МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи



МАХМУТОВ ИЛЬШАТ РИМОВИЧ

МЕТОДИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НЕОДНОРОДНО-НАСЫЩЕННЫХ ПОРОД АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ

(на примере одного из месторождений севера Западной Сибири)

Специальность 1.6.9 – Геофизика

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель: доктор
технических наук, профессор
Туренко Сергей Константинович

Тюмень – 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ....3
ГЛАВА 1. ИЗУЧЕНИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ НА РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕ- И ВОДОНАСЫЩЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩЕ....10
1.1. **Краткая геолого-геофизическая характеристика объекта исследований** 10
1.2. **Анализ состояния изученности проблемы моделирования вертикально-неоднородной флюидонасыщенности ачимовских коллекторов** 13
1.3. **Выводы по главе 1** 23
ГЛАВА 2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ И ОСОБЕННОСТИ ЕЁ НЕОДНОРОДНОГО СТРОЕНИЯ....24
2.1. **Особенности геологического строения толщи**....24
2.2. **Петрофизическая и геофизическая характеристика толщи**....30
2.3. **Петрофизическая модель первого уровня (микронеоднородность)**....38
2.4. **Петрофизическая модель второго уровня (макронеоднородность флюидонасыщения)**....54
2.5. **Комплексная двухуровневая петрофизическая модель коллектора** 67
2.6. **Выводы по главе 2**....69
ГЛАВА 3 МЕТОДИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС 70
3.1. **Определение типов пород по данным ГИС** 70
3.2. **Определение коэффициента пористости**....87
3.3. **Выделение коллекторов** 87
3.4. **Определение коэффициента проницаемости** 91
3.5. **Определение коэффициентов водонасыщенности и характера насыщенности.**....92
3.6. **Выводы по главе 3**....107
ГЛАВА 4 ПРАКТИЧЕСКАЯ АПРОБАЦИЯ РАЗРАБОТАННОЙ МЕТОДИКИ ПРИ ПРОГНОЗЕ НАЧАЛЬНОЙ ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИН....108
4.1. **Выводы по главе 4**....111
ЗАКЛЮЧЕНИЕ....112
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ....114
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ....116
СПИСОК ИЛЛЮСТРАЦИЙ....131
СПИСОК ТАБЛИЦ 135

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Отложения ачимовской толщи на различных месторождениях Западной Сибири изучают с 1960-х годов, однако до недавнего времени запасы нефти и газа в данных отложениях считались малоперспективными и нерентабельными, при этом имея категорию трудноизвлекаемых (ТРИЗ). Активное изучение и постепенное вовлечение в разработку ачимовских коллекторов возобновилось в начале XXI века по причине постепенного истощения традиционных запасов нефти и газа и в целях поддержания падающей добычи крупнейших месторождений Западной Сибири. На конец 2024 года доля добычи нефти в России из месторождений, относящихся к ТРИЗ, составила около 30%, а доля такого рода отложений составляет около 50% от ресурсной базы страны [48]. Вместе с тем растет геолого-геофизическая изученность отложений, и, как следствие, эволюционируют и представления о петрофизической модели коллектора. Ключевым фактором, определяющим сложное строение ачимовской толщи, является её фациальная изменчивость, что, в свою очередь, обуславливает значительную латеральную и вертикальную неоднородность физико-литологических свойств разреза. Второй фактор – большая глубина залегания пластов, следствием чего стали низкие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллектора. Дополнительные факторы, осложняющие изучение толщи методами геофизических исследований скважин (ГИС), выявляются при изучении структурно-текстурного строения, химического, минерального составов, петрофизических свойств, строения пустотного пространства, капиллярных и фильтрационных характеристик породы.

По ряду объектов ачимовской толщи месторождения «А» на севере Западной Сибири в кровельных частях залежей при испытаниях скважин получена высокая стартовая обводненность продукции, в то же время отмечались притоки воды при точечном опробовании пластов на кабеле выше интервалов с нефтяными притоками в пределах одного эксплуатационного объекта. Такое неравномерное распределение характера насыщенности в пределах ачимовских коллекторов широко распространено, также известно, как «неоднородная», «пятнистая», «полосчатая», «островная» насыщенность. Обводненность продукции является одной из ключевых добычных характеристик коллектора. Для её определения необходимо последовательно с высокой достоверностью решить задачи определения коллекторских свойств (пористость, проницаемость, остаточная водонасыщенность, остаточная нефтенасыщенность), начальной нефтенасыщенности, капиллярных свойств породы и фазовых проницаемостей. В условиях низких ФЕС и неоднородности коллекторов решение каждой из этих задач не является тривиальным и требует системного подхода.

Подобная проблема актуальна для многих месторождений севера Западной Сибири, влияет на оценку начальных геологических запасов месторождений и выбор методов их разработки.

Для решения этих задач необходимо создание методики геологической интерпретации данных ГИС, учитывающей неоднородность ФЕС и флюидонасыщения в скважинах.

Степень разработанности темы исследования

Изучением геологии ачимовской толщи занимались такие исследователи, как Л. А. Абукова, О. П. Абрамова, Я. О. Антипин, С. Р. Бембель, А. Г. Борисов, В. Н. Бородкин, А. М. Брехунцов, И. В. Вершинина, С. И. Грачев, С. А. Горбунов, Ф. Г. Гурари, О. М. Гречнева, В. С. Дручин, Б. С. Данков, А. М. Жарков, А. А. Забоева, К. В. Зверев, Т. А. Коровина, А. Р. Курчиков, Р. И. Медведский, С. Ф. Мулявин, А. А. Нежданов, А. Л. Наумов, И. И. Нестеров, Б. А. Онищенко, Д. Н. Плешанов, В. А. Пономарев, И. Б. Ратников, Е. А. Романов, А. А. Севастьянов, Н. А. Туренков, В. А. Фомичев, А. В. Храмцова и др. Собственно изучению ачимовских отложений методами ГИС посвящены работы Е. О. Белякова, Г. Р. Вахитовой, Н. В. Гильмановой, Т. Ф. Дьяконовой, А. Д. Егоровой, С. В. Ершова, И. Н. Жижимонтова, Т. Г. Исаковой, Г. А. Калмыкова, В. Г. Мамяшева, В. А. Мусихина, Ш. В. Мухидинова, Д. Б. Родивилова, В. Г. Фоменко, А. В. Хабарова и др.

Активное петрофизическое изучение ачимовских коллекторов началось в последние десятилетия и продолжается в настоящее время. Наиболее полно авторами изучены вопросы выделения коллекторов, определения коэффициентов пористости (Кп), проницаемости (Кпр), литологического расчленения горных пород. При этом эксперты столкнулись с трудностями на этапах определения характера насыщенности и коэффициента нефтегазонасыщенности (Кнг) коллекторов. Актуальной проблемой теории и практики остаётся обоснование модели переходных зон (МПЗ) в условиях значительной неоднородности ФЕС в разрезах скважин. Соответственно, значимым направлением в исследованиях является повышение достоверности определения как подсчетных параметров (эффективных толщин, Кп, Кн), так и эксплуатационных характеристик – коэффициентов проницаемости и обводненности пород по данным как стандартного комплекса ГИС, включающего гамма (ГК), гамма-гамма плотностной (ГГКп), нейтронный (ННКт), электрический/электромагнитный (ИК, БК, ЭМК) каротажи, так и по данным специального комплекса ГИС, включающего ядерно-магнитный (ЯМК), импульсный нейтронный гамма-каротаж спектрометрический (ИНГКс), многочастотный волновой диэлектрический (МВДК) каротажи. По данным специальных программ отбора и исследования кернового материала с широким применением современных опробователей пластов на кабеле

(ОПК) открывается возможность построения новой петрофизической модели, учитывающей сложное строение порового пространства пород и его флюидонасыщение.

Цель исследования

Разработка методики геологической интерпретации данных ГИС песчано-глинистых пород-коллекторов ачимовской толщи, осложненной вертикально-неоднородной флюидонасыщенностью, с целью повышения достоверности оценки подсчётных параметров и добычных характеристик.

Задачи исследования

1. Изучить особенности геологического строения ачимовской толщи месторождения «А» севера Западной Сибири.
2. Проанализировать существующие методики геологической интерпретации данных ГИС текстурно-неоднородных коллекторов ачимовской толщи.
3. Выполнить комплексный анализ результатов петрофизических исследований горных пород изучаемых отложений и литофизическую типизацию разреза.
4. Разработать методику геологической интерпретации данных ГИС, учитывающую неоднородную флюидонасыщенность коллекторов нефтяной залежи.
5. Разработать методику прогноза обводненности скважинной продукции по данным ГИС с учетом неоднородной флюидонасыщенности коллекторов нефтяной залежи.

Объектом диссертационного исследования является комплекс нефтенасыщенных терригенных пород нижнехетской свиты нижнего отдела меловой системы на месторождении «А» севера Западной Сибири. Пласты Ач-3 и Ач-4. **Предметом** – неоднородная по разрезу флюидонасыщенность, рассмотренная на примере ачимовских залежей месторождения «А» севера Западной Сибири.

Методология и методы исследования

Логическая организация исследования включала в себя этапы:

1. Обобщение и критический анализ существующих методик изучения неоднородной насыщенности пластов-коллекторов.
2. Систематизация и комплексный анализ эмпирических данных (ГИС, керн, промысловые данные).
3. Установление закономерностей и явлений, приводящих к неравномерному распределению нефте- и водонасыщенных коллекторов в разрезе ачимовской толщи.
4. Статистическая обработка результатов петрофизических исследований керна, геофизических параметров и анализ их взаимосвязей с учетом установленных закономерностей.

5. Обработка и интерпретация геолого-геофизической информации с использованием программных комплексов: «Techlog» (Schlumberger), Microsoft Excel, «Геопоиск».

Научная новизна

1. В результате комплексного изучения результатов лабораторных исследований керна, данных ГИС и результатов опробования разработана новая двухуровневая петрофизическая модель коллекторов пластов Ач-3 и Ач-4 изучаемого месторождения, учитывающая наличие водонасыщенного коллектора (субколлектора) на высоких гипсометрических отметках нефтяной залежи.

2. Усовершенствована методика определения коэффициента нефтенасыщенности коллекторов пластов Ач-3 и Ач-4 изучаемого месторождения, основанная на учёте изменения коэффициентов «m» и «n» уравнения Дахнова-Арчи в зависимости от минерализации пластовой воды с одновременной её оценкой по данным ГИС.

3. Разработана новая методика определения характера насыщенности коллекторов пластов Ач-3 и Ач-4 изучаемого месторождения, основанная на комплексном использовании электрической и капиллярно-фильтрационной моделей с учетом интервалов субколлекторов.

Положения выносимые на защиту

1. Комплексный анализ изменчивости минерального состава, петрофизических свойств и структуры порового пространства пород ачимовской толщи позволил разработать петрофизическую модель на основе двухуровневой литофизической типизации и обосновать неравномерное распределение флюидов по разрезу изучаемого месторождения.

2. Методика геологической интерпретации ГИС, учитывающая двухуровневую петрофизическую модель коллектора, повышает достоверность оценки подсчетных параметров (эффективных толщин, коэффициентов пористости и нефтенасыщенности) и фильтрационных характеристик (коэффициентов абсолютной и фазовых проницаемостей) пластов Ач-3 и Ач-4 ачимовской толщи изучаемого месторождения.

3. Разработанная методика геологической интерпретации данных ГИС на основе учета неоднородности флюидонасыщения позволяет повысить точность прогноза начальной обводненности притока при испытаниях и эксплуатации скважин.

Теоретическая и практическая значимость

Разработанная методика геологической интерпретации данных ГИС на основе двухуровневой петрофизической модели пород позволяет учесть влияние литологической и флюидной неоднородности на оценку подсчетных параметров и прогноз добычных характеристик исследуемого объекта. Предложенная методика может быть применена на

аналогичных отложениях ачимовской толщи других месторождений Западной Сибири. Научные результаты работы использованы при интерпретации данных ГИС, геологическом и гидродинамическом моделировании месторождения «А» с целью повышения эффективности его разработки. Элементы разработанной методики легли в основу петрофизических моделей отложений ачимовской толщи месторождений Уренгойских лицензионных участков и юрских низкопроницаемых пластов Уватской группы ПАО «НК «Роснефть».

Фактический материал и личный вклад автора

В основу работы положены результаты ГИС, ПГИ и испытаний 21 поисково-разведочной и 21 эксплуатационной скважины изучаемого месторождения, результаты керновых исследований 27 скважин с линейным выносом 1692 м (вынос 94.3%, более 5100 определений ФЕС образцов). Исследования кернового материала выполнены специалистами центра исследований керна ООО «РН – Геология Исследование Разработка» (бывший ООО «ТННЦ») и ООО «Корэтест сервис». Результаты лабораторных исследований керна включают седиментологический анализ, петрографическое описание шлифов, гранулометрический состав пород, минеральный состав глинистой фракции пород по данным рентгеноструктурного анализа (РСА), общий минеральный состав горных пород по РСА, рентгенофлуоресцентный анализ пород (РФА); растровую электронную микроскопию (РЭМ), определение фильтрационно-емкостных свойств горных пород (ФЕС), кривых капиллярного давления, фазовых проницаемостей и коэффициентов вытеснения породы.

Автором непосредственно выполнен сбор, обобщение, комплексный анализ геолого-геофизической информации по изучаемому объекту в период работы петрофизиком в ООО «ТННЦ» с 2021 по 2026 гг. Автором выполнен анализ существующих подходов к петрофизическому моделированию неоднородно-насыщенных коллекторов ачимовской толщи и установлены области с потенциалом к усовершенствованию подходов. Автором разработана двухуровневая петрофизическая модель изучаемого объекта и предложена методика геологической интерпретации данных ГИС с её учетом. Проведена обработка и интерпретация данных ГИС и выполнена апробация разработанных алгоритмов на представительном фактическом материале при прогнозе стартовой обводненности добывающих скважин.

Степень достоверности и апробация работы

Достоверность результатов обеспечивается использованием представительных и качественных исходных керновых материалов, полученных в сертифицированной научно-исследовательской лаборатории. Применением современных методов ГИС, записанных ведущими сервисными геофизическими компаниями «Шлюмберже», «ТОФС», «БНГФ» и выполнением интепретации полученных данных в апробированном петрофизическом

программном комплексе «Техлог». Результаты соответствуют теоретическим положениям, признанным в отраслевой научной среде.

Результаты и основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались в ряде конференций, среди которых Международная научно-практическая конференция «Современные технологии нефтегазовой геофизики», 2020, 2023, 2024, 2025, г.Тюмень; Международная научно-практическая конференция «Инновационные решения в геологии и разработке ТРИЗ», Нефтяное хозяйство, 2021, г. Москва; Всероссийская конференция «Геологоразведка на нефть и газ 2022: тренды, вызовы, решения», 2022 г., Тюмень; IV Научно-техническая конференция «Исследования скважин: Целеполагание. Технологии. Эффект», 2022, г. Уфа; Технологический форум КНИПИ по петрофизике, лабораторным исследованиям керна и пластовых флюидов, геомеханике, 2022, г. Тюмень; Технологический форум по петрофизике, геомеханике, лабораторным исследованиям керна и пластовых флюидов «Изучение сложных коллекторов: вчера, сегодня, завтра», 2023, г. Тюмень; Всероссийская конференция ТО ЕАГО «Петрофизика XXI: Cognosce te Ipsum», 2023, г.Тюмень; XV Международный научно-технический конгресс студенческого отделения общества инженеров нефтегазовой промышленности Society of Petroleum Engineers (SPE) «Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс 2023» 2023, г.Тюмень; XIV Международный форум исследователей «Современные методы исследования скважин и пластов для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений», 2025, г.Москва; IX научно-практическая конференция «BalticPetroModel-2025. Петрофизическое моделирование осадочных пород», 2025, г. Петергоф; VII Международная научно-практическая конференция «Петрофизика XXI», 2026, г.Казань и др.

По теме диссертации опубликовано 13 научных работ, из которых: 5 статей – в журналах, индексируемых в международной базе данных Scopus, 5 статей – в журналах, входящих в перечень рецензируемых научных изданий, рекомендованных ВАК РФ. Одна коллективная монография и один патент на изобретение.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Содержание диссертации соответствует паспорту научной специальности 1.6.9. Геофизика (геолого-минералогические науки) в части следующих пунктов: п.14 «Математические и численные исследования в теории прямых и обратных задач геофизики (сейсмики, геоэлектрики, гравиметрии, магнитометрии, геотермики, ядерной геофизики, петрофизики, дистанционных зондирований Земли), включая геофизические методы разведки, скважинную и инженерную геофизику. Разработка алгоритмов решения прямых и обратных задач геофизики, методов аппроксимации геофизических полей, цифровой фильтрации, нейронных сетей и машинного обучения для повышения разрешающей способности методов и

подавления помех, построения изображений. Создание соответствующих компьютерных технологий, в том числе для суперкомпьютеров и графических процессоров, и их применение в геолого-геофизической практике при достаточной математической новизне; п.16 «Методы обработки и интерпретации результатов измерений геофизических полей.»; п.18 «Использование геолого-геофизических данных для построения цифровых геологических, гидродинамических, геодинамических и иных моделей геологической среды и месторождений.»; п.24 «Теоретическое и экспериментальное исследование связей петрофизических и физических свойств горных пород с результатами измерения геофизических полей. Цифровая петрофизика, методы определения физических и фациальных характеристик по данным рентгеновской томографии.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, четырех глав и заключения. Содержит 135 страниц, в том числе 65 рисунков и 9 таблиц. Список литературы включает 159 наименования работ отечественных и зарубежных авторов.

Благодарности

Автор выражает искреннюю благодарность своему научному руководителю, доктору технических наук, профессору Сергею Константиновичу Туренко. Его профессионализм, ценные советы и конструктивные замечания позволили довести диссертационную работу до логического завершения.

Автор глубоко признателен кандидату геолого-минералогических наук Венеру Галиуллиновичу Мамяшеву за формирование научного интереса и стремления к познанию петрофизики.

Автор благодарит коллег: А. А. Евдощука за большой вклад в профессиональное развитие автора, кандидата физико-математических наук И. Н. Жижимонтова, Ю. Д. Кантемирова, кандидата геолого-минералогических наук А. В. Акиньшина за многолетнюю совместную научно-производственную деятельность. Особая благодарность кандидату геолого-минералогических наук Д. Б. Родивилову за единомыслие, поддержку и мотивацию.

Автор признателен ООО «РН-ГИР» за предоставленную возможность профессионального развития и всестороннюю поддержку.

Отдельно автор благодарит своих близких за безграничное терпение и поддержку на всех этапах подготовки работы.

ГЛАВА 1. ИЗУЧЕНИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ НА РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕ- И ВОДОНАСЫЩЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩЕ

1.1. Краткая геолого-геофизическая характеристика объекта исследований

Месторождение «А» расположено на северо-востоке Западно-Сибирской плиты и западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба. Ближайший населенный пункт – г.Дудинка. Месторождение располагается в зоне вечной мерзлоты. В среднем толщина многолетнемерзлых пород составляет 500 м. Месторождение находится на первой стадии разработки. Обзорная карта района работ представлена на рисунке 1.1.

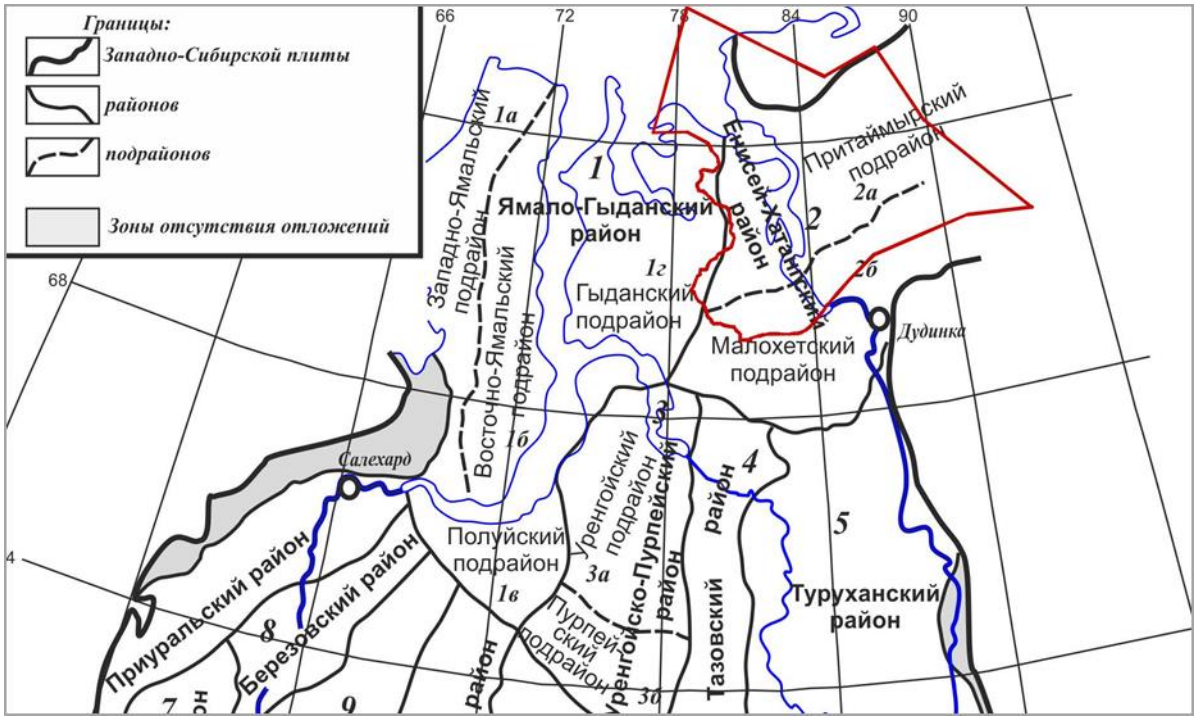


Рисунок 1.1 – Выкопировка из схемы районирования по типам разрезов нижнемеловых отложений Западной Сибири (берриас-апт)

Объект исследования представляет собой невыдержанные как по площади, так и по разрезу песчано-глинистые пласты клиноформного строения, залегающие в основании неокома. Такие комплексы отложений получили название – ачимовская толща [34]. Скопления углеводородов в неокомском клиноформном комплексе связываются с залежами неструктурного типа, резервуарами которых служат литологически-экранированные песчаные пласты.

Неокомский комплекс является основным перспективным объектом осадочного чехла Западно-Сибирского бассейна, с отложениями которого связаны значительные запасы нефти и газоконденсата. Возраст отложений комплекса – берриас-готеривский.

Глубина залегания пластов варьирует от 3400 м до 3700 м. Характеризуются наличием АВПД с коэффициентом аномальности до 1.7. Суммарная толщина коллектора по скважинам месторождения изменяется в пределах от 10 до более 100 метров.

Промышленная нефтеносность установлена в продуктивных пластах нижнехетской свиты – Ач-3, Ач-4. На Государственном балансе по месторождению «А» залежи числятся по категории С1.

На месторождении пробурена 21 поисково-разведочная и 21 эксплуатационная скважина. Комплекс методов ГИС в скважинах включает как стандартные методы, так и специальные высокотехнологичные ГИС.

Геофизические исследования в скважинах выполнялись в следующем объеме:

- гамма-каротаж (ГК);
- гамма-гамма плотностной (ГГКп);
- гамма-каротаж литоплотностной (ГГКлп);
- каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС);
- нейтронный каротаж (ННКт);
- индукционный каротаж (ИК);
- кавернометрия (ДС);
- боковой каротаж (БК);
- микробоковой каротаж (МБК);
- микрозондирование (МКЗ);
- боковое каротажное зондирование (БКЗ);
- потенциал-зонд (ПЗ);
- резистивиметрия (РЕЗ);
- многозондовый индукционный каротаж (5ИК);
- высокочастотное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ)
- многозондовый боковой каротаж (5БК);
- акустический каротаж (АК);
- акустический широкополосный каротаж/кросс-дипольный (АКШ/КДАК);
- ядерно-магнитный каротаж (ЯМК);
- спектрометрический каротаж (НГКс, ИНГКс);
- многоволновой диэлектрический каротаж (МВДК);
- электрические микроимиджеры (ЭМИ);
- гидродинамический каротаж и опробователь пластов на кабеле (ГДК/ОПК);
- инклинометрия.

Полнота комплекса ГИС по скважинам месторождения «А» представлена на рисунке 1.2.

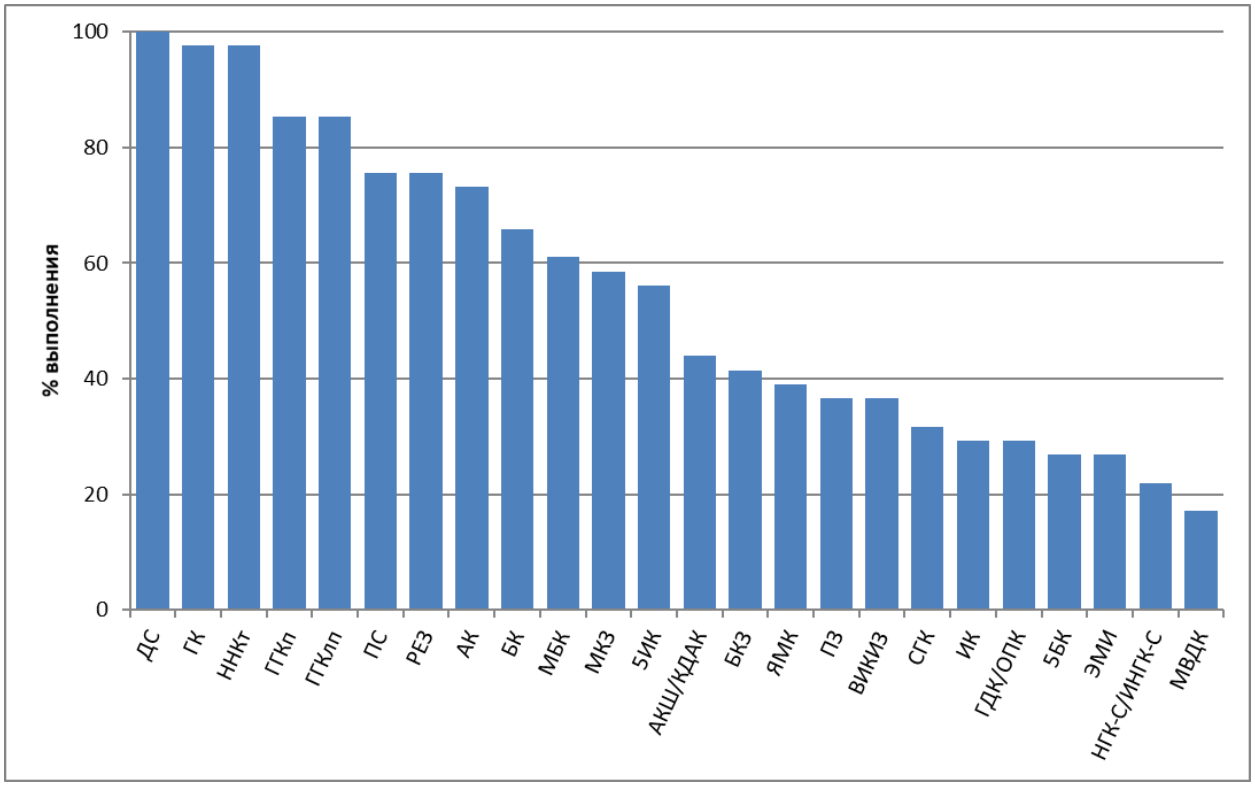


Рисунок 1.2 – Объем выполненного комплекса ГИС месторождения «А»

Качество материалов ГИС хорошее и удовлетворительное, основная доля записей выполнена современными приборами. В целом имеющийся комплекс ГИС можно охарактеризовать как достаточный.

Пласты Ач-3, Ач-4 изучены керном 27 скважин с линейным выносом 1692 м. (94.3%) Объем лабораторных исследований керна приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Объем лабораторных исследований керна

Тип исследования	Количество
Определение объёмной, минеральной плотности, коэффициентов пористости, проницаемости / образцов	5174
Определение коэффициента водоудерживающей способности / образцов	1081
Определение гранулометрического состава пород / образцов	1098
Определение УЭС в атмосферных условиях / образцов	2241
Определение УЭС в термобарических условиях / образцов	418
Определение минерального состава методом РСА/химического состава методом РФА / проб	850/350
Определение капиллярных давлений / образцов	387
Определение относительных фазовых проницаемостей в системе нефть-вода / опытов	36
Определение коэффициентов вытеснения нефти водой / опытов	29

Генетически отложения пластов ачимовской толщи относятся к глубоководно- и мелководно-морским. Представлены основными фациями: дна бассейна, распределительных турбидитовых каналов и прирусловых валов, подводного склона, кревассовых каналов и лопастей, и осадочных лопастей (проксимальная, медиальная и дистальная части). Основные породы-коллекторы приурочены к фациям каналов, проксимальным и медиальным частям лопастей, которые сложены песчаниками тонко-мелкозернистыми, мелкозернистыми, редко средне-тонко-мелкозернистыми, а также алевролитами крупно-мелкозернистыми аркозового состава с низким содержанием карбонатного цемента. Цемент конформный, пленочный, кварцевый регенерационный. Цемент хлорит-иллитового состава, отмечается низкое содержание каолинита. Фильтрационно-емкостные свойства пород весьма низкие, проницаемость зачастую не превышает 1 мД, пористость до 19 %, по классификации А. А. Ханина породы относятся к VI-V классу коллектора.

Таким образом, запасы вышеуказанных объектов исследования можно охарактеризовать как трудноизвлекаемые.

Наилучшими коллекторскими свойствами характеризуются песчаники турбидитовых каналов и проксимальных частей лопасти. Средними и плохими значениями ФЕС характеризуются песчаники и алевролиты кревассовых каналов и лопастей, медиальной части лопасти. Ухудшенными свойствами характеризуются алевролиты с прослоями песчаников дистальной части лопасти, межрусловых площадей, прирусловых валов. Вмещающими породами являются алевролиты мелкозернистые глинистые и аргиллиты подводной равнины, которые относятся к покрышкам.

1.2. Анализ состояния изученности проблемы моделирования вертикально-неоднородной флюидонасыщенности ачимовских коллекторов

Отложения ачимовской толщи севера Западной Сибири являются классическим примером сложнопостроенного коллектора, для которого традиционные методы петрофизической интерпретации часто оказываются недостаточно эффективными по причине высокой геологической неоднородности, выражающейся в широкой вариации минерального состава и фильтрационно-емкостных свойств пород.

В отечественной нефтегазовой отрасли геологическая неоднородность чаще всего рассматривается с точки зрения её влияния на процесс разработки месторождений, а точнее влияния на нефтеотдачу и неравномерность выработки нефтяной залежи. Зоны с высокой проницаемостью вовлекаются в разработку быстрее низкопроницаемых, что приводит к преждевременному обводнению отдельных скважин и снижению общей нефтеотдачи. В

условиях такой неоднородности классические методы заводнения становятся менее эффективными, поскольку закачиваемая вода преимущественно проходит по наиболее проницаемым каналам, минуя труднодоступные участки продуктивного горизонта [53].

Литологическая неоднородность, обусловленная чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов, приводит к высокой расчлененности продуктивного пласта, наличие тонких непроницаемых прослоев затрудняет вертикальную фильтрацию, ограничивает дренаж низкопроницаемых зон, а при условии интенсификации добычи методом многостадийного гидроразрыва пласта, усложняет выбор интервалов для его проведения. По мнению С. Д. Пирсона неоднородность пластов оказывает значительное влияние на нефтеотдачу пластов, особенно при методах разработки пласта в водонапорном режиме [99]. Такой же позиции придерживаются М. Л. Сургучев, Ю. В. Желтов, Э. М. Симкин, по утверждению которых геологическую неоднородность нужно учитывать на всех стадиях разработки месторождений нефти и газа, а «главным фактором, определяющим влияние неоднородности на его промышленную характеристику, является степень неоднородности по проницаемости» [113].

Однако, стоит отметить значительное влияние геологической неоднородности на процессы формирования залежей нефти и газа, высокая расчленённость разреза может создавать на путях миграции нефти в ловушку многочисленные литологические и капиллярные барьеры, а также образовывать микроловушки нефти, что в конечном счете оказывает влияние на распределение воды, нефти и газа в емкостном пространстве коллектора. В результате рассмотрения строения залежей в таком аспекте многие сложности с обоснованием наклонных контактов, противоречий в характере насыщенности, которые традиционно объясняются дизъюнктивными нарушениями становятся разрешимыми.

Рассмотрим пример влияния перечисленных выше факторов на строение ачимовских нефтяных залежей. Так на изучаемом месторождении «А» по результатам испытаний и эксплуатации пластов Ач-3 и Ач-4 нижнехетской свиты зафиксирована повышенная обводненность продукции на высоких отметках залежи, где по данным результатов интерпретации ГИС ожидались однофазные притоки нефти (Рисунок 1.3). При последующем детальном изучении кернового материала обнаружилось присутствие, предположительно, водонасыщенных интервалов выше нефтенасыщенных, что, очевидно, связано с присутствием геологической неоднородности на объекте исследования. На первом этапе необходимо определиться с классификацией геологической неоднородности.

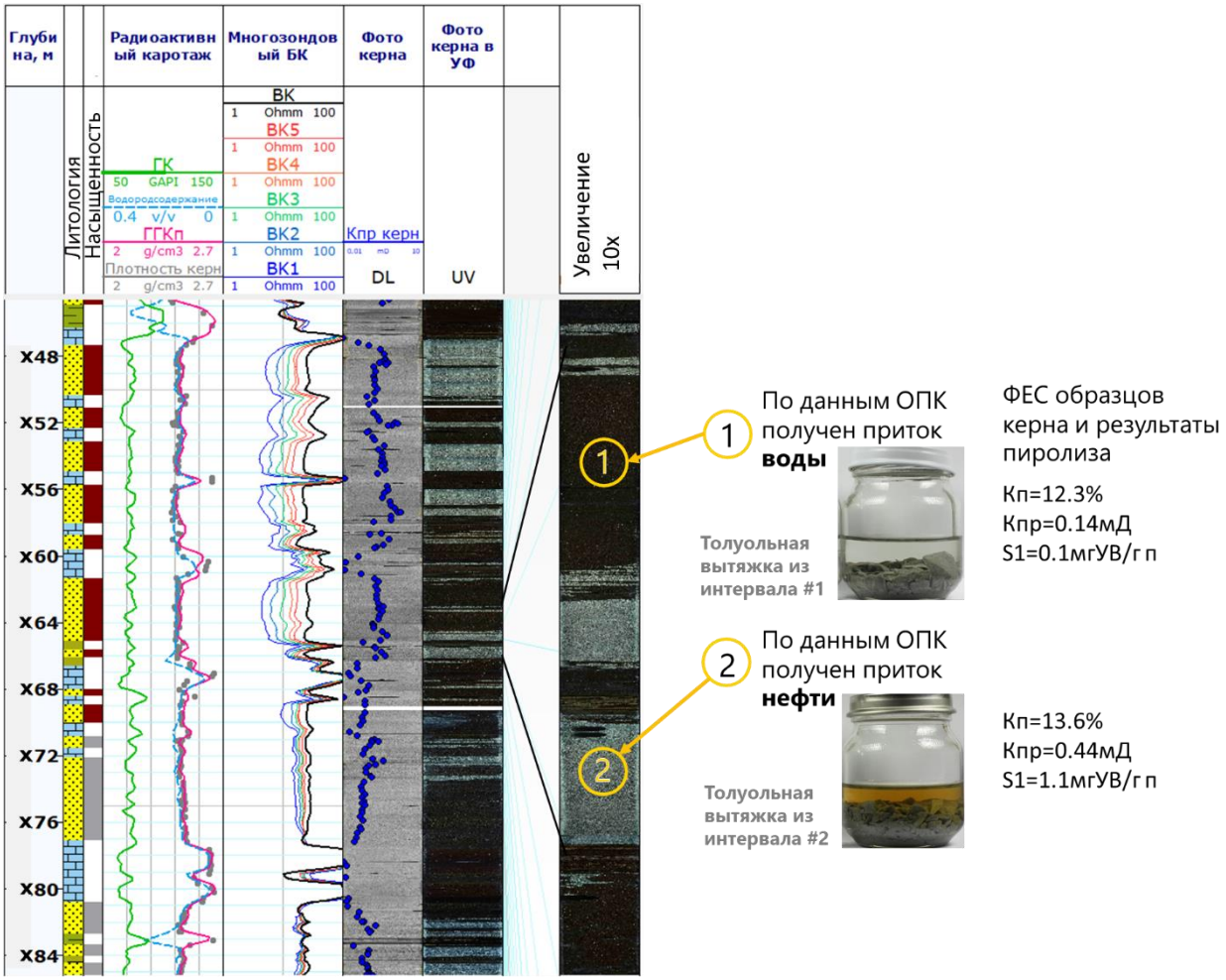


Рисунок 1.3 – Иллюстрация получения притоков воды выше притоков нефти при наличии неоднородной нефтенасыщенности по разрезу скважины

В геологии понятие неоднородности применяется очень широко и в зависимости от поставленной задачи раскрывается с разных позиций. В отечественной практике этим вопросом занимались В. И. Азаматов, А. В. Ахияров, Д. А. Асташкин, Л. Ф. Дементьев, Т. Ф. Дьяконова, Г. М. Золоева, М. А. Жданов, Д. В. Корост, М. В. Рац, Н. М. Свихнушин, В. В. Стасенков, М. Л. Сургучев, М. А. Токарев, А. В. Хабаров и др.

