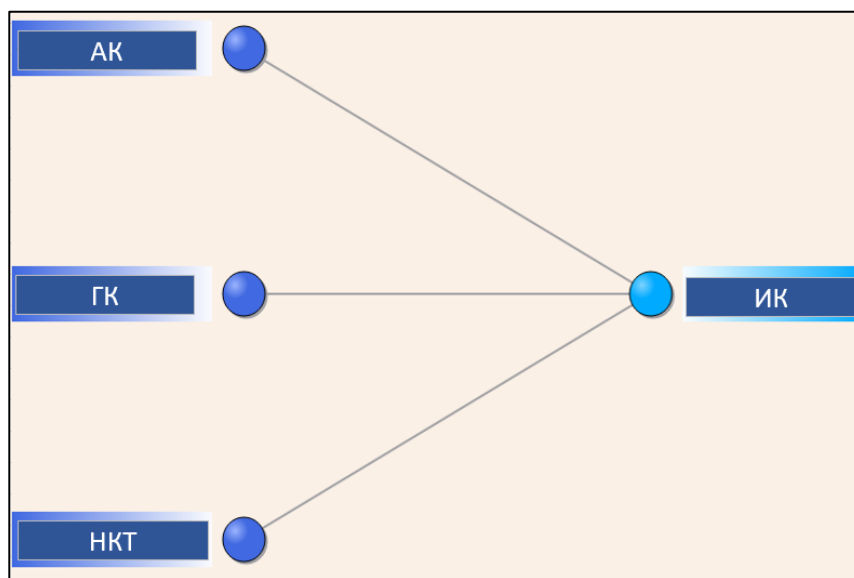


Рисунок 3.26– Схема полилинейной регрессии

Новое значение ИК и рассчитанные по нему модели водонасыщенности для скважины 6 располагаются на Рисунке 3.27.

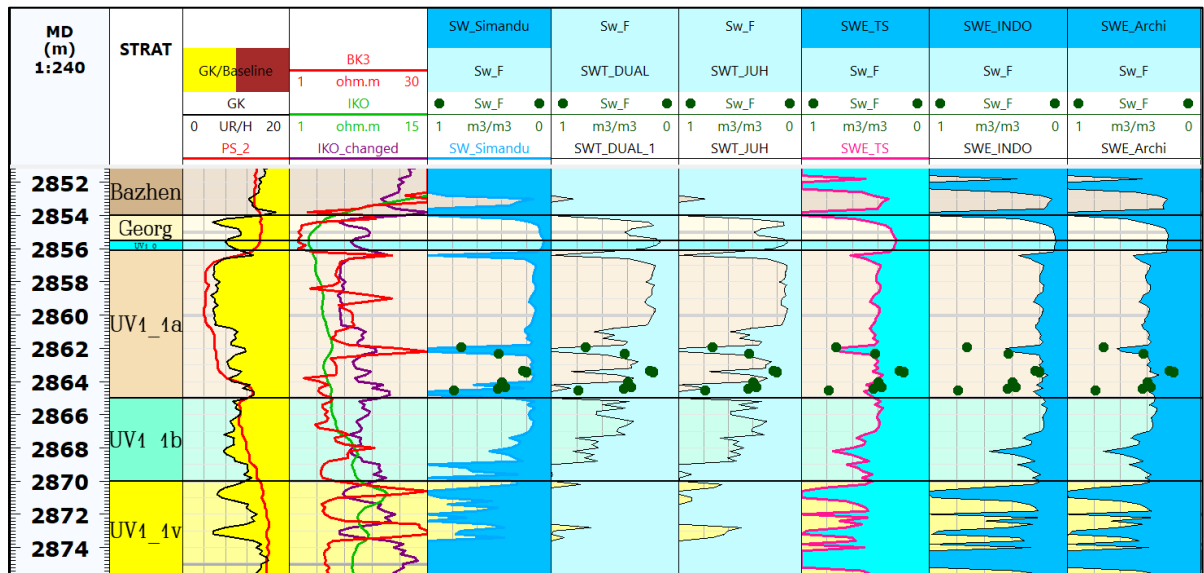


Рисунок 3.27 – Модели водонасыщенности скважины 6

Наиболее подходящей моделью водонасыщенности была выбрана модель Симанду, по которой и был построен кросс-plot с керновыми данными по водонасыщенности, представленный на Рисунке 3.28.

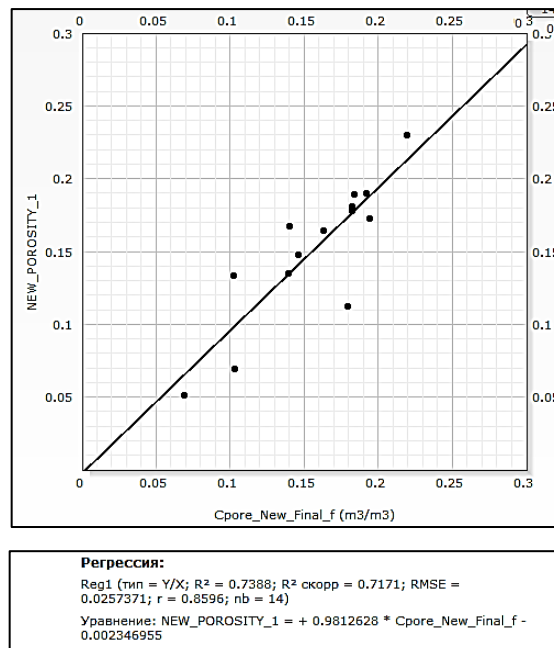


Рисунок 3.28 – Кросс-плоты корреляций по водонасыщенности скважины 6
($R^2 = 0.73$)

Таким образом после перерасчета сопротивления интерпретация водонасыщенности стала показывать истинную насыщенность коллектора нефтью, что изображено на Рисунке 3.30.

Для оценки ФЕС остальных низкоомных коллекторов была проведена нормализация НКТ, так как остальные скважины за исключением 17 не имеют данных об отборе керна. Эталонной скважиной была выбрана 6. Нормализованные кривые НКТ, представлены на Картинке 3.31.

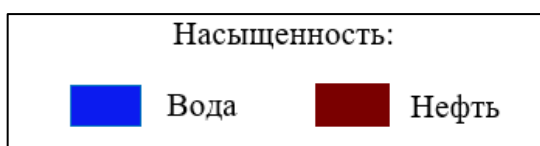


Рисунок 3.29 – Условные обозначения для Рисунка 3.31

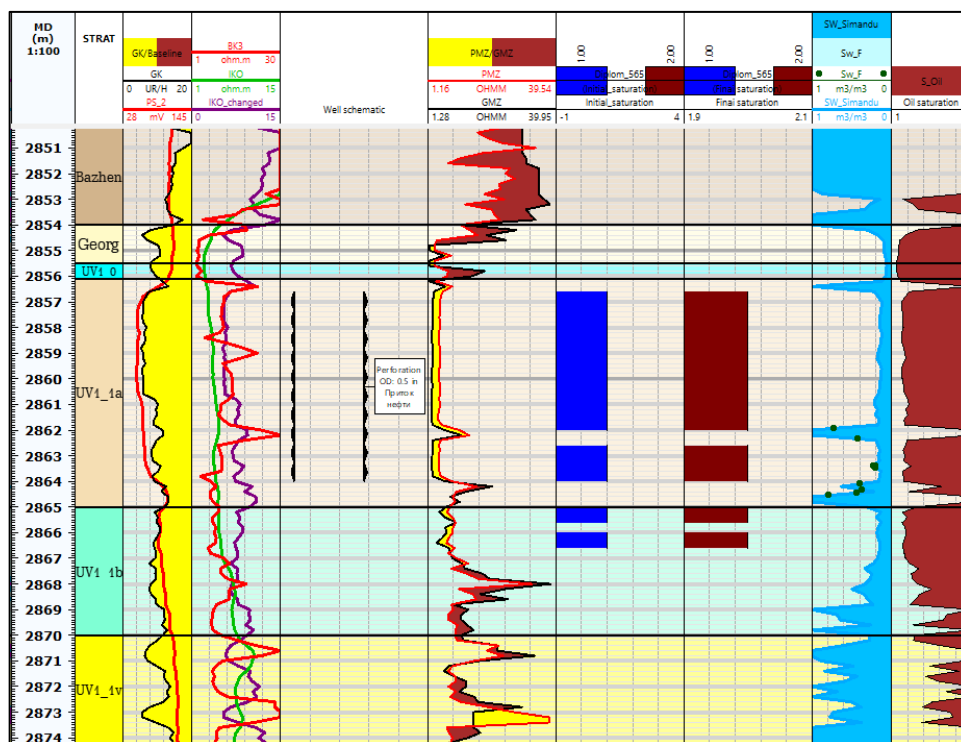


Рисунок 3.30 – Планшет скважины 6 с начальной и пересчитанной насыщенностями

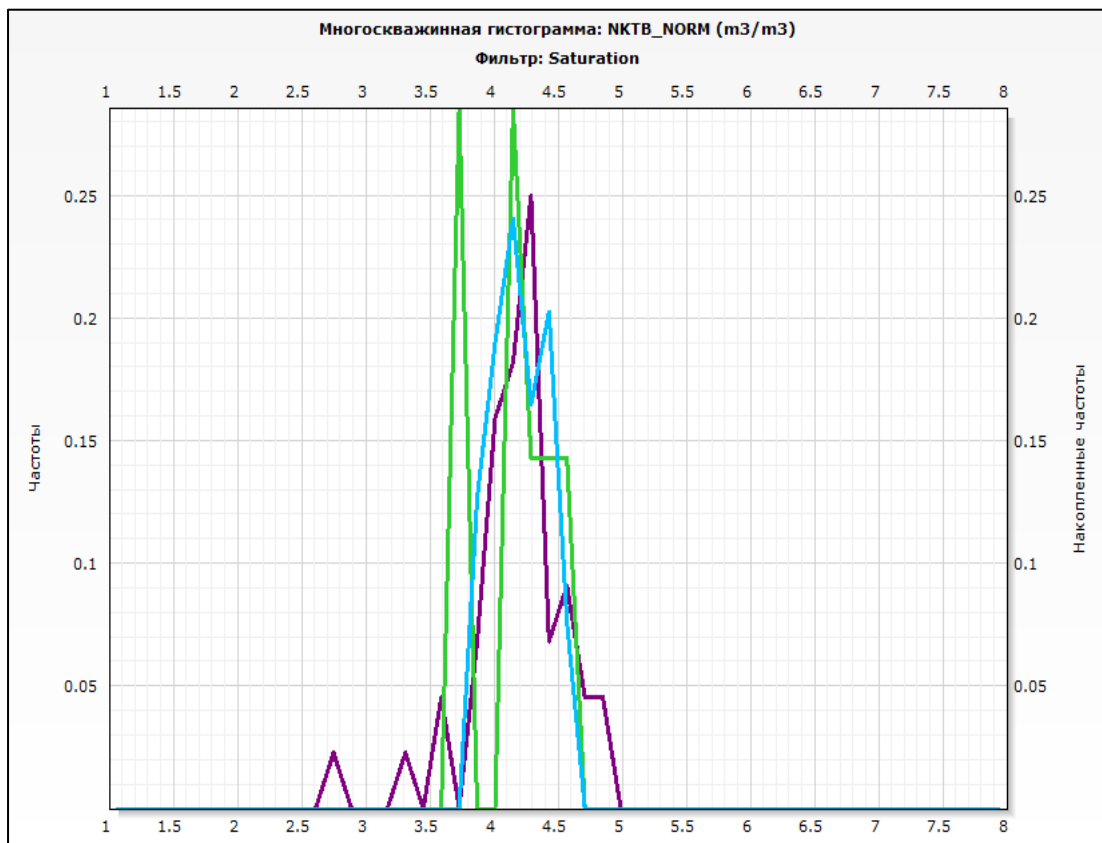


Рисунок 3.31 – Гистограммы для нормализации НКТ

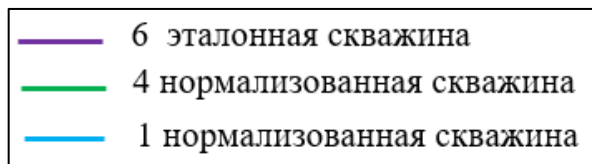


Рисунок 3.32 – Условные обозначения для Рисунка 3.32

Далее в скважинах 4 и 1 по нормализованным значениям НКТ были рассчитаны пористость и по пересчитанному значению ИК водонасыщенность, планшеты данных скважин изображены соответственно на Рисунках 3.33 и 3.34. На данных планшетах также изображены начальная и рассчитанная насыщенности.

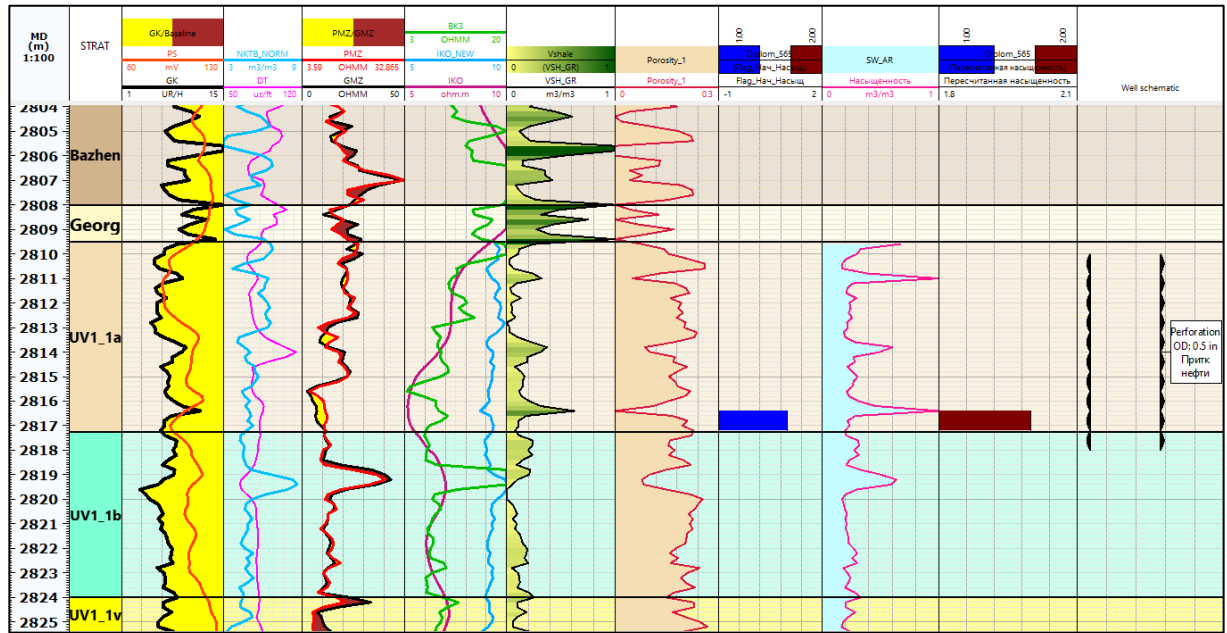


Рисунок 3.33 – Планшет скважины 4

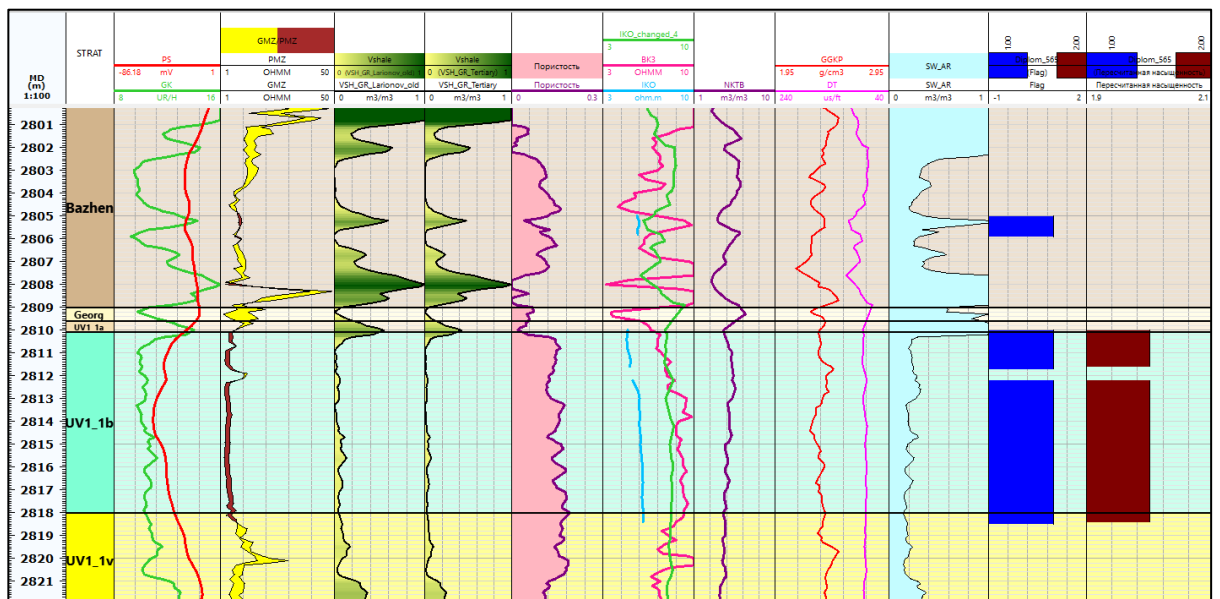


Рисунок 3.34 – Планшет скважины 1

В 17 скважине пористость была рассчитана по начальной кривой НКТ, которая сначала была переведена из условных единиц в доли единиц, при помощи керновых данных. Уравнение перевода представлено на Рисунке 3.35. Далее была рассчитана модель пористости. Уравнение, по которому производился расчет пористости представлено в формуле (3.4):

$$\text{Пористость} = 0.4213 - 0.0372 \cdot \text{НКТ} - 0.3 \cdot V_{sh} \quad (3.4)$$

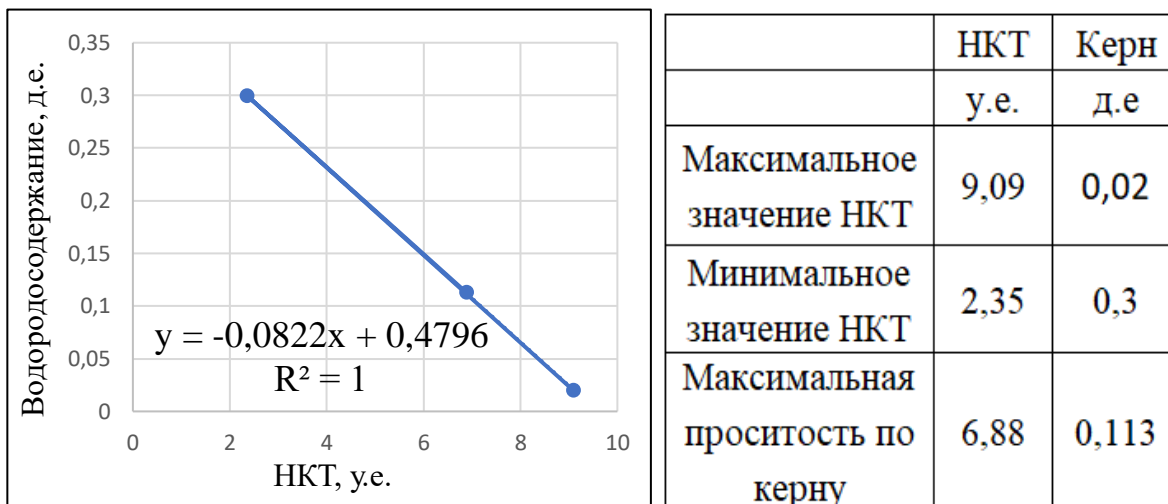


Рисунок 3.35– Нормализация пористости по нейтронному каротажу скважины 17

Модель водонасыщенности Симанду была рассчитана по новой полученной кривой ИК. Кросс-плоты корреляции по водонасыщенности и пористости располагаются на Рисунке 3.36. Планшет с глинистостью, пористостью и водонасыщенностью скважины 17 представлен на Рисунке 3.37.