Наиболее общее понятие дается Л. Ф. Дементьевым который трактует неоднородность как «изменчивость любого параметра или элемента продуктивных отложений, необходимость учета которого в технологических решениях обязательна» [40].

В работах М. А. Жданова, В. В. Стасенкова, М. Л. Сургучева для решения технологических задач предлагается различать неоднородности пород-коллекторов: морфологическую и неоднородность коллекторских свойств продуктивного горизонта (пористости и проницаемости). Морфологической неоднородностью авторы называют качественный переход от пород, обладающих коллекторскими свойствами, к неколлекторским.

При изучении геологической неоднородности необходимо четкое понимание, к какому структурному уровню относится объект и предмет исследования. В данном исследовании классификация уровней неоднородности принята по Л. Ф. Дементьеву, где выделяются пять уровней структурной организации [53]:

- ультрамикро- и микронеоднородность характеризуют элементарный объем породы – минеральные зерна, образец горной породы (как правило, данный уровень ниже разрешающей способности большинства методов геофизических исследований скважин и изучается на лабораторных установках);
- мезонеоднородность характеризует изменчивость геологических объектов в пределах одного литологического состава, к примеру, коллектор-неколлектор, коллекторы с различными фильтрационно-емкостными свойствами;
- макронеоднородность характеризует отдельные линзы или пропластки, сложенные породами одного литологического состава (на мезо- и макронеоднородном иерархическом уровне выполняется большинство петрофизических работ при подсчете геологических запасов и сопровождении разработки месторождений нефти и газа);
- метанеоднородность характеризует пласты, крупные части пластов.

В настоящей работе для характеристики предмета исследования используется вариант неоднородности мезо- и макроскопического размера, поскольку геометрический размер неоднородности (слоев различного характера насыщенности) варьируется от десятков сантиметров до 1 метра и более. В то же время необходимо отметить, что на предмет исследования (на флюидонасыщенность) значительное влияние оказывает внутреннее строение коллектора, то есть микронеоднородность, которая выражается в вариации коэффициента абсолютной проницаемости – от 0.03 до 55 мД в коллекторе (Рисунок 1.4).

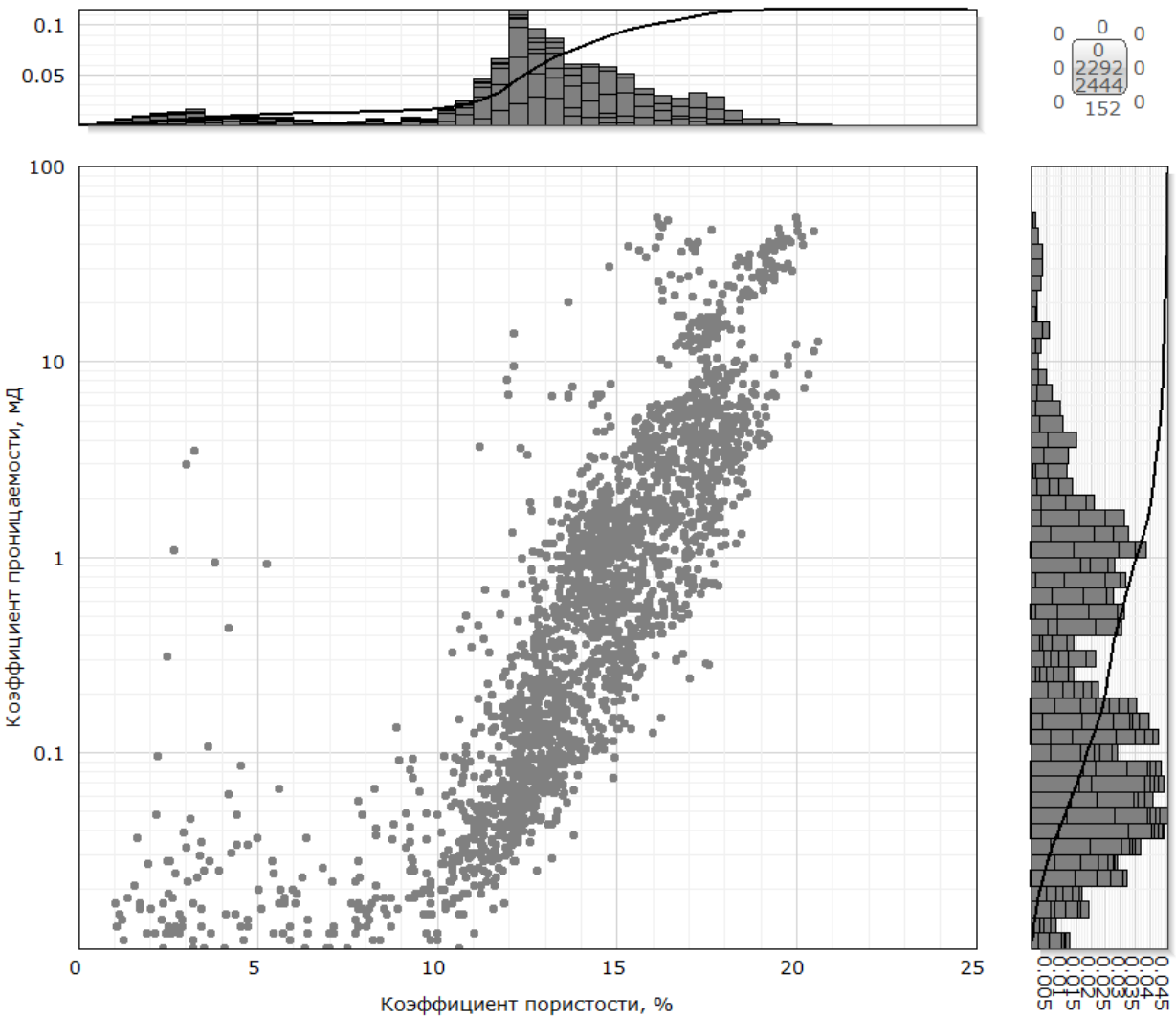


Рисунок 1.4 – Сопоставление коэффициента пористости и проницаемости по пластам Ач-3, Ач-4 месторождения «А»

По форме проявления неоднородность объекта исследования относится к вертикальной (слоистой) и, соответственно, является текстурной.

В области построения петрофизических моделей текстурно-неоднородных коллекторов по данным ГИС известны работы таких исследователей, как Б. Ю. Вендельштейн, В. Н. Дахнов, В. А. Ефимов, Б. И. Извеков, Ф. Я. Боркун, В. Г. Мамяшев, А. В. Мальшаков, Т. Ф. Дьяконова, Д. А. Асташкин, А. Ю. Лопатин, А. В. Хабаров, Я. Е. Волокитин, А. В. Акиньшин и др. В большинстве работ авторов рассматривается морфологическая неоднородность микромасштаба, также называемая как «тонкослоистость». Наиболее часто при петрофизическом моделировании тонкослоистых коллекторов используется предложенный Б. Ю. Вендельштейном параметр $\chi_{глин}$, характеризующий относительное содержание по толщине глинистых прослоев в слоистом коллекторе [27].

Наиболее известными и часто применяемыми подходами при создании петрофизической модели макронеоднородных пород является литофизическая типизация пород [14, 25, 92, 116, 123]. При этом отдельно стоит отметить условия применимости такого подхода, по словам Д. А. Асташкина [6] – целесообразность типизации коллекторов с целью повышения достоверности количественной интерпретации данных ГИС возникает при двух условиях:

1. Петрофизические зависимости по каждому типу различны и не могут быть описаны единой корреляционной зависимостью.
2. Имеются предпосылки к распознаванию выделенных типов по данным ГИС.

В дополнение к задачам литофизической типизации пород по данным ГИС можно добавить задачу повышения достоверности прогноза распространения выделенных типов в межскважинном пространстве в геологических моделях месторождений. При этом возникает дополнительное условие – должны быть предпосылки к распознаванию выделенных типов в поле сейсмических параметров либо иметь связь с фациальной моделью месторождения [14].

Итак, после установления характеристики геологической неоднородности объекта исследования рассмотрим вышеуказанную проблему – механизм образования зон повышенной обводненности продукции при испытании скважин в куполах нефтяных залежей ачимовской толщи. Вопрос в такой постановке очень широк, и ему посвящены работы многих исследователей, поэтому, с целью локализации научного поиска, будем исходить из следующих предположений, сделанных по результатам анализа исходной геолого-геофизической информации (Рисунок 1.3):

1. Система находится в квазиравновесии, где гравитационные силы компенсируются капиллярными и не изменяются под действием различных факторов, таких как разработка месторождения или продолжающиеся неотектонические движения.
2. Установленная текстурная неоднородность объекта исследования мезо- и макроскопического размера по Л.Ф.Дементьеву- от десятков сантиметров до 1 метра и более.
3. Одним из главных факторов повышенной обводненности продукции является неравномерный характер насыщенности пород-коллекторов по разрезу, также известный как «неоднородная», «пятнистая», «полосчатая», «островная» насыщенность [14, 20, 30, 81, 5, 107].

Таким образом, исходя из указанных предположений, в данном исследовании частично или полностью не рассматривались в качестве геологических причин: гидродинамически изолированные тела, малоаплитудные экранирующие разломы, аномальные кольцевые зоны [80, 101], отжатие элизионных вод из глин в результате тектонодинамического сжатия пород [33] и др., отжатие воды из неколлекторов-глин в процессе разработки [127], а также ряд технологических причин: межпластовые перетоки, недоосвоение скважин и др. Дополнительно стоит отметить, что неравномерный характер насыщенности коллектора наблюдается по всей

площади и разрезу нефтяной залежи изучаемого месторождения, подтверждается точечными испытаниями на приток современными опробователями пласта на кабеле (ОПК) и отсутствием либо очень низкой нефтенасыщенностью по данным исследований керна в интервалах притока воды (Рисунок 1.3).

В одной из основополагающих работ в области изучения нефтеносности песчаников [99] отмечается, что в условиях низких фильтрационно-емкостных свойств коллектора на характер распределения флюидонасыщенности значительное влияние оказывают капиллярные силы в противовес гравитационным. Эта концепция получила название «капиллярно-гравитационной» [15]. Применительно к рассматриваемой проблеме такую концепцию в своих работах использовали многие исследователи: Ю.Я. Большаков, Е.Ю. Большакова, Т.В. Мамяшев, А.Г. Борисов, В.С. Дручин, А.А. Евдощук.

В работе [99] по величине капиллярных давлений смещения в неоднородном пласте $БВ_8$ для Сеченского купола Самотлорского месторождения рассчитывалась высота возможного капиллярного поднятия пластовой воды, объясняющая отсутствие чисто нефтяной зоны (ЧНЗ) в отдельных частях залежи. Также были введены понятия капиллярных барьеров первого и второго рода, причинами которых являются изменение по латерали радиуса пор в породах и изменение межфазного натяжения между пластовой водой и углеводородами, соответственно.

С целью объяснения различий в уровнях ВНК в работе [67] используется зональное разделение залежи капиллярным экраном.

Еще одним примером капиллярно-гравитационной концепции нефтегазонакопления является наклонный ВНК, простирающийся конформно структуре пласта. В работах [45, 79] приводится обоснование причин существенного различия уровня ВНК для пластов $Ю_1^1$ Грибного и Нх-1 Сузунского месторождений. Несмотря на различие обоснований первопричины возникновения наклонных поверхностей ВНК, общим является геологическое строение пласта – равномерное снижение ФЕС от кровли к подошве, что, в свою очередь, обуславливает последовательный переход от нефтенасыщенной зоны к водонасыщенной.

В настоящей работе рассмотрим случай неоднородного строения пласта, где существует вертикальное чередование коллекторов с высокими и низкими ФЕС.

С этой позиции стоит отметить работу [86], где отмечается, что в ачимовской толще, в интервале повышенных значений УЭС опесчаненных пачек, на изображениях керна в ультрафиолетовом свете (УФ) свечение «присутствует не более чем в 10% от общей кажущейся эффективной толщины, при этом остальная доля разностей является, по всей видимости, либо неколлектором, либо так называемым «субколлектором», содержащим исключительно рыхлосвязанную воду».

Вслед за этим выходит значимая публикация [73], в которой наглядно показывается, что в неоднородных пластах насыщенность в переходных зонах претерпевает разрыв, это приводит к немонотонности строения переходной зоны и к скачкообразному изменению положения условного ВНК. Другими словами, на одной и той же высоте над зеркалом чистой воды (ЗЧВ) могут находиться прослои с разной величиной нефтенасыщенности в зависимости от их ФЕС.

В работе [1] на Рогожниковском месторождении в пластах викуловской свиты отмечается неоднородность флюидонасыщения по разрезу, нефтенасыщенные прослои залегают не в кровле, а распределены по мощности залежи. Автор приходит к выводу, что «масштабы данной неоднородности сопоставимы с масштабом слоистости, однако явление не связано с распределением слоистой глинистости, а подчиняется определенной закономерности» [1, с.45]. В частности, было установлено граничное значение коэффициента проницаемости для разделения нефтенасыщенных и ненасыщенных образцов керна в 30 мД. Получение единого граничного значения Кпр для викуловской свиты обусловлено её относительно высокими ФЕС, в связи с чем влияние капиллярных сил не такое значительное.

Одной из практических реализаций вышеуказанных закономерностей являются работы [5, 129]. Исследуя образцы керна из ачимовской толщи на Имилорском месторождении, авторы установили, что характер насыщенности зависит не только от ФЕС прослоя, но и высоты его расположения над ВНК. В результате сопоставления светящихся и несветящихся в УФ свете интервалов керна и их проницаемости обосновано три граничных значения Кпр для определения характера насыщенности пород- для высот над ВНК 10, 50 и 100 метров. Потенциалом к усовершенствованию данного подхода будет являться обоснование граничного значения не в дискретной форме, а в непрерывной, что позволит повысить точность оценки характера насыщенности коллектора в зонах значительной изменчивости ФЕС по разрезу.

В работе [107] на примере пласта АС10 Приобского месторождения рассматриваются факторы, оказывающие влияние на природу неравномерной насыщенности нефтью коллектора. Авторы показали, что «состав цемента, его количество в поровом пространстве и насыщенность керна углеводородами в совокупности нивелировали электрическое сопротивление пласта АС10 в различных зонах насыщения, что привело к искажению насыщенности коллектора в целом.» [107, с.53]. Для повышения достоверности оценки насыщенности авторы рекомендуют формировать системный подход для решения такого рода задач. Основные принципы системного подхода в петрофизике следующие:

1. Комплексность – одновременное рассмотрение петрофизических свойств пород, таких как пористость, проницаемость, насыщенность, минеральный состав и другие в их взаимосвязи.

2. Иерархичность – анализ свойств на разных масштабах и их взаимосвязь.

В контексте исследуемой проблематики использование иерархичности при петрофизическом моделировании особенно важно, поскольку неоднородность флюидонасыщенности характеризуется макронеоднородным размером в разрезе скважины, а причины и механизмы её возникновения зависят от микронеоднородного строения пород.

Отдельно стоит рассмотреть определение коэффициента нефтенасыщенности горных пород ачимовской толщи, традиционно его определяют по данным электрометрии.

Для определения коэффициента нефтенасыщенности используются петрофизические зависимости параметра пористости (Рп) от Кп и параметра насыщения (Рн) от Кв.

Установленная ранее значительная геологическая неоднородность ачимовских коллекторов должна приводить к вариативности коэффициентов уравнения Дахнова-Арчи. Одним из примеров её учета является работа [76], где показывается тесная связь значений показателей структуры (m) и смачиваемости (n) с выделенными классами продуктивного коллектора. Авторами предлагается прогнозировать изменчивость этих показателей с помощью структурного фактора Sf. В той же работе, а также исследованиях других авторов [8] приводится информация по изменчивости минерализации пластовой воды как в рамках одного месторождения, так и по площади Западной Сибири. Значительная её вариация вероятно связана в первую очередь со сложностями отбора концидионных проб в процессе испытаний либо эксплуатации скважин, поскольку чаще всего проводятся с применением технологии ГРП.

Ачимовские отложения в фациальном отношении приурочены к подводным конусам выноса, которые в свою очередь имеют замкнутое клиноформное строение и обладают аномально высокими пластовыми давлениями. Пластовые воды имеют элизионное происхождение, что обуславливает низкую минерализацию. Так в работе [90] указывается, что низкая величина минерализации пластовой воды является причиной занижения удельных электрических сопротивлений коллектора и является значительным осложняющим фактором при определении характера насыщенности по данным ГИС. В таких условиях обязательным к изучению в части определения величины коэффициента водонасыщенности является влияние эффектов поверхностной проводимости на электрические модели насыщенности [26, 37, 77, 98, 109].

В работе [47] отмечается, что низкая разрешающая способность стандартных методов электрометрии неспособна достоверно охарактеризовать УЭС пропластков, толщина которых ниже 0.8 м, что приводит к тому, что данные пропластки при выполнении интерпретации данных ГИС могут быть пропущены. Авторы предлагают повысить вертикальную разрешающую способность электрических методов стандартного комплекса до 0.1 метра. Однако, стоит отметить, что вертикальная разрешающая способность всегда обратно пропорционально связана с глубинностью исследования, и, достигая таких значений как 0.1 метр, прибор будет

характеризовать зону коллектора, частично или полностью промытую фильтратом бурового раствора и информацию об истинном УЭС коллектора нести не будет.

На основании обзора проблем определения коэффициентов нефтенасыщенности ачимовских коллекторов можно зафиксировать следующие сложности при решении задачи определения насыщенности ачимовских коллекторов на количественном уровне:

1. Неоднородность ФЕС коллектора приводит к широкой изменчивости коэффициентов m и n уравнения Дахнова-Арчи, а также ограничениям, связанным с разрешающей способностью методов измерения УЭС по ГИС.

2. Значительная разница в термобарических условиях залегания пород (90-100 градусов по Цельсию и эффективные давления 20-35 МПа) и лабораторных условий приводит к большим различиям в измерениях коэффициентов уравнения Дахнова-Арчи.

3. Высокая изменчивость минерализации пластовой воды с преобладающими низкими величинами – от 3 до 21 г/л (по данным Ш.В. Мухидинова).

Еще одним немаловажным аспектом при анализе характеров притока являются функции относительных фазовых проницаемостей. В методических рекомендациях по подсчету запасов УВС [96] в числе одного из способов оценки характера насыщенности и фильтрации приводится построение капиллярно-фильтрационных моделей. С помощью таких комплексных моделей можно полностью описать строение переходной зоны насыщенности залежи и оценить ожидаемые притоки в любом интересующем интервале.

1.3. **Выводы по главе 1**

По результатам обзора состояния изученности проблемы петрофизического моделирования вертикально-неоднородной флюидонасыщенности ачимовских коллекторов, предшествующих данному исследованию, можно сказать, что для решения поставленных задач исследования ключевым является комплексное изучение и учет факторов, влияющих на неоднородное флюидонасыщение изучаемого объекта (седиментологических, литолого-петрофизических, капиллярных и фильтрационных характеристик породы), а также их влияние на данные геофизических исследований скважин (ГИС).

Перспективным для решения поставленной цели диссертационного исследования будет рассмотрение следующих нерешенных вопросов:

1. Обоснование модели коллектора, описывающей неравномерное распределение нефти и воды по разрезу.
2. Усовершенствование методики определения характера насыщенности коллекторов в условиях пониженного контраста УЭС между водо- и нефтенасыщенными интервалами.
3. Повышение достоверности оценки коэффициента водонасыщенности в условиях изменчивой минерализации и коэффициентов m и n.
4. Литофизическая типизация пород по данным керновых и геофизических исследований скважин.
5. Повышение достоверности оценки коэффициента проницаемости пород.
6. Построение капиллярно-фильтрационной модели коллектора и прогноз обводненности по данным ГИС.

Решение рассмотренных вопросов в рамках системного подхода позволит повысить достоверность геологической интерпретации данных ГИС и улучшить качество решения промысловых задач.

ГЛАВА 2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ И ОСОБЕННОСТИ ЕЁ НЕОДНОРОДНОГО СТРОЕНИЯ

При изучении процессов формирования и фильтрации флюидов наиболее существенными физическими свойствами являются пористость и проницаемость горных пород. Изменение этих свойств в различных направлениях является ключевой при планировании и контроле за разработкой месторождений. В рамках применения системного подхода к решению задач диссертационной работы и установленных факторов, оказывающих влияние на неоднородность флюидонасыщения, изучение объекта исследования производилось в два этапа. На первом этапе изучалось строение горных пород ачимовской толщи на микронеоднородном уровне, который определяет неоднородную флюидонасыщенность. На втором этапе – на макронеоднородном уровне, характеризующим геометрические размеры проявления неоднородности насыщения. Ключевой задачей главы 2 является построение петрофизической модели первого уровня с выполнением типизации пород по литологическим характеристикам и петрофизической модели второго уровня – типизации пород по флюидному составу. Дополнительная задача – установление иерархической связи петрофизических моделей разного уровня.

2.1. Особенности геологического строения толщи

Объектом исследования являются терригенные отложения клиноформного строения, залегающие в основании неокома, месторождения «А» на севере Западной Сибири. Отложения формировались в глубоководно- и мелководно-морских обстановках, снос осадочного материала происходил с шельфа турбидитными потоками. Согласно клиноформной модели [2, 21, 49, 78, 81, 110] разрез неокома представляет собой латеральный ряд полого налегающих друг на друга клиноформных тел, возраст которых омолаживается от области питания к центру бассейна. Такое строение обусловлено, главным образом, некомпенсированным осадконакоплением, значительной площадью бассейна седиментации, наличием стабильной области питания, расположенной за пределами бассейна и эвстатическими колебаниями уровня мирового океана [84]. В качестве понятийной базы для выделения фаций глубоководных конусов выноса приняты фациальные схемы Рединга и Ричарда [154] (Рисунок 2.1), строение лопастей по Спихала [157] и Прелат [152] (Рисунок 2.2).



Рисунок 2.1 – Концептуальная модель строения глубоководных конусов выноса с многоточечным источником питания [154]

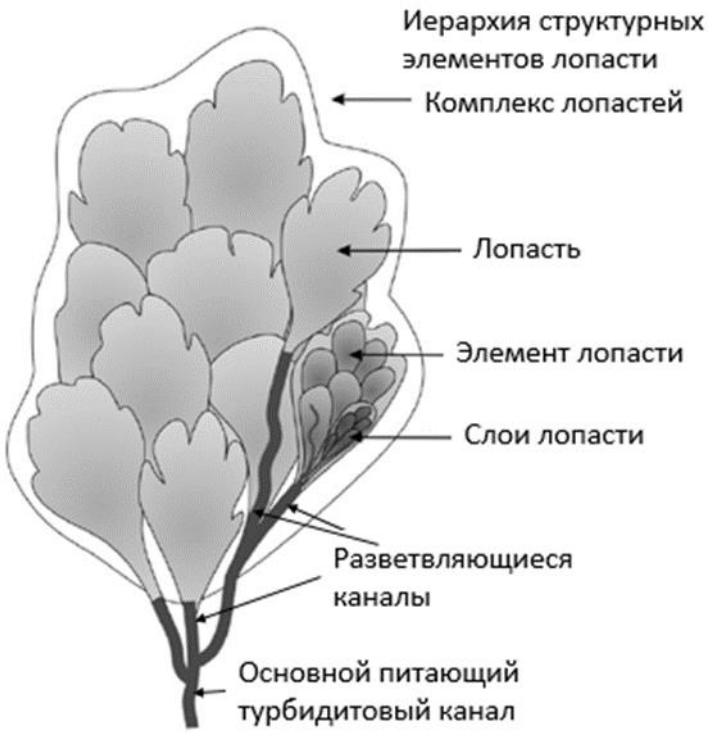


Рисунок 2.2 – Структурообразующие элементы подводных конусов выноса [152]

Фация – это обстановка осадконакопления, овеществленная в осадке или породе, или, иными словами, не только комплекс физико-географических условий среды осадконакопления, в результате которых сформировались осадки, но и сами осадки, обладающие определенным

сочетанием первичных признаков [51] или «условия+осадок» [61]. В результате седиментологического анализа (выполнен специалистами ООО «РН – Геология Исследование Разработка») по керну выделено 11 фаций, основными из которых являются фации дна бассейна, распределительных турбидитовых каналов и прирусловых валов, подводного склона, кревассовых каналов и лопастей, и осадочных лопастей (проксимальная, медиальная и дистальная части). С целью группировки по близости фильтрационно-емкостных свойств фации укрупнены в 5 макрофаций [23].

По соотношению песчаников, алевролитов и аргиллитов установлено, что тип турбидитной системы для изучаемых отложений преимущественно смешанный, глинисто-песчаный (по классификации Reading and Richards, 1994) с многоточечным источником питания, лопасти имеют лопастную вытянутую форму и могут распространяться от подножия склона на десятки километров. Сопоставление фаций, выделенных по керну, с фильтрационно-емкостными свойствами пород представлено на рисунке 2.3 и в таблице 2.

В скважинах, не охарактеризованных керновым материалом, для выделения фаций по данным ГИС использовалась методика Муромцева [75]. Формы диаграмм метода ПС действительно отражают цикличность и характерные признаки фаций, однако, в условиях вскрытия изучаемых отложений с применением полимерглинистых буровых растворов на водной основе и низкой минерализации пластовых вод (от 3 до 11 г/л), аномалии естественной электрохимической активности значительно искажены, что делает их практически непригодными для использования. В этой связи метод ПС при анализе заменен другими геофизическими методами (ГК и ННКт). Пример выделенных фаций представлен на рисунке 2.15.

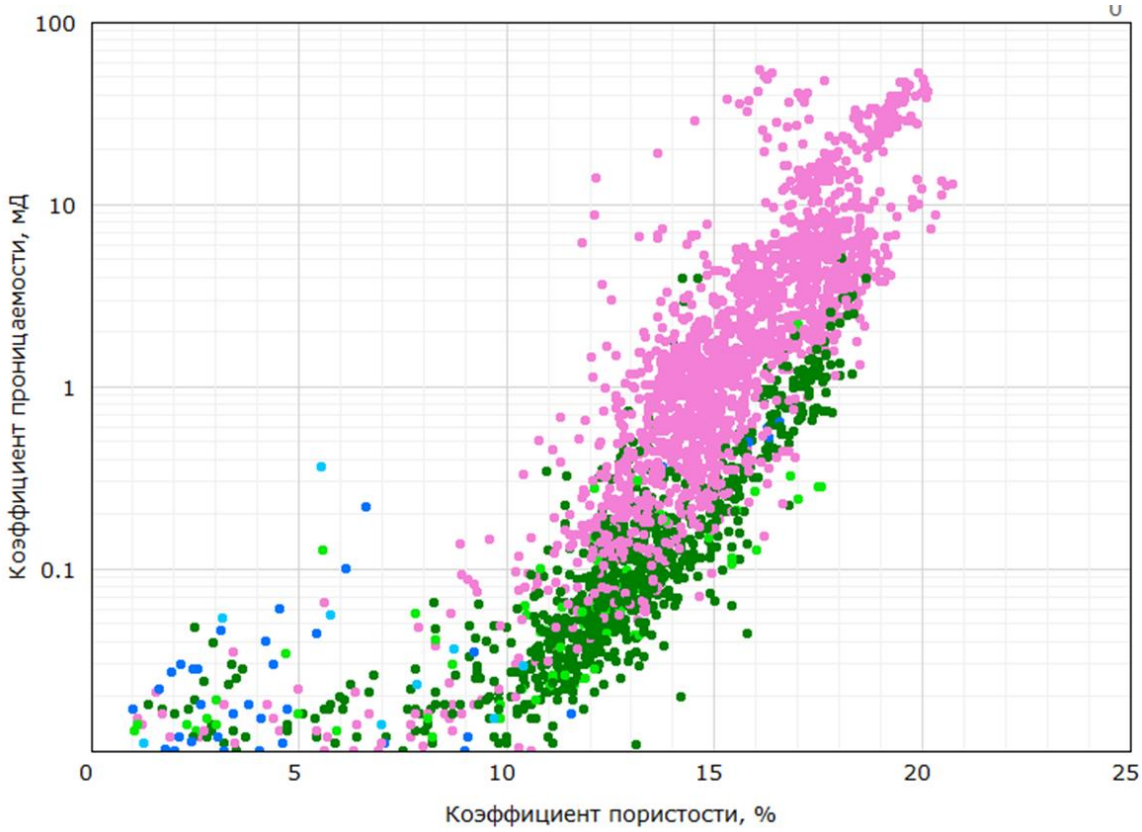


Рисунок 2.3 – Сопоставление пористости и проницаемости с цветокодированием по макрофациям

Таблица 2 – Фации и макрофации, выделенные по керну (по материалам ООО «РН – Геология Исследование Разработка»)

Классификация фаций			**Макрофации**	**Код макрофаций**	**Литотипы**
Код		**Расшифровка**			
14	SL	Глинистые осадки склона	Глинистые осадки склона	1	1
2	BF	Дно бассейна	Относительно глубоководный морской бассейн	2	1,2
13	ILB	Отложения межрусловых площадей			
7	DTC	Турбидитовый канал	Подводные каналы	3	4,5
8	TCC	Турбидитовый кревассовый канал			
10	PSL	Проксимальная часть лопасти	Проксимальная и медиальная части лопасти	4	3,4
11	MSL	Медиальная часть лопасти			
12	DSL	Дистальная часть лопасти	Дистальная часть лопасти	5	1,2,3
4	LVO	Подводный прирусловый вал			
5	ADTC	Отмирание подводного/турбидитового канала			
9	TCS	Турбидитовый конус разлива			

Макрофация подводных каналов сложена песчаными пачками с резкой нижней границей и градационным строением верхней части осадочного разреза, характеризующиеся шнурковой формой на сейсмических срезах, и залегающие среди алеврито-глинистых пород с признаками образования гравитационными осадочными потоками, интерпретируются как отложения заполнения подводных турбидитовых каналов. Русловые песчаники слагают достаточно мощные песчаные пачки (от 5 м до 10-20 м по данным ГИС), характеризующиеся резкой эрозионной подошвой и блоковой или колоколовидной формой кривых гамма-каротажа и плотностного каротажа. Песчаники каналов имеют высокие коллекторские свойства, проницаемость редко превышает 5 мД, пористость обычно до 20%. С увеличением содержания аутигенных минералов (кальцит, доломит) резко ухудшаются ФЕС. Состав песчаников аркозовый. Основными литологическими типами являются наиболее крупнозернистые песчаники 4 и 5 типов, что подтверждается близостью к источнику сноса и высокой динамикой осадконакопления.

Макрофация проксимальной и медиальной частей лопасти сложена песчаниками светло-серыми тонко-мелкозернистыми с глинисто-карбонатным и карбонатным цементом. Песчаники преимущественно массивные, образование которых интерпретируется как результат быстрого отложения песчаного осадка высокоплотными турбидитовыми течениями. Среди массивных песчаников встречаются единичные прослои песчаников дебрисных, песчаников со слабо выраженной горизонтальной слоистостью, иногда подчеркнутой намывами углисто-растительного детрита, и тонкие слойки песчаника с мелкой косой слойчатостью ряби течения. Основными литологическими типами являются песчаники 3 и 4 типов. Коллекторские свойства: Кп =1,2 до 19,7%, Кпр =0,001- 6,7 мД. Толщина: до 30 м.

Макрофация дистальной части лопасти сложена алевролитами глинистыми и аргиллитами темно-серыми с градационной текстурой, с тонкими (до 3-8 см) прослоями песчаника светло-серого тонкозернистого, алевролита крупнозернистого. В прослоях песчаников светло-серых и алевролитах крупнозернистых наблюдается мелкая косая слоистость (рябь течения), встречаются дебрисные песчаники и алевролиты с редкими мелкими глинистыми интракластами. Цемент в прослоях песчаника и алевролита от глинистого до карбонатного. В аргиллитах встречаются мелкие конкреции пирита.

Преимущественно глинистый состав пород фации, содержащих тонкие прослои и слойки песчаников и алевролитов крупнозернистых с градационной кровлей, свидетельствует о низкодинамичном режиме седиментации, при котором происходило отложение песчаных и алеврито-глинистых осадков низкоплотными песчаными и тонкозернистыми турбидитовыми течениями и накопление аргиллитов в условиях фоновой седиментации. Основными

литологическими типами являются породы 2, 3 и 6 типов. Коллекторскими свойствами обладают породы 3 типа. Кп =10 до 16,7%, Кпр =0,01- 1,4 мД.

Макрофации глинистых осадков склона и **относительно глубоководного морского бассейна** сложена аргиллитами алевритовыми и алевролитами мелкозернистыми глинистыми, отмечаются прослои мергелей и кремнисто-глинистых пород. Текстура в алевролитах глинистых и аргиллитах микрослоистая, градационная, редко наблюдаются текстуры пластических деформаций. В породах встречаются стяжения пирита, растительный детрит, карбонатные стяжения, весьма редко встречаются раковины двустворок и аммонитов. Мощность отложений может достигать 50 м. Формирование аргиллитов происходило преимущественно в условиях фоновой седиментации, при которой накопление осадков было связано с медленным осаждением суспензированных тонкозернистых осадочных частиц из столба воды. Основными литологическими типами являются глинисто-алевритовые породы 1 типа –неколлектор.

Использование фациального анализа для целей типизации петрофизических моделей используется многими исследователями [25, 56, 92, 116]. Основной целью фациальной типизации пород является повышение достоверности определения их ФЕС как по площади месторождения, так и в разрезе. Уделяется большое внимание поиску возможностей увязки фациальных и петрофизических свойств пород [97]. Как видно по рисунку 2.3, выделенные макрофации исследуемого объекта обладают широкими пределами изменения ФЕС и не характеризуются устойчивыми петрофизическими свойствами, их использование не позволит выполнить дифференциацию пород по ФЕС. Выделение фаций по данным ГИС чаще всего выполняется на качественном уровне и опираются на форму кривых ГИС [75]. Использование количественных критериев с целью фациального разделения ачимовских отложений затруднительно по причине наложения разнофациальных пород, относящихся к разным частям конусов выноса [92]. Кроме того, важно отметить, что кривые ГИС более чувствительны к литологическому составу горных пород, а представленные в работе макрофации, содержат в себе несколько литологических типов пород, что повышает дисперсию их ФЕС. И поскольку задача оценки добычных характеристик горных пород требует большей детальности, в данной работе типизация пород выполнялась по литолого-петрофизическим свойствам. Таким образом, выделенные макрофации использовались при построении фациальной модели пластов Ач-3 и Ач-4, которая была увязана с сейсмическими данными и положена в основу 3D-геологической модели. При этом литофизическая типизация учитывалась в моделях путем установления соотношения макрофация-литотипы (Таблица 1). При таком подходе соблюдается последовательная связь разномасштабных исследований и повышается детальность геологических моделей [69].

2.2. Петрофизическая и геофизическая характеристика толщи

Изучаемые отложения отличаются значительной геологической неоднородностью, генетически связанной с условиями динамики осадконакопления, от которых в большой степени зависят минеральный состав, размер зерен и их упаковка, степень цементации и уплотнение. Для характеристики структурных особенностей горных пород собраны и систематизированы исследования литологических и фильтрационно-емкостных свойств пород по 27 скважинам. Результаты лабораторных исследований керна включают: седиментологический анализ, петрографическое описание шлифов, гранулометрический состав пород, минеральный состав глинистой фракции пород по данным рентгеноструктурного анализа, общий минеральный состав горных пород по РСА; рентгенофлуоресцентный анализ пород; фото методом растровой электронной микроскопии, определения фильтрационно-емкостных свойств горных пород, кривые капиллярного давления, потоковые исследования.

Породы нижнехетской свиты представлены песчаниками мелкозернистыми до тонкозернистых, редко средне-мелкозернистыми, алевролитами крупно- и мелкозернистыми и аргиллитами. По содержанию породообразующих минералов песчаники и алевролиты нижнехетской свиты (пласты Ач-3 и Ач-4) относятся преимущественно к аркозам и грауваккovым аркозам [130]. Известно, что аркозы являются продуктами разрушения гранитоидов, не исключаются разрушения метаморфических пород в источнике сноса осадочного материала.

По результатам описания шлифов установлено, что около 80-90% всех зерен регенерированы в виде прерывистых, реже полных каемок толщиной до 0,03 мм, угловатых шиповидных наростов с частичным восстановлением кристаллографических граней высотой до 0,05 мм. Содержание кварца изменяется 18-68 %, в среднем составляет 30 %.

Полевые шпаты представлены серицитизированными плагиоклазами (~30-35%), чуть реже отмечаются слабо и средне пелитизированными, ед. карбонатизированными калиевыми разностями (~20-25%), часть из которых, около 1/3 (35%), регенерированы в виде прерывистых и полных каемок, угловатых, шиповидных наростов высотой 0,01-0,02 мм, около 20% частично растворены с образованием вторичной пористости.

Содержание полевых шпатов изменяется в пределах 10-77 %, в среднем составляет 42 %. Отмечается преобладание полевых шпатов над кварцем. Породы являются химически незрелыми.

Обломки пород пластичными разностями (~6-7%) – микросланцев слюдистого (серицитового в том числе), кварц-слюдистого состава, единичные обломки глинистого состава (с примесью алевритовых частиц), так и каркасные (~4-5%) – микрокварциты и эффузивы

кислого, редко среднего и основного состава, единичные обломки осадочных пород кремнистого состава, единичные зерна гранитоидов. Содержание обломков пород изменяется от 5 до 35 %, в среднем составляет 12 %.

Слюдистый материал представлен преимущественно биотитом, реже мусковитом.

Биотит – гидратирован, пластически деформирован, хлоритизирован, незначительно сидеритизирован и пиритизирован (с включениями микрокристаллов пирита), редко карбонатизирован, встречены редкие пластинки, расщеплённые на волокна с образованием вторичной микропористости. Чешуйки мусковита преимущественно чистые, редкие слабо каолинитизированы.

Среди акцессорных минералов выделяются в основном – турмалин, циркон, гранат, сфен, апатит, ильменит, реже встречаются: рутил, титанистые минералы, анатаз, лейкоксен.

Цемент в породе глинистый, порово-пленочного типа, хлоритовый, реже иллитовый. Повсеместно на поверхности зерен и в порах наблюдаются крустификационные оторочки (пленки) хлорита от мелкого до крупного размера. Такая структура хлорита свидетельствует о процессах диагенетических преобразований полевых пшатов с образованием аутигенного хлорита [63]. Оторочки хлорита осложняют структуру емкостного пространства породы, значительно увеличивая удельную поверхность зерен [43]. Так же в межзерновом пространстве наблюдается иллит, в виде спутанно-волокнистых микроагрегатов. Регенерационный цемент встречается реже, в виде гладких граней восстановления кристаллографической формы на зернах кварца, реже полевых шпатов. Содержание цемента изменяется от 2 до 45 %, в среднем около 17%, при увеличении его содержания более 5-7% коллекторские свойства пород уменьшаются. Среди вторичных процессов, отрицательно влияющих на коллекторские свойства пород отмечаются: гидратация биотита, карбонатизация и хлоритизация. Положительное влияние на ФЕС оказывают процессы растворения обломков пород (эффузивов) и полевых шпатов и незначительная регенерация зерен кварца и полевых шпатов [102] (Рисунок 2.4).

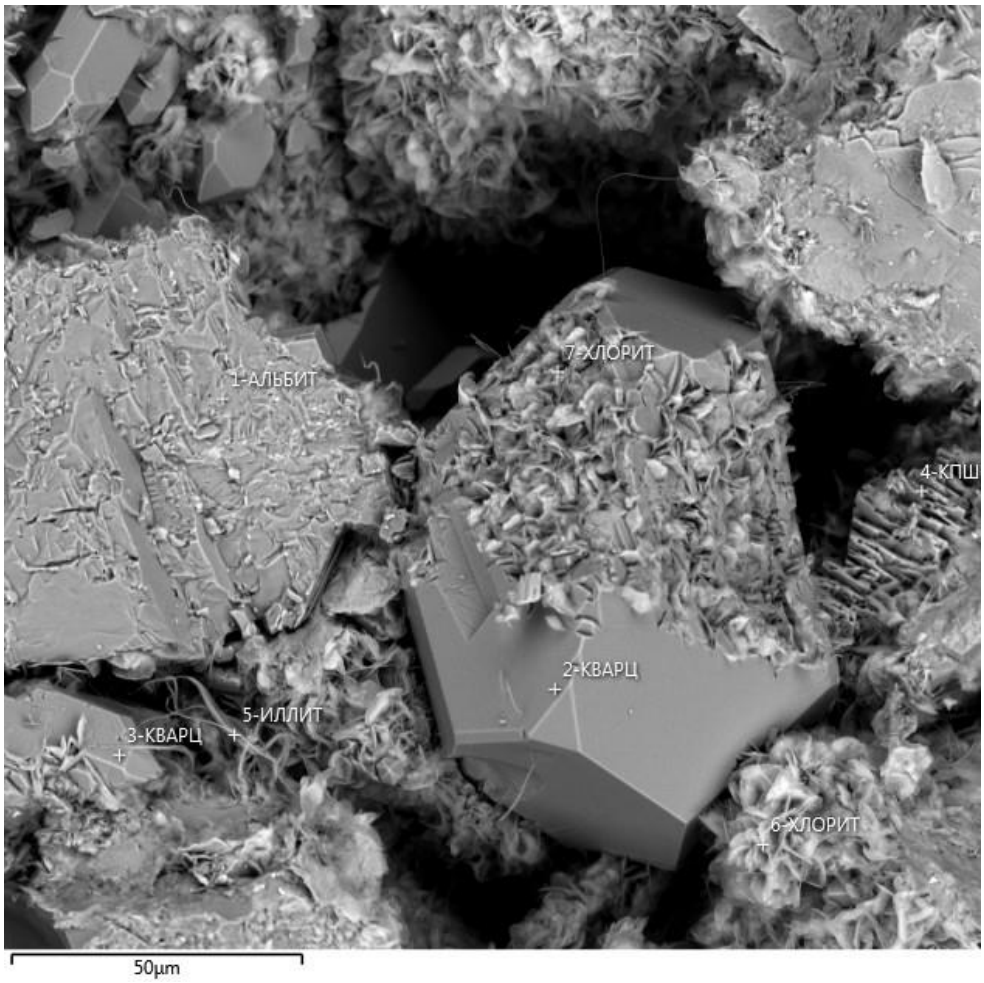


Рисунок 2.4 – Фото РЭМ образца песчаника пласта Ач-3, снимок с увеличением х680.

По данным рентгеноструктурного анализа глинистой фракции цемент в песчаниках и алевролитах крупнозернистых преимущественно гидрослюдисто-хлоритового состава с примесью каолинита. В аргиллитах и алевролитах глинистых несколько увеличивается содержание смешаннослойных образований (ССО) до 6-7%.

Коллекторские свойства пород весьма низкие, проницаемость редко превышает 1 мД, пористость до 20%, по классификации А.А.Ханина [125] породы относятся к VI-V классу коллекторов. Как видно на рисунках 2.5 и 2.6, породы обладают очень широким диапазоном изменения ФЕС как в вертикальном направлении, так и площадном. Одной из ключевых особенностей ачимовских отложений является более значительное изменение фильтрационных характеристик пород (Кпр) по сравнению с емкостными (Кп), а также высокая остаточная водонасыщенность. При одном значении коэффициента пористости коэффициент проницаемости изменяется на два порядка [81], что указывает на сложную структуру порового пространства и на необходимость разработки детальной методики определения проницаемости коллекторов по данным ГИС.

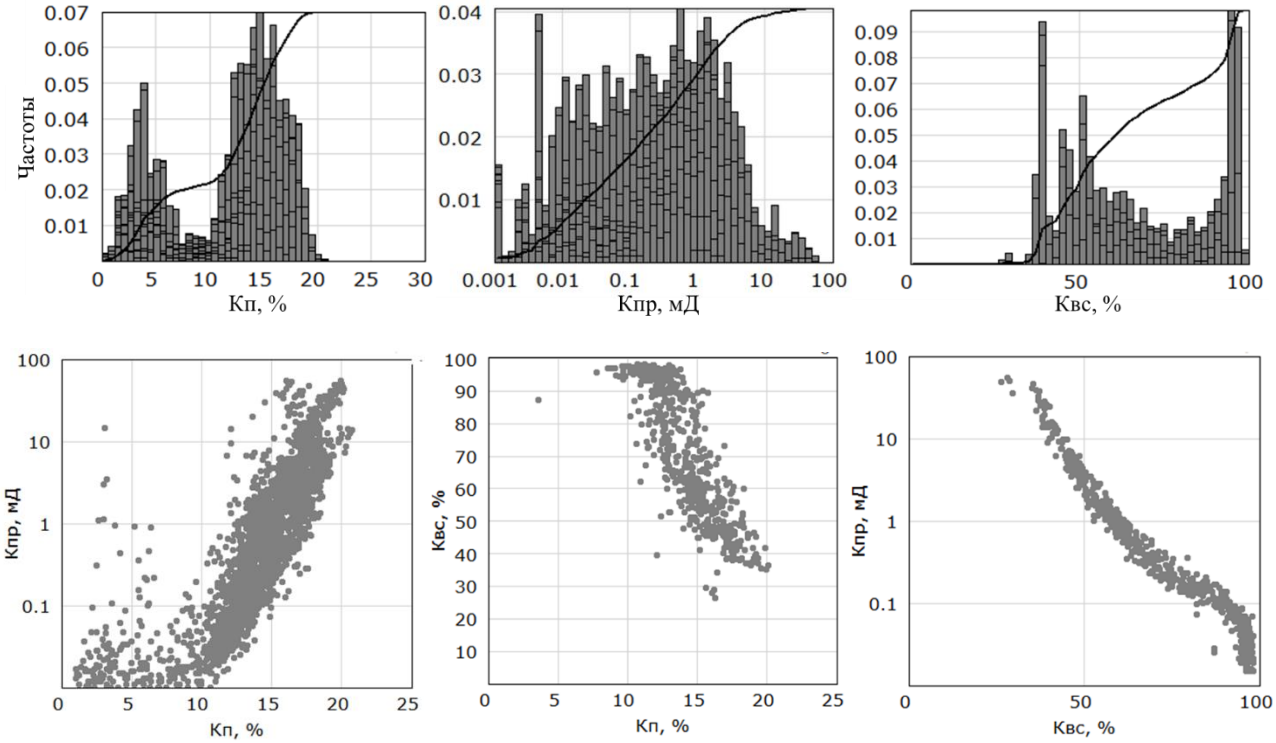


Рисунок 2.5 – Гистограммы распределения ФЕС по данным керна в интервале пластов Ач-3, Ач-4

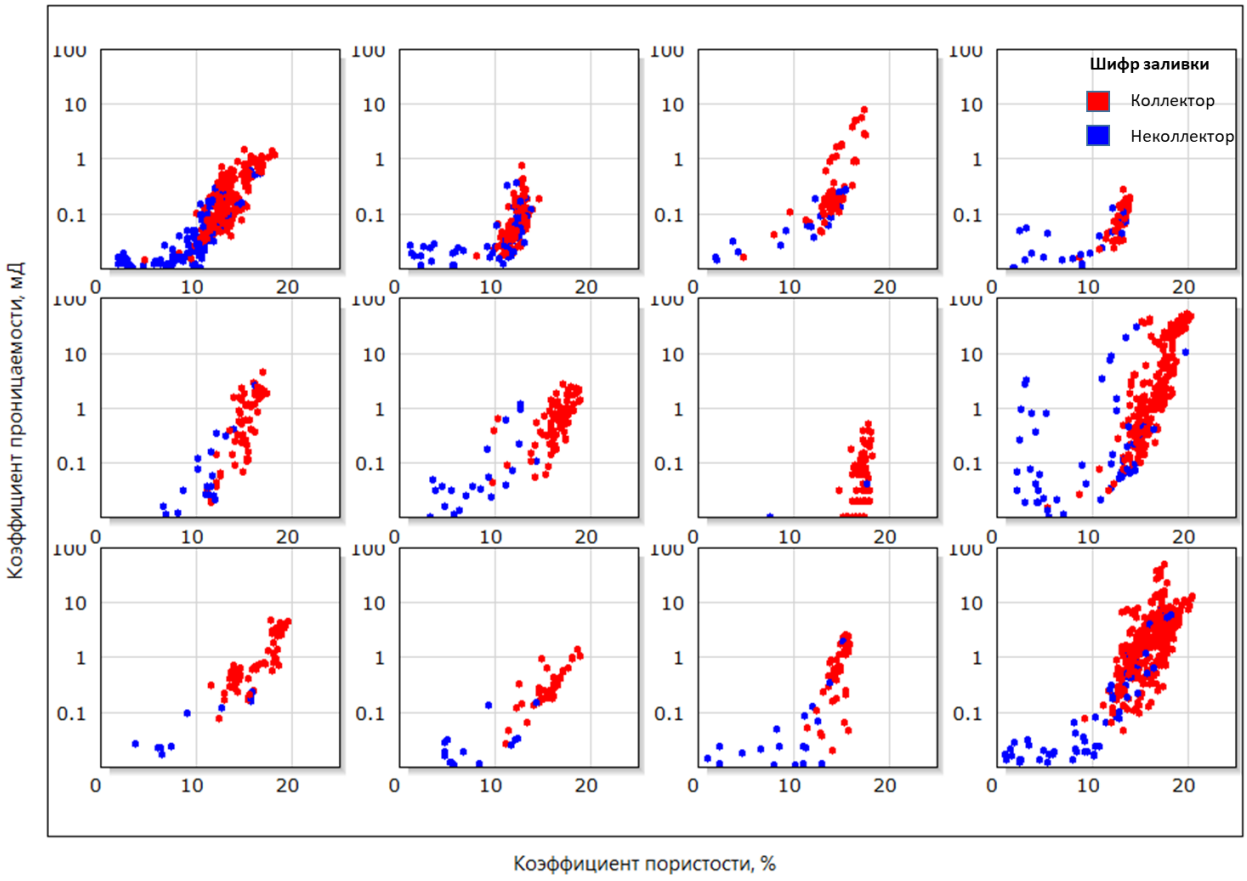


Рисунок 2.6 – Сопоставление коэффициентов пористости и проницаемости по пластам Ач-3, Ач-4 по опорной сети скважин месторождения «А»

Поскольку основным параметром, характеризующим добычные характеристики пластов и их неоднородность, является коэффициент проницаемости, то анализ минерального, гранулометрического состава пород выполнялся одновременно с оценкой их влияния на проницаемость [55]. Вопрос достоверности определения коэффициента проницаемости по данным ГИС в пластах ачимовской толщи на изучаемом месторождении, и в целом на месторождениях севера Западной Сибири является актуальным. По данным различных исследователей [9, 13, 116], связь коэффициента проницаемости с остаточной водонасыщенностью достаточно тесная, однако, способы определения коэффициента остаточной водонасыщенности по данным ГИС не обладают высокой достоверностью. В отечественной производственной практике при наличии стандартного комплекса ГИС (ГК, ННКт, ГГКп, УЭС) этот коэффициент чаще всего рассчитывается по связи от коэффициента объемной глинистости (Кгл) либо водородосодержания твердой фазы (Wтф) [123]. В случае коллекторов ачимовской толщи к влиянию собственно коэффициента глинистости на остаточную водонасыщенность и проницаемость также добавляется влияние типа преобладающего глинистого минерала в породе и их соотношение. Кроме того, отмеченное ранее выщелачивание зерен полевого шпата приводит к образованию дополнительной емкости и может приводить к нарушению пропорциональности связи пористости и проницаемости пород.

Для изучения взаимосвязи между минеральным составом горных пород и их проницаемостью проведён статистический корреляционный анализ в целях поиска зависимости проницаемости от содержания минеральных компонент матрицы (Рисунок 2.7), содержания глинистых минералов цемента по данным РСА (Рисунок 2.8) и фракционным составом по данным гранулометрии (Рисунок 2.9).

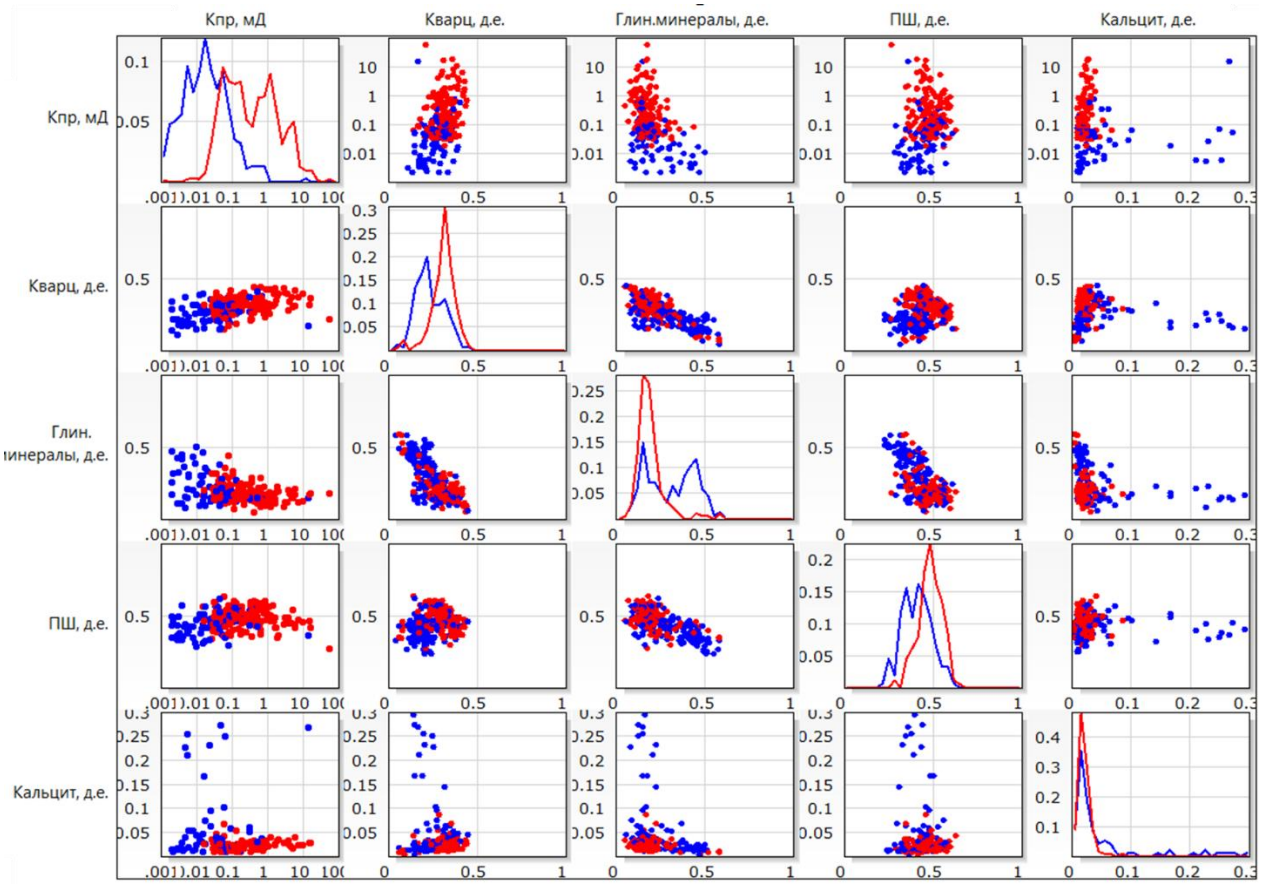


Рисунок 2.7 – Сопоставление проницаемости с минеральным составом пород для пластов Ач-3, Ач-4 (шифр заливки аналогичен рисунку 2.6)

По результатам анализа минерального состава пород отмечается положительное влияние увеличения доли кварца и, в меньшей степени, полевых шпатов на Кпр. Доля глинистых минералов в интервалах коллекторов изменяется от 5 до 25 %, что существенно сказывается на снижении Кпр породы. Доля кальцита в интервале коллекторов составляет 2-4% и не оказывает значительного влияния на фильтрационную характеристику породы, однако, увеличение кальцита более 5% переводит породу в неколлектор. Стоит отметить тесную связь доли глинистых минералов с долями кварца и полевых шпатов. Отмеченные взаимосвязи подтверждают полученную в результате изучения шлифов и снимков РЭМ информацию о влиянии вторичных преобразований на литолого-петрофизические свойства породы, главным образом гидротермальные. Полевые шпаты, реагируя с водой и углекислотой, образуют глинистые минералы, кремнезем и карбонаты [115]. А вторичные преобразования зерен ПШ и их цементация в большинстве случаев приводят к усложнению строения порового пространства и, как следствие, снижению эффективности нефтеизвлечения [74].

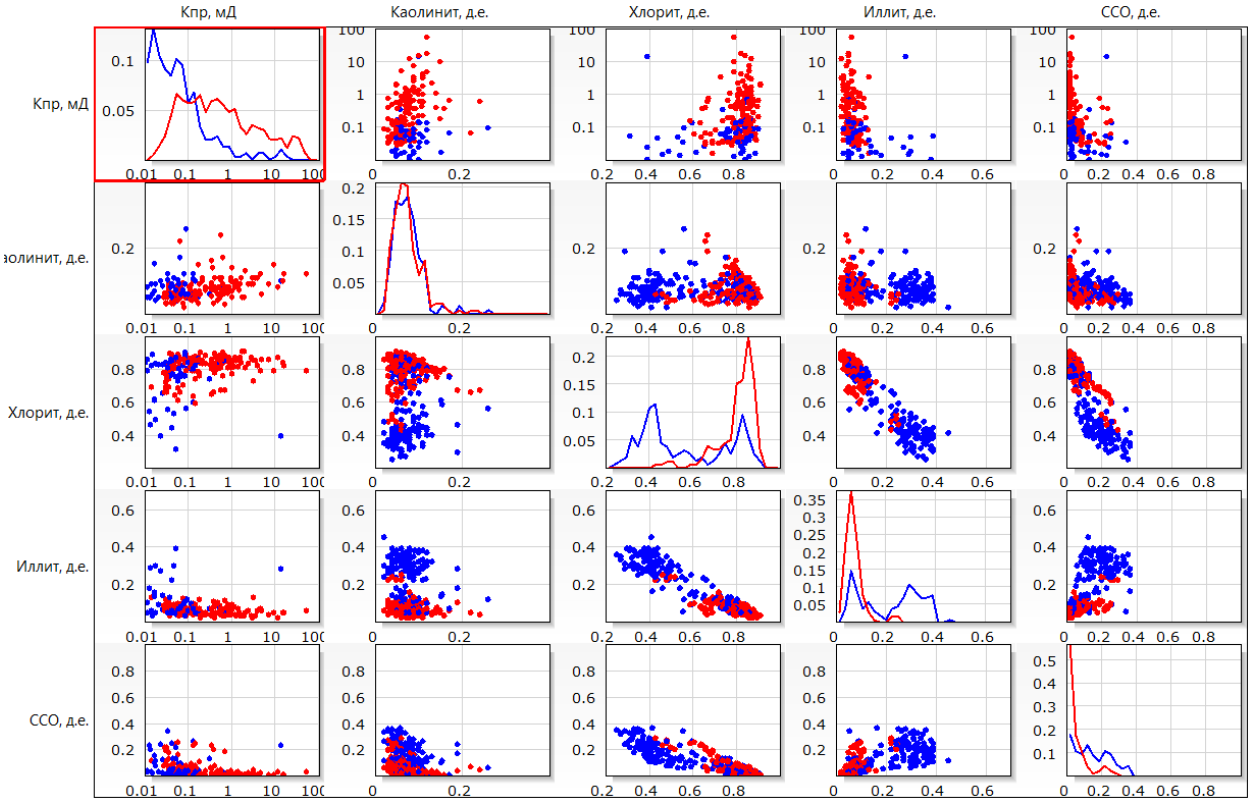


Рисунок 2.8 – Сопоставление проницаемости с минеральным составом глинистого цемента для пластов Ач-3, Ач-4 (шифр заливки аналогичен рисунку 2.6)

По результатам сопоставления глинистых минералов отмечается невысокое содержание каолинита в породе, что связано с глубоководным генезисом осадконакопления. Рост доли хлорита сопровождается снижением доли иллита и ССО, и в совокупности приводят к увеличению фильтрационных свойств пород [62]. Перекрытие поровых каналов волокнистой структурой иллита и ССО также негативно влияет на Кпр. Таким образом, тип глинистых минералов в породе существенно влияет на структуру порового пространства породы и Кпр.

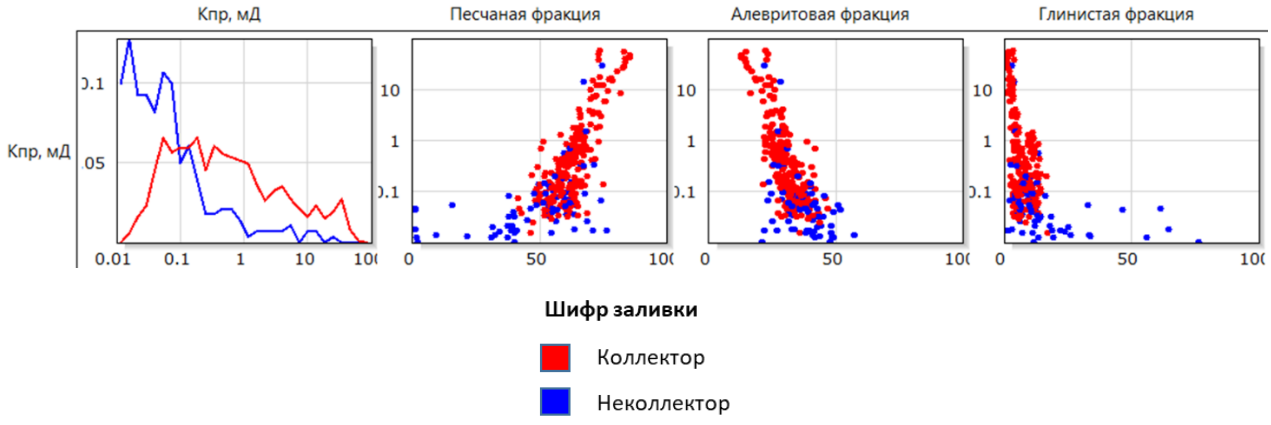


Рисунок 2.9 – Сопоставление проницаемости с гранулометрическим составом пород для пластов Ач-3, Ач-4

По результатам сопоставления гранулометрического состава отмечается более тесная связь Кпр с долями алевритовой и песчаной фракций, что вероятно связано с попаданием глинистых минералов в алевритовую фракцию (по шкале Фи к пелитовой фракции относят размер зерен менее 0.036 мм). По характеру и тесноте связей на рисунке 2.9 можно с уверенностью утверждать, что гранулометрический состав пород оказывает наиболее сильное влияние на величину Кпр породы.

Вариации минерального состава ачимовских отложений оказывают влияние на объемную ($\delta_{об}$) и минеральную ($\delta_{мин}$) плотность пород (Рисунок 2.10). Изменчивость минеральной плотности горных пород требует учета в методике определения пористости коллекторов и влияет на показания методов ГГКп и ФЭФ.

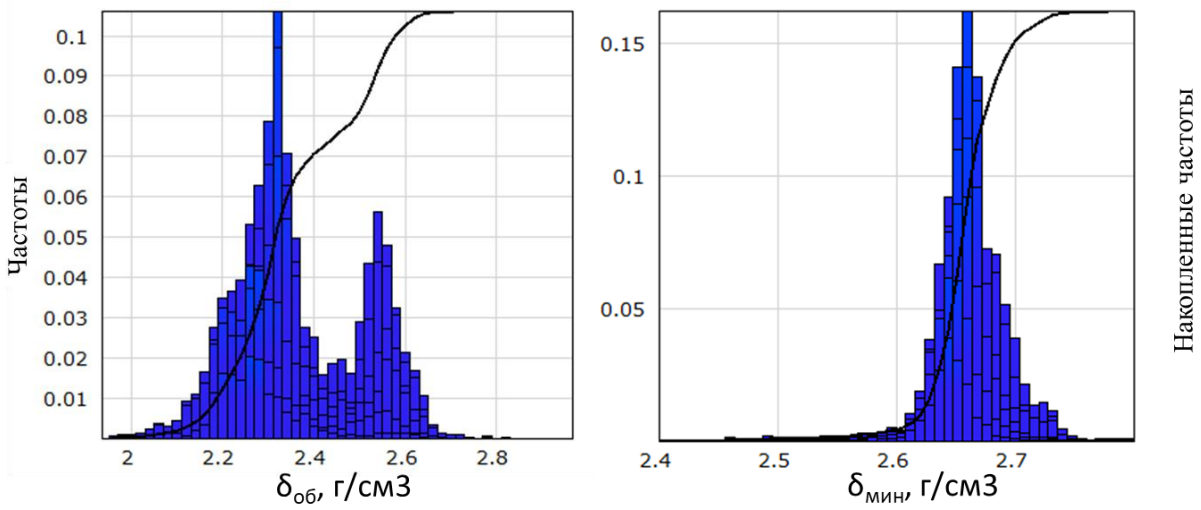


Рисунок 2.10 – Гистограммы распределения $\delta_{об}$(слева) и $\delta_{мин}$(справа) образцов керна пластов Ач-3 и Ач-4

Показания стандартных методов ГИС также изменяются в широких пределах (Рисунок 2.11). По диаграммам метода ГК разрез характеризуется повышенными значениями от 50 до 150 gAPI. Повышенные значения, вероятно, обусловлены аркозовым составом песчаников и повышенной глинистостью отложений. По диаграммам метода ГГКп заметно явное бимодальное распределение показаний, что связано с различным влиянием АВПД на глинистые и песчаные породы [11]. Контраст показаний плотности благоприятно сказывается на определение интервалов коллекторов по граничному значению коэффициента пористости горных пород.

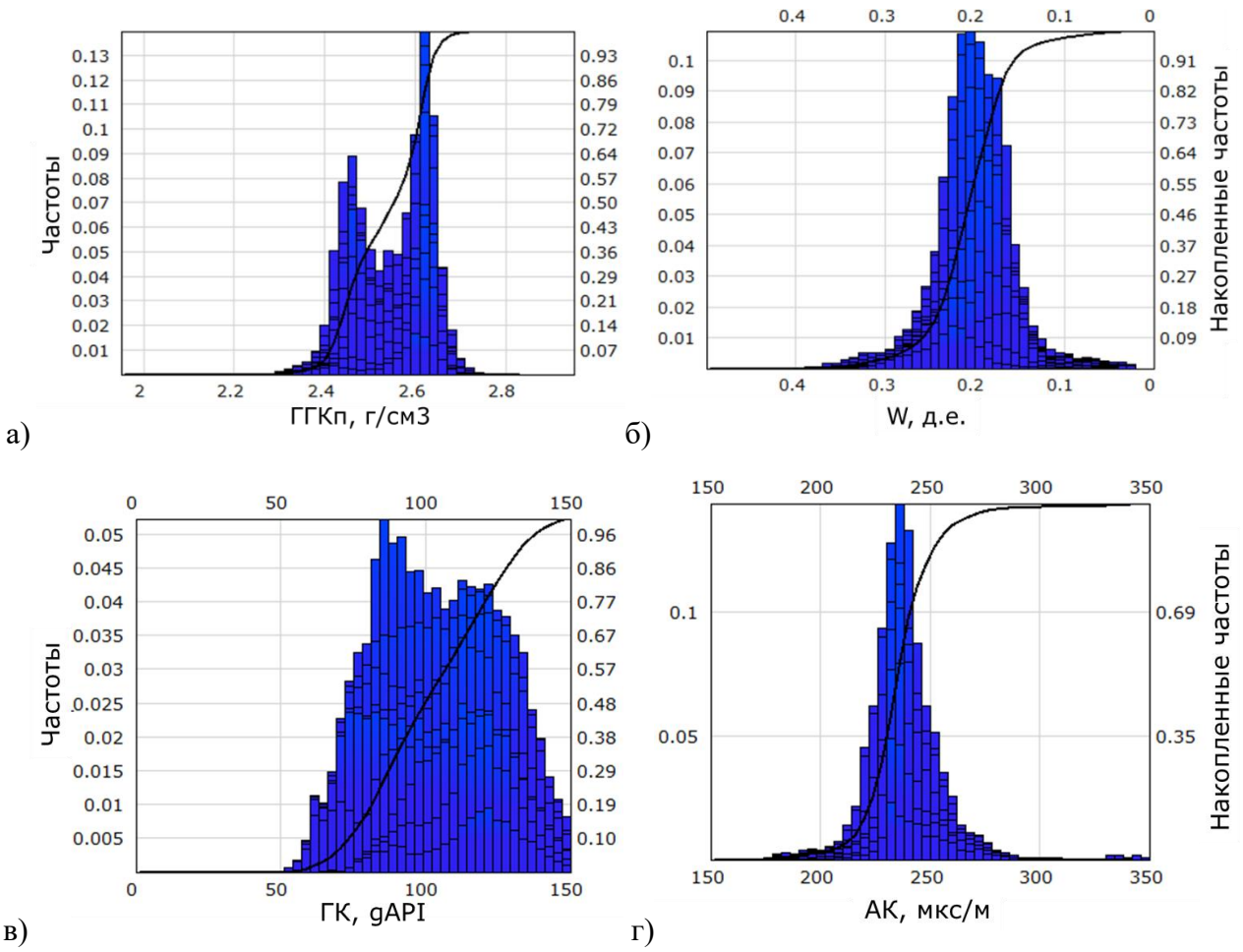


Рисунок 2.11 – Гистограммы распределения методов ГГКп (а), ННКт (б), ГК (в), АК (г)

Резюмируя выполненный анализ, можем констатировать, что пласты Ач-3, Ач-4 изучаемого месторождения имеют сложный минеральный состав твердой фазы пород. Изменчивость минерального состава горных пород по разрезу и, как следствие, среднего размера осадков, отражается на изменчивости их фильтрационно-емкостных свойств. Учет влияния минерального состава на показания кривых ГИС при их геологической интерпретации позволит повысить достоверность определения подсчетных параметров и добычных характеристик объекта исследования.