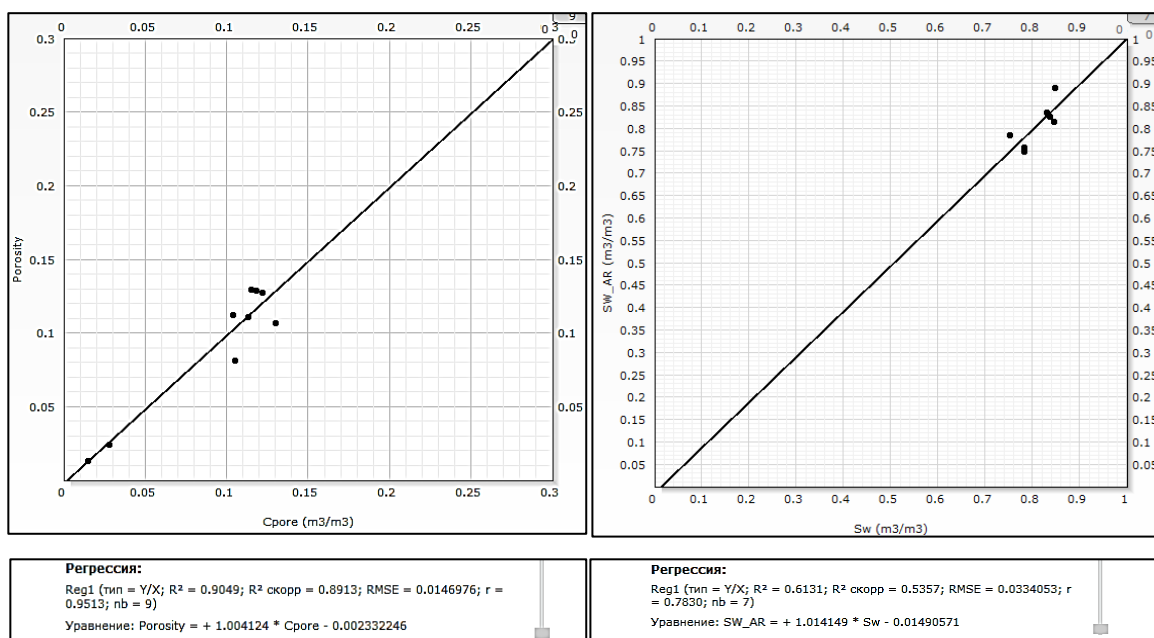


Рисунок 3.36 – Кросс-плот корреляции по пористости и водонасыщенности скважины 17 ($R^2 = 0.905$ и $R^2 = 0.613$)

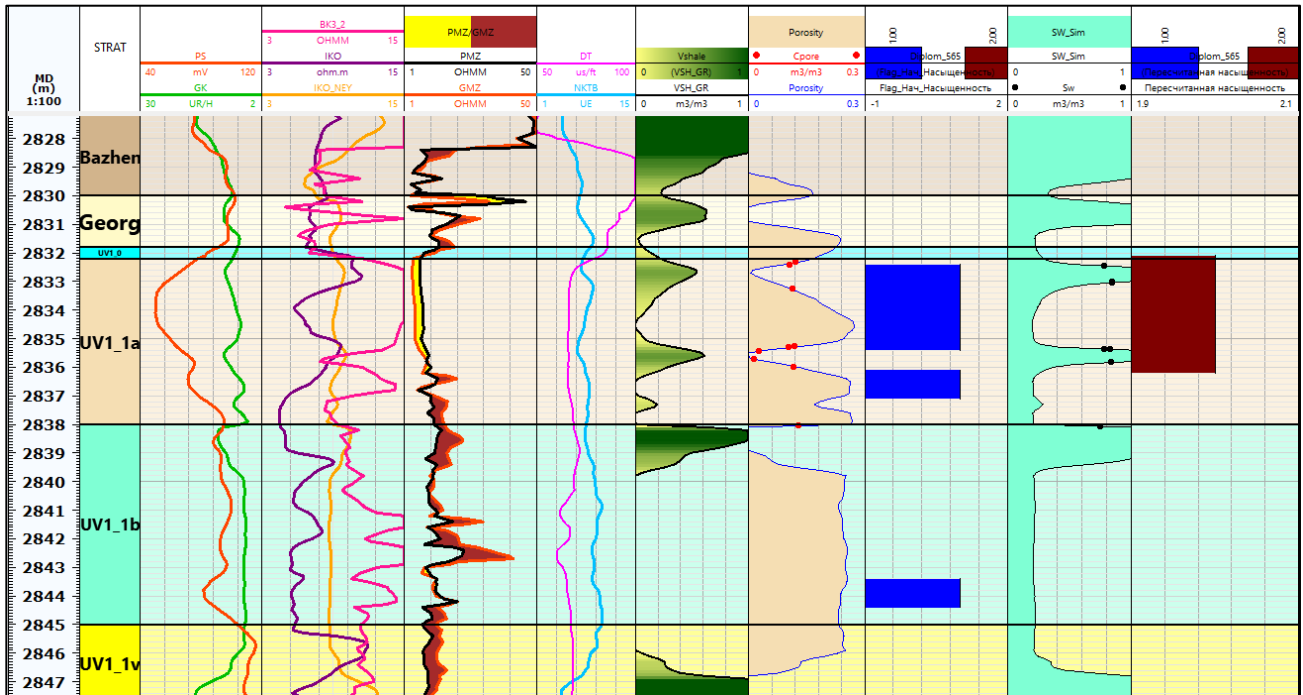


Рисунок 3.37 – Планшет скважины 17

Исходя из вышеприведенных результатов интерпретации скважин можно сделать вывод о работоспособности приведенной методики выявления низкоомных коллекторов. Сама методика интерпретации скважин данного месторождения в которых не было проведено перфорации представлена на Рисунке 3.38.



Рисунок 3.38 – Схема методики выделения и оценки ФЕС низкоомных коллекторов

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В Таблице 4.1 приведены исходные данные для проведения экономического анализа планируемых на месторождении мероприятий. Исходя из полученных результатов в предыдущей главе, проведение перфорационных работ требуется в двух скважинах.

Таблица 4.1 – Исходные данные экономического анализа

С (стоимость одной операции перфорации), млн. руб.	1.0
N (количество операций по перфорации), шт	2

Первоначально необходимо узнать затраты на перфорацию в скважинах с прогнозируемым притоком нефтяного флюида. Расчет произведен по формуле 4.1.

$$Z = C \cdot N \quad (4.1)$$

Где, Z – общие затраты на перфорацию, млн.руб;

C – стоимость одной операции перфорации, млн. руб; N – количество операций по перфорации, шт

$$Z = 1.0 \cdot 2 = 2 \text{ млн.руб.}$$

В Таблице 4.2 отражены параметры для подсчета запасов с возможной вариацией значений.

Таблица 4.2 – Исходные данные для подсчета запасов

	Мин .	Ср. знач.	Мак с.
GRV (объем породы), ·10 ⁸ м ³	11/1 7	12.6/1 9	13/ 20
N/G (песчанистость), д.е.	0.44 3	0.625	0.7 14
φ (пористость), д.е.	0,14 3	0,164	0,1 89
So (нефтенасыщенность), д.е.	0,50	0,64	0,7 4
Bo (коэффициент объемного расширения нефти), д.е.	1.26	1.254	1.2 5

Подсчет запасов ведется по формуле 4.2.

$$STOIP = \frac{GRV * N/G \cdot \varphi \cdot So}{Bo} \quad (4.2)$$

Где, STOIP – объем нефти в пласте, (куб.м); GRV – общий объем пород (куб.м);

N/G – песчанистость (доли ед.);

φ – пористость (доли ед.);

So – нефтенасыщенность (доли ед.);

Bo – объемный коэффициент (доли ед.).

Запасы при исходной интерпретации и при переинтерпретации ГИС, также КИН (средний для Западной Сибири), прогнозируемая цена на нефть и прогнозируемая прибыль отражены в Таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Экономический анализ

		Ми н.	Ср. знач.	Макс.
Балансовые запасы, млн. м ³	Исходная интерпретация ГИС	24, 4	32,5	41,2
	Переинтерпретация ГИС	28, 8	38,1	47,4
Извлекаем ые запасы, млн. м ³	Исходная интерпретация ГИС	3,6 6	7,15	18,7
	Переинтерпретация ГИС	4,6 2	8,382	12,798
КИН		0.1 5	0.22	0.27
Цена на нефть, \$/баррель		66, 7	69,135	71,5 7
Курс доллара к рублю, руб./долл..		71, 1	72,41	73, 2
Прибыль, млрд. руб.	Исходная интерпретация ГИС	2.6 04	7.875	15.735
	Переинтерпретация ГИС	3.0 73	9,231	18,103

В результате проведенной повторной интерпретации ГИС с учетом низкоомности коллекторов прогнозируемая прибыль с добычи извлекаемых запасов составляет 9,231 млрд. руб., в то время как при исходной интерпретации эта сумма составляет 7.875 млрд. руб.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В настоящей диссертационной работе рассматривается вопрос о влиянии ряда причин на сопротивление нефтенасыщенных коллекторов и ведется разработка методики интерпретации низкоомных залежей. В ходе работы были проведены опробование различных моделей глинистости, пористости и насыщенности, определены оптимальные модели и выполнена их корректировка. Расчёты осуществлялись с помощью специализированного программного обеспечения, установленного на персональном компьютере (ПК). Основной областью применения результатов работы может быть любое подразделение нефтегазовой отрасли, связанное с подсчетом запасов на новых или уже разрабатываемых месторождениях.

5.1 Производственная безопасность

Место проведения работы находится в 227 аудитории ЦППС НД, расположенного на втором этаже 19-го корпуса Томского Политехнического университета. Площадь аудитории составляет 23 м², а площадь рабочего пространства 4 м². Общее количество стационарных компьютеров составляет семь штук. В аудитории предусмотрено естественное освещение через оконные проемы и искусственное посредством потолочных растровых светильников с холодным типом освещения. Циркуляция воздуха в помещении осуществляется принудительной системой вентиляции или открытием окон для проветривания в летний период. В холодные периоды года, обогрев помещения осуществляется системой центрального отопления. В учебной аудитории проходит ежедневная уборка. Как факт можно сказать, что помещение соответствует основным требованиям Санитарных правил и норм.