2.3. **Петрофизическая модель первого уровня (микронеоднородность)**

Исходя из закономерностей, обозначенных в предыдущем разделе, для проведения литофизической типизации пород по керну выделили литологически однородные (по составу, структуре и строению) осадочные единицы – литотипы. Литотипы являются первичными описательными элементами разреза, отвечая вместе с тем и определенным условиям седиментации. Литотипы сгруппированы по близости ФЕС и положению на кроссплоте пористости и проницаемости. Всего, в результате изучения кернового материала, выделено 6 укрупненных литотипов (Рисунок 2.12).

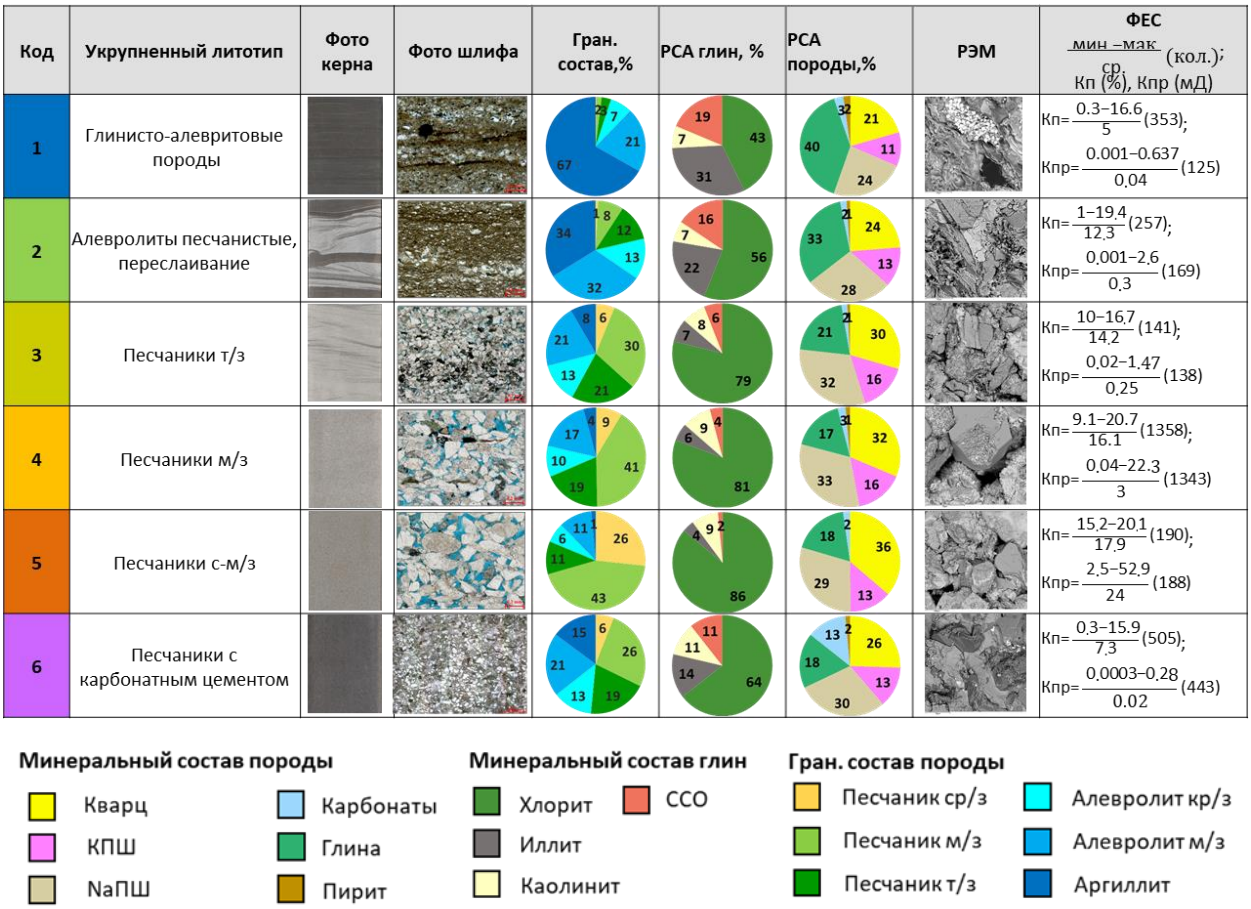


Рисунок 2.12 – Петрофизическая характеристика выделенных литотипов пластов Ач-3 и Ач-4

Литотипы отличаются друг от друга структурно-текстурными особенностями, химическим и минеральным составом обломочной или аутигенной части, характером примесей, фильтрационно-емкостными свойствами. Название литотипа приводится по гранулометрическому составу породы и ее текстурным особенностям.

Химический и минеральный состав

Согласно работам [150] и [148], химический состав пород можно использовать для классификации песчано-глинистых пород. К примеру, соотношения оксидов SiO2/Al2O3 позволяет разделять богатые кварцем песчаники от глинистых пород, являются индикатором минеральной зрелости. Соотношение оксидов Fe2O3/K2O используется для разделения обломочной части от полевых шпатов, является показателем минеральной стабильности. КПШ и иллит содержат в своей структуре калий, тогда как хлорит имеет высокую концентрацию железа и магния. На рисунке 2.13 отмечается кластеризация выделенных литотипов и предпосылки их разделения по химическому составу.

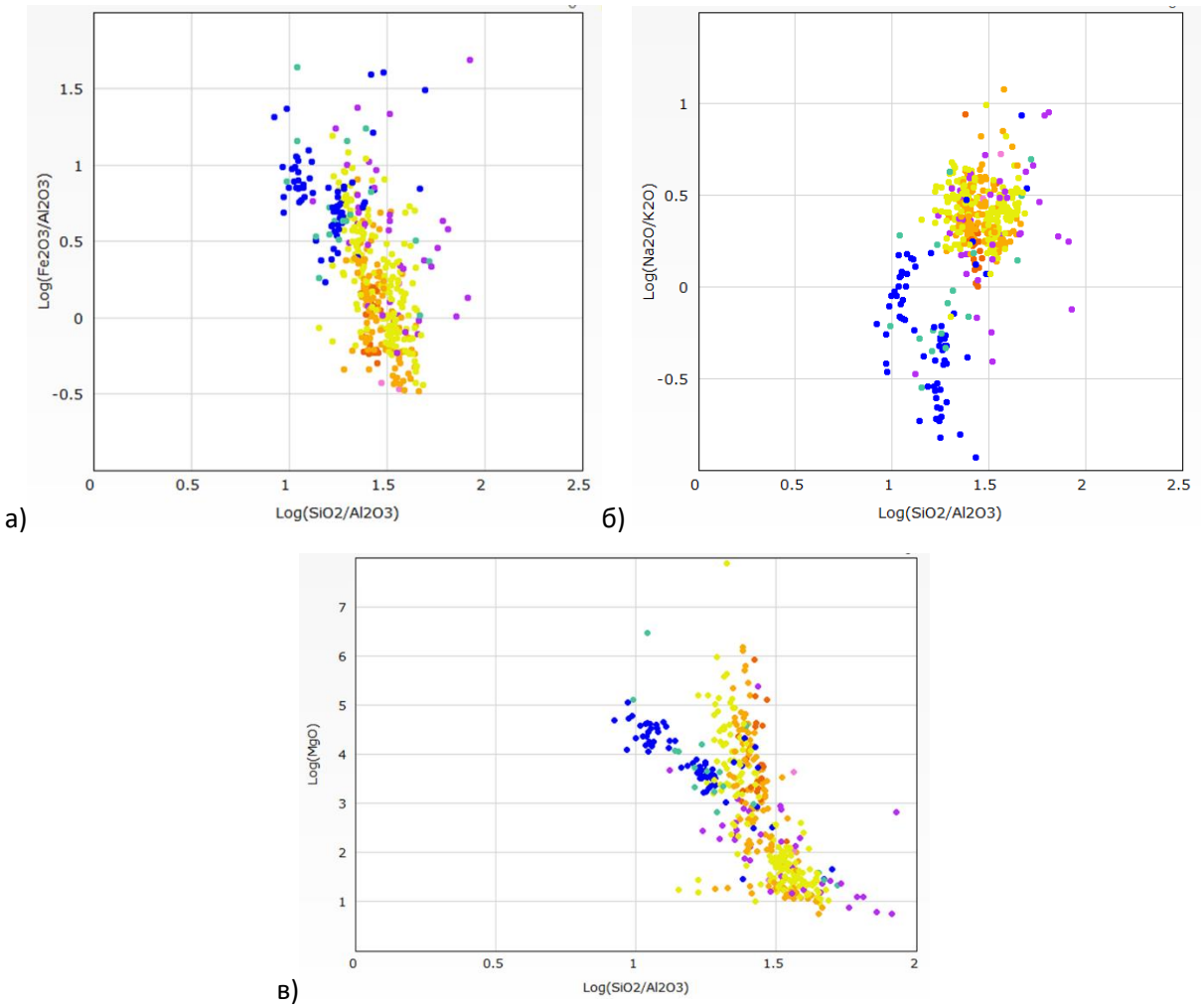
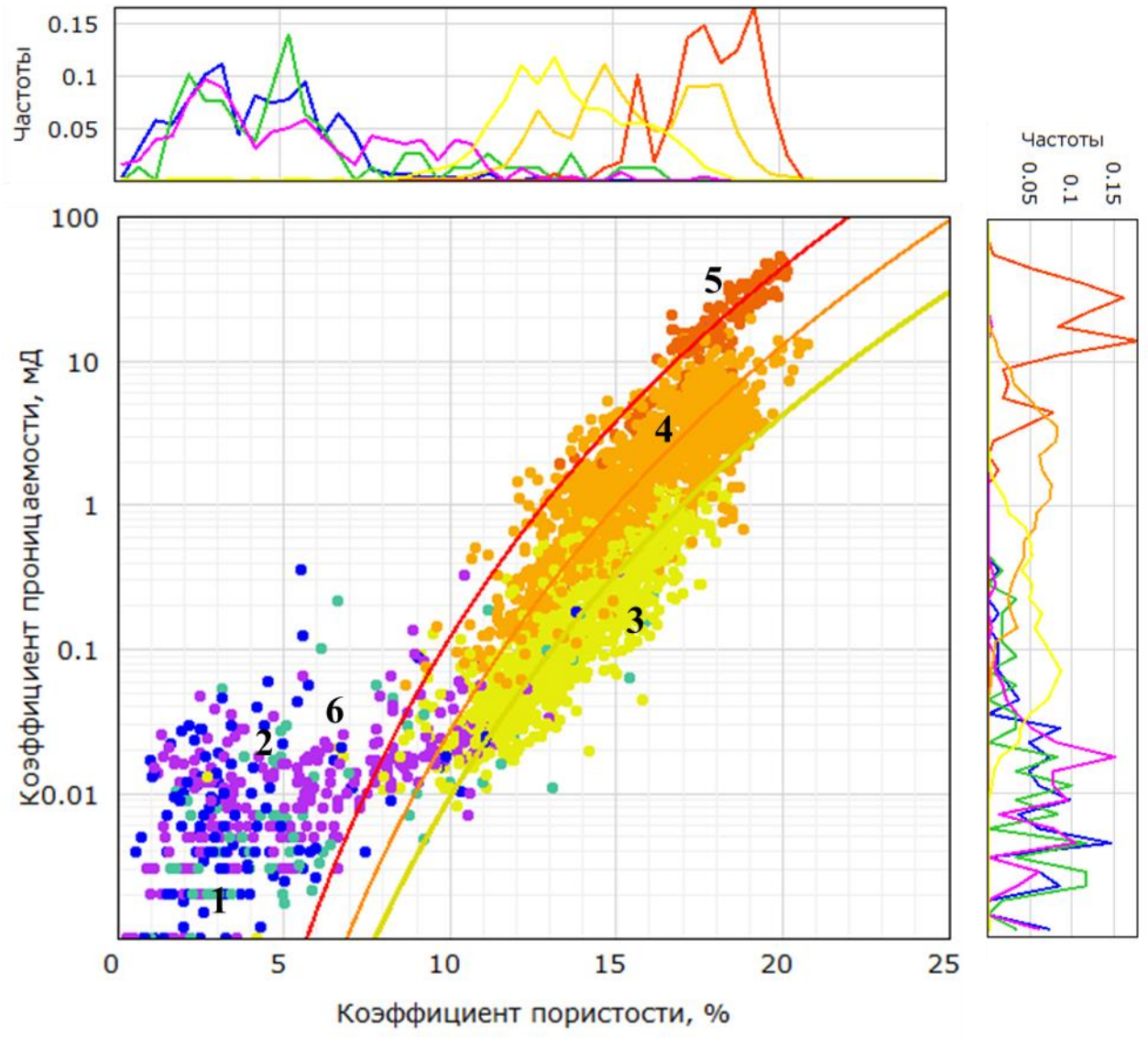


Рисунок 2.13 – Геохимическая классификация пород пласта Ач-3, Ач-4 с цветокодированием по литотипам (по Herron, 1988).

Как видно на рисунке 2.12, из 6-ти выделенных литотипов 3 являются породой-коллектором. В литотипах 3-5 основным породообразующим минералом являются полевые шпаты (45-48%), содержание кварца не превышает 39% и снижается по мере удаления от источника сноса обломочного материала. При анализе петрографического описания пород в шлифах отмечены вторичные изменения обломочной части: выщелачивание/растворение и регенерация. Частичное выщелачивание/растворение нестабильного полевого шпата играет положительную роль в формировании пустотного пространства породы. Процесс растворения способствовал разуплотнению породы, образованию новых, вторичных пор [118]. Однако выщелачивание полевых шпатов отмечается не повсеместно, иногда только на единичных зернах и с последующим замещением на минеральные новообразования, акцентированного различия в долях ПШ в различных литотипах не отмечается. Широкое развитие кварцевой регенерации, произошедшее на более ранних этапах эпигенеза, способствовало образованию прочного кремнистого скелета и препятствовало геостатическому уплотнению горных пород с глубиной погружения [120].

Межзерновые поры открытого типа с преобладающим размером в литотипе 4 – 10-30 мкм, литотипе 3 – 7-20 мкм.

Глинистые минералы коллектора представлены преимущественно хлоритом, доля иллита возрастает с увеличением глубины моря и переходе от коллекторских литотипов (3, 4, 5) к неколлекторским (1, 2). Наибольшей долей песчаной фракции обладает литотип 5, что отражается на наиболее высоких ФЕС литотипа. С ростом доли алевритовой фракции породы переходят от 5 к 3, 4 литотипам, обладающим пониженными ФЕС. Низкие ФЕС литотипов 3-4 являются следствием большей удаленности от источника сноса, более низкой динамики осадконакопления и влиянием сортировки зерен. Также отрицательное влияние оказывает карбонатный цемент. Сопоставление ФЕС литотипов показано на рисунке 2.14. Выделенные типы пород явно дифференцируются в поле данных Кп-Кпр и описываются индивидуальными зависимостями [69].



Код	Литотип	Петрофизическая зависимость
1	Глинисто-алевритовые породы	

2	Алевролиты песчанистые, переслаивание	
3	Песчаники мелко-тонкозернистые	$Кпр = 0.15e^{-10} * Кп^{8.80}$, N=1066, R=0.80
4	Песчаники мелкозернистые	$Кпр = 0.35e^{-10} * Кп^{8.89}$, N=1321, R=0.81
5	Песчаники средне-мелкозернистые	$Кпр = 3.7e^{-10} * Кп^{8.52}$, N=168, R=0.93
6	Песчаники с карбонатным цементом	

Рисунок 2.14 – Сопоставление пористости и проницаемости с цветокодированием по литотипам

Выполненный комплексный петрографо-петрофизический анализ выделенных литотипов показывает, что особенности литолого-петрофизических свойств горных пород пласта Ач-3 и Ач-4 месторождения «А» определяются их генезисом, минеральным составом и вторичными преобразованиями. Основными характерными признаками вторичных процессов в исследуемых отложениях ачимовской толщи являются вариация долей полевых шпатов и аутигенного хлорита (Рисунок 2.15). Для повышения достоверности выделения литотипов пород необходим учет минерального состава скелета и глинистого цемента.

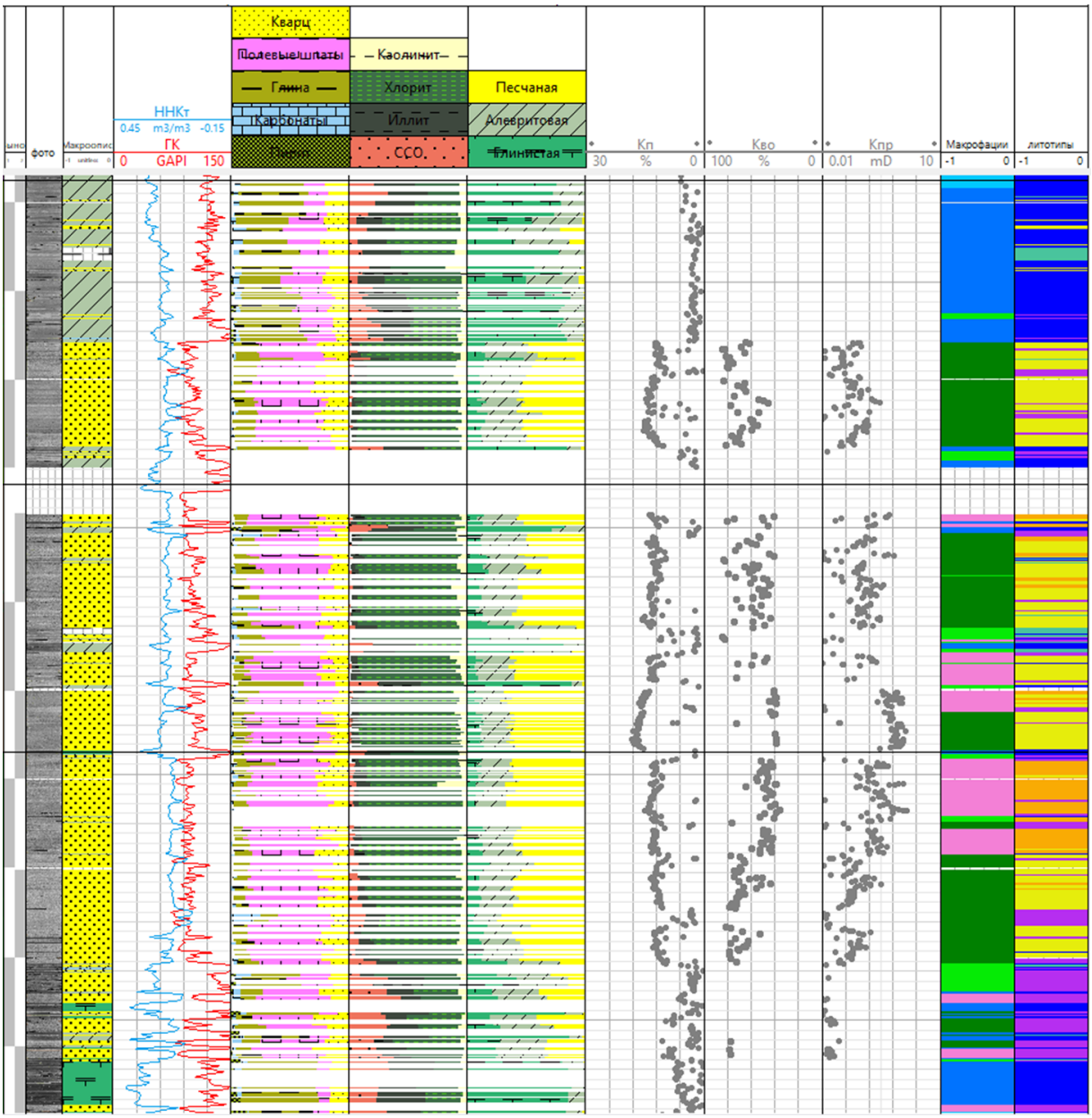


Рисунок 2.15 – Геолого-геофизическая характеристика пластов Ач-3, Ач-4 месторождения «А»

Капиллярные свойства

Капиллярные свойства изучались на представительной выборке экспериментов (387 образцов), методом капилляриметрии с применением центрифуги или капилляриметра с полупроницаемой мембраной (индивидуальный и групповой кернодержатели).

Кривые капиллярного давления – важный инструмент при изучении неоднородных низкопроницаемых коллекторов, поскольку именно в низкопоровых разностях применение капиллярно-гравитационной концепции особенно актуально [16, 19]. В нефтепромысловой практике опыты по получению кривых капиллярного давления используются для моделирования процесса формирования нефтяной залежи [99]. В общем случае происходит вытеснение смачивающей фазы несмачивающей, для преимущественно гидрофильных коллекторов это

процесс вытеснения воды нефтью. В контексте поставленной задачи исследования ККД несут важнейшую информацию о начальном распределении флюидов по высоте залежи [4].

Ключевыми интерпретируемыми параметрами являются:

- остаточная водонасыщенность ($К_{во}$);
- давление вытеснения ($P_{к.выт}$);
- форма кривых ККД и структура порового пространства.

Для анализа ККД в рамках данного исследования принималась характеристика кривых капиллярного по А.Г. Борисову [20].

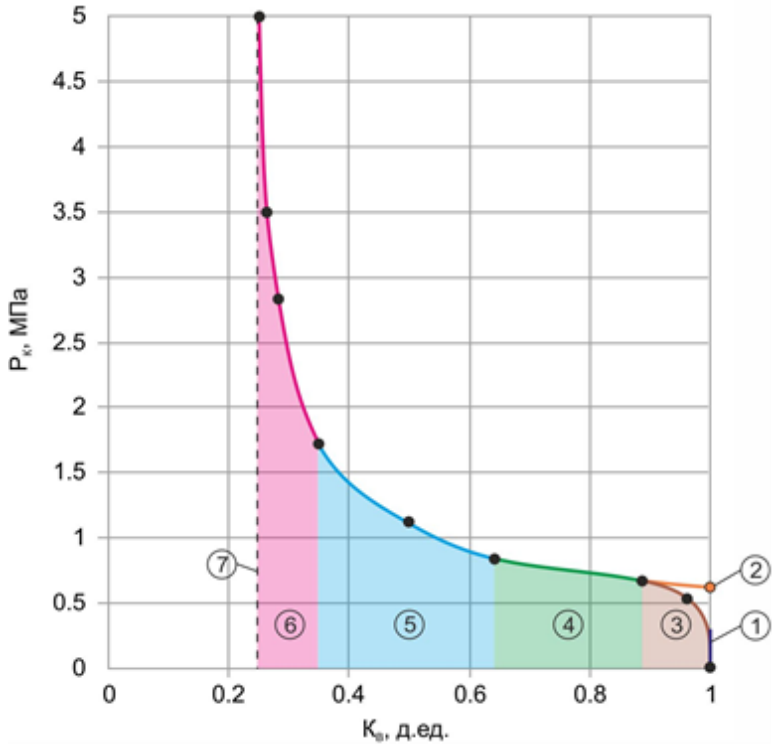


Рисунок 2.16 – Элементы кривой капиллярного давления: 1 – первая стенка, 2 – давление начала вытеснения, 3 – первый изгиб, 4 – субгоризонтальный участок, 5 – второй изгиб, 6 – вторая стенка, 7 – неснижаемая водонасыщенность S_{wi} [103]

1. *Первая стенка* – начало эксперимента по вытеснению воды из образца. Высота элемента зависит от максимального радиуса поровых каналов. Физически элемент отражает разницу давлений, при которой вытеснение смачивающего флюида не происходит по причине отсутствия в образце каналов с капиллярным давлением меньшим, чем создаваемое на начальной стадии эксперимента. Высота первой стенки находится в обратной зависимости от проницаемости и пористости.

2. *Давление начала вытеснения ($P_{к.выт}$, англ. P_{ce})* – давление, при котором начинается активное вытеснение смачивающего флюида. При необходимости определение $P_{к.выт}$ происходит путем экстраполяции элемента №4 (*субгоризонтальный участок*) на ось ординат при значении

водонасыщенности 100%.

3. *Первый изгиб* – элемент, отражающий наличие малочисленных каналов большого диаметра.

4. *Субгоризонтальный участок (СГУ)* – участок ККД между *первым и вторым изгибами*. Элемент характеризуется активным вытеснением смачивающего флюида с ростом создаваемого капиллярного давления. СГУ отражает однородность эффективного порового пространства, чем он прямее и ближе к горизонтали, тем более однородна структура порового пространства. Вырожденный, нелинейный, сильно наклоненный СГУ с большими примыкающими изгибами, а также его практическое отсутствие характерно для сильно неоднородных коллекторов с плохой степенью сортировки зерен. Широкий СГУ характерен для хорошо отсортированных чистых песчаников.

5. *Второй изгиб* – плавный переход от относительно крупных пор, образованных зернами песчаной и алевролитовой размерности, к мелким порам глинистого цемента, поэтому он является характеристикой однородности структуры порового пространства. Чем меньше его протяженность, тем более однородна структура. Элемент так же отражает переход от капиллярно-удерживаемой водонасыщенности к пленочной.

6. *Вторая стенка* – окончание эксперимента. Элемент характеризует количество тупиковых пор и каналов, вода в которых в основном представлена пленочным типом. Степень наклона и протяженность второй стенки контролируются глинистостью и проницаемостью пород.

По изучению капиллярных характеристик литотипов подтверждена вполне очевидная связь коэффициента проницаемости пород от капиллярного давления. Оба параметра находятся в зависимости от размера поровых каналов [15]. На рисунке 2.17 отмечается явная дифференциация литотипов по форме ККД. Форма кривых ККД литотипа 5 имеет плавный широкий участок СГУ и плавный второй изгиб, что говорит об однородности структуры порового пространства пород. Вторая стенка характеризуется небольшой степенью наклона и говорит о невысокой глинистости пород и пониженному содержанию пленочно-связанной воды. Форма кривых ККД литотипа 4 обладает более коротким и наклонным СГУ, что указывает на высокую неоднородность пород, у литотипа 3 СГУ практически отсутствует, что характеризует

его как наиболее неоднородный тип коллектора. Второй изгиб и вторая стенка литотипов 3 и 4 указывают на большое количество капиллярно-удерживаемой и прочносвязанной воды.

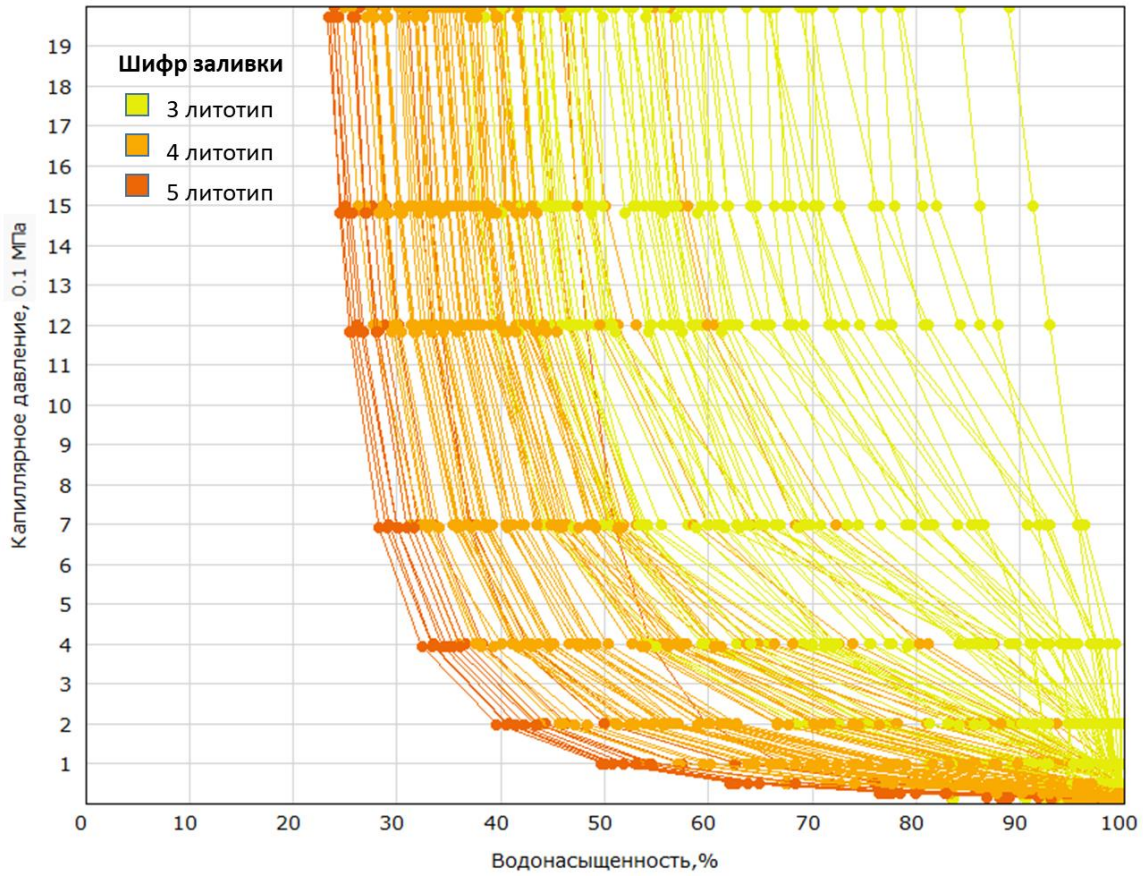


Рисунок 2.17 – Кривые капиллярного давления с цветокодированием по литотипам

Структура пустотного пространства пород-коллекторов изучалась по данным ртутной порометрии (Рисунок 2.18). Основной фильтрующий кластер пустот литотипа 3 характеризуется размерами 0.173-0.579 мкм, литотип 4 – размерами 1.110-3.853 мкм, литотип 5 – размерами более 4.082 мкм. Распределения по всем литотипам имеют широкий разброс по логнормальному закону, что свидетельствует о неравномерном распределении пустот по размеру.

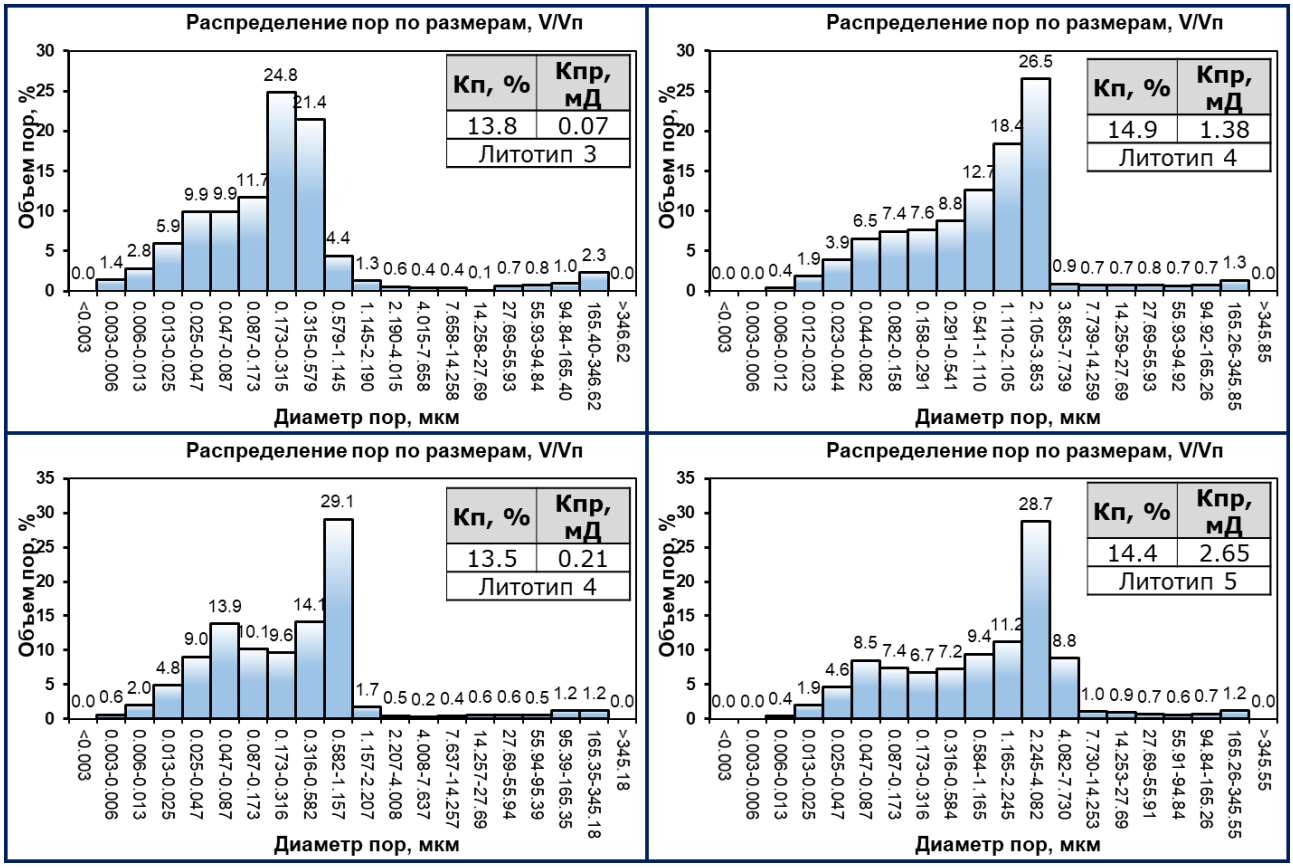


Рисунок 2.18 – Распределение размеров пустот по ртутной порометрии

Остаточная водонасыщенность – один из ключевых параметров, характеризующих распределение и подвижность воды и нефти в поровом пространстве пород. В данной работе остаточная вода (Кво) – это вода, оставшаяся в углеводородной залежи после её формирования и находящаяся в поровом пространстве коллектора с максимальным естественным капиллярным давлением [54, 103]. Максимальное естественное капиллярное давление формируется на наибольшей высоте от уровня зеркала чистой воды, где $P_к = 0$, а водонасыщенность равна 100%. После того как залежь приходит в квазистационарное состояние, считается, что капиллярные силы в залежи ($P_{к.пл}$, МПа) становятся равными силе противонаправленного гидростатического давления, которое рассчитывается в соответствии с законом Паскаля:

$$P_{к.пл} = 0{,}001 \cdot Н_{зчв} \cdot g \cdot (\delta_в - \delta_{ув}), \qquad 2.1$$

где $Н_{зчв}$ – высота над уровнем ЗЧВ (м); g – ускорение свободного падения (9,80665 м/с^2); $\delta_в$, $\delta_{ув}$ – плотности воды и углеводородов в пластовых условиях (г/см^3).

Условия формирования капиллярного давления в залежи отличаются от условий его моделирования в лабораторных условиях. В залежи капиллярный мениск формируется на контакте «нефть-вода» либо «газ-вода» в конкретных термобарических условиях, а моделирование капиллярного давления в лаборатории происходит, зачастую, в системе «воздух-

вода» в атмосферных условиях. По этой причине капиллярные давления, сформированные в различных условиях, приводились к одному знаменателю:

$$\frac{P_{\text{к}_{\text{воздух}-\text{вода}}}}{ift_{\text{воздух}-\text{вода}} \cdot \cos(\theta)_{\text{воздух}-\text{вода}}} = \frac{P_{\text{к}_{\text{нефть}-\text{вода}}}}{ift_{\text{нефть}-\text{вода}} \cdot \cos(\theta)_{\text{нефть}-\text{вода}}} = P_{\text{к}_{ift}}, \qquad 2.2$$

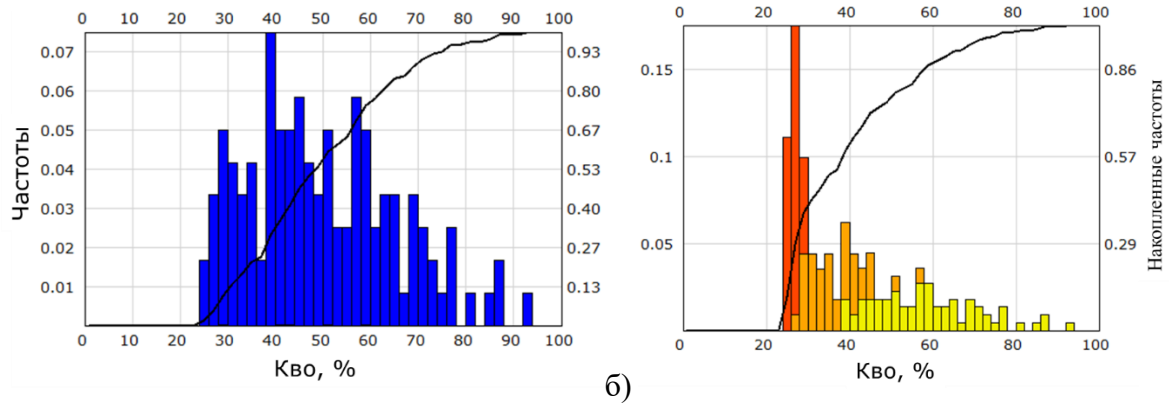
где $P_{\text{к}_{\text{воздух}-\text{вода}}}$ и $P_{\text{к}_{\text{нефть}-\text{вода}}}$ – капиллярные давления на контакте флюидов «воздух-вода» и «нефть-вода» соответственно (МПа); $ift_{\text{воздух}-\text{вода}}$ и $ift_{\text{нефть}-\text{вода}}$ – межфазное поверхностное натяжение на контакте флюидов «воздух-вода» и «нефть-вода» соответственно (дин/см); $\cos(\theta)_{\text{воздух}-\text{вода}}$ и $\cos(\theta)_{\text{нефть}-\text{вода}}$ – косинус угла касания мениска на контакте флюидов «воздух-вода» и «нефть-вода» соответственно; $P_{\text{к}_{ift}}$ – приведенное капиллярное давление.

Значения величин ift и cos(θ) для комбинаций лабораторных флюидов использованы согласно справочным данным [155]. Значение межфазного натяжения для системы нефть-вода измерено по собственным пробам, в пластовых условиях составило 22 дин/см.

Капиллярное давление $P_{\text{к}}$ и параметры ift и $cos(\theta)$ обозначим индексом «лаб» для лабораторных систем, индексом «пл» − для пластовых систем. Исходя из равенства противодействующих сил и выражений (2.1) и (2.2), капиллярное давление в лабораторных условиях ($P_{\text{к.лаб}}$, МПа) относительно давления столбца жидкости ($P_{\text{к.пл}}$, МПа) в условиях залежи определяется следующим выражением:

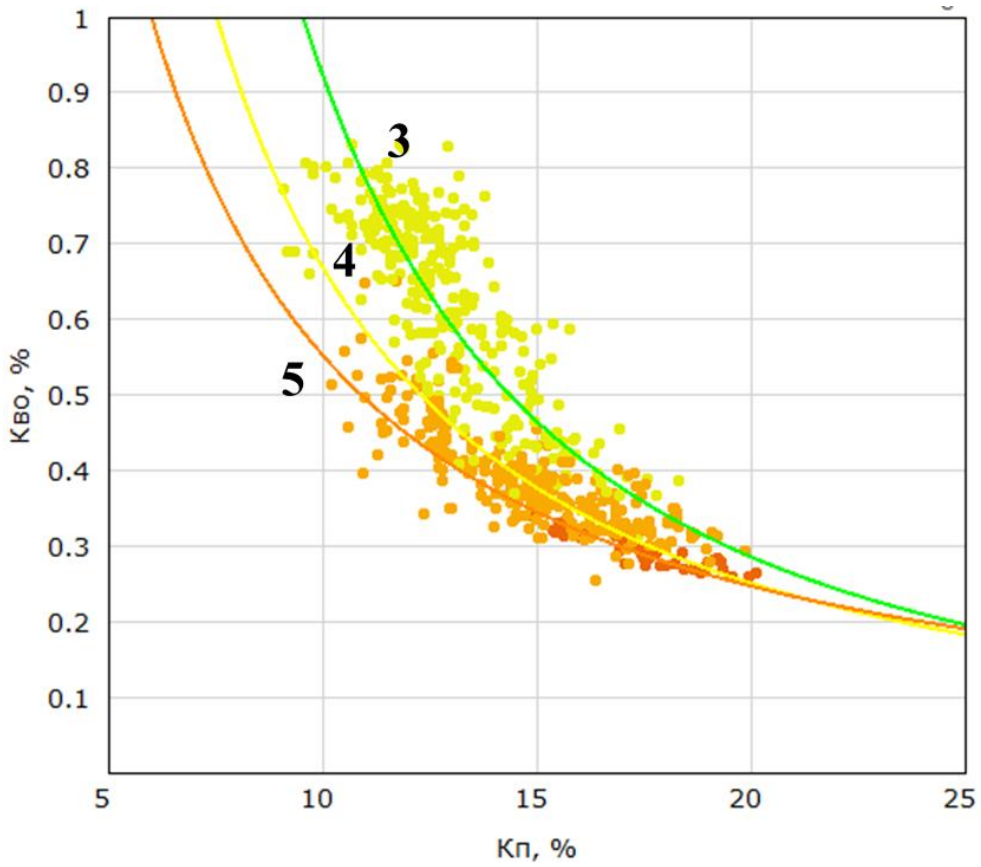
$$P_{\text{к.лаб}} = P_{\text{к.пл}} \cdot \frac{ift_{\text{лаб}} \cdot \cos(\theta)_{\text{лаб}}}{ift_{\text{пл}} \cdot \cos(\theta)_{\text{пл}}} = 0{,}001 \cdot \text{Н}_{\text{зчв}} \cdot g \cdot \left(\delta_{\text{в}} - \delta_{\text{ув}}\right) \cdot \frac{ift_{\text{лаб}} \cdot \cos(\theta)_{\text{лаб}}}{ift_{\text{пл}} \cdot \cos(\theta)_{\text{пл}}}, \qquad 2.3$$

Максимальная высота залежи для пластов Ач-3, Ач-4 составляет 100 м. Соответственно, по формуле (2.3) максимальное капиллярное давление в залежи соответствует 1.2 МПа. На рисунке 2.19 приведена гистограмма распределения величин остаточной водонасыщенности по литотипам. Наименьшие значения Кво соответствуют 5 типу пород, изменяются в пределах 24-35%. Литотип 4 характеризуется более высокими величинами Кво, изменяются в пределах 30-50%. Литотип 3, обладает наихудшими фильтрационными характеристиками, величина Кво варьирует от 40 до 95% (Рисунок 2.20).



а) б)

Рисунок 2.19 – Гистограмма значений Кво пород пластов Ач-3, Ач-4 по данным ККД а)в целом, б) по литотипам.



Код	Литотип	Петрофизическая зависимость
3	Песчаники мелко-тонкозернистые	$Кво = 40.79 * Кп^{-1.65}$, N=292, R=0.81
4	Песчаники мелкозернистые	$Кво = 10.44 * Кп^{-1.23}$, N=267, R=0.83
5	Песчаники средне-мелкозернистые	$Кво = 6.48 * Кп^{-1.09}$, N=48, R=0.92

Рисунок 2.20 – Сопоставление пористости и остаточной водонасыщенности с цветокодированием по литотипам

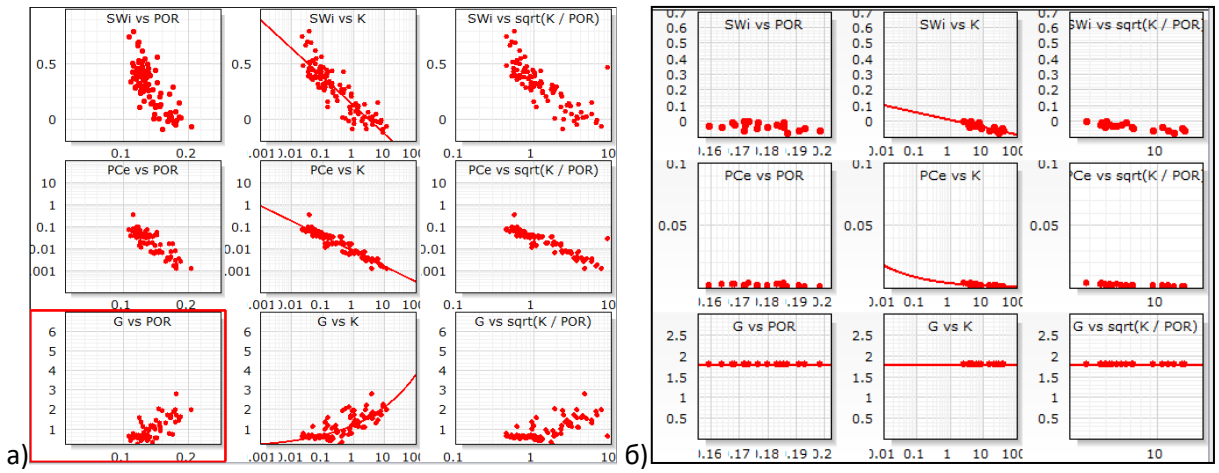
Обработка кривых ККД выполнялась по аппроксимационной модели Томира [158]. Модель основана на установлении индивидуальной аппроксимации каждой отдельной кривой капиллярного давления и дальнейшей корреляции полученных аппроксимационных параметров

модели от ФЕС:

$$К_в = S_{wi} + (1 - S_{wi}) \cdot \left(1 - e^{(G/\ln(\frac{P_{к.выт}}{P_{к.лаб}})}\right), \quad 2.4$$

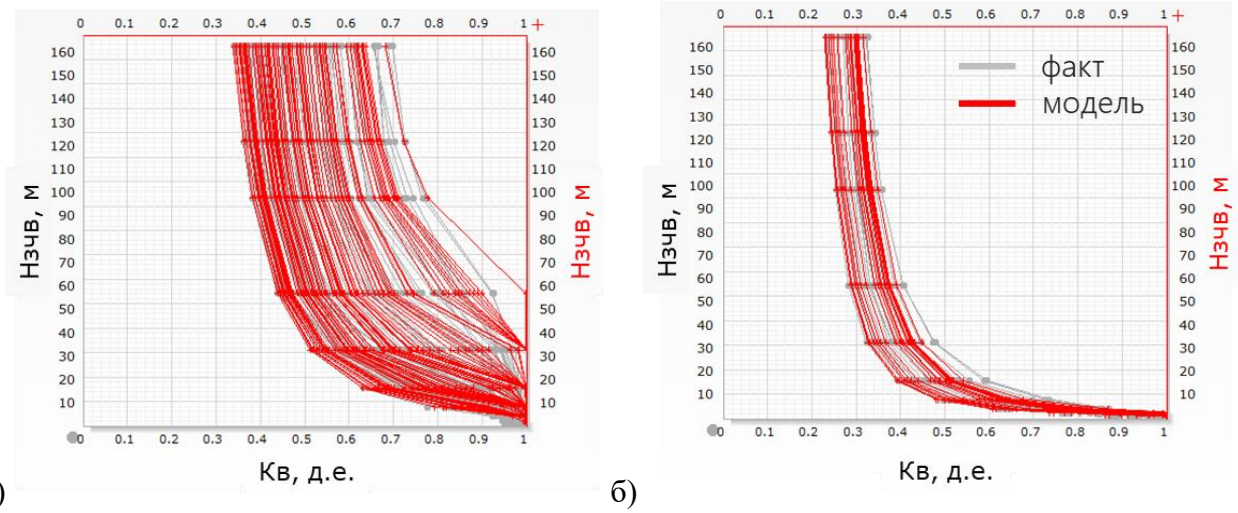
где $P_{к.выт}$ – давление вытеснения (P_{ce}); S_{wi} – неснижаемая водонасыщенность ($К_{во.макс}$); G – коэффициент кривизны функции.

В результате обработки ККД установлены зависимости параметров $P_{к.выт}$, S_{wi} и G от коэффициента проницаемости пород. Литотипы 3 и 4 описываются единой капиллярной моделью, для литотипа 5 капиллярная модель существенно отличается и описывается отдельными зависимостями параметров модели Томира от величины Кпр (Рисунок 2.21, Таблица 3). На рисунке 2.22 приведена оценка качества аппроксимации – капиллярная модель Томира в единицах высоты над ЗЧВ, описывает весь диапазон представленных в разрезе литотипов и может использоваться для дальнейших расчетов коэффициента водонасыщенности.



а) б)

Рисунок 2.21 – Матрица корреляционных зависимостей параметров модели Томира от ФЕС (слева направо): Кп, Кпр, Кпр/Кп. а) для литотипов 3 и 4 б) для литотипа 5



а) б)

Рисунок 2.22 – Оценка качества аппроксимации ККД: литотипы 3,4 (а), литотип 5 (б)

Таблица 3 – Капиллярная модель насыщенности по литотипам

Литотип	Капиллярная модель
3,4	$SWi = (-0.12 - 0.26 * \log10(Кпр))$, R^2=0.785 $PCe = 0.73 * Кпр^{-0.584}$, R^2=0.914 $G = 1.2 * Кпр^{0.25}$, R^2=0.594
5	$SWi = (0.0085 - 0.047 * \log10(Кпр))$, R^2=0.841 $PCe = 0.5 * Кпр^{-0.33}$, R^2=0.854 $G = 1.79$

Фильтрационные свойства

При анализе характера притока коллекторов и обоснования уровней межфлюидальных контактов ключевыми характеристиками, помимо кривых капиллярного давления, характеризующих формирование залежи (дренаж), являются функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП), моделирующие процесс разработки пласта (пропитка) [141]. Фильтрационные свойства изучались на экспериментах по стационарной (36 опытов) и нестационарной фильтрации (29 опытов) по 12 скважинам. Поскольку на изучаемом месторождении базовым методом разработки является упругий водонапорный режим, кривые ОФП и Квыт проводились в системе нефть-вода. Основной целью обработки кривых ОФП является получение функции обводненности притока в зависимости от содержания воды и нефти в коллекторе [147]:

$$f_{\text{в}} = \frac{1}{1 + \frac{К^{\text{н}}_{\text{пр}}}{К^{\text{в}}_{\text{пр}}} \times \frac{\mu_{\text{в}}}{\mu_{\text{н}}}}, \qquad 2.5$$

где $К^{\text{в}}_{\text{пр}}$ и $К^{\text{н}}_{\text{пр}}$ – фазовые проницаемости воды и нефти, полученные в рамках ОФП-эксперимента; $\mu_{\text{в}}$ и $\mu_{\text{н}}$ – вязкости моделей воды и нефти в пластовых условиях.

Аппроксимация кривых ОФП выполнялась по модели LET [142], основным преимуществом которой перед моделью Кори является возможность моделировать кривые сложной S-образной формы [103]. Модель описывается тремя аппроксимационными параметрами:

$$К^{\text{в.норм}}_{\text{пр.отн}} = \frac{(К^{\text{норм}}_{\text{в}})^{L_{\text{в}}}}{(К^{\text{норм}}_{\text{в}})^{L_{\text{в}}} + E_{\text{в}} \cdot (1 - К^{\text{норм}}_{\text{в}})^{T_{\text{в}}}}, \qquad 2.6$$

$$К^{\text{н.норм}}_{\text{пр.отн}} = \frac{(1 - К^{\text{норм}}_{\text{в}})^{L_{\text{н}}}}{(1 - К^{\text{норм}}_{\text{в}})^{L_{\text{н}}} + E_{\text{н}} \cdot (К^{\text{норм}}_{\text{в}})^{T_{\text{н}}}}, \qquad 2.7$$

где $L_{\text{в}}$, $E_{\text{в}}$, $T_{\text{в}}$ и $L_{\text{н}}$, $E_{\text{н}}$, $T_{\text{н}}$ – аппроксимационные параметры, отвечающие за кривизну водяной и нефтяной веток нормированных ОФП; $К^{\text{в.норм}}_{\text{пр.отн}}$, $К^{\text{н.норм}}_{\text{пр.отн}}$ – нормированные концевые точки на фазовые проницаемости по нефти и воде.

С целью повышения достоверности аппроксимации кривые ОФП сгруппированы по литотипам: третий и четвертый литотипы образуют группу с ухудшенными ФЕС, а литотип 5 с улучшенными ФЕС. Результаты аппроксимации представлены на рисунке 2.23. Отмечается отсутствие дифференциации формы кривой ОФП по нефти, однако по воде литотип 5 имеет иную взаимосвязь. Полученные взаимосвязи представлены в таблице 4.

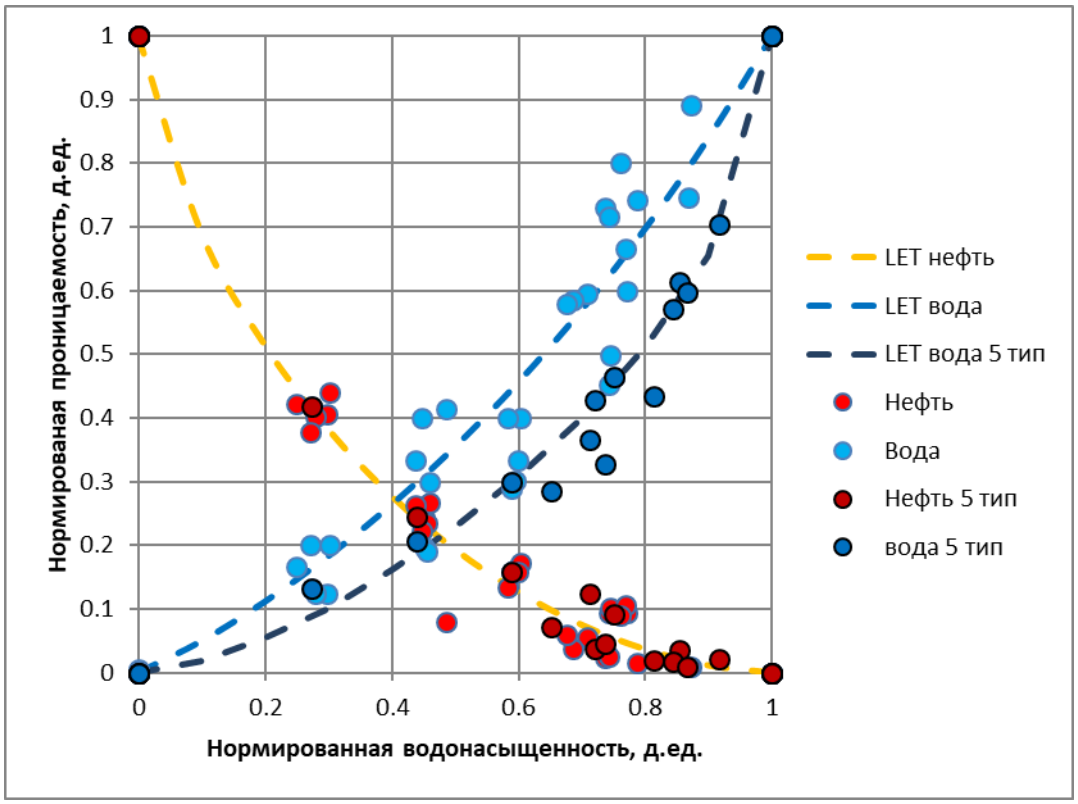


Рисунок 2.23 – Функции ОФП для различных литотипов

Таблица 4 – Аппроксимационные параметры модели LET

Литотип	Параметры	Нефть	Вода
3,4	L	1.6	1.2
	E	2.4	1.8
	T	0.8	0.9
5	L	1.6	1.5
	E	2.4	1.7
	T	0.8	0.6

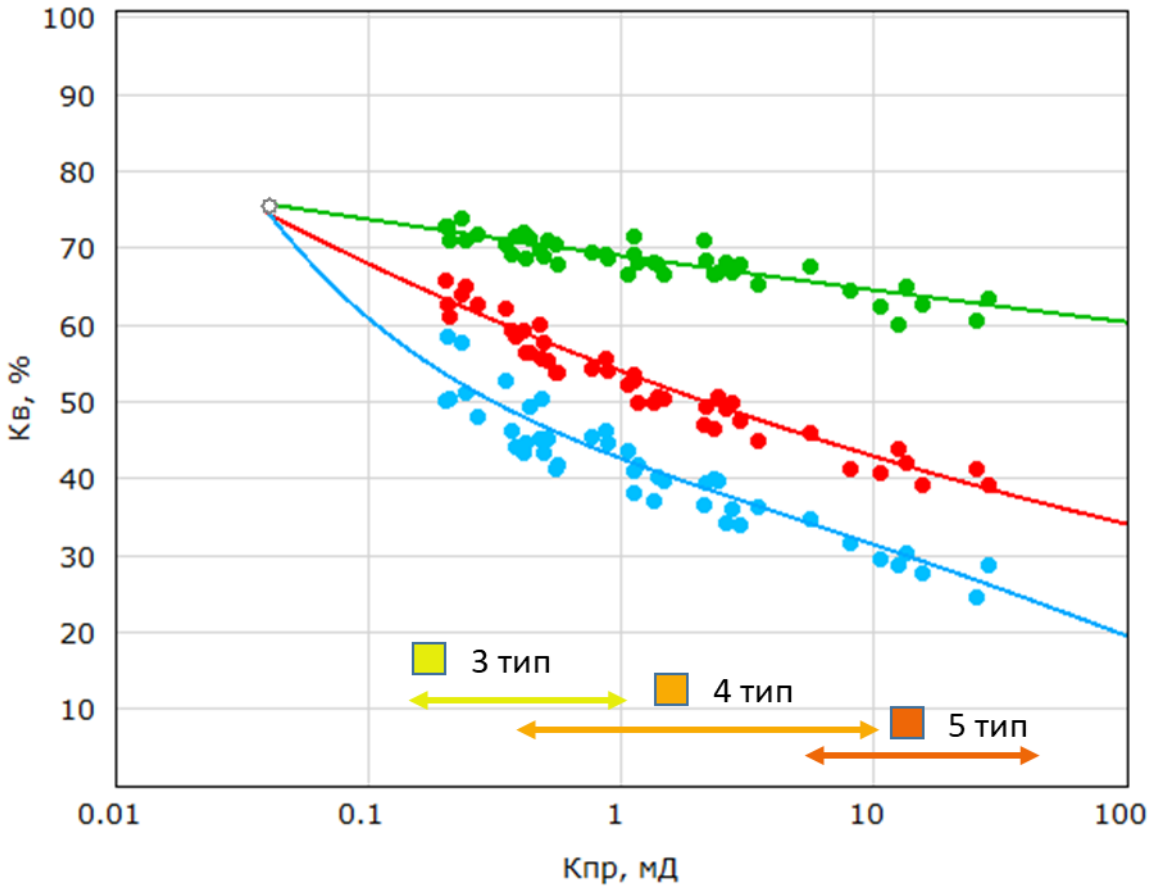
Функция обводненности характеризует область совместной фильтрации нефти и воды, ограниченную концевыми точками насыщенности $К_{в.кр}$ и $(1 - К_{н.кр})$. Именно область двухфазной фильтрации является объектом петрофизического моделирования. Обусловлено это тем, что фильтрационные модели в петрофизике решают задачу определения характера насыщенности коллекторов и прогноза обводненности в интервалах двухфазного насыщения

коллекторов нефтью и водой. Концевые точки $К_{в.кр}$ и $(1 - К_{н.кр})$ в петрофизической практике обозначаются как $К_в^*$ и $К_в^{**}$ и имеют следующие определения [44]:

$К_в^*$ – водонасыщенность, при которой в притоке пластового нефти начинает отмечаться незначительное количество подвижной воды.

$К_в^{**}$ – водонасыщенность, при которой в притоке пластовой воды начинает отмечаться незначительное количество нефти.

Полученные в результате обработки кривых ОФП концевые точки сопоставлялись с коэффициентом проницаемости пород и представлены на рисунке 2.24. С целью увеличения статистической значимости связей для определения критических точек $К_в^{**}$ привлекались также данные экспериментов по определению коэффициентов вытеснения. Как видно из рисунка, зависимости по различным литотипам не дифференцируются и описываются едиными уравнениями (приведены в нижней части рисунка). Установленные зависимости использовались в качестве критериев оценки характера насыщенности коллекторов изучаемой толщи по данным ГИС.



$К_в^* = 54 * Кпр^{-0.1}$, R^2=0.83
$К_в^{**} = 69 * Кпр^{-0.029}$, R^2=0.93
$К_{во} = 10^{-0.016*(\log_{10} Кпр)^3+0.011*(\log_{10} Кпр)^2-0.127*\log_{10} Кпр+1.63}$, R^2=0.89

Рисунок 2.24 – Зависимости критических значений Кв* и Кв** от Кпр пород

Таким образом, в результате изучения капиллярных и фильтрационных свойств пород установлено, что выделенные литотипы характеризуются индивидуальными петрофизическими связями и определяются различным минеральным составом и структурой порового пространства.

2.4. Петрофизическая модель второго уровня (макронеоднородность флюидонасыщения)

Установленная литолого-петрофизическая изменчивость горных пород изучаемой толщи является причиной неоднородности флюидонасыщения. На рисунке 2.25 представлен планшет с выделенными нефтенасыщенными толщинами по данным ГИС, результатами испытаний и промыслово-геофизических исследований (ПГИ), выполненных после ГРП. По данным многозондового ИК отмечаются повышенные значения удельного электрического сопротивления пачек (выше критического УЭС). Согласно результатам интерпретации ГИС (РИГИС), пласт представлен нефтенасыщенным коллектором от кровли до подошвы пласта. Однако, по результатам испытаний и опробований ожидаемые чистые притоки нефти не подтвердились. Обводненность после проведения ГРП и очистки скважины от технической жидкости составила 70%. Интервалы притоков воды зафиксированы по результатам ПГИ, заколонных перетоков не зафиксировано. Исходя из полученных фактических материалов, считаем, что залежь имеет более сложное неоднородное строение и нуждается в детальном изучении по данным керна и ГИС.

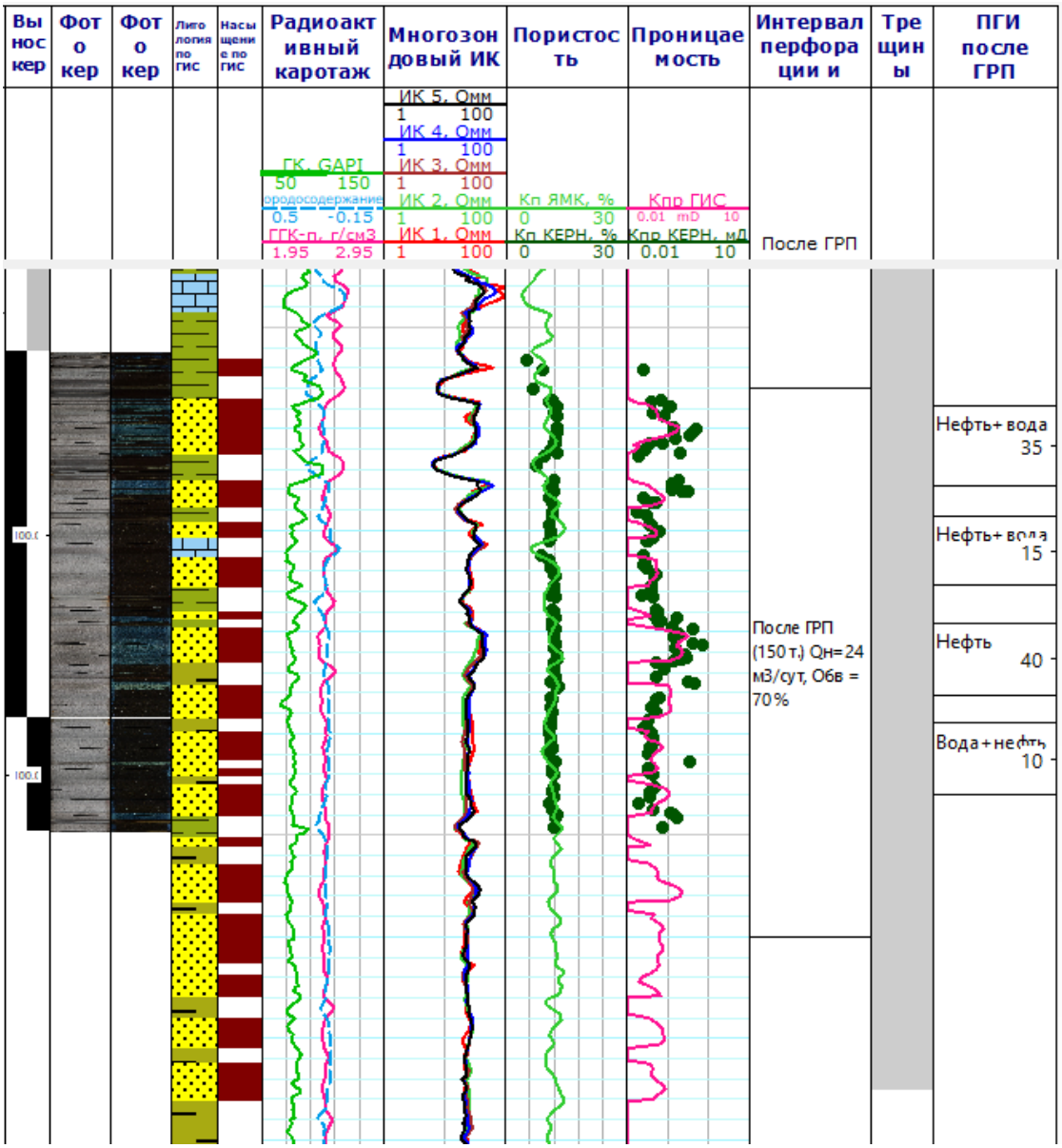


Рисунок 2.25 – Пример несоответствия интерпретации данных ГИС результатам испытаний и данным керна

Итак, выделенные на первом уровне литотипы 3 и 4, обладающие пониженными коллекторскими свойствами проанализированы по характеру насыщенности. По причине отсутствия проявлений неоднородности насыщения, литотип 5 исключен из выборки. Анализ выполнялся по 6 скважинам месторождения с полным выносом керна в интервале объекта исследования исключительно в продуктивной зоне. Количество исследованных образцов керна: стандартные петрофизический исследования – 872, специальные – 172.

В петрофизической практике изучение неоднородности насыщенности начинают с фотографий керна в ультрафиолетовом свете [1, 85, 107]. Обработка фотографий выполнялась в ПО Techlog, в результате обработки установлены интервалы с разной интенсивностью свечения керна.

Чередование интервалов интенсивного, слабого и полного отсутствия свечения наблюдается по всей высоте продуктивной залежи. Выборка разделена на интенсивно светящиеся/слабосветящиеся (группа 1) и несветящиеся интервалы (группа 2) в УФ. Задача – изучение выборок по полному спектру исследований керна с целью выявления влияния геологической неоднородности на распределение флюидов в породе.

С целью корректного использования фотографий керна в УФ для анализа характера насыщенности необходимо обозначить его основные ограничения:

- Срок между выполнением отбора и фотографированием керна в лаборатории должен быть жестко ограничен по причине испарения углеводородной фракции (УВ) и потери информативности (Рисунок 2.26).
- Полная неприменимость анализа в чисто газовых пластах по причине отсутствия свечения легких УВ в УФ спектре.
- Ограниченная применимость в газоконденсатных пластах с еще более короткими сроками доставки керна в лабораторию и его фотографированием.
- Слабовыраженное свечение в УФ может не отражать начальной насыщенности керна вследствие воздействия фильтрата бурового раствора (в этой связи слабосветящиеся интервалы в данной работе сгруппированы с интенсивно светящимися).

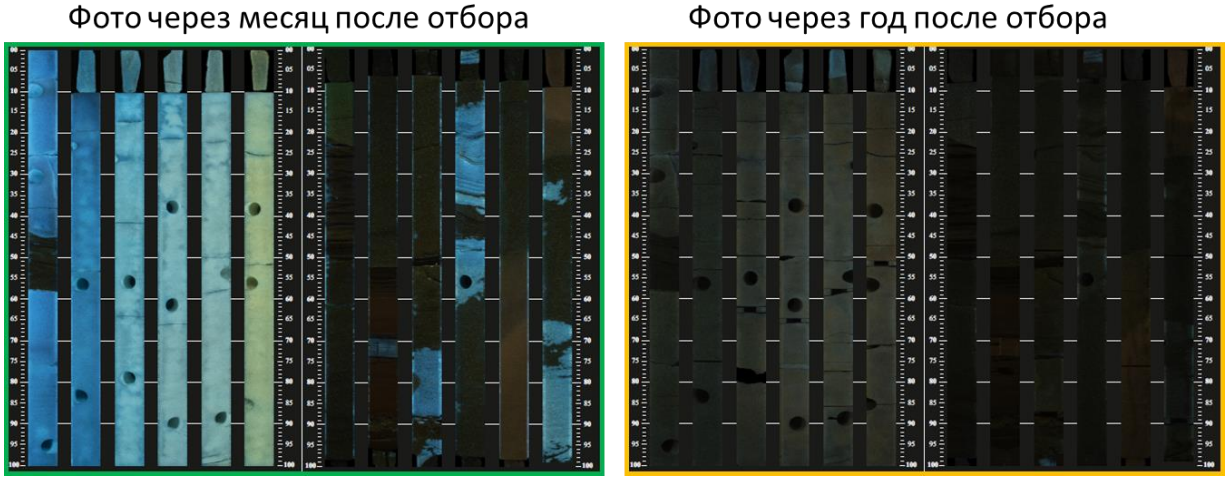


Рисунок 2.26 – Пример потери информативности анализа керна по свечению в УФ

Выделенные по фото керна в УФ интервалы сплошного насыщения толщиной от 0.1 до 0.4 м составляют 10%, от 0.4 до 1 м 40%, более 1 м – 50%, что позволяет отнести породы к мезо- и макроуровню неоднородности по классификации Л.Ф. Дементьева [40] (Рисунок 2.27). Около половины оцененной толщины прослоев в выборке имеет размерность до 1 метра. Это объясняет одну из причин пониженного контраста УЭС между водо- и нефтенасыщенными интервалами, поскольку известно, что достоверное определение УЭС возможно при минимальной толщине прослоя 0.8 м [96].