Выявление вредных и опасных факторов, характерных для рассматриваемого рабочего места осуществлялось по ГОСТу 12.0.003-74 (Таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ на персональном компьютере

Источник фактора	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
<p>Работа на персональном компьютере: 1. Построение гидродинамической модели; 2. Поиск и обработка информации/данных</p> <p>Работа на персональном компьютере: 1. Построение гидродинамической модели; 2. Поиск и обработка информации/данных</p>	повышенная температура поверхностей ПК	выделение в воздух рабочей зоны ряда химических веществ	<p>ГОСТ 12.0.003-74 ГОСТ 12.1.019-79 ГОСТ 12.1.030-81 СНиП 23-05-95 СанПин 2.2.4-548-96 ГОСТ 12.1.005-88</p>
	повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны	повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание	
	повышенная или пониженная влажность воздуха	повышенный уровень статического электричества	
	повышенный или пониженный уровень отрицательных и положительных аэроионов	повышенный уровень электромагнитных излучений	
	отсутствие или недостаток естественного света	повышенная напряженность электрического поля	
	недостаточная искусственная освещенность рабочей зоны		
	повышенная яркость света		
	повышенная контрастность		
	прямая и отраженная блескость		
	зрительное напряжение		
	монотонность трудового процесса		
	нервно-эмоциональные перегрузки		

Работа на ПК связана с постоянным и существенным напряжением глаз, Одним из основных отличий является иной принцип чтения информации, чем при обычном чтении. При обычном чтении пользователь анализирует текст с бумаги,

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

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

Ещё одним распространённым вредным фактором работы на ПК являются жалобы на боли в спине, шейном отделе позвоночника и кистей рук. Основной причиной их появления является наличие повышенных статических и динамических нагрузок. По некоторым данным, при выполнении операции ввода данных, количество движений, совершаемых мышцами и суставами кистей, может достигать до шестидесяти тысяч, что, согласно гигиенической классификации, относят к категории вредных и опасных условий труда. Постоянное взаимодействие сухожилий, костей и мышц часто сопровождается появлением воспалительных процессов, которые имеют название тендиниты (травмы повторяющихся нагрузок). Боли в спине и шейном отделе часто называют «синдромом длительных статических нагрузок» (СДСН). Другой причиной СДСН является длительное проведение время «сидя». Такое физическое положение тела приводит к сильному перенапряжению мышц спины и ног, застойным явлениям в тазобедренном суставе. В свою очередь, последние вызваны

отсутствием соблюдения правил и норм подготовки рабочего места.

Примером таких нарушений является неправильное положение высоты стола, сидения или спинки кресла, неудобное или нерациональное месторасположение монитора, клавиатуры или другой офисной техники. Для существенного ослабления влияния вышеописанных физических отклонений рекомендуется проводить частые перерывы и эргономические усовершенствования для повышения удобства.

Третьим наиболее влиятельным фактором является действие на организм человека электромагнитных полей (ЭМП), создаваемых ПК. Воздействие электромагнитного поля можно поделить на специфическое и тепловое. Специфическое воздействие ЭМП связано с биохимическими изменениями клеток и тканей организма, особенно центральной и сердечно-сосудистой системы. Обычными симптомами при этом является повышенная возбудимость нервной системы, нарушение сна, эмоционально подавленное состояние.

Хроническими симптомами являются головная боль, утомляемость, общее ухудшение самочувствия, брадикардия. Тепловое воздействие ЭМП связано с локальным избирательным нагревом частей тела. Тепловое воздействие происходит в результате перехода электромагнитной энергии в тепловую. При этом, интенсивность нагрева зависит как от величины энергии ЭМП, так и от части тела, откуда происходит отвод тепла. Перегрев в основном наблюдается в частях, где отсутствует хорошее кровообращение. Такими местами могут быть хрусталик глаза, печень, поджелудочная железа и половые органы, содержащие жидкость (мочевой пузырь). Уменьшение воздействия ЭМП в данный момент является крупной проблемой [39].

5.2 Экологическая безопасность

Целью данного раздела является оценка воздействия работ нефтегазового предприятия на окружающую среду. Известно, что разработка месторождений полезных ископаемых сопровождается изменениями экосистем: атмосферы, гидросферы, литосферы,

Загрязнение атмосферы происходит с первых дней начала работ на самом месторождении, Эти загрязнения связаны как с организованными, так и с неорганизованными источниками. Организованные источники загрязнения характеризуются стационарностью своего положения, в то время как неорганизованные источники необязательно являются неподвижными, Первичным источником загрязнений атмосферы являются выхлопные газы от пребывающей строительной и рабочей техники. Также, большой вред атмосфере наносят лакокрасочные работы, которые преобладают при обустройстве месторождения [40]. Позже, основными источниками загрязнения становятся резервуары с нефтепродуктами, выхлопы котельных и нефтегазоперерабатывающих заводов и др. Для уменьшения воздействия деятельности нефтедобывающего предприятия на атмосферу, для стационарных источников устанавливаются различные фильтры, автомашины и строительную технику переоборудуют для работы на газовом топливе, которое считается более экологически чистым, законодательной деятельностью контролируется количество сжигаемого газа и т.д.

Загрязнение гидросферы связано с загрязнениями как поверхностных, так подземных вод, При этом, конечно, наибольшему воздействию подвергаются поверхностные воды, Такое воздействие связывают с нарушениями первичного растительно-почвенного покрова, что приводит к разрушению естественного гидродинамической системы, Работа строительной техники в затопляемых частях или непосредственно на самих водных объектах ведёт к прямому загрязнению природных водоемов как в результате деятельности, так и

загрязнений нефтепродуктами от агрегатов самой техники. Большое воздействие на гидросферу также оказывает неправильно построенная система сбора дождевой, талой и производственных вод. Каждый из этих типов вод должен собираться и подвергаться отдельному типу очистки с применением различных химических веществ. Для борьбы с последствиями загрязнений гидросферы необходимо принятие мер по уменьшению работ и строительству дорог около открытых водоемов, созданию водоохраных зон, организации замкнутого цикла сбора воды и принятие мер по восстановлению первоначального состояния гидросферы [46].

Из вышеописанного становится понятным, что последовательное воздействие на атмосферу и гидросферу в конечном счёте приводит к влиянию на литосферу. Кроме этого, организация и обустройство месторождения сопровождается обширным отводом земель, удалению богатого органическими веществами верхнего слоя почв восстановление которого потребует большой промежуток времени. Дополнительно, на подготовительном этапе в местах обширной лесной растительности происходит активная вырубка лесов, осушение болот и уничтожение привычных сред обитания животных.

Наибольшее воздействие на литосферу оказывают результаты бурения скважин. Буровой шлам с отработанным буровым раствором являются весьма ядовитыми типами отходов. Их хранение происходит в специальных буровых амбарах, которые часто имеют плохие гидроизоляционные свойства. В результате, наблюдается постепенное проникновение ядовитых смесей в почву. Это, в свою очередь, приводит к гибели и уничтожению всего живого в радиусе амбара и может носить невосполнимую утрату. На этапе разработки литосфера также начинает подвергаться химическому загрязнению из-за разливов нефтепродуктов и образованию других типов отходов.

Для предупреждения загрязнений литосферы на нефтегазовом предприятии должен существовать орган, контролирующий состояние как литосферы, так и других экосистем. Обычно, представителем такого органа является штатный

эколог. В его обязанности должны входить отбор проб почв, замеры концентрации предельно допустимых веществ, мониторинг ситуации по наличию разливов и их устранению, проверка соблюдения основных мер безопасности и заботе о природе [42].

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Обеспечение безопасности производственных объектов нефтегазового предприятия является одним из главных условий устойчивого развития. Так как данная отрасль относится к высоко опасным отраслям, то необходимо рассмотрение и моделирование возможных чрезвычайных ситуаций (ЧС), Частыми типами ЧС на нефтепромыслах являются [44]:

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

Основные причины, из-за которых возможны ЧС имеют следующий характер: организационный, технический и технологический [41]. В свою очередь, каждая из них имеет свои основания,

Причины организационного характера:

- а) разрешение на работу рабочих и инженерного персонала, не прошедшего инструктаж по технике безопасности;
- б) нарушение санитарного контроля на территории и подсобных помещениях предприятия;

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

Причины технического характера:

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

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

в) нарушение работы контрольно-измерительных приборов и автоматики; г) неисправность системы пожарного предупреждения и тушения

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

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

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

б) проводить мониторинг состояния всех объектов нефтегазового предприятия;

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

г) находить и предупреждать о технических отклонениях в производственных процессах и т.д [43].

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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

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

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

- за непрерывный стаж работы по специальности или профессиональных званий;
- лицам, имеющим доступ к информации, характеризуемой как государственная тайна;
- сверхурочное или сверхэффективное выполнение работы;
- за достижения определённого срока выслуги лет;

- за условия труда и работу, проходящей посменно или ненормированному графику.

Согласно закону РФ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» нефтегазовое предприятие должно оказывать пристальное внимание не только благоустройству своих сотрудников, но и также местному населению, в зоне проживания которого совершается деятельность предприятия. Особенно, это касается народов Крайнего Севера, находящихся на грани выживания [45].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе данной работы была проведена интерпретация каротажных данных геофизических исследований скважин. Определены работающие модели глинистости (Ларионов для третичных пород), пористости (по нейтронному методу) и водонасыщенности. Выяснено, что причиной малого сопротивления нефтенасыщенных пластов является присутствие глинистого материала. Разработан метод интерпретации насыщенности с учетом возможной низкоомности коллекторов. Применяемая методика была сопоставлена с данными ГИС скважин с известными данными о типе флюида в пласте. С помощью данной методики был дан прогноз о насыщении пластов, которые были разбурены скважинами, но не проперфорированы.