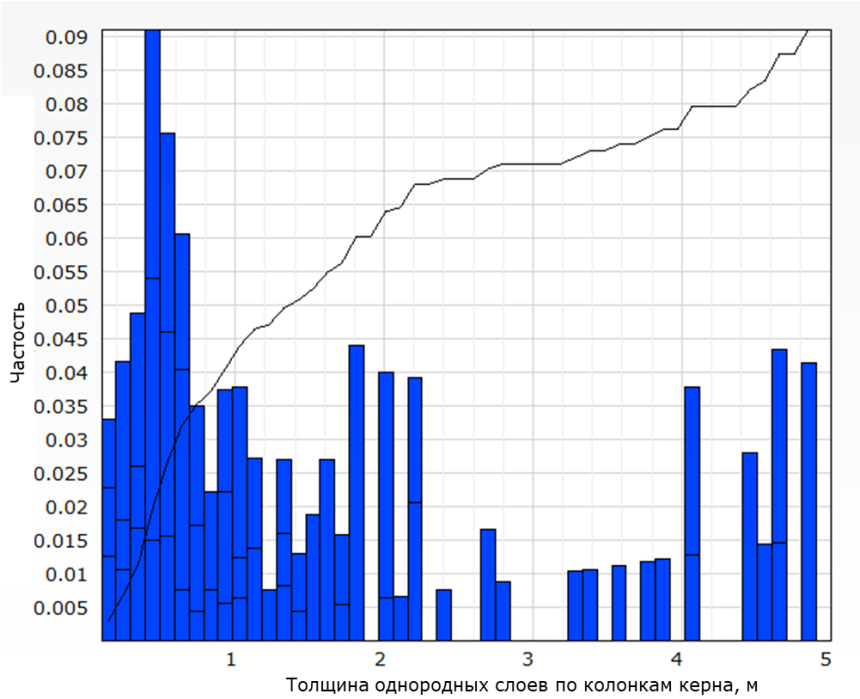


Рисунок 2.27 – Гистограмма толщины однородных прослоев пластов Ач-3, Ач-4, выделяемых по керну

Для дальнейшего анализа из выборки исключены интервалы неколлектора-карбонатизированные песчаники и аргиллиты ниже граничного значения пористости.

На следующем этапе изучены литолого-минералогические и седиментологические исследования керна. Установлено, что группа 1 приурочена к фациям турбидитовых каналов, проксимальным и медиальным частям лопастей, группа 2 к фациям проксимальной, медиальной и дистальной частям лопастей. Литологически породы группы 1 представлены преимущественно песчаниками мелкозернистыми с глинистым цементом. По данным гранулометрии, в среднем, доля песчаной фракции составляет 69%, алевритовой 27%, глинистой 4%. Породы группы 2 представлены преимущественно песчаниками тонко- и мелкозернистыми. Доля песчаной фракции составляет 45%, алевритовой 42%, глинистой 14%. Карбонатность обеих групп пород не превышает 2-5% (Рисунок 2.28). Таким образом, можно сделать вывод, что группа 1 представлена более крупнозернистым осадком и формировалась в более динамичных условиях осадконакопления.

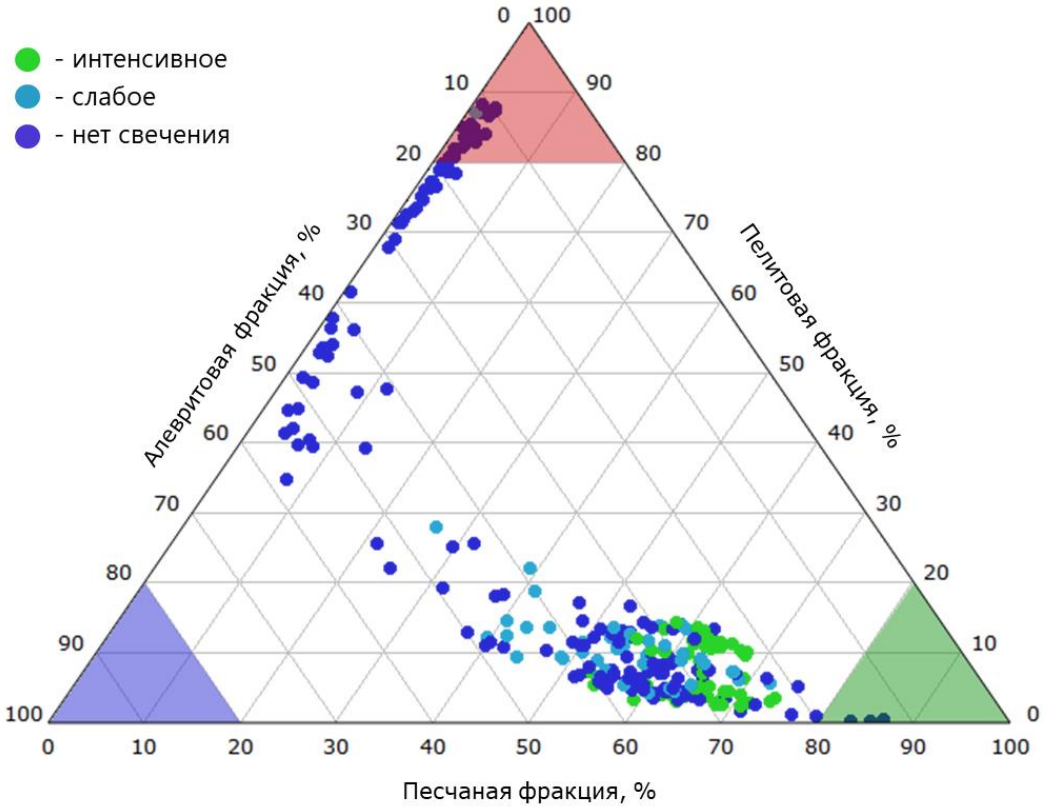


Рисунок 2.28 – Треугольная диаграмма гранулометрического состава пород изучаемого объекта

По данным рентгеноструктурного анализа, обломочная часть пород обеих групп имеет кварц-полевошпатовый состав, доля полевых шпатов в обеих группах, в среднем, 45-48% с небольшим увеличением доли в 1 группе. Доля кварца в обеих группах составляет 32%. Цемент обеих групп представлен преимущественно хлоритом 70-79%, каолинитом 10-16% и гидрослюдами с небольшим увеличением доли в группе 2. На снимках растрового электронного микроскопа породы обеих групп сложены полуугловатыми зернами изометричной формы, зерна полевого шпата в средней и сильной степени изменены процессами выщелачивания. Цемент порово-пленочного типа, хлоритовый. На поверхности зерен повсеместно развиты крустификационные оторочки хлорита. Межзерновые поры открытого типа с преобладающим размером в группе 1 – 10-30 мкм, группе 2 – 7-20 мкм. Встречаются внутризерновые микропоры, приуроченные к полевым шпатам.

Изученные выше особенности строения пород обеих групп нашли отражение в распределении ФЕС (Рисунок 2.29).

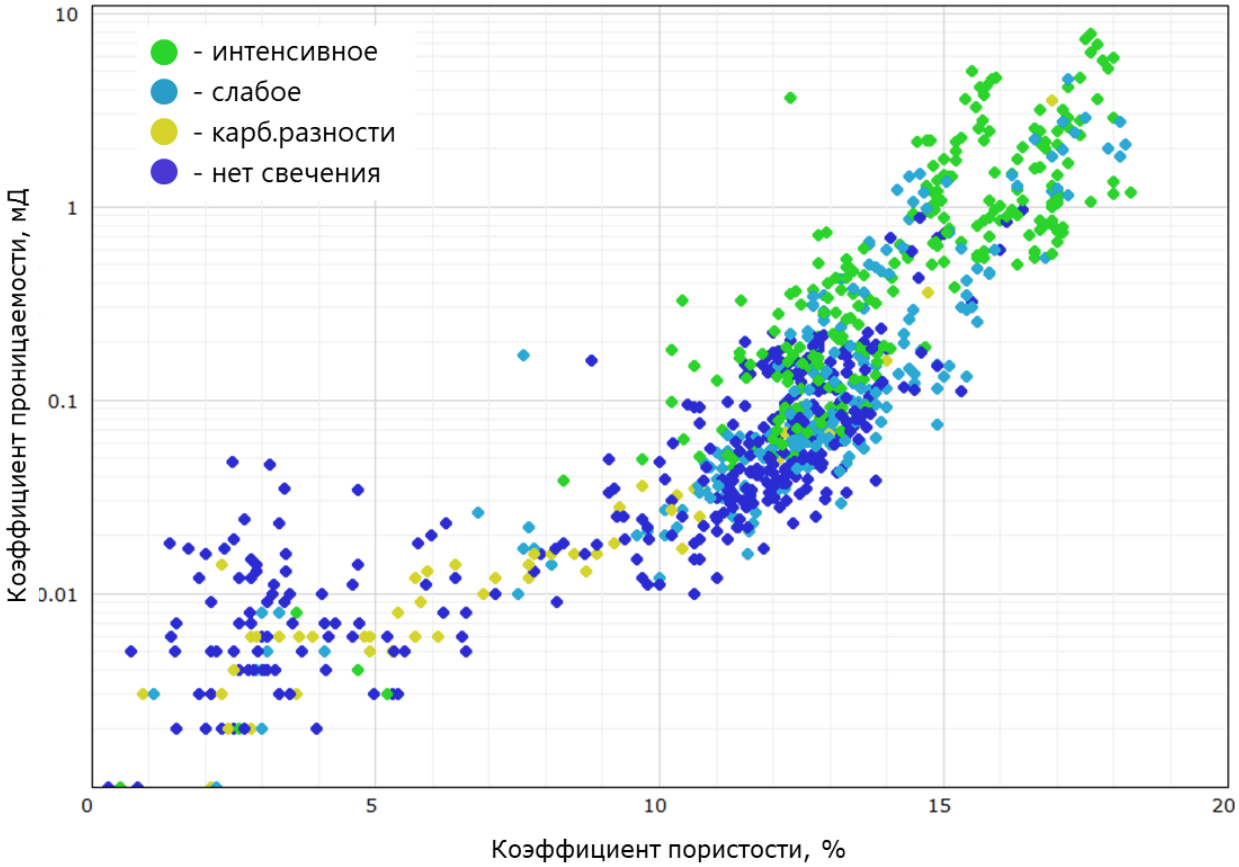


Рисунок 2.29 – Сопоставление коэффициента пористости и абсолютной проницаемости с интенсивностью свечения керна в УФ в интервалах выше ЗЧВ

В таблице 5 представлена краткая литолого-петрофизическая характеристика анализируемых групп пород. В целом, породы *группы 1* обладают повышенными пористостью и проницаемостью, имея значительный диапазон их изменения и перекрытия с породами *группы 2*. Сопоставляя выделенные группы с долей представленных в ней литотипов, можно отметить, что неоднородность насыщенности проявляется на 80% в литотипе 3 с пределами изменения Кпр от 0.02 до 1 мД, на 20% в литотипе 4 с пределами изменения Кпр от 0.1 до 1 мД.

Таблица 5 – Краткая литолого-петрофизическая характеристика пород-коллекторов

	Фации	**Литологическое описание**	**Гран. состав**	**РСА глин**	**РСА породы**	**ФЕС** мин-макс / среднее
Группа 1	Турбидитовые каналы, проксимальная и медиальная части лопасти	Песчаники мелкозернистые	Песчаная-69% Алевритовая-27% Глинистая-4%	Каолинит-12% Хлорит-79% Гидрослюды-6% Смешанно-слойные-3%	Кварц-32% Полевые шпаты-48% Глин.минералы-14% Кальцит-3% Прочие-3%	Кп=$\frac{9\text{-}18.3}{16}$% Кпр=$\frac{0.04\text{-}8}{0.8}$ мД

Группа 2	Проксимальная, медиальная и дистальная части лопасти	Песчаники тонко-мелкозернистые	Песчаная-44% Алевритовая-42% Глинистая-14%	Каолинит-16% Хлорит-73% Гидрослюды-8% Смешанно-слойные-3%	Кварц-32% Полевые шпаты-45% Глин.минералы-18% Кальцит-2% Прочие-3%	$Кп=\frac{10.1-16.4}{14}\%$ $Кпр=\frac{0.02-1}{0.1}$ мД

Одной из ключевых задач для формирования представлений о петрофизической модели коллектора является установление флюидного состава выделенных групп. По данным пиролитических исследований *группа 1* характеризуется наличием миграционной нефти (пик S_1) – 1.1 мгУВ/г породы и более, *группа 2* минимальными значениями – 0.1 мгУВ/г породы либо полным её отсутствием, что соответствует предположению, что интервалы свечения керна в УФ содержат нефть, а интервалы его отсутствия содержат воду [85, 114] (Рисунок 2.30). Помимо геохимического анализа, флюидный состав также подтверждался данными толуольных вытяжек из дробленного керна и последующий хроматографический анализ.

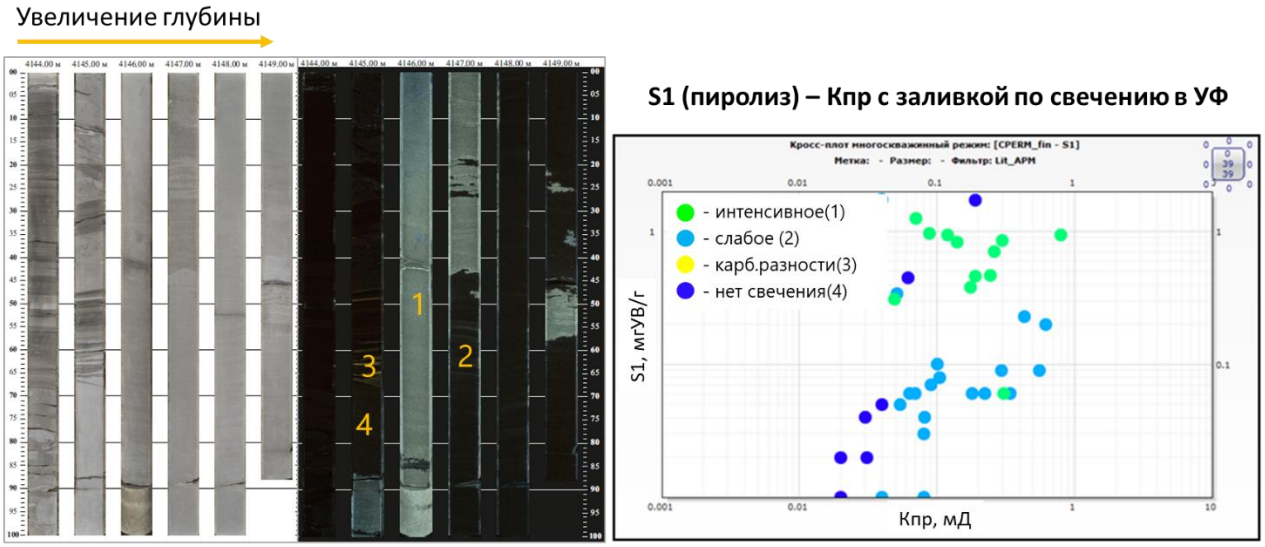


Рисунок 2.30 – Сопоставление результатов пиролиза (пик S1) с Кпр пород пластов Ач-3 и Ач-4

В результате детального изучения литолого-петрофизических и геохимических свойств объекта исследования можно сформулировать следующие ключевые выводы:

- Неоднородно насыщенные интервалы представлены чередованием коллекторов преимущественно двух литофизических типов: песчаники мелкозернистые (литотип 4) – на 20% и песчаники тонко-мелкозернистые (литотип 3) – на 80%.
- Интервалы с интенсивным, слабым и отсутствием свечения дифференцируются по ФЕС, но имеют значительное перекрытие в области Кпр <0.8 мД.
- Интервалы с отсутствием свечения керна в УФ являются водонасыщенным коллектором.

Таким образом, очевидно, что на характер насыщенности прослоев помимо ФЕС оказывают влияние дополнительные факторы. Согласно капиллярно-гравитационной концепции образования залежей нефти [16], в низкопроницаемых коллекторах на распределение флюидов в породе одну из ключевых ролей играет капиллярное давление, которое определяется уравнениями Юнга-Лапласа и Жюрена [3]:

$$P_k = \frac{2 \cdot \sigma \cdot \cos(\theta)}{\mathrm{r}} = (\delta_1 - \delta_2) \cdot g \cdot H, \qquad 2.8$$

где r – радиус капилляра; σ – межфазное поверхностное натяжение; θ – краевой угол; H – высота капиллярного поднятия жидкости над свободной поверхностью смачивающей фазы (ЗЧВ); $\delta_1 - \delta_2$ – разность плотностей контактирующих флюидов; g – ускорение свободного падения.

Согласно уравнению (2.8) капиллярный эффект заключается в поднятии столба жидкости над уровнем свободного флюида (ЗЧВ) до тех пор, пока капиллярное давление не уравновесится гидростатическим давлением столба жидкости. Из анализа уравнений можно сделать вывод, что капиллярное давление прямо пропорционально межфазному натяжению и обратно пропорционально радиусу поровых каналов (ФЕС), то есть чем меньше радиус капилляра и разница плотностей контактирующих в капилляре флюидов, тем больше высота поднятия столба жидкости. В современной петрофизической практике для характеристики строения нефтяных залежей и определения зон ожидаемых притоков широко используется построение моделей переходных зон (МПЗ) [44, 96]. Согласно тексту методического руководства по подсчету запасов УВС, в пределах нефтяных залежей выделяются сверху вниз две зоны: однофазной фильтрации нефти и двухфазной фильтрации нефти, и воды. Нижней границей зоны однофазной фильтрации нефти является водонефтяной контакт ВНК*. Нижней границей зоны двухфазной фильтрации и залежи в целом – ВНК.

На рисунке 2.31 представлена упрощённая модель строения нефтяной залежи, согласно гравитационно-капиллярной концепции. Модель представляет собой нефтяную залежь, представленную массивным однородным изотропным коллектором. Также на схеме показаны гипотетические кривые капиллярного давления и относительных фазовых проницаемостей для системы «нефть-вода».

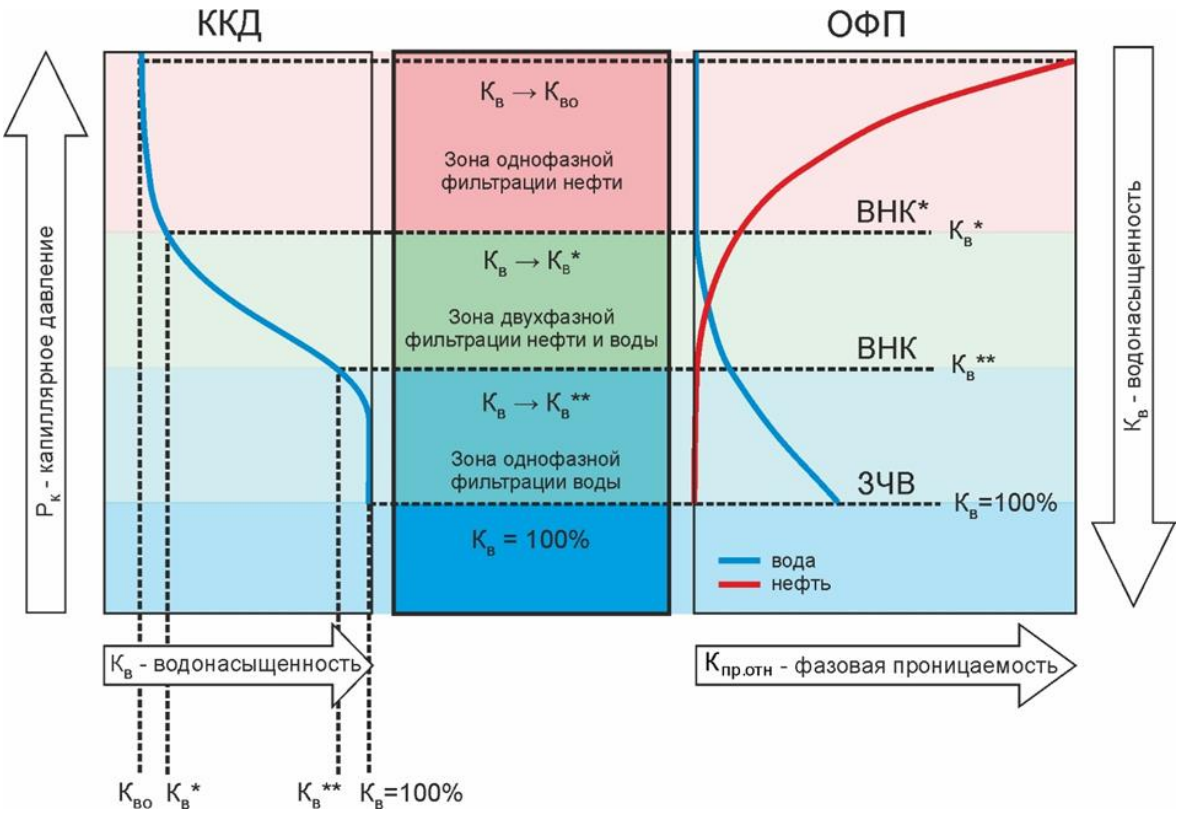


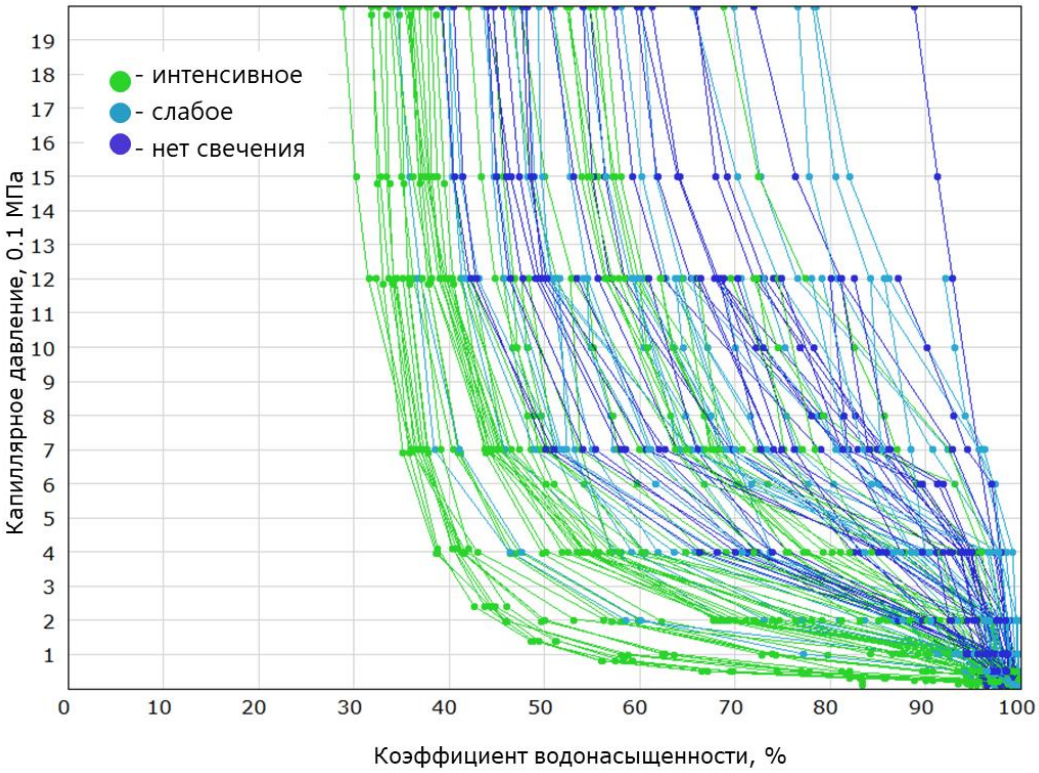
Рисунок 2.31 – Модель строения переходной зоны однородного изотропного коллектора, согласно гравитационно-капиллярной концепции [103]

Сверху вниз выделяются:

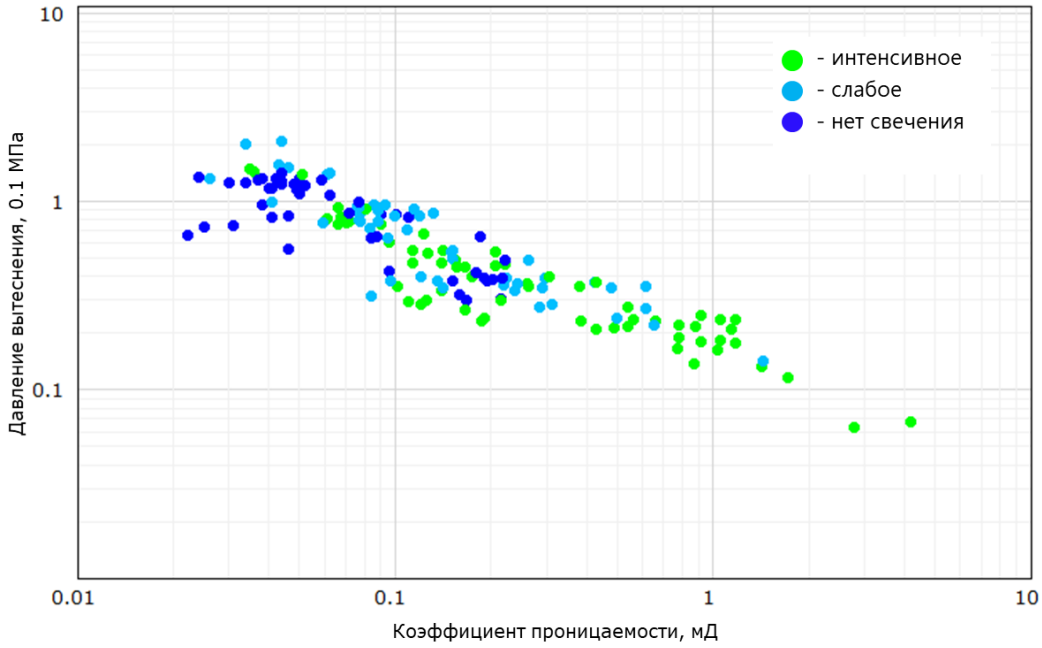
- зона однофазной фильтрации нефти (чисто нефтяная зона – ЧНЗ), нижняя граница которой соответствует параметру Кв*;
- зона двухфазной фильтрации нефти и воды, нижняя граница которой соответствует параметру Кв**;
- зона однофазной фильтрации воды.

В отечественной нефтегазовой практике понятия ВНК и ВНК* имеют промысловое значение, а не геологическое. Положение этих контактов обосновывается критическими концевыми точками ОФП. Этим объясняется несоответствие понятий ВНК в отечественной и мировой практике. В мировой практике понятие ВНК соответствует уровню давления вытеснения $P_{к.выт}$ – минимально необходимое (пороговое) давление для начала вытеснения смачивающей фазы из горной породы, возникающее в момент, когда протяженная нить несмачивающего флюида соединяется через крупные поры. Исходя из такого понимания и условий проведения экспериментов, предполагаем, что насыщенность смачивающей фазой при этом равна 100%. Таким образом, в мировой практике при обосновании ВНК придерживаются геологической концепции и ключевым параметром при обосновании ВНК является параметр $P_{к.выт}$ [99].

Итак, имея представление о МПЗ однородного коллектора, формулируем основной вопрос – как будет выглядеть строение МПЗ изучаемого объекта с учетом установленной ранее значительной неоднородности ФЕС пород. Для решения этой задачи необходимо изучить взаимосвязь капиллярного давления с ФЕС и величиной коэффициента водонасыщенности. С этой целью проанализированы кривые капиллярного давления, полученные с применением центрифуги и капилляриметра с полупроницаемой мембраной (Рисунок 2.32).



а)



б)

Рисунок 2.32 – Сопоставление кривых капиллярного давления (а) и давлений вытеснения (б)

По результатам анализа отмечается широкий диапазон изменения насыщенности пород при различных капиллярных давлениях. К примеру, при одинаковом капиллярном давлении в 1 МПа (расположении на одной высоте над ЗЧВ) водонасыщенность коллекторов изменяется от 35% до 94%. При этом заметно изменяются давления вытеснения – от 0.006 до 0.1 МПа (система нефть-вода), такая значительная разница указывает на высокий потенциал образования капиллярных барьеров в залежи.

Исходя из опыта предыдущих работ, рассмотренных в первой главе, принята следующая гипотеза – вследствие неоднородного строения залежи, где присутствует контрастная изменчивость ФЕС пород по разрезу, а также их гидрофильности, в пласте возникают капиллярные барьеры первого рода, по классификации Ю.Я. Большакова [16]. Согласно этой концепции, на этапе миграции нефти в ловушку, выталкивающая сила не смогла преодолеть давление вытеснения, порода осталась насыщена водой [117]. Поскольку миграция нефти происходит в реальной геологической среде, то нужно учитывать, что породы с разным $P_{к.выт}$ чередуются и для перетока несмачивающего флюида необходимо преодолеть не абсолютное значение $P_{к.выт}$, а разницу между давлениями вытеснения в породах с разными ФЕС. В этом случае для нефтенасыщенных пород должно выполняться следующее условие:

$$P_k > (P_{к.выт1} - P_{к.выт2}), \qquad 2.9$$

где $P_{к.выт1}, P_{к.выт2}$ – характеризуют давления вытеснения на контакте пород с различными ФЕС.

Однако в рамках существующей неопределенности распространения проницаемых прослоев в объеме пластов и термобарических условиях, возникших на этапе миграции углеводородов и формирования залежи, в практическом применении используется два допущения:

1. Для оценки используется случай предельного контраста давления вытеснения пород – $P_{к.выт2} \to 0$
2. Принимается допущение о связности интервалов нефтенасыщения и образования столба нефти (с принятием единого ЗЧВ для пласта)

В случае невыполнения условия в уравнении 2.9 коллектор остается водонасыщен. Такой тип пород будем называть субколлектор [86].

Итак, для проверки выдвинутой гипотезы, путем комплексирования полученной ранее капиллярной и фильтрационной моделей пластов Ач-3 и Ач-4 месторождения «А», построим капиллярно-фильтрационную модель, полностью описывающую строение изучаемой залежи и ожидаемые зоны фильтрации пластовых флюидов.

На рисунке 2.33 представлена капиллярно-фильтрационная модель залежи по изучаемому

объекту. Черной блоковой кривой схематично нанесена проницаемость пород, которая отражает реальный диапазон изменения значений Кпр исследуемого объекта и отражает чередование пород с контрастными ФЕС. Справа отражен характер притока коллекторов в зависимости от их проницаемости и положения над уровнем ЗЧВ.

Из анализа строения залежи изучаемого объекта можно утверждать, что по причине низких ФЕС и наличия неоднородности ФЕС в залежи образуются локальные капиллярные барьеры (субколлектор), отличающиеся от вмещающих более проницаемых пород. Чаще всего толщина этих субколлекторов не превышает вертикальную разрешающую способность методов электрометрии, что в совокупности с низкой минерализацией пластовой воды приводит к пониженному или отсутствию контраста УЭС между нефтенасыщенными и водонасыщенными интервалами. У более низкопроницаемых коллекторов зона предельной насыщенности лежит гораздо выше чем у высокопроницаемых, что, в целом, ожидаемо и объясняется более тонкими капиллярами у первых. Более тонкие капилляры создают большее капиллярное давление и, соответственно, имеет место большая по высоте переходная зона. В таком случае положение ВНК напрямую зависит от ФЕС пород и варьируется от 7 до 115 метров, а с учетом ранее указанной максимальной высоты залежи, большая часть (более 70%) коллекторов располагаются в зоне переходной насыщенности.

Наличие субколлектора теоретически возможно до высоты над ЗЧВ в 65 метров. После преодоления высоты залежи в 115 метров, что соответствует начальной точке модели, коллекторы во всем диапазоне Кпр будут работать исключительно нефтью. При классическом подходе к интерпретации данных ГИС в подобных объектах интервалы субколлекторов были бы отнесены к нефтенасыщенным, либо, наоборот, нефтенасыщенные интервалы могут быть пропущены. Таким образом, единственным способом их выявления по данным ГИС остаются методы с относительно высоким разрешением (например, ГГКп) в сочетании с капиллярно-фильтрационной моделью. Стоит отметить, что эффективность его применения в значительной степени зависит от достоверности определения коэффициента проницаемости и уровней ЗЧВ.

С точки зрения влияния субколлектора на разработку объекта исследования ключевым является то, что при эксплуатации скважин с использованием технологии гидроразрыва пласта, а также на высоких депрессиях без ГРП, происходит мобилизация рыхлосвязанной воды и наблюдается значительное увеличение обводненности притока [127].

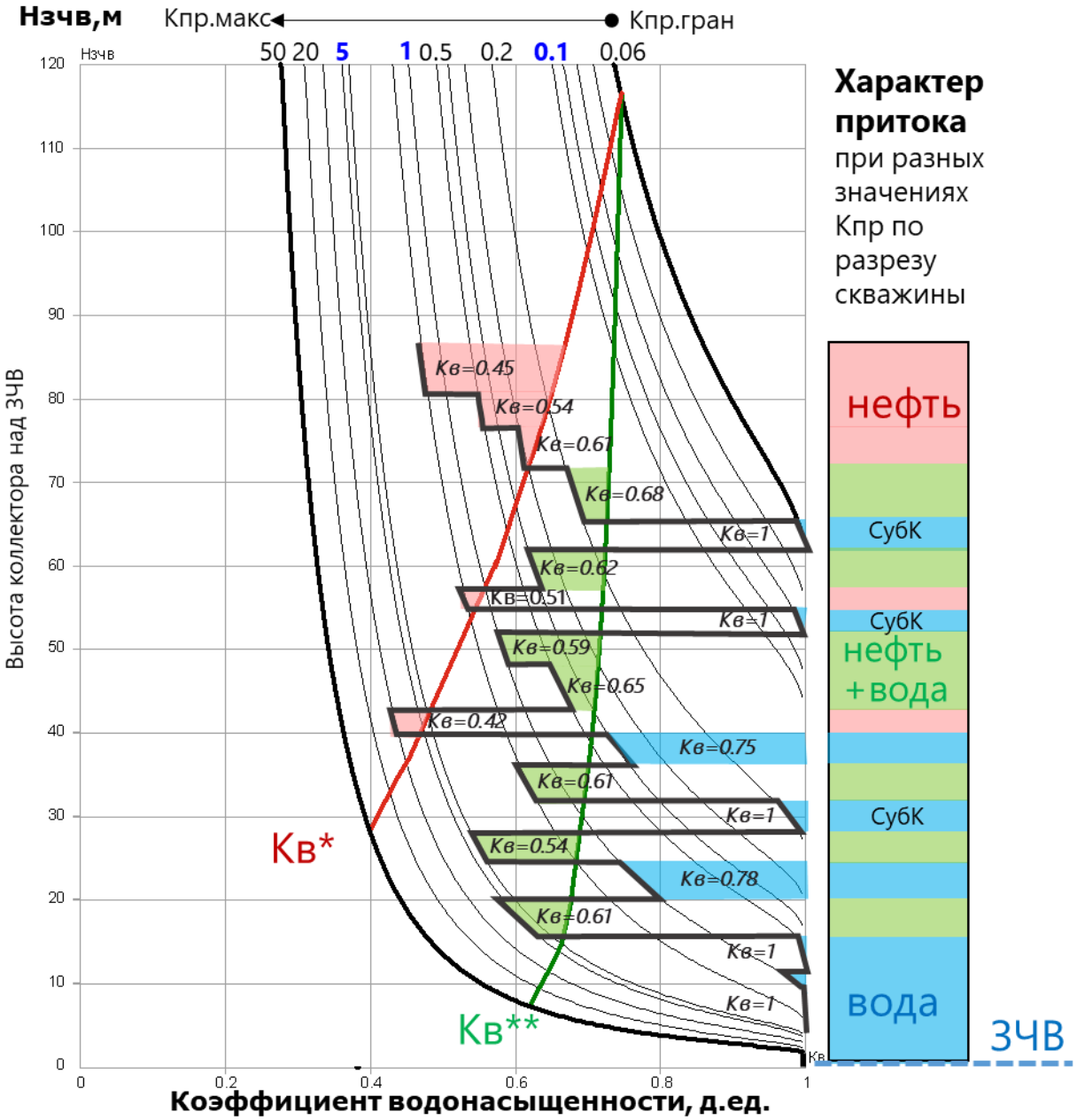


Рисунок 2.33 – Капиллярно-фильтрационная модель переходной зоны, отражающая неравномерную насыщенность ачимовских коллекторов пластов Ач-3, Ач-4 месторождения «А». (СубК – субколлектор)

Применительно к задачам данного исследования можно сделать вывод, что приток воды при опробовании пластов изучаемого объекта на высоких гипсометрических отметках залежи обеспечивается двумя факторами [4, 68]:

1. Наличием субколлектора ($P_k < P_{\text{к.выт}}$, $\text{К}_\text{в} = 100\%$)
2. Коллектором с низкой нефтенасыщенностью ($P_k > P_{\text{к.выт}}$, $\text{К}_\text{в} > \text{К}_\text{в}^*$)

На основе вышеприведённого анализа предлагается следующая петрофизическая модель – породы изучаемого объекта представлены неравномерным чередованием водонасыщенных

субколлекторов и нефтенасыщенных коллекторов с различной нефтенасыщенностью мезо- и макронеоднородного уровня. Ключевое различие с классической моделью – выделение отдельного типа коллектора – водонасыщенный субколлектор (распределенный по высоте залежи среди нефтенасыщенных коллекторов). В петрофизическом смысле такое строение залежи требует сокращения эффективной толщины за счет удаления прослоев субколлектора.

Использование предложенной петрофизической модели позволяет объяснить повышенную обводненность продукции при испытаниях скважин на высоких гипсометрических отметках залежи. Кроме того, появляется потенциал её прогнозирования путем учета доли субколлектора в разрезе скважин.

2.5. **Комплексная двухуровневая петрофизическая модель коллектора**

Построение петрофизической модели первого уровня с выполнением типизации пород по литологическим характеристикам позволило учесть изменчивость минерального состава, петрофизических свойств и структуры порового пространства пород изучаемого объекта. Это, в свою очередь, открыло возможность достоверного определения интервалов субколлекторов на втором уровне петрофизического моделирования, поскольку ключевым связующим звеном моделей является коэффициент проницаемости.

Разработка двухуровневой петрофизической модели коллекторов пластов Ач-3 и Ач-4 изучаемого месторождения, на основе учёта субколлектора на высоких гипсометрических отметках нефтяной залежи выполнена впервые и составляет научную новизну.

В результате интеграции обеих петрофизических моделей с фациальной моделью была установлена системная взаимосвязь макрофаций, литологических типов пород и субколлектора (Рисунок 2.34) [69].

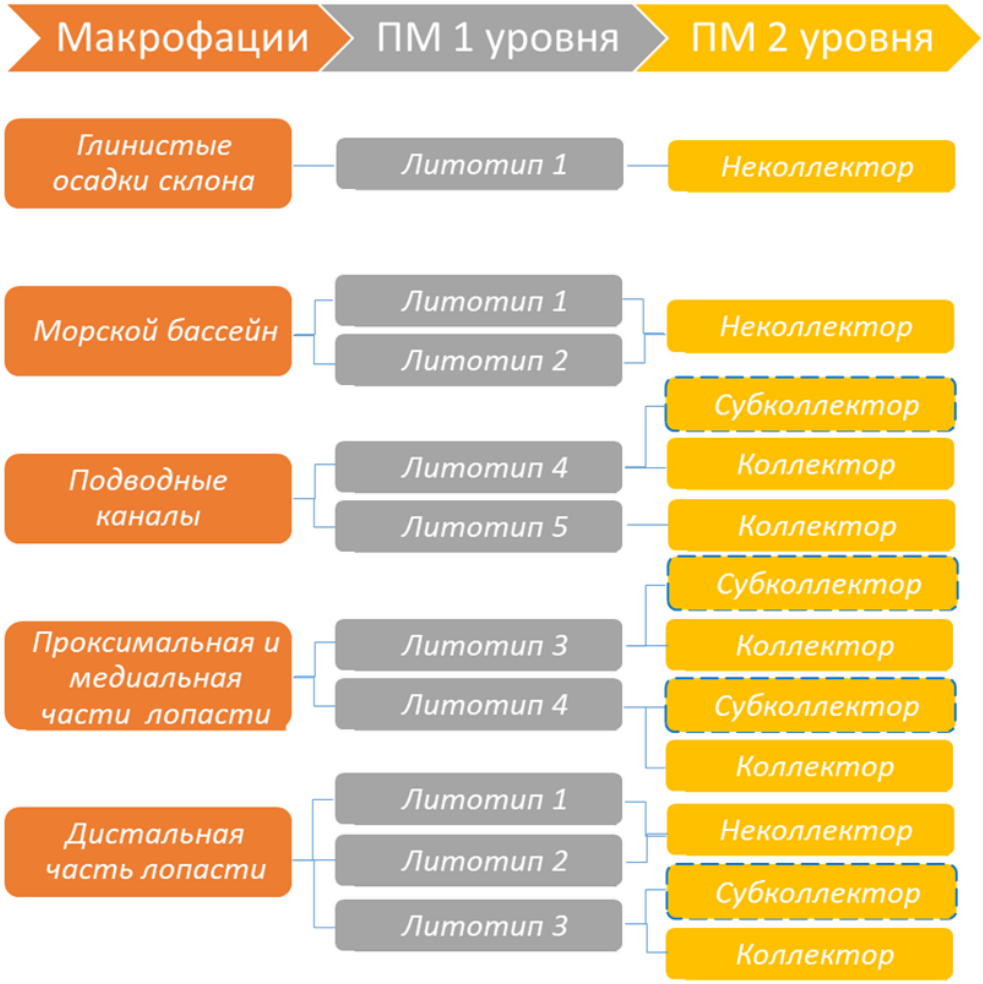


Рисунок 2.34 – Принципиальная схема двухуровневой петрофизической модели и её связь с фациальным строением месторождения

Выделенный класс пород «субколлектор» может присутствовать исключительно в литотипах 3 и 4, это связано с присущими этим типам пород низкими ФЕС и высокой слоистой неоднородностью в разрезе. Литотипы 3 и 4 могут присутствовать в макрофациях как подводных каналов, так и комплексе лопастей. Указанные на рисунке 2.34 взаимосвязи позволяют повысить детальность геологических моделей путем их учета на разных этапах моделирования месторождения.

Представленная в главе 2 информация позволяет сформулировать **первое защищаемое положение**: *«Комплексный анализ изменчивости минерального состава, петрофизических свойств и структуры порового пространства пород ачимовской толщи позволил разработать петрофизическую модель на основе двухуровневой литофизической типизации и обосновать неравномерное распределение флюидов по разрезу изучаемого месторождения».*

2.6. **Выводы по главе 2**

Комплексный анализ результатов исследований керна пластов Ач-3, Ач-4 месторождения «А» показал, что изменчивость минерального состава, петрофизических свойств и структуры пустотного пространства обусловлена особенностями обстановок осадконакопления и эпигенетическими преобразованиями горных пород. Выявлены следующие закономерности:

1. Неоднородность ФЕС пород ачимовской толщи изучаемого месторождения обусловлена вариацией минерального состава, глинистости и типа глинистых минералов. С увеличением содержания кварца и ПШ растут ФЕС породы. Ключевым параметром, влияющим на Кпр является Кп. Рост дисперсной глинистости оказывает отрицательное влияние на Кпр. Значительное влияние на Кпр оказывает минеральный состав цемента: рост содержания иллита и ССО с одновременным снижением содержания хлорита значительно ухудшают фильтрационную характеристику пород. Вторичные преобразования оказывают разнонаправленное влияние на качество коллектора: выщелачивание ПШ положительно, хлоритизация и карбонатизация отрицательно. Влияние гранулометрического состава пород на Кпр наиболее тесно связано с долей алевритовой фракции, что, в целом, согласуется с известной закономерностью увеличения проницаемости пород с увеличением диаметра зерен скелета.

2. Породы обладают сложной структурой порового пространства, основная причина которой неоднородное распределение пор и устьев пор по размеру. По результатам ртутной порометрии размер основных фильтрующих кластеров изменяется на два порядка, что влияет на форму капиллярных кривых и широкие пределы изменения давлений вытеснения.

3. Петрофизическая модель ачимовских отложений изучаемого месторождения должна учитывать литолого-физические особенности пород – типизацию по литологической и флюидной характеристике.

4. Наличие субколлектора на высоких отметках залежи обусловлено высоким капиллярным давлением пород и контрастом ФЕС, является причиной высоких стартовых показателей обводненности при испытаниях и эксплуатации скважин.

Полученные в главе 2 научные результаты являются петрофизической основой геологической интерпретации данных ГИС пластов Ач-3, Ач-4 изучаемого месторождения.

Учёт изменчивости минерального состава, петрофизических свойств и структуры порового пространства пород ачимовской толщи позволил разработать петрофизическую модель на основе двухуровневой литофизической типизации и обосновать неравномерное распределение флюидов по разрезу изучаемого месторождения с целью повышения достоверности геологической интерпретации данных ГИС.

ГЛАВА 3 МЕТОДИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС

3.1. Определение типов пород по данным ГИС

Одной из наиболее сложных задач при выполнении работ по литофизической типизации ачимовских разрезов является определение типов по данным ГИС. Это связано с комплексным разнонаправленным вкладом в сигналы стандартных методов ГИС минералов матрицы и цемента.

С целью получения наиболее высокой достоверности литофизической типизации пород необходимо применение специальных методов ГИС [105]. Так метод импульсного нейтронного спектрометрического каротажа (ИНГКс) позволяет получить химический состав горных пород, которые при наличии априорной информации можно трансформировать в минеральный состав скелета и цемента породы [71, 87, 88, 93, 94, 136]. На изучаемом месторождении большинство записей ИНГКс выполнялось отечественным прибором – АИНК-ПЛ, что позволило увеличить охват скважин методом до 22% пробуренного фонда. Прибор позволяет регистрировать 16 основных элементов горных пород: водород, бор, углерод, фосфор, натрий, магний, алюминий, кремний, сера, хлор, калий, кальций, титан, марганец, железо и гадолиний. Такой широкий набор элементов позволяет определить детальный минеральный состав пород и петрофизические свойства матрицы: плотность, водородосодержание, сечение захвата тепловых нейтронов, что значительно повышает достоверность выполнения литофизической типизации пород. К примеру, при преобладающей доле магнезиального хлорита в глинистом цементе породы, его доля определяется концентрацией магния (Mg), повышение концентрации калия в породе (K) пропорционально увеличению содержания КПШ и иллита, концентрация железа (Fe) ключевой для целей дифференциации кварца и ПШ от глинистых минералов. Таким образом, данный метод позволяет решать задачи детального определения минерального состава пород. Детальное определение минерального состава по разрезу открывает возможность определения выделенных ранее (см. главу 2) литотипов пород по данным ГИС [70].

Построение объемно-компонентной модели горных пород

Перед выполнением работ проведена оценка качества материалов ГИС согласно «Технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах» РД 153-39.0-072-01. Для оценки качества ГГКп использовался комплексный подход, включающий сопоставление объемной плотности по данным ГИС с плотностью насыщенных образцов по керну (определенных в ТБУ), метод контрольных распределений и перекрестных кроссплотов. При неполном вскрытии исследуемых пластов для контроля качества ГГКп дополнительно применялся метод опорных интервалов, аналогичным образом выполнялась оценка качества

диаграмм акустического и нейтронного каротажа. Определение удельного электрического сопротивления пластов изучаемых отложений выполнялось по комплексу методов многозондового индукционного и бокового каротажа, ВИКИЗ и индукционного метода после внесения поправок за скин-эффект и влияния вмещающих пород. Количественная интерпретация данных скважинной электрометрии выполнялась с применением численной инверсии с определением параметров модели (с учетом влияния условий вскрытия пласта на радиус и неоднородность зоны проникновения, оценкой погрешности). В модуле электрометрия (ПО «Геопоиск») в результате обработки комплекса зондов определен диаметр зоны проникновения фильтрата бурового раствора (ФБР). Глубина проникновения ФБР от стенки скважины в пласт имеет значительную вариацию (от 0.2 до 0.75 м для каротажа на кабеле и трубах), это связано со сложностями прогноза АВПД при вскрытии пластов и бурении на репрессии. В целом, имеющийся комплекс ГИС хорошего качества и пригоден для использования в дальнейших расчетах.

Согласно таблице 1, методом ИНГКс охарактеризовано 22% скважин, то есть расчет детальной флюидоминеральной модели возможен не на всем фонде скважин. В части эксплуатационных скважин планируется ГИС с записью в процессе бурения (LWD), в связи с чем набор доступных методов ограничивался набором стандартных методов: ГК, ННКт, ГГКп, ГГКлп – охарактеризовано 85% скважин. Ограниченный набор данных должен обеспечивать приемлемую детальность определения минерального состава пород.

Определение минерального состава и пористости выполнялось на основе построения объемно-компонентной модели (ОКМ) горных пород для двух наборов геофизических методов:

- расширенный комплекс ГИС (ГК, ННКт, ГГКп, ГГКлп, ИНГКс);
- стандартный комплекс ГИС (ГК, ННКт, ГГКп, ГГКлп).

В основе построения объемно-компонентной модели горных пород лежит решение системы линейных и нелинейных уравнений, связывающих показания методов ГИС (отклик) в чистом минерале и флюиде с долей минерального компонента и флюида в породе (Формула 3.1) [135]. Объемно-компонентная модель – математическая модель, описывающая горную породу как совокупность отдельных компонентов, распределенных в её объеме. ОКМ должна удовлетворять предъявляемым требованиям и заданным условиям согласованности [3].

$$\begin{cases} \Delta T = \sum \Delta T_i K_i + K_\Pi \Delta T_\Phi \\ \omega = \sum \omega_i K_i + K_\Pi \omega_\Phi \\ \delta = \sum \delta_i K_i + K_\Pi \delta_\Phi \\ \gamma = \sum \gamma_i K_i + K_\Pi \gamma_\Phi \\ \cdots \end{cases}, \quad 3.1$$

где Ki – доля i – ого минерального компонента в породе, ΔTi, ωi, δi, γi – показания методов ГИС (отклик) в чистом минерале (приведенное значение для нулевой пористости и 100% содержании минерала); Kп- пористость, %

С целью достоверного решения системы уравнений использовался оптимизационный метод, суть которого заключается в минимизации ошибки между зарегистрированными показаниями методов ГИС и синтетическими откликами [146]. Для повышения устойчивости оптимизационного решения в систему уравнений 3.1 вводились погрешности измерения каждого метода ГИС и следующие ограничения:

$$\begin{cases} K_i \geq 0 \\ K_i \leq 1 \\ K_\Pi \geq 0 \\ 1 = \sum K_i + K_\Pi \\ \cdots \end{cases}, \quad 3.2$$

Необходимо обозначить несколько ограничений построения ОКМ по данным ГИС:

- имеющийся комплекс должен быть информативным и чувствительным к содержанию в разрезе выбранных компонент объемной модели;
- количество входных кривых ГИС должно превышать количество моделируемых компонент как минимум на один.

Расчет ОКМ выполнялся в ПО «Techlog». На первом этапе оценивалась чувствительность методов ГИС к основным породообразующим минералам горной породы (см. главу 2) Результатом оценки являлся установленный перечень минералов в ОКМ, который можно решить расширенным либо стандартным комплексом ГИС.

На втором этапе выполнялся подбор петрофизических характеристик минералов и компонентов модели. Чаще всего при построении ОКМ петрофизические характеристики минералов и компонентов принимаются константами, однако, их значения не являются постоянными и изменяются для разных геологических объектов. Химическая формула – это

сокращенное представление химического состава минералов. Многие минералы содержат значительное количество второстепенных, которые не представлены в химических формулах, но влияют на показания методов ГИС. Это особенно актуально для глинистых минералов, таких как иллит и хлорит. К примеру, благодаря набуханию межпакетных слоев иллита, он имеет шесть различных форм. А химический состав хлорита может отличаться в зависимости от аутигенного или детритного происхождения [60]. На рисунке 13 отмечается повышенное содержание Mg в породе, что свидетельствует о магнезиальной аутигенной форме хлорита, таким образом, для расчета химического состава использовалась соответствующая формула [144]. Зная химическую формулу компонента, расчет весового содержания проводился по следующему уравнению:

$$DW_i = \frac{\text{Отн. атомная масса элемента}}{\text{Отн. атомная масса соединения}}, \qquad 3.3$$

где $DW_i -$ весовое содержание $i -$ го химического элемента

Петрофизические константы: δ – объемная плотность, ω – нейтронная пористость, γ – гамма-активность, Pe – индекс фотоэлектрического поглощения подбирались итеративно с настройкой на керновые данные. Подбор выполнялся согласно [3] для двух ОКМ – с использованием расширенного ГИС и стандартного. Перечень минералов, определяемых по данным расширенного ГИС представлен в таблице 6, для стандартного в таблице 7.

Таблица 6 – Объемно-компонентная модель и петрофизические константы для расширенного комплекса ГИС

Компонент	δ, г/см^3	ω, %	γ, gAPI	Pe, барн/э	Весовое содержание химического элемента							
					Si	Al	Ca	Mg	Na	K	Fe	S
Кварц	2.65	-2	30	1.9	0.467	0	0	0	0	0	0	0
КПШ	2.57	2	170	3.38	0.303	0.097	0	0	0	0.14	0	0
Плагиоклаз	2.61	-0.5	8	2.13	0.321	0.103	0	0	0.087	0	0	0
Хлорит	2.88	52	74	8.06	0.14	0.096	0.007	0.048	0.001	0.004	0.208	0
Иллит/ССО	2.79	30	150	4.01	0.249	0.105	0.005	0.012	0.004	0.045	0.048	0
Каолинит	2.63	37	98	2.05	0.208	0.204	0.01	0.001	0.001	0.001	0.004	0
Кальцит	2.71	0	11	5.22	0	0	0.395	0.003	0	0	0	0
Пирит	4.99	-3	0	17	0	0	0	0	0	0	0.465	0.535
Вода	1.0	100	0	0.36	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 7 – Объемно-компонентная модель и петрофизические константы для стандартного комплекса ГИС

Компонент	δ, г/см^3	ω, %	γ, gAPI	Pe, барн/э
Кварц	2.65	-2	30	1.9
ПШ	2.6	0	150	2.7
Средняя глина	2.85	40	120	6
Кальцит	2.71	0	11	5.22
Вода	1.0	100	0	0.36

Перед проведением построения ОКМ по расширенному комплексу ГИС выполнялась оценка качества данных метода ИНГКс путем сопоставления определяемых методом химических элементов с соответствующими элементами по данным РФА на керне (Рисунок 3.1). Качество зарегистрированных данных признано хорошим, незначительные выбросы связаны с различной разрешающей способностью ГИС и керна. Одним из ограничений метода при его записи в ачимовских отложениях является его чувствительность к высоким температурам исследуемых пластов, так при температуре более 90 градусов для повышения статистической достоверности необходимо ограничивать скорость записи прибора (не более 80 м/ч). Применение приборов, оснащенных детекторами отличными от лантан-бромидных (LaBr3), к примеру, германат висмута (BGO), значительно повышают погрешность измерения химических элементов [106].

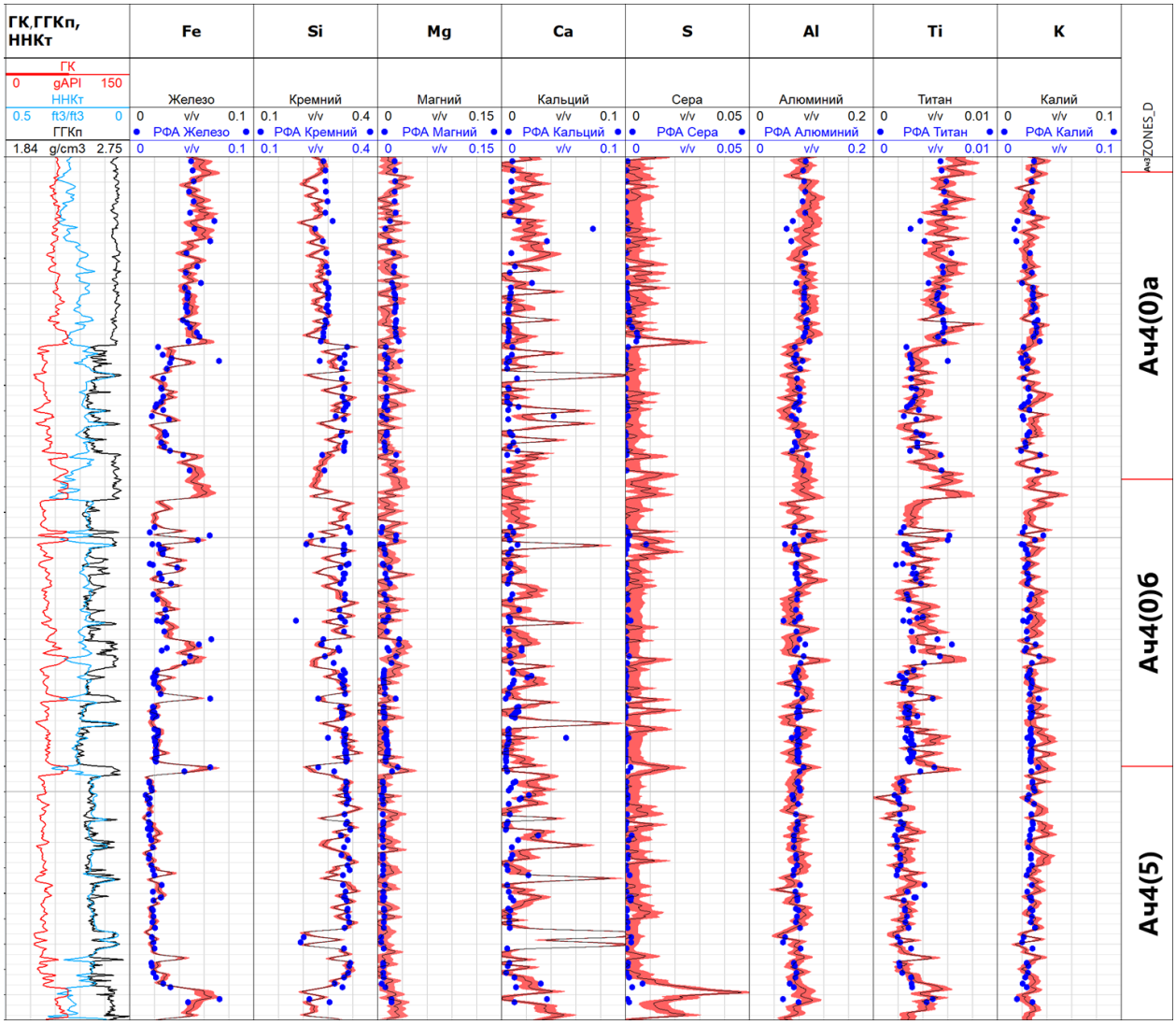


Рисунок 3.1 – Сопоставление химического состава пород по данным метода ИНГКс с данными РФА по керну

Для построения ОКМ по данным расширенного комплекса обосновано девять компонентов. Компоненты матрицы включали в себя: кварц, КПШ, плагиоклаз, кальцит, пирит.

Компоненты цемента включали в себя: хлорит, иллит/ССО, каолинит. Насыщающий поровое пространство флюид – вода. Остаточная нефть в модели не учитывается поскольку обладает близкими свойствами с водой. Объединение иллита и ССО обусловлено принадлежностью последних к гидрослюдисто-монтмориллонитовому ряду. Результат построения ОКМ по данным расширенного комплекса представлен на рисунке 3.2. Контроль качества настройки ОКМ проводился несколькими методами:

- сопоставлением весовых содержаний минералов по ОКМ и данным РСА на керне
- сопоставлением синтетических и измеренных кривых ГИС
- сопоставлением пористости и плотности матрицы по ОКМ с керном

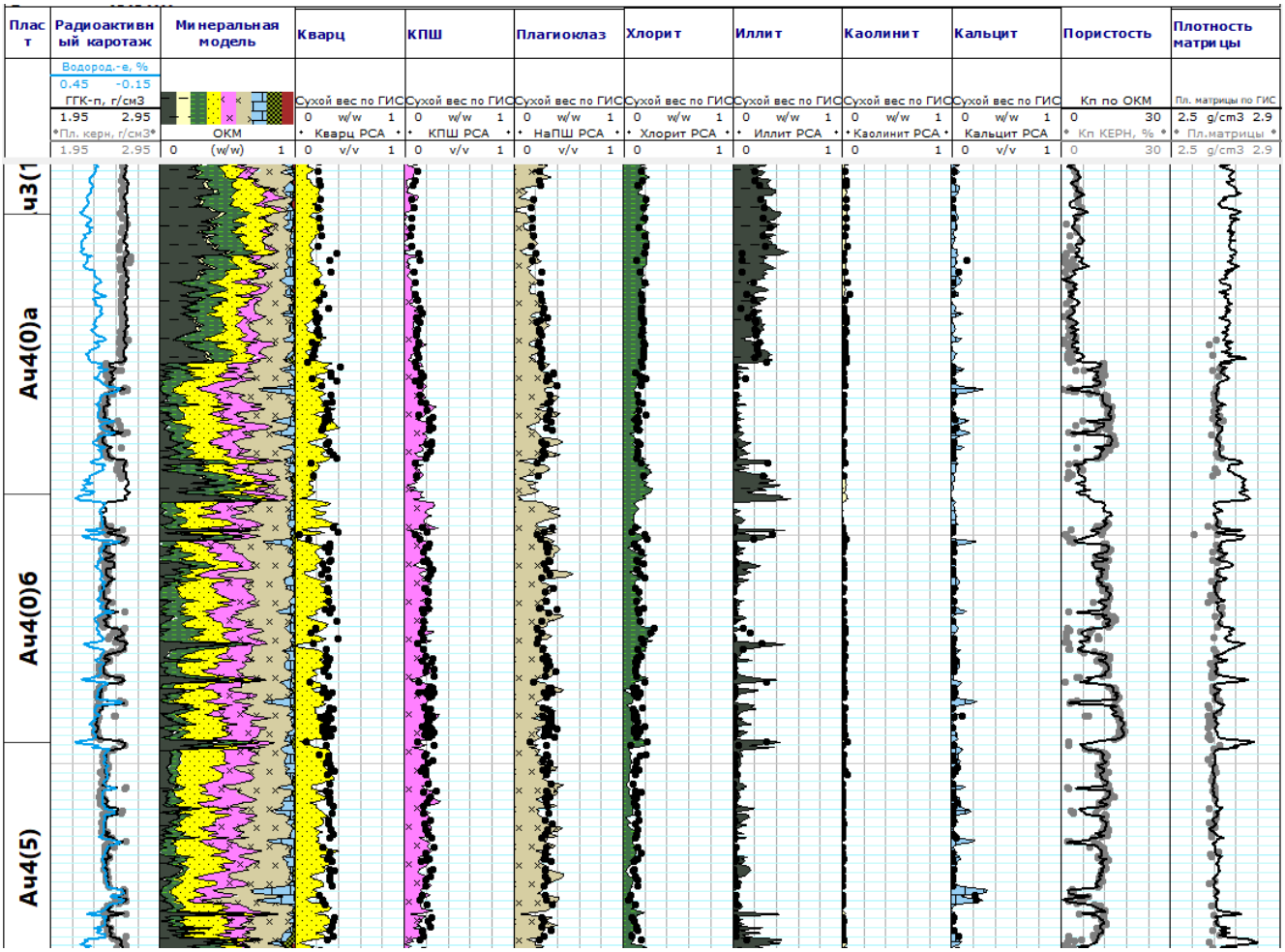


Рисунок 3.2 – Планшет сопоставления минерального состава пород по данным расширенного комплекса ГИС и данных РСА, определений ФЕС образцов керна скважины №1

На рисунке 3.3 приведен пример оценки качества построенной ОКМ по расширенному комплексу. Сопоставление весового содержания минералов по РСА на керне с весовым содержанием, определенным по ГИС, показывает удовлетворительную сходимость. Пористость, определенная по ОКМ имеет отличную сопоставимость с открытой пористостью по керну в

интервале коллекторов. В интервале неколлекторов в кровле пласта Ач-4(0)а пористость незначительно завышена по ГИС, что, вероятно, связано с присутствием акцессорных минералов, не учтенных в ОКМ, либо изменением свойств глинистых минералов. Среднеквадратичные отклонения расчётных и керновых весовых содержаний минералов не превышают 10%, пористости – 3% [70].

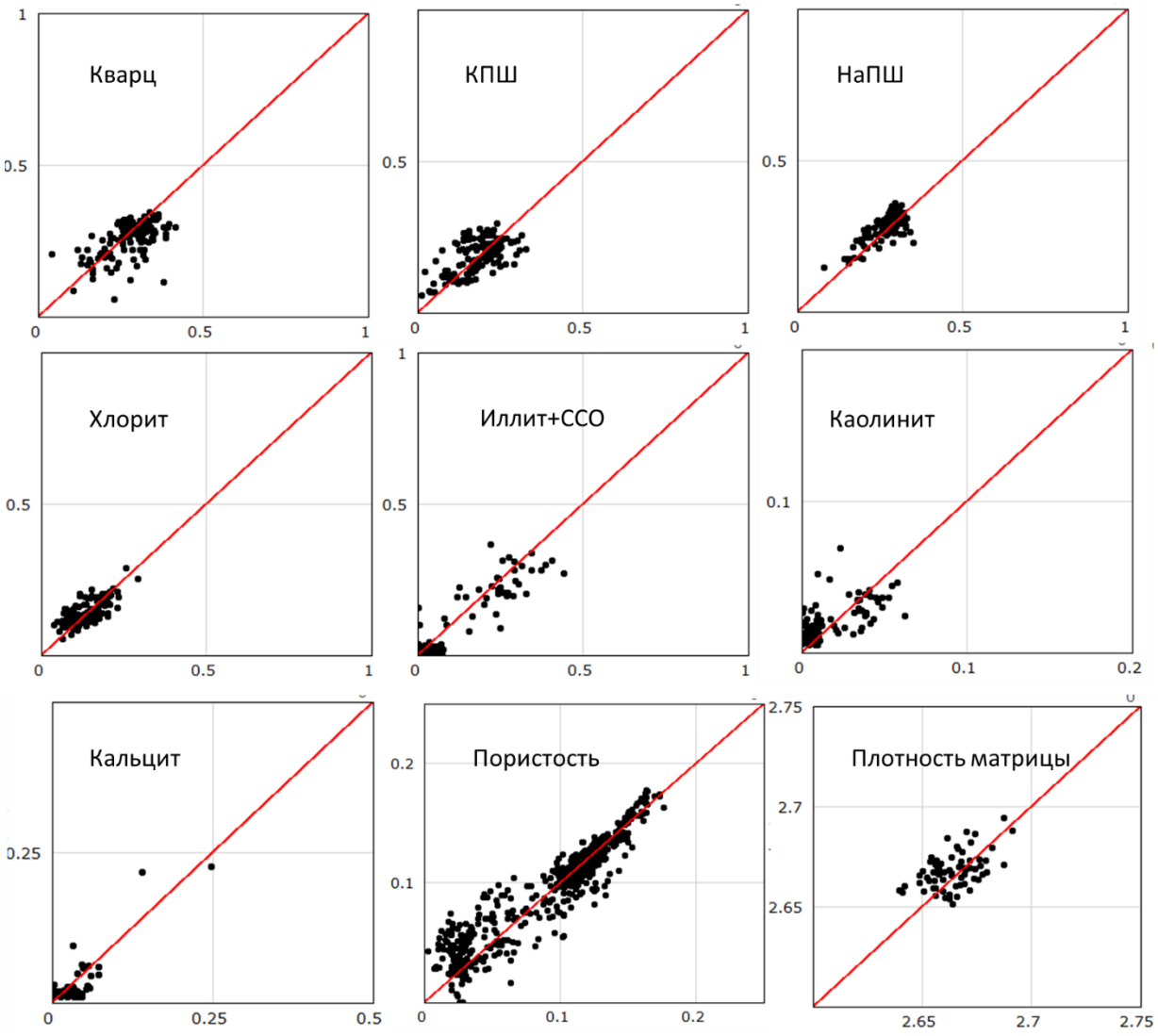


Рисунок 3.3 – Графики сопоставления компонентов ОКМ по данным расширенного комплекса ГИС с керновыми исследованиями на примере скважины №1. Ось ординат – содержание компонент по ГИС, ось абсцисс – содержание компонент по керну

Для построения ОКМ по данным стандартного комплекса обосновано пять компонентов. Компоненты включали в себя: кварц, ПШ, глину и кальцит. Насыщающий поровое пространство флюид – вода. Объединение типов полевых шпатов и глин в осредненные группы обусловлено отсутствием чувствительности методов стандартного комплекса к различному содержанию химических элементов: K и Na в ПШ, Mg и Fe в глинистых минералах. Тем не менее, разделение кварцевого песчаника от полевошпатового возможно благодаря высокой радиоактивности

последнего. Содержание кальцита чувствительно к индексу фотоэлектрического поглощения, что делает возможным его включение в ОКМ. Построенная по стандартному комплексу ОКМ приведена на рисунке 3.4. Качество определения пористости и плотности матрицы пород в интервале коллектора практически не изменилось, в интервалах неколлектора качество расчета незначительно ухудшилось по причине не учёта изменения типа глинистых минералов в породе. Весовое содержание кварца, ПШ и глинистых минералов по данным стандартного комплекса определяются хорошо. Среднеквадратичные отклонения расчётных и керновых весовых содержаний минералов не превышают 10%, пористости – 3%, соответственно [70].