Таким образом, в ходе работы составлен готовый алгоритм оценки и анализа фильтрационно-емкостных свойств. Описаны все шаги методики и проведен анализ эффективности использования данной методики. Произведена предварительная оценка экономического эффекта от применения данной методики. Внедрение методики интерпретации ФЕС, а именно насыщенности низкоомных коллекторов предполагает предотвращение недооценки и, как следствие, более полную выработку запасов. Внедрение данной методики в производственную деятельность является перспективным и экономически рентабельным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бужук Л.А., Поливцев А.В., Архипова Л.Д. Влияние вторичных преобразований пород-коллекторов на электрофизические свойства по результатам электронномикроскопических исследований // Глубинное строение, геодинамика, тепловое поле Земли, интерпретация геофизических полей. Шестые научные чтения Ю.П. Булашевича: сб. мат-лов конференции. – Екатеринбург: УРО РАН, 2011. – С. 52–55.
2. Буллер Д. Выделение продуктивных песчаников в тонкослоистых низкоомных русловых отложениях в скважинах старого фонда // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1993. – № 1. – С. 26–32.
3. Валиев Ю.Я. Геохимия бора в юрских отложениях Гиссарского хребта. – М.: Наука, 1977. – 150 с.
4. Виноградов В.Г. Влияние минерального состава цемента полимиктовых песчаников и алевролитов на их удельное сопротивление // Особенности геологического строения и нефтенасыщенности продуктивных горизонтов Западно-Сибирской низменности: Тр. Тюменского индустриального института. – Тюмень: Изд-во ТИИ, 1974. – Вып. 26. – С. 185–189.
5. Влияние литологии на сопротивление нефтенасыщенных карбонатных коллекторов в переходной зоне и их разработка / Р.Х. Гильманова, А.Ф. Егоров, С.А. Кротов, Р.Р. Зиятдинов // Нефтепромысловое дело. — М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2012. — № 1. — С. 84—89.
6. Водоснабжение наружные сети и сооружения: СНиП 2.04.02-84 // министерство Российской Федерации. – 1984.
7. Вредные и опасные факторы при работе с компьютером [Электронный ресурс] / Grandars.ru – Официальный сайт, 2018. URL: <http://www.grandars.ru/shkola/bezopasnost-zhiznedeyatelnosti/vrednyefactory-pri-rabote-na-pk.html>. свободный. - Загл. с экрана. – яз. рус.
8. Гильманова Р.Х., Егоров А.Ф., Кротов С.А., Зиятдинов Р.Р. Влияние

литологии на сопротивление нефтенасыщенных карбонатных коллекторов в переходной зоне и их разработка // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 1. – С. 84–89.

9. ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. – М.: Изд-во стандартов, 1974. – 6 с.

10. ГОСТ 12.1.004. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов. 1992. – 81 с

11. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

12. ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – М.: Изд-во стандартов. 2006. – 7 с.

13. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление. – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов, 1992. – 10 с.

14. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов, 1983. – 5 с.

15. ГОСТ 17.5.1.02-85. Охрана природы. Земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации. – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов. 1986. – 9 с.

16. ГОСТ Р.22.005-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Средства индивидуальной защиты органов дыхания в чрезвычайных ситуациях. Противогазы гражданские фильтрующие. Общие технические требования. – М.: Изд-во стандартов, 2005. – 21 с.

17. Грим Р.Э. Минералогия и практическое использование глин / Под ред. В.П. Петрова. – М.: Мир, 1967. – 510 с.

18. Гусев С.И. Анализ причин, приводящих к снижению удельного

электрического сопротивления продуктивных коллекторов // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 5. – С. 36–40.

19. Ежова А.В. Методика оценки нефтенасыщенности низкоомных коллекторов в юрских отложениях юго-востока Западно-Сибирской плиты // Известия ТПУ. – 2006. – Т. 309. – № 6. – С. 23–26.

20. Ежова А.В. Методика оценки нефтенасыщенности низкоомных коллекторов в юрских отложениях юго-востока Западно-Сибирской плиты, Известия Томского политехнического университета, 2006. Т. 309, №6. С. 23–26;

21. Зарипов О.Г. Влияние литологии пород-коллекторов на удельное сопротивление пластов // Геология и геологоразведочные работы, 2001. №9. С. 18–21.

22. Зарипов О.Г., Сонич В.П. Влияние литологии пород-коллекторов на удельное электрическое сопротивление пластов // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 9. – С. 18–21.

23. Зубков М.Ю. Кристаллографическое и литолого-петрографическое обоснование электрических свойств минералов железа, глин и терригенных коллекторов (на примере пластов БВ8 и ЮВ1 Повховского месторождения). Ч. 1; 2 // Горные ведомости. – 2008. – № 11; 12. – С. 20–32; 30–53.

24. Козеренко С.В., Храмов Д.А., Фадеев В.В. и др. Исследование механизма образования пирита в водных растворах при низких температурах и давлениях // Геохимия. – 1995. – № 9. – С. 1553–1565.

25. Комова А.Д., Дьяконова Т.Ф., Исакова Т.Г., Бата Л.К., Калугин А.А., Терентьев В.Ю. Особенности строения и оценки нефтенасыщенности верхнеюрских низкоомных коллекторов на примере Ватьеганского месторождения Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – Т. 53. – № 7. – С. 17–21.

26. Конторович А.Э., Беляев С.Ю. Брехунцов А.М. и др, Атлас структурных и тектонических карт Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Материалы региональной конференции геологов Сибири, Дальнего

Востока и Северо- Востока России. Т. 1. Томск, 2000, С. 163–164.

27. Кузьмичев О.Б. Методика оценки характера насыщения сложно построенных, в том числе низкоомных, нефтенасыщенных коллекторов на месторождениях ООО «Лукойл-Западная Сибирь» // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 11. – С. 26–32.

28. Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. – Л.: Недра, 1992. – 239 с.

29. Леонтьев Е.И., Малыхин А.Я. и др. Аномальная электропроводность связанной воды и ее влияние на геофизические параметры // Особенности геологического строения и нефтенасыщенности продуктивных горизонтов Западно-Сибирской низменности: Тр. Тюменского индустриального института. – Тюмень: Изд-во ТИИ, 1974. – Вып. 26. – С. 173–179.

30. Матвеев В.С., Рыжов А.А. Геофизическое обеспечение региональных гидрогеологических, инженерно-геологических, геокриологических и геоэкологических исследований // Разведка и охрана недр. – 2006. – № 2. – С. 50–57.

31. Мельник И.А. Выделение нефтенасыщенных интервалов на основе переинтерпретации ГИС в низкоомных коллекторах-песчаниках // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 4. – С. 34–36.

32. Мельник И.А. Интенсивность пиритизации как индикатор характера насыщения юрских пластов Томской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 3. – С. 41–49.

33. Мельник И.А. Оценка содержания железа и калия в низкоомных коллекторах. Аннотация диссертации. 2006;

34. Мельник И.А. Причины понижения электрического сопротивления в низкоомных коллекторах // Геофизические исследования. – 2014. – Т. 15. – № 4. – С. 44–53.

35. Мельник И.А., Ерофеев Л.Я. Физико-геохимическая модель низкоомного коллектора и ее практическое применение // Геология, геофизика и

разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 3. – С. 46–50.

36. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. - Казань: Изд-во стандартов, 1997.

37. Обзор антропогенных рисков на территории Красноярского края [Электронный ресурс] / Геопортал ИВМ СО РАН – Казань. – Официальный сайт. 2021. URL:<http://gis.krasn.ru/blog/content/opasnosti-risk-chs-na-obektakh-neftegazovoi-promyshlennosti>, свободный - Загл. с экрана. – яз. рус. Дата обращения: 08.05.2021 г.

38. Области экологии. Химическое загрязнение почвы [Электронный ресурс] / RT17.ru Официальный сайт, 2018. URL: <http://oblastiekologii.ru/ecology/himicheskoe-zagryaznenie-pochvy>.

39. Романенко С.В. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы магистра, специалиста и бакалавра всех направлений (специальностей) и форм обучения ТПУ/Сост. С.В. Романенко, Ю.В. Анищенко – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 11 с.

40. Тараненко Е.И., Безбородов Р.С., Хакимов М.Ю. Преобразование коллекторов в нефтяных залежах // Геология нефти и газа. – 2001. – № 2. – С. 18–22.

41. Теплоухов В.М., Наконечный А.В., Теплоухов А.В. Выделение низкоомной фации и ее влияние на геологическую модель пласта Ю1–1 Шингинского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 6. – С. 85–87.

42. Хуснуллин М. Х. Геофизические методы контроля разработки нефтяных пластов / М. Х. Хуснуллин – М.: Недра, 1989. – 190 с.

43. Чикишев А.Ю., Чикишев Ю.А., Ковалева Н.П. и др. Причина наличия низкоомных коллекторов юрских отложений Каймысовского свода (в порядке обсуждения) // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 8. – С. 42–45.

44. Чикишев Ю.А., Ковалева Н.П., Резниченко В.А., Шишкин Р.А. Проблема выделения низкоомных коллекторов сложного строения юрских

отложений Каймысовского свода // НТВ ОАО «НК «Роснефть». – 2008. – № 1. – С. 17–21.

45. Чрезвычайные ситуации [Электронный ресурс] / Studbooks.net – Официальный сайт. 2021. URL: https://studbooks.net/1786845/geografiya/chrezvychaynye_situatsii.

46. Шевченко С.М., Шевченко В.Н., Губарев О.В., Бушковский А.П. Гипотеза причины образования низкоомного коллектора на Катильгинском месторождении // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2008. – № 6. – С. 13–15.

47. Archie G E. The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. Trans,AIME, 1942, 146: 54—62

48. C. B. Ayadiuno, S. Khan. Investigating Low Resistivity-Low Contrast Resistivity Pay in a Permo-Carboniferous Reservoir, Central Saudi Arabia. SPE-188887-MS, 2017. 1-17.

49. Cai Jun, Wu Hongshen, Guo Shusheng. Low Resistivity Pay Evaluation Using Triaxial Induction in Offshore South China // International Oil and Gas Conference and Exhibition in China. – SPE, 2010.

50. Clavier C, Coates G, Dumanoir J. The theoretical and experimental bases for the “dual water” model for interpretation of shaly sands. SPE 6859, 1977. 1—27.

51. Clavier C, Coates G, Dumanoir J. The theoretical and experimental bases for the dual-water model for interpretation of shaly sands. SPEJ, 1984, 24(2): 153—168

52. G.M. Hamada, M.N.Al-Awad, M.S Almalik, Log Evaluation of Low-Resistivity Sandstone Reservoirs, Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference held in Midland, Texas, 15-16 May 2001.

53. Gang Wang, Kai Shao. Genetic Analysis of Low Resistivity Reservoir. IOSR Journal of Engineering. 2015. 50-52.

54. J.H.Zhang, O.Hu, and Z.H. Liu. Estimation of True Formation Resistivity and Water Saturation with a Time-Lapse Induction Logging Method //The Log Analyst. – 1999. – No. 2. – P. 138-148.

55. Liu, X., Hu, X., and Zhang, X. (2013), Low Resistivity Contrast Gas Bearing Formation Identification from Conventional Logs in Tight Gas Sandstones. Canadian Research & Development Center of Sciences and Cultures Vol. 5, No. 1, 2013, 51–54.
56. M.Horstmann, K.Sun, P.Berger, A.Olsen, D.Omeragic, S.Crary, R.Griffiths and A.Abubakar 2015, Resistivity anisotropy and formation dip evaluation in vertical and low angle wells using directional electromagnetic measurements: Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, Paper LLLL.
57. Michel Claverie. A New Look at Low-Resistivity and Low-Contrast Pay in Clastic Reservoirs. SPE, 2010.
58. Paul F. Worthington. Recognition and evaluation of low-resistivity pay. Geological Society, 2000. 77–92.
59. Ramakrishnan T.S. Wilkinson D.J. Formation producibility and fractional flow curves from radial resistivity variation caused by drilling fluid invasion. // American Institute of Physics. – 1996. – P. 833–844.
60. Silva L P, Bassioni Z. A shaly sand conductivity model based on variable equivalent counter-ion conductivity and dual water concepts. In: SPWLA 26th Annual Logging Symposium. Texas, 1985. 1-2.

Приложение А

(справочное)

The overview of various techniques for identifying low-resistance reservoirs

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Гамей Дарья Владимировна		

Руководитель ВКР

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

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Уткина А.Н.	к.филол.н.		

LRLC (low-resistivity, low-contrast) reservoirs are increasingly at the forefront of the industry's concern in diverse projects ranging from offshore deep-water exploration of turbidites to the development of brown-field secondary objectives. Although LRLC reservoirs have been under production for many years, their identification and the calculation of their reserves and flow properties remains a difficult challenge. This article compares different petrophysical workflows for clastic reservoirs where thin conductive laminations and high bound water fraction are the source of low resistivity and contrast, with a view to reducing uncertainty in saturations and improving producibility prediction.

When thinly laminated reservoir layers are intercalated with conductive non-reservoir layers, the apparent formation resistivity is dramatically reduced and the apparent clay volume is increased, and the hydrocarbon volume and the permeability calculated from conventional petrophysics are underestimated.

Reservoirs with fine grain material, grain-coating clays, or dispersed clays may display high bound water volumes, yet possess significant quantities of producible hydrocarbon. While conventional petrophysical analysis can provide reliable water saturation, it does not distinguish clay- and capillary- bound water from free water. Also, shaly and silty reservoirs often present a complex mineralogy which makes estimates of clay volume and grain density uncertain [47].

To date, there are many methods for determining low-resistance reservoirs and calculating their petrophysical properties. In this article we will discuss the most effective of them as well as the causes of low resistance in more detail.

Causes of LRLC reservoirs

Through comparative analysis, summarized the formation mechanism of low resistivity reservoir, the research shows that factors can affect the low resistivity reservoir is divided into the following types: low amplitude structure, additional electrical conductivity, thin sand-mud interbed, reservoirs containing conductive minerals.

Low amplitude structure

Under conditions of low amplitude structure, effective driving force is small, differentiation of oil and water is bad, so that water saturation is high. Construction amplitude is one of the important factors controlling the magnitude of oil abundance. Low Construction amplitude means as a driving force of buoyancy is relatively small, so the oil and gas can only enter into the aperture is relatively large, relatively small capillary pores of resistance. Due to the driving force and capillary resistance mismatch. The rock with relatively small channels will become without oil, thus leading to a low oil-abundance in the conditions of low amplitude structure. Theoretical calculations and experimental results show, Rock resistivity and the rate of resistance augment will significantly reduce with increasing of water saturation, so that Rock resistivity is Generally low in the reservoir with low oil-abundance.

Thin sand-mud interbed

Thin sand-mud interbed lead to Contradiction between resistivity macro anisotropy and resolution of logging instrument which results from thin sand-mud interbed can lead to Low Resistivity Reservoir. The resistivity between oil-bearing sandstone and mudstone is Different. The resistivity between oil reservoir and oil-water layer is Different. For a geological body which Contain Different parts of the resistivity, the resolution of conventional resistivity logging tool has some limitations.

Reservoirs containing conductive minerals

Reservoirs containing conductive minerals such as pyrite is one of the reasons which lead to the low resistivity reservoir. Pyrite is one of the common mineral components in clastic reservoir, with a high conductivity. as a Highly conductive mineral, Pyrite has a great influence on rock resistivity. Even reservoir contains only relatively small amounts of Pyrite, it can cause the formation of apparent resistivity significantly lower. The influence on rock resistivity which come from Pyrite can seriously interfere with the evaluation of fluid properties, the ability to use resistivity to distinguish oil and water layer becomes bad [50].

Method for determining low-resistance reservoirs in a Central Saudi Arabia

Low resistivity (LR) and low contrast (LC) resistivity pay reservoirs pose a major challenge to the industry due to the difficulty in recognizing their presence and quantifying their unlocked hydrocarbon potential when using simple resistivity-based methods. Examples of LR/LC pay abound from the Gulf of Mexico to the Niger Delta. This is because resistivity-based saturation equation may fail to clearly identify pay when deep resistivity (R_t), is very low or when there is little or no contrast between deep resistivity (R_t) in hydrocarbon-bearing zones and resistivity of the formation when fully saturated by water (R_o). LR/LC pay zones can occur in clastics as well as in carbonate formations and would require a different approach to be recognized and to quantify the hydrocarbon present in such reservoirs.

There have been several efforts in the past to address this challenge in the industry. Many of the results however, are either empirical (not portable to other geological settings outside where they were developed) or require expensive modern logs to address the issues, thereby preventing any look-back efforts towards developing petrophysical workflows for legacy wells. Additionally, some of the solutions are, quite frankly, too complicated to be implemented routinely with

consistent results. We note, that the most important part of LRLC challenge workflow, is recognizing such pay from wireline logs. This is because if they can be identified, necessary steps can be taken to fairly characterize the reservoir properties and fluids.

The difficulty in identifying LRLC pay is in part, related to the dependence of saturation equation on resistivity. It is noteworthy that Archie's (1942) experiments produced the empirical models that gave rise to the water saturation equation (Eqns. 1 and 2). He found that for most rocks there is an empirical relationship between the ratio of the bulk water-saturated rock resistivity, R_o , and the resistivity of saturating water, R_w . It is known as formation factor, F , which is also inversely related to the volume fraction porosity, ϕ . The relationships are given as:

$$F = R_o/R_w = C_w/C_o \quad (1)$$

$$F = a/\phi^m \quad (2)$$

where R_w is resistivity of water saturating the pore space, a is tortuosity constant, m is cementation factor, C_w is the conductivity of saturating water and C_o is the bulk conductivity of water saturated rock. Archie's (1942) original conclusion that formation factor is a constant has been found to fail in shaley sands due to excess conductivity introduced by shale/clays. Combining Equations 1 and 2 above, and by replacing R_o with R_t , it follows that Archie's empirical power law function can be written as:

$$(S_w)^n = \frac{aR_w}{\phi^m R_t} = \frac{\text{Volume of interstitial water}}{\text{Volume of voids}} \quad (3)$$

where S_w = water saturation, n = saturation exponent and R_t = true resistivity of the formation when it is partially saturated with hydrocarbon. This is arguably the industry's most popular fluid saturation equation. A review of Equation 3, may reveal one important reason for the failure of Archie's equation in LRLC pay reservoirs. It is heavily dependent on resistivity for calculating fluid saturation in a reservoir. However, this important input, is inversely related to water saturation.

Therefore, a decrease in resistivity will lead to an increase in water saturation which in turn results in lower hydrocarbon saturation, given as $(1 - S_w)$, assuming that all other input parameters are accurate. This shortcoming of Archie's principle underscores the critical need for a non-resistivity dependent method for recognizing LRLC pay zones from wireline logs and quantifying their hydrocarbon potential.

Petrophysical Rock-types

Based on electrical properties, reservoir rocks can be broadly classified into two main petrophysical rock- types – Archie and non-Archie rocks (Figure 1a). According to Worthington, Archie rocks are: 1) single, clean homogenous rock-types (no clay minerals, no silts), 2) water wet and electrolyte is high-saline brine (over 20k ppm), 3) have uni-modal pore system with intergranular porosity, and 4) have no electronic conduction (no pyrite, glauconite, mica). This implies that for Archie-type rocks (A) as shown in Figure 3a, formation factor, F or resistivity index, RI , do not change with salinity. On the other hand, non-Archie rocks (B) do not satisfy the above conditions, therefore, F or RI changes with salinity (Figure 1a). A schematic crossplot of C_o and C_w for clean Archie sand with zero intercept, with $C_o=C_w/F$; and non-Archie sand with X intercept and $C_o=C_w/F^* + X/F^*$ to account for excess conductivity from shales, silts or other conductive minerals in the reservoir is shown in Figure A.1.

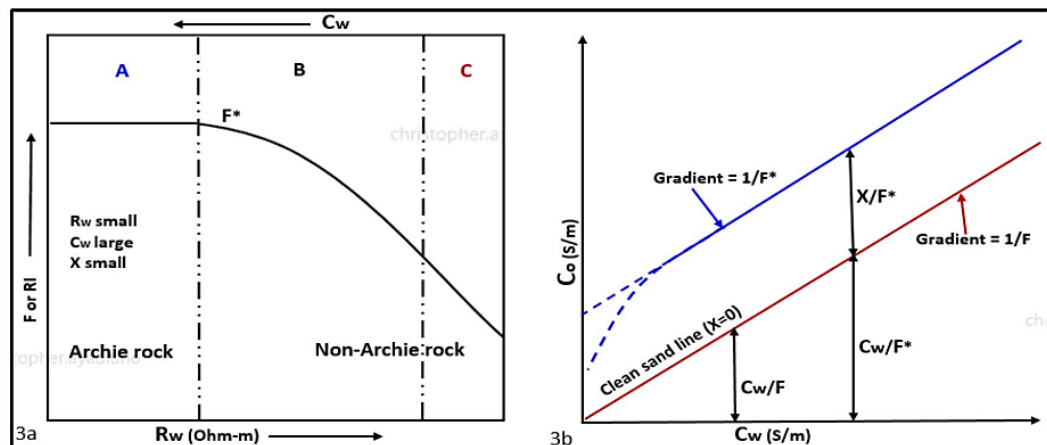


Figure A.1 - Shows a) the relationship between R_w and F in Archie and non-Archie rocks, b) Schematic crossplot of C_o vs C_w showing the effect of extra conductivity, X , in non-Archie rocks

The complex mix of clays (types and distribution), thin beds, bimodal grainsize distribution, microporosity and wide spectrum of salinity ranges (<10,000 ppm – over 130,000 ppm) often observed in the Permo-Carboniferous sandstones in central Arabia increases the conductivity of the rock and qualifies it as a non-Archie rock type. Two wells that aptly illustrate low resistivity and low contrast resistivity pay phenomena were selected for this study. Both wells have a decent suite of logs, petrophysical analysis, conventional and special cores analyses, as well as well-test results. Well-1 is an example of low resistivity (LR) pay with an average resistivity of 1.0 ohm-m across the pay zone. Well-2, on the other hand, is an example of low contrast resistivity (LC) pay with an average resistivity of 10 Ohm-m across pay and non-pay intervals (Figure 6.2).

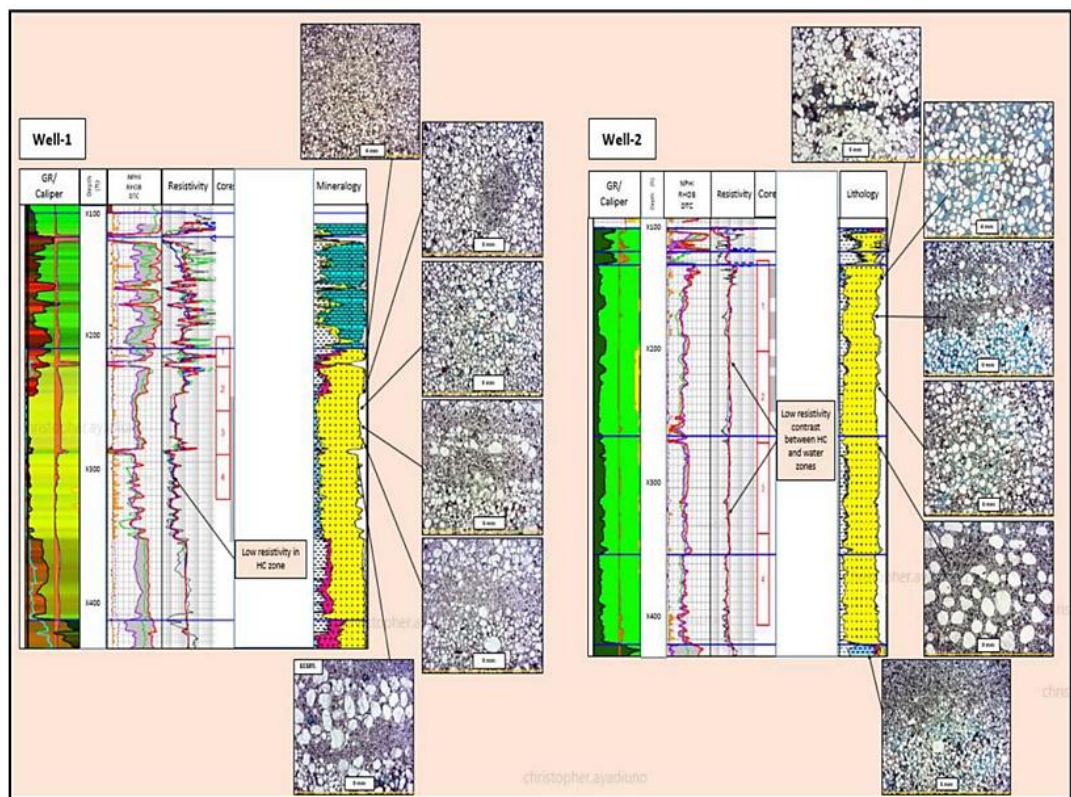


Figure A.2 - Well logs with photomicrographs illustrating low resistivity and low contrast resistivity pay in two study wells.

Identifying low resistivity low contrast pay zones from porosity logs

Sonic, density and neutron logs are used to supplement resistivity measurements for formation evaluation. Each of these logs is sensitive to formation porosity, but each is also sensitive to the presence of hydrocarbons and clay. In clean, completely water-saturated zones, with no fractures, porosities calculated from all three logs are expected to be equal. Shales/clays, microporosity and fractures, if present in the near well-bore region (i.e. within the depth of investigation of the porosity devices) influence porosity tools readings. Studies, have shown that in the presence of hydrocarbons, acoustic and density logs over-estimate formation porosity, while neutron logs under-estimate porosity in a clean formation. There are many legacy wells that have only basic wireline data, and it is suspected that a number of these wells may have potential pay zones that exhibit LRLC pay phenomena. If this assumption is true, then in the absence of modern sophisticated logs like NMR, dielectric and Formation Testers, a non-resistivity-based approach is needed to identify LRLC pay in these wells [49].

Three Porosities Difference Method (B)

The underlining assumption for the three relationships as suggested by Liu et al. (2013) to work, is that in a fully water-saturated reservoir all the three porosities are equivalent in value, which is not the case when the reservoir is gas saturated. The three porosities difference method equation is given by:

$$B = (PHIS+PHID-2\times PHIN) \quad (4)$$

Liu et al. (2013) proposed that in a gas zone, B is higher than zero, while in a water-wet layer, it is zero. The necessary conditions for distinguishing a gas zone from a water-wet interval are given in Table 6.1

Parameter cut-off values for distinguishing gas zone from water-wet interval
as proposed

	B	C	PHI-XPLOT
Gas	B is greater than 0.0	C is greater than 1.0	ϕ_t is greater than ϕ_w
Water	B is equal to 0.0	C is equal to 1.0	ϕ_t is equal to ϕ_w

Three Porosities Ratio Method (C)

The three porosities ratio, C, is another parameter for identifying gas bearing formations. It is formulated as the multiplication of density and acoustic porosities divided by the square of neutron porosity:

$$C = (PHIS \times PHID) / PHIN^2 \quad (5)$$

They concluded that in a gas-bearing formation, C is higher than 1.0, while in a water zone, it is equal to 1.0, thus, making C useful for identifying gas pay [48].

Total Porosity vs Water-filled Porosity Overlap Method

It is possible that when information from porosity logs is insufficient for quantitative interpretation, it may be sufficient for qualitative identification of gas or light oil. This is most readily accomplished with an overlay of comparably scaled porosity logs. The third approach, called the porosity overlap method, is based on Archie's equation relating resistivity to porosity as shown in Equation 6.2 Re-writing the equation for a water-filled rock with bulk resistivity R_o , we obtain:

$$\phi = \sqrt[m]{\frac{aRw}{Ro}} \quad (6)$$

Since $R_o = R_t$ and water saturation, $S_w = 1.0$, in a 100% water saturated rock, then replacing R_o with R_t , an apparent water-filled porosity, ϕ_w is given as:

$$\phi_w = \sqrt[m]{\frac{aR_w}{R_t}} \quad (7)$$

It follows from Equation 10, therefore, that in a hydrocarbon saturated reservoir, true resistivity, R_t is expected to be higher than R_o and the calculated porosity, ϕ_w , will be smaller than that of same reservoir filled with 100% water [53].

Verification of the three porosity-dependent methodologies: Case studies

Porosity-based workflows for identifying gas, were extended to, and tested in light hydrocarbon-bearing LRLC reservoirs of the two study wells. The common underlining assumption of these methods is that in a clean, fully water-saturated sandstone reservoir, all three porosities (sonic, density and neutron) are equivalent in value, which is not the case when there is gas in the near well-bore region. In their paper, Equations 6.7 and 6.8 were formulated and boundary conditions set for identifying gas pay and non-gas pay zones. Additionally, they suggested crossplotting water-filled porosity against total porosity in the same reservoir. Both porosities are expected to be equal in a water-wet reservoir and different if the interval is hydrocarbon saturated. Given the simplicity of the earlier discussed methodologies and their use of minimum logs, they seem attractive, as a necessary tool for identifying LRLC pay zones in both old and new wells. The methods were verified using two light hydrocarbon-bearing LRLC wells and the results are discussed below [52].

Well-1 Example

Well-1 is an example of low resistivity (LR) pay with an average resistivity of 1.0 ohm- m across the pay zone. Wireline logs show a thick, relatively blocky succession of clean to argillaceous sandstones. Computed B and C values based on Equations 7 and 8 satisfy necessary conditions for hydrocarbon bearing zone as set by Liu et al. (2013) in Table 1. Additionally, crossplotting total porosity POR_MM (shale-corrected) and water-wet porosity, POR_WT (track 7), resulted in porosity cross-over (shaded blue) in the hydrocarbon zone (Figure A.3). There is no water contact in this well. From these results, the proposed workflows were useful in identifying the presence of hydrocarbon in Well-1 [54].

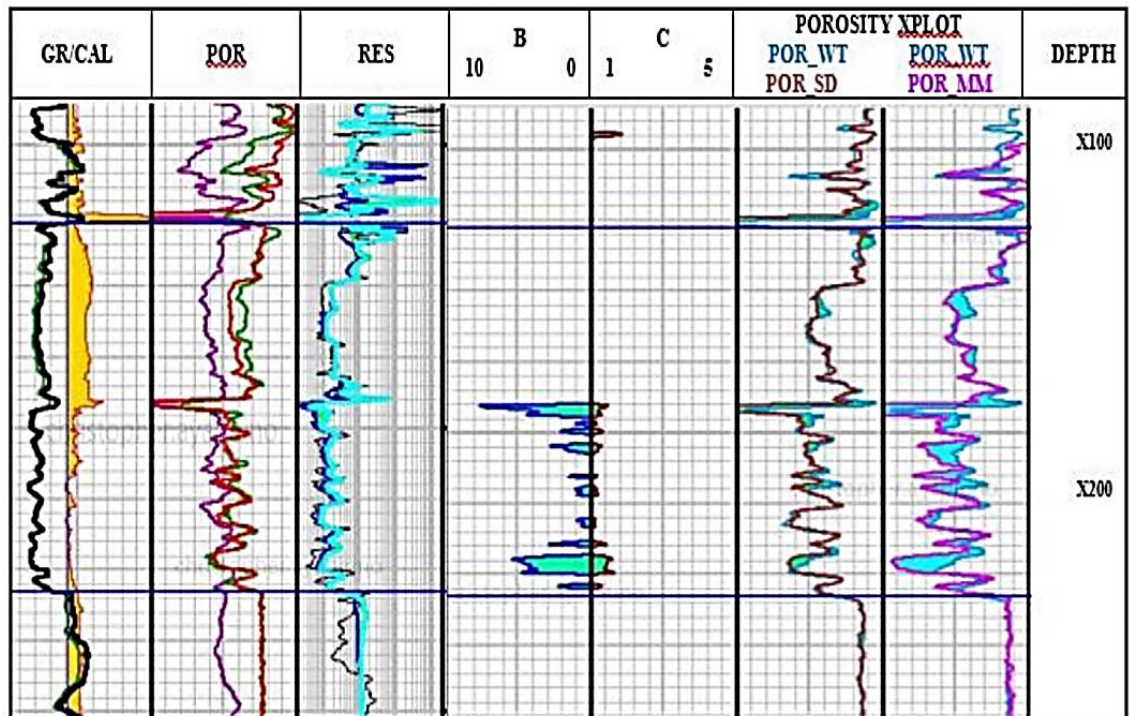


Figure A.3- Well-1 is a low resistivity (LR) pay example. The B (three porosities difference) value is plotted in track 4. It is generally higher than zero. In track 5 is plotted C (three porosities ratio), which is generally more than one. Additionally, total porosity, POR_MM (magenta) and water-filled porosity, POR_WT (blue) are plotted in track 7. All three parameters met the boundary conditions for identifying hydrocarbon saturated zone.

Well-2 Example

Well-2, on the other hand, is an example of low contrast resistivity (LC) pay with a water contact. It is predominantly a blocky, thick succession of porous, clean to locally argillaceous sandstone with light hydrocarbons at the top of the reservoir and water in the lower part. Computed B (three porosities difference) was found to be higher than zero in both hydrocarbon and water-bearing sections of the reservoir. Also, we found C (three porosities ratio) to be higher than 1.0 in both water-wet and hydrocarbon zones. These results did not satisfy the set limits and fail to clearly distinguish between hydrocarbon and water-filled intervals. However, the porosity overlap method (track 7) clearly discriminates between pay and non-pay zones in the reservoir (Figure A.4). From these results, therefore, two out of the three methodologies failed to clearly identify hydrocarbon zones in Well-2 [55].

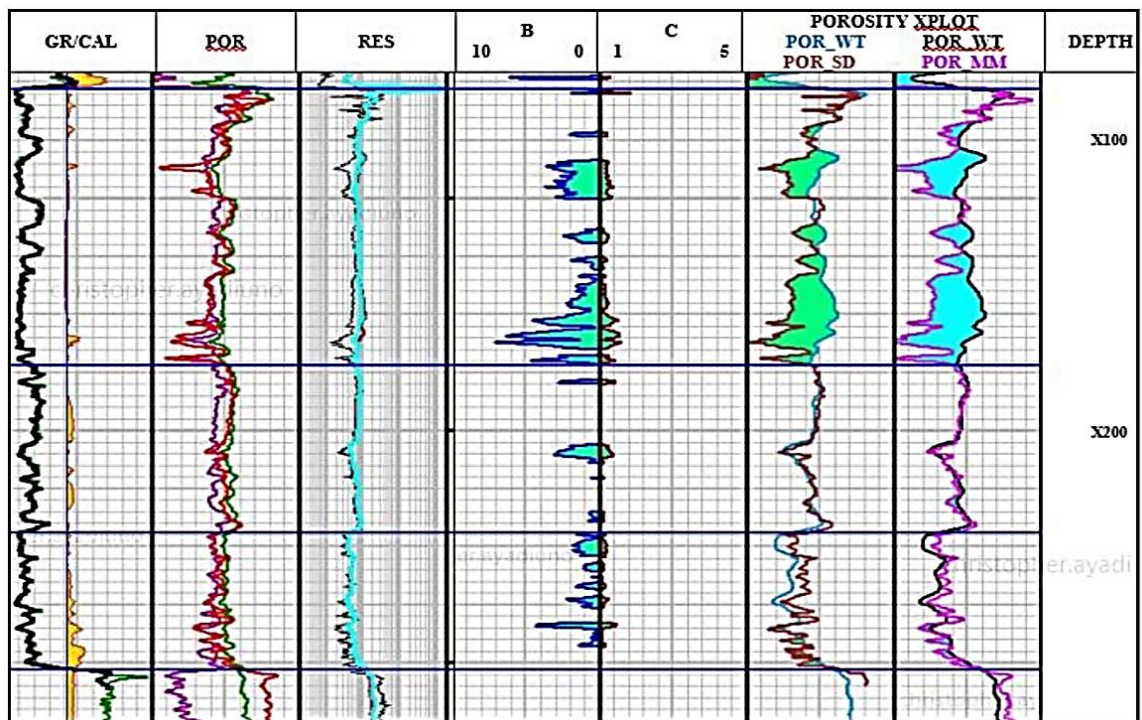


Figure A.4 -Well -2 is a low resistivity contrast (LC) example. The B (three porosities difference) value is plotted in track 4. It is generally higher than zero both in hydrocarbon and water-filled zones. In track 5 is plotted C (three porosities ratio), which is also generally more than one in both pay and non-pay zones. In contrary, however, total porosity, POR_MM (magenta) and water-filled porosity,

POR_WT (black) are plotted in track 7. It clearly identified pay zone from non-pay interval. Only one of the three parameters met the boundary conditions for identifying hydrocarbon saturated zone

It is possible that all three methodologies work in strictly gas-bearing reservoirs, but not in formations with liquid hydrocarbons. It may also be that the cut-off values as currently suggested are fluid type- dependent and should be changed. These hypotheses were not tested in this paper [60].

Verification of porosity dependent methodologies

Three porosity-based methodologies for identifying gas, were extended to and verified in a light hydrocarbon-bearing LRLC reservoir. The common underlining assumption of the methods is that the presence of hydrocarbons in the near well-bore region affects all three porosity logs. By analyzing the effects of hydrocarbon on the porosity logs, one can distinguish pay from non-pay zones. And since shaly clastic reservoir rocks require extensive core sampling for electrical properties, which is tedious, time consuming, and expensive (Ruhovets and Fertl., 1982), the simplicity of the three-porosity methodologies, and the minimum data requirement, is quite attractive as a solution for LRLC pay identification. However, the major challenge lies in its ability to consistently distinguish pay from non-pay. All three methods clearly identified the hydrocarbon zone in Well-1. However, only the porosity-overlap method distinguished pay from non-pay zone in Well-2. The other two methods (B and C parameters) failed to differentiate between hydrocarbon and water-wet zones in Well-2 [58].

Findings and outcomes

Based on petrographic and mineralogical analysis of the sandstone reservoirs of the study wells, we infer the following:

- The most common clay minerals in the study wells are kaolinite and illite-smectite mixed layered. Where clay minerals are present and spatially continuous, they affect rock electrical properties.

When micropores present within the clays are filled by trapped connate (saline) water, they can be electrically conductive. Although kaolinite does not have high cation exchange capacity its abundance and distribution are an important factor in this case [57].

- The reservoir has variable grain size distribution, ranging from clay-silt to coarse grains. The effect of this is large surface area and microporosity, which may lead to very high irreducible water

saturation that are both clay- and capillary-bound and immovable.

- The beds are thinly laminated in an alternating sand-shale sequence, making them too thin to be resolved by resistivity logging tools. The shale laminations provide a conductive path for current flow away from the resistivity tool, thereby resulting in a lower resistivity measurement.

- Formation water salinity significantly affects formation resistivity. Interaction between conductive clay minerals and interstitial brine may lead to low resistivity as seen in well_1, while fresh connate water with minimal clay conductivity can cause low resistivity contrast as seen in Well-2.

- Conductive minerals such as pyrite and other clays such as smectite, chamosite and glauconite are either absent or occur in only trace amounts. These minerals can therefore, be excluded as causes of low resistivity, low contrast resistivity phenomena in the interval of interest.

- Of the three porosity-based methodologies, we find the overlap porosity approach to produce a more consistent result for identifying LRLC pay phenomena in study wells. The other two methods appear inconsistent especially at lower porosities and higher clay content.

In conclusion, we propose that the complex mix of clay minerals (type, volume, and distribution), thin beds (below tool resolution), variable grainsize, microporosity and variable formation water salinity are the primary causes of low

resistivity and low resistivity contrast pays in the Permo-Carboniferous sandstone reservoirs of Well-1 and Well-2. Furthermore, the porosity overlap method has shown promise, ahead of other related methodologies tested, in identifying LRLC pay in the study wells in central Saudi Arabia [5].

In conclusion, Low Resistivity Low Contrast reservoir should not be abandoned. Various methods have been developed and proven to be effective in resolving the problem caused by LRLC formations. It is possible for water to be resistive and the resistivity contrast between the water and crude oil to be not so much different in the resistivity logs. Therefore, engineers should not only rely in one method but try to evaluate using multiple methods so that the evaluation will be very precise and accurate. NMR tool can be used as an alternative to conventional logging tool to evaluate LRLC pays more effectively and accurately. The tools can also be combined with other conventional logging tools to give better result and interpretation.

With the development and advancement in NMR technology, it would be possible to use NMR along with another conventional tool. This will later provide quality data for the engineer to do formation evaluation [56].