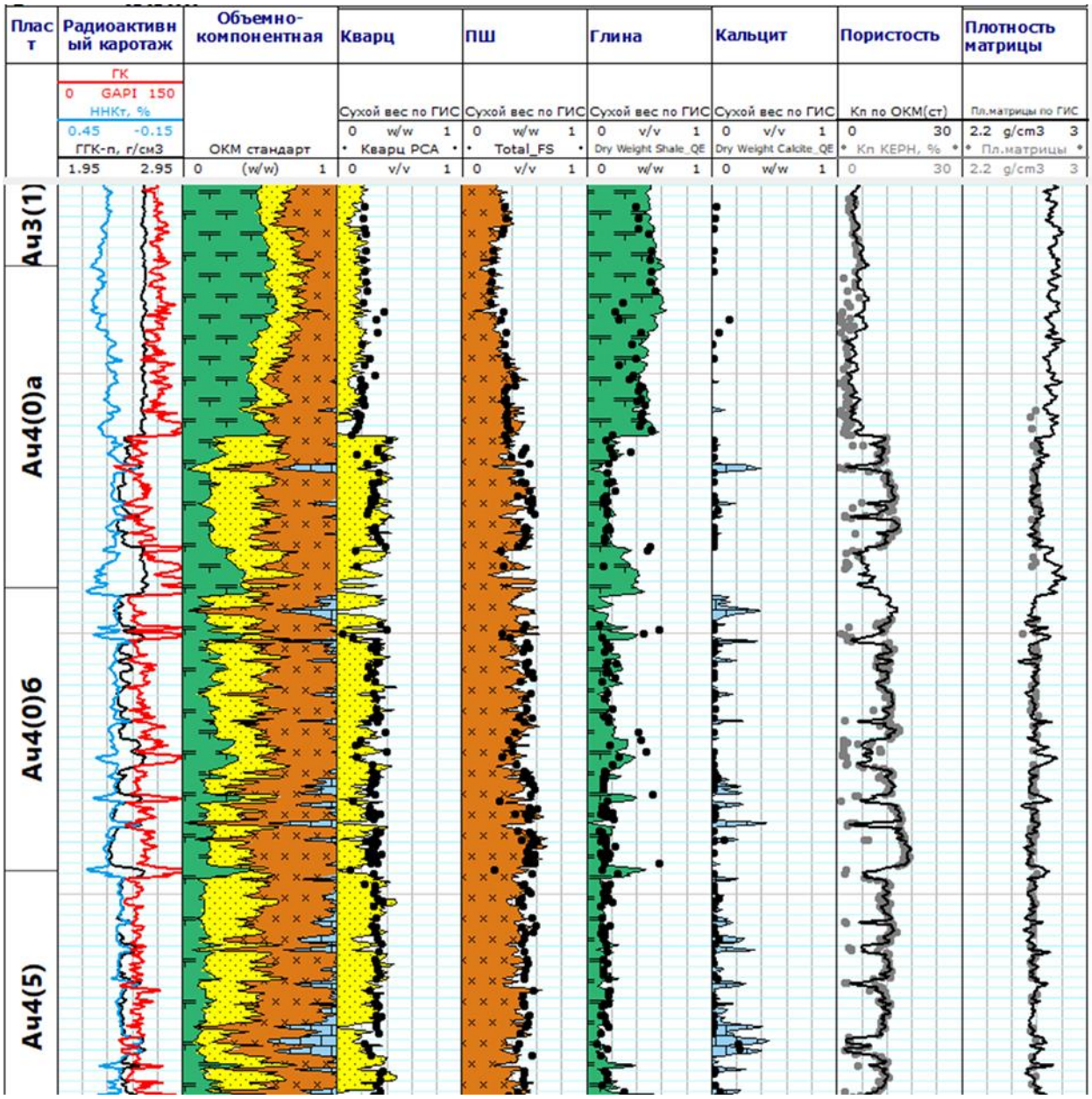


Рисунок 3.4 – Сопоставление минерального состава пород по данным стандартного каротажа с РСА по керну на примере скважины №1

Таким образом, по результатам расчета ОКМ по всем скважинам изучаемого месторождения получено две выборки с разной детальностью определения минерального состава пород. ОКМ в дальнейшем использовались для решения задачи распространения литотипов на скважины без отбора керна.

Определение литотипов по данным ГИС с применением инструментов машинного обучения

В условиях большого количества входных данных (минералы и пористость), полученных в рамках построения ОКМ, использование статистически обоснованных пороговых значений объемов минералов с целью разделения пород на литотипы требует больших трудозатрат, поэтому, с целью многократного ускорения процесса, типизация пород выполнялась методами машинного обучения [64, 105].

Под нейронной сетью подразумевается «совокупность взаимосообщающихся простых обрабатывающих элементов, единиц или узлов, чья функциональность базируется на имитации поведения нейронов головного мозга. Способность к обработке информации заключена в различной пропускной способности (или весе) соединений, подобранных в результате адаптации или настройке сети на обучающие данные» [156]. Наиболее простой моделью нейронной сети является «дерево решений» – это инструмент прогнозного моделирования, который можно применять во многих областях. Деревья решений могут быть построены с помощью алгоритмического подхода, который разбивает набор данных по-разному, в зависимости от условий. Подпадают под категорию контролируемых алгоритмов. Сутью дерева решений является объединение логических правил вида «Значение признака «a» меньше «x» и значение признака «b» меньше «y» … => Тип 1» в структуру данных «Дерево». Огромное преимущество деревьев решений в том, что они легко интерпретируемы, понятны человеку. В связи с этой «понятностью» деревьев решений и их сходством с моделью принятия решений человеком, деревья решений получили огромную популярность и использовались в данной работе [135].

При настройке алгоритмов обучающаяся выборка (скважины) делилась на две группы: обучающую (80 % всей выборки с керном) и тестовую (20 %). Применение тестового множества необходимо для исключения эффектов переобучения, когда алгоритм начинает запоминать зависимости между входными и выходными данными. В качестве материала обучения выступали поточечные данные объемов минералов с шагом дискретизации 10 см, в качестве классификатора выступали выделенные по данным керновых исследований литотипы с аналогичным шагом дискретизации.

Сопоставление результатов определения литотипов по разным ОКМ проводилось с использованием матрицы ошибок при определении классов, где мерой точности выступала F1-

оценка. F1-оценка особенно полезна, когда в наборе данных есть значительное различие в количестве примеров для разных классов. Матрица ошибок – это таблица размером N × N, где N – количество прогнозных классов (всех литотипов). Матрица сравнивает фактические целевые значения с предсказанными моделью. Такой подход дает целостное представление о прогностической способности подходов и позволяет выявить систематические нарушения при прогнозе несбалансированных данных (малая статистическая выборка отдельных литотипов). F1-оценка является средней гармонической оценкой *точности* (сколько литотипов метод позволил предсказать правильно из всех положительных прогнозов) и *полноты* (сколько литотипов метод позволил предсказать правильно из всех прогнозов) данных [156]. F1-оценка рассчитывается по формуле 3.4 по данным прогноза на тестовой выборке. Чем ближе коэффициент F1 к единице, тем лучше предсказательная способность алгоритма:

$$F_1 = \frac{2}{\text{полнота}^{-1} + \text{точность}^{-1}} = 2 * \frac{\text{точность} * \text{полнота}}{\text{точность} + \text{полнота}}, \qquad 3.4$$

где точность – соотношение верно предсказанных положительных примеров к общему количеству примеров, предсказанных как положительные; полнота – соотношение верно предсказанных положительных примеров к общему количеству фактических положительных примеров.

Поскольку в работе используется многоклассовая классификация, для характеристики моделей использовалось значение средневзвешенной F1-оценки (формула 3.5). Оно рассчитывается для каждого класса, а затем объединяется как средневзвешенное значение с учетом количества записей для каждого класса.

$$F_{1\ \text{ср.взв}} = \sum_{i=1}^{n} \frac{\omega_i}{W} * F_{1i}, \qquad 3.5$$

где ω_i- количество объектов в классе i, W – общее количество объектов.

В качестве обучающей выборки для *ОКМ по расширенному комплексу ГИС* использовался набор из пяти скважин с одновременным присутствием записи ГИС и керновых исследований. Для формирования обучающей выборки для *ОКМ по стандартному комплексу* ГИС использовался набор из 15 скважин с вышеуказанной логикой. На рисунке 3.5 представлены результаты настройки алгоритмов машинного обучения со статистикой прогноза по каждому классу.

Предсказание

Истина \ %	1 тип	2 тип	3 тип	4 тип	5 тип	6 тип
1 тип	**29.4**	0.1	0.3	0.0	0.0	0.8
2 тип	0.6	**2.7**	0.1	0.0	0.1	0.1
3 тип	0.9	0.1	**28.4**	0.3	0.1	0.1
4 тип	0.0	0.0	0.9	**9.8**	0.3	0.2
5 тип	0.1	0.1	0.1	0.2	**7.2**	0.1
6 тип	0.2	0.1	0.6	0.1	0.2	**15.7**

ОКМ Расширенный ГИС

F1 ср.ар.=0.908 **F1 ср.взв=0.931**

Предсказание

Истина \ %	1 тип	2 тип	3 тип	4 тип	5 тип	6 тип
1 тип	**28.9**	0.8	0.4	0.0	0.0	0.8
2 тип	0.5	**2.8**	0.2	0.0	0.0	0.2
3 тип	0.5	0.0	**28.1**	1.1	0.1	0.4
4 тип	0.0	0.0	2.3	**8.1**	0.2	0.2
5 тип	0.0	0.0	0.1	0.1	**6.2**	0.1
6 тип	1.9	0.5	1.1	0.0	0.1	**13.7**

ОКМ Стандартный ГИС

F1_ср.ар.=0.848 **F1_ср.взв=0.878**

Рисунок 3.5 – Количественная оценка достоверности определения литотипов по двум ОКМ изучаемых пород (матрица ошибок)

В соответствии с полученными величинами F1-оценки, определения литотипов по *ОКМ расширенного комплекса ГИС* обладает самой высокой достоверностью и соответствует средневзвешенному значению 0.931. Исключение из расширенного комплекса метода ИНГКс приводит к снижению точности определения литотипов, особенно заметное в близких по геофизическим характеристикам литотипах 3 и 4, средневзвешенное значение F1-оценки соответствует 0.878. По сравнению с предыдущим способом определения (статистически обоснованные пороговые значения по геофизическим кривым ГК, ГГКп и ННКт без построения объемно-компонентной модели [82]), достоверность определения литотипов повысилась на 14% при использовании ОКМ по расширенному комплексу ГИС и на 9% при использовании ОКМ по стандартному комплексу ГИС [70].

Повышение достоверности определения литотипов методами машинного обучения на основе построения ОКМ относительно подхода с использованием статистически обоснованных пороговых значений кривых ГИС обусловлено несколькими ключевыми преимуществами:

- при построении ОКМ явно задается матрица влияний, которая описывает вклад каждого компонента в каждую кривую ГИС;
- ОКМ строится для каждого кванта глубины по всему стволу скважины по единой

методике, что снижает субъективность интерпретации данных ГИС;

- при построении ОКМ для калибровки матрицы откликов и проверки точности модели используются данные керна;
- выделение литотипов по данным ОКМ характеризуется четкими критериями для определения литотипов, исходя из конкретного соотношения минералов. Такой подход обладает большей надежностью и геологически обоснован.

Таким образом, учет установленных на керне вариаций минерального состава на основе построения объемно-компонентной модели горных пород позволил повысить достоверность определения литотипов по данным ГИС.

Определение интервалов субколлекторов по данным ГИС

Петрофизической основой выделения интервалов субколлекторов по ГИС является установленное в формуле 2.9 условие для нефтенасыщенных пород (см. главу 2) и по своей сути является частью методики определения характера насыщенности пород изучаемого объекта. На основании этого условия ключевым параметром для обоснования интервалов субколлекторов является давление вытеснения $P_{\text{к.выт}}$ и капиллярное давление в породе на заданной высоте над ЗЧВ. Давление вытеснения наиболее тесно связано с коэффициентом проницаемости горных пород. Для его расчета использовалась ранее установленная зависимость в процессе построения капиллярной модели (см. главу 2). Поскольку связь получена на данных ККД, проведенных в процессе вытеснения воды газом на ультрацентрифуге и групповом мембранном капилляриметре, она переведена в условия вытеснения воды нефтью. С целью подтверждения корректности перевода из одной системы в другую, в сопоставление добавлены данные по методу полупроницаемой мембраны на индивидуальном капилляриметре, проведенного в системе нефть-вода в пластовых условиях. Давления вытеснения по всем трем методам определения ККД сопоставимы и могут использоваться в дальнейшем анализе (Рисунок 3.6):

$$\text{3,4 литотип:} \qquad P_{\text{к.выт}} = 0.171 * \text{К}_{\text{пр}}{}^{-0.584}, \tag{3.6}$$

$$\text{5 литотип:} \qquad P_{\text{к.выт}} = 0.121 * \text{К}_{\text{пр}}{}^{-0.33}, \tag{3.7}$$

где $\text{Р}_{\text{к.выт}}$ – давление вытеснения (0.1 МПа); $\text{К}_{\text{пр}}$- коэффициент проницаемости (мД).

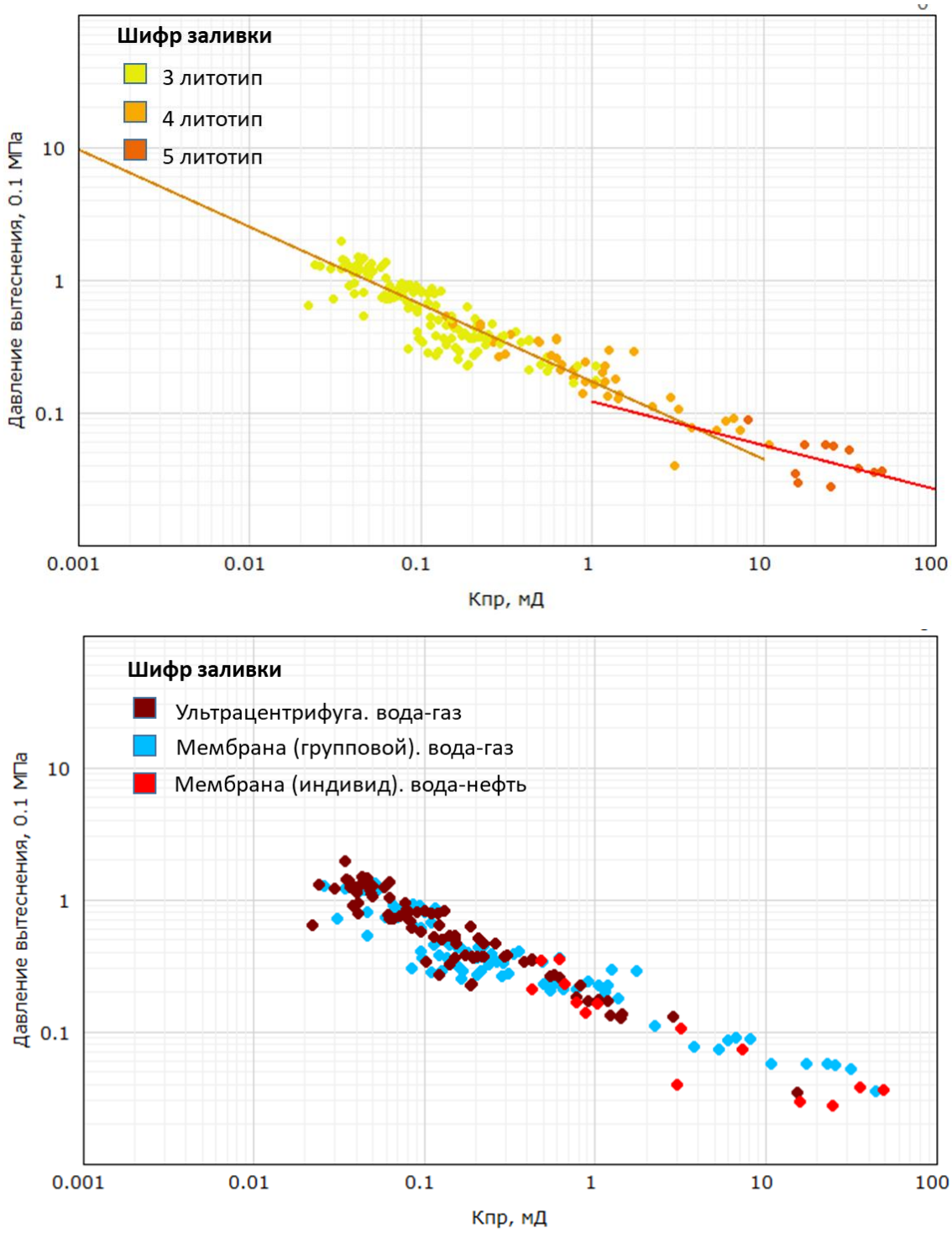


Рисунок 3.6 – Зависимость давления вытеснения от коэффициента проницаемости для коллекторов пластов Ач-3 и Ач-4 в системе нефть-вода

Капиллярное давление рассчитывалось по формуле 2.8 (см. главу 2), где помимо разности плотностей нефти и воды, ключевым параметром, влияющим на величину капиллярного давления, является высота над ЗЧВ. С целью определения интервалов субколлектора по данным ГИС соотношение 2.9 можно представить в виде динамического граничного значения коэффициента проницаемости от высоты его расположения над зеркалом чистой воды. Для этого

в левую часть формулы 2.9 подставим формулу 2.8, а в правую часть формулу 3.6. Выражая коэффициент проницаемости, получим зависимость граничного значения Кпр от высоты над ЗЧВ. Формула 3.8 является способом выделения интервалов субколлекторов:

$$К_{пр.гр}^{суб} = 35.94 * Н_{зчв}{}^{-1.712}, \quad 3.8$$

где $К_{пр.гр}^{суб}$ – динамическое граничное значение для выделения интервала субколлекторов, мД; $Н_{зчв}$ – высота прослоя над ЗЧВ, м.

С целью апробации предложенного способа проводилось сопоставление с выделенными ранее (см. главу 2) интервалами различной интенсивности свечения керна в УФ (Рисунок 3.7). В контрольной выборке участвовали скважины с достоверно обоснованными ЗЧВ. Уровни ЗЧВ, а, следовательно, и условие гидродинамической связности прослоев по разрезу определялись по градиентам пластового давления, однако, в условиях низкой проницаемости рассматриваемых отложений и влияния эффекта «суперчарджинга» (избыточного давления) данный подход часто малоинформативен. В связи с этим уровень ЗЧВ настраивался итерационно по сходимости электрической и капиллярной моделей насыщенности.

Сопоставление интервалов, выделенных по данным ГИС и определяемых по интенсивности свечения керна в УФ, показало хорошую сходимость (совпадение толщин составило более 90 %), что свидетельствует о высокой достоверности предложенного способа. Выбросы отдельных прослоев обусловлены толщиной прослоев ниже разрешающей способности ГИС. Кроме того, необходимо отметить, что слабовыраженное свечение керна в УФ свете может не отражать истинное насыщение интервалов вследствие промывки керна проникающим в пласт фильтратом бурового раствора.

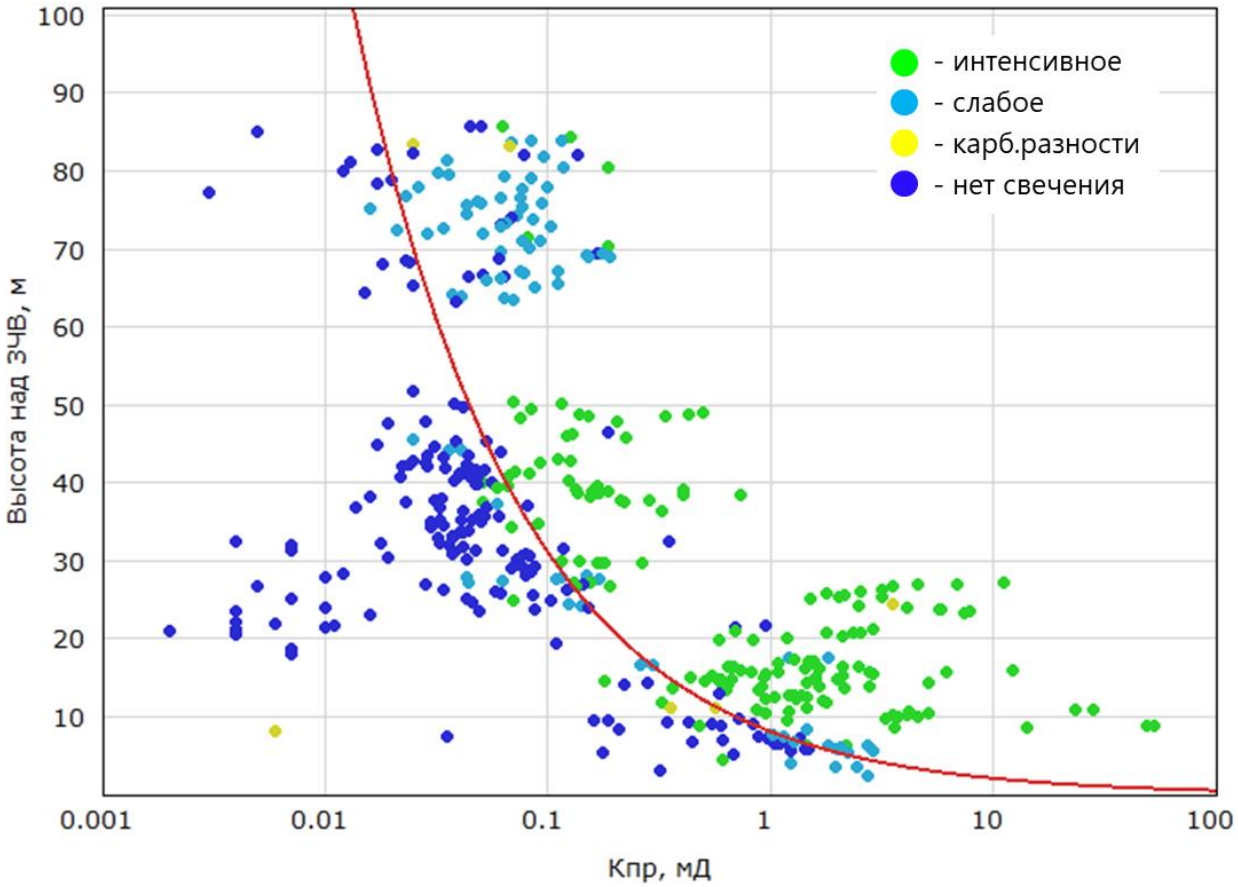


Рисунок 3.7 – Зависимость граничного значения коэффициента проницаемости от высоты над ЗЧВ

На рисунках 3.8, 3.9 представлены геофизические планшеты с результатами выделения интервалов субколлекторов по данным ГИС. Серым цветом выделены прослои, в которые не смогла проникнуть нефть при миграции, т.е. интервалы субколлекторов. Слабое свечение керна в УФ (см. рисунок 3.8) в интервале 1 связано с наличием остаточных углеводородов, на данных глубинах отмечалось значительное проникновение бурового раствора в пласт. Отсутствие свечения в интервале 2 (см. рисунок 3.9) и аналогичных интервалах вызвано низкой проницаемостью и относительно небольшой высотой над ВНК.

В целом можно отметить, что вероятность существования субколлектора в нефтяной залежи повышается с ростом расчлененности разреза и снижением Кпр ниже 1 мД.

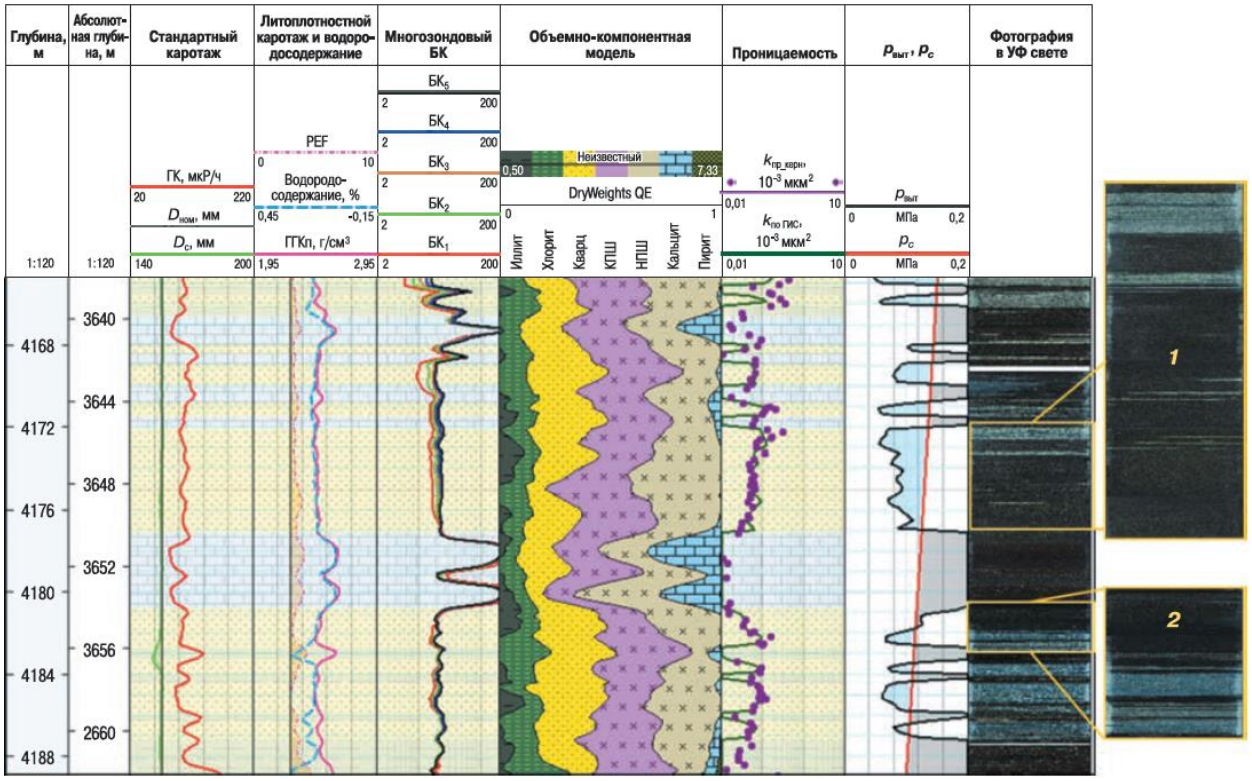


Рисунок 3.8 – Определение интервалов субколлекторов по данным ГИС. Скважина 1

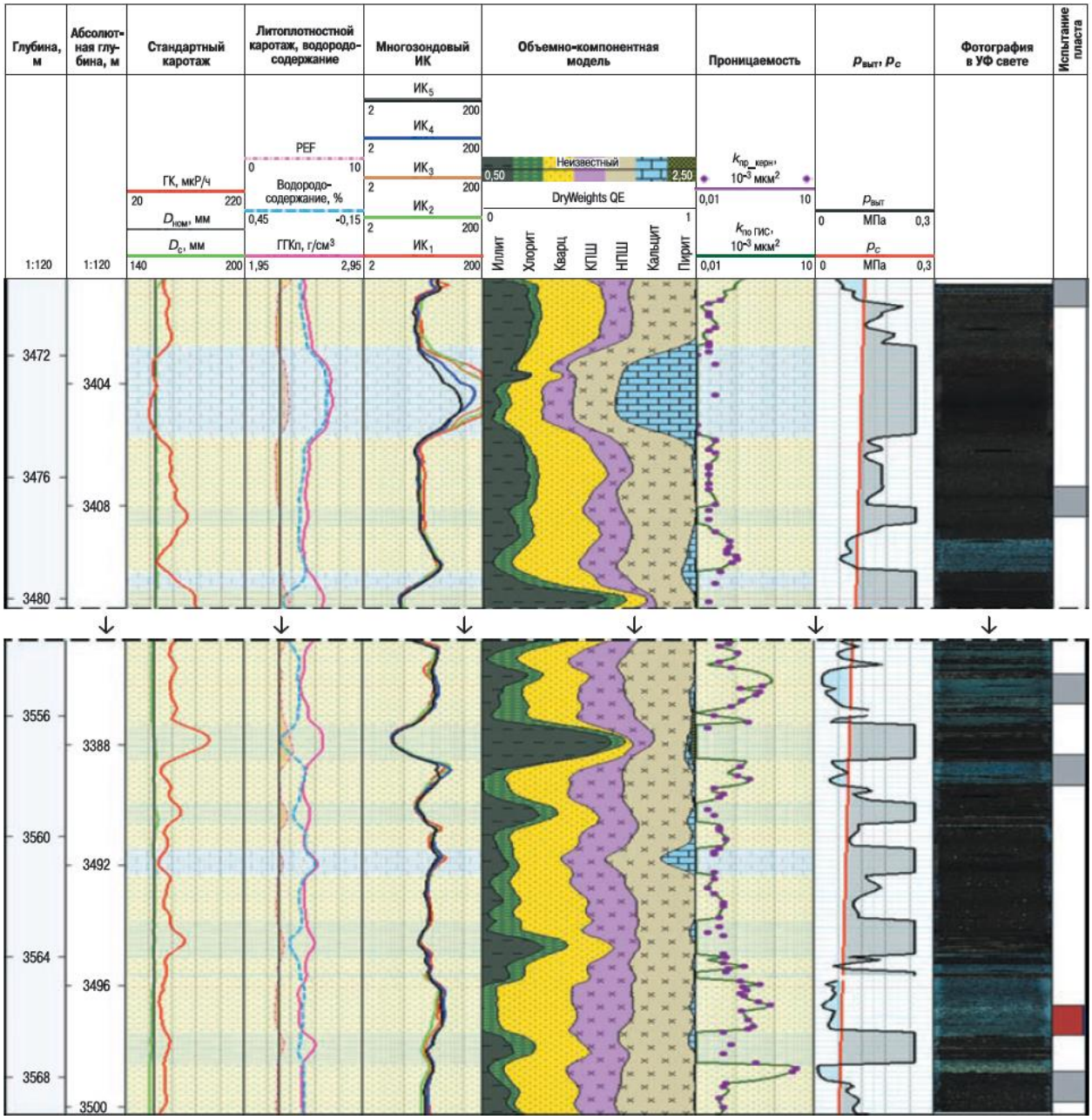


Рисунок 3.9 – Определение интервалов субколлекторов по данным ГИС. Скважина 2

В результате выполненного анализа можно уверенно утверждать, что теоретически обоснованная капиллярно-фильтрационная модель подтверждается практическими примерами с использованием скважинных данных. Рассмотренный подход приводит к снижению нефтенасыщенных толщин, выделенных по данным электрометрии, однако информация, полученная в ходе интерпретации данных ГИС, в большей степени соответствует данным керновых исследований.

Определение интервалов водонасыщенного субколлектора на основе динамического граничного значения коэффициента проницаемости выполнено впервые для изучаемых отложений и составляет научную новизну.

3.2. Определение коэффициента пористости

Установленная изменчивость минерального состава пород изучаемой толщи оказывает влияние на методы определения коэффициента пористости горных пород. Наиболее информативным методом ГИС для определения пористости в уплотненных породах является гамма-гамма плотностной [89]. Вариации состава песчаных и глинистых пород приводят к изменению минеральной плотности в среднем от 2.62 до 2.76 г/см3 (Рисунок 2.10) при среднем значении 2.66 г/см3. Наблюдается тенденция к уменьшению минеральной плотности с ростом пористости, связанная с изменением состава основных породообразующих и глинистых минералов (изменение соотношения кварца и полевых шпатов, уменьшение глинистости). В этой связи для определения пористости рекомендуется использовать решение системы линейных алгебраических уравнений (СЛАУ) либо зависимость типа керн-керн с учетом изменения минеральной плотности пород. Результаты расчета Кп по методу ГГКп с фиксированной минеральной плотностью и решением СЛАУ в рамках построения ОКМ представлены на рисунке 3.10. Пористость, определенная в результате решения СЛАУ в рамках построения ОКМ, обладает более высокой сходимостью с керном (R=0.93, диапазон расхождений ±2% абс.) относительно существующего метода (R=0.85, диапазон расхождений ±3% абс.) и обладает более высокой достоверностью. Таким образом, в данной работе пористость рассчитана в результате решения СЛАУ в рамках построения ОКМ [70].

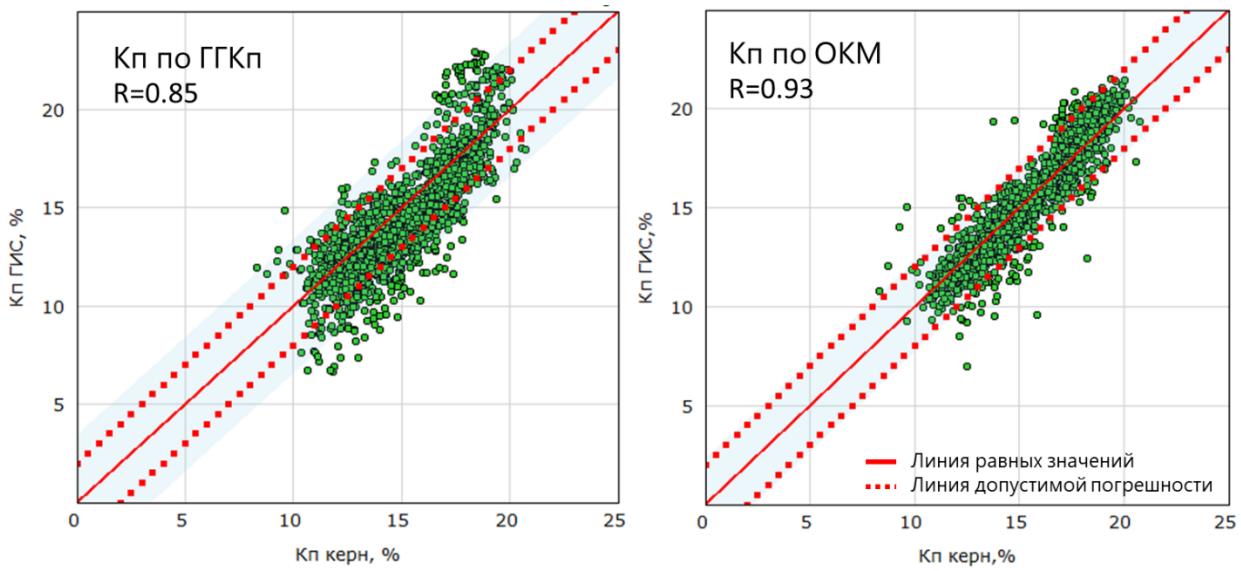


Рисунок 3.10 – Сопоставление коэффициента пористости коллекторов изучаемых отложений по ГИС и пористости по керну (в ТБУ)

3.3. Выделение коллекторов

Выделение коллекторов выполнялось по комплексу геофизических методов с использованием прямых качественных признаков и количественных критериев [96].

Особенностью выделения коллекторов в ачимовских отложениях изучаемого месторождения по прямым качественным признакам является влияние АВПД на формирование признаков проникновения фильтрата бурового раствора в пласт. Изменение коэффициента аномальности по площади месторождения приводит к сложности его прогнозирования и приводит к отсутствию возможности вскрытия пласта на контролируемых репрессиях. В этой связи уровень проникновения ФБР от скважины к скважине меняется в широких пределах, а иногда вовсе отсутствует (Рисунок 3.11). Стоит отметить также крайне низкую проницаемость отдельных литотипов коллектора, скорость фильтрации БР в которые незначительна. Кроме того, использование современных полимерных буровых растворов с пониженной водоотдачей не способствует образованию глинистых корок на стенке скважин, что является основной причиной отсутствия информативности кривых микрозондов и каверномера в целях выделения интервалов коллекторов. Таким образом, единственным прямым качественным признаком остается установление градиента сопротивлений по показаниям электрических зондов разной глубинности.

В связи с вышесказанным, в дополнение к прямым качественным признакам необходимо использовать количественные критерии. В качестве количественного критерия выделения пластов-коллекторов в скважинах использовался коэффициент пористости. Благодаря значительной глубине залегания и различия в трендах уплотнения глинистых и песчаных пород, коллекторы и неколлекторы отлично дифференцируются по величине пористости (Рисунок 3.13).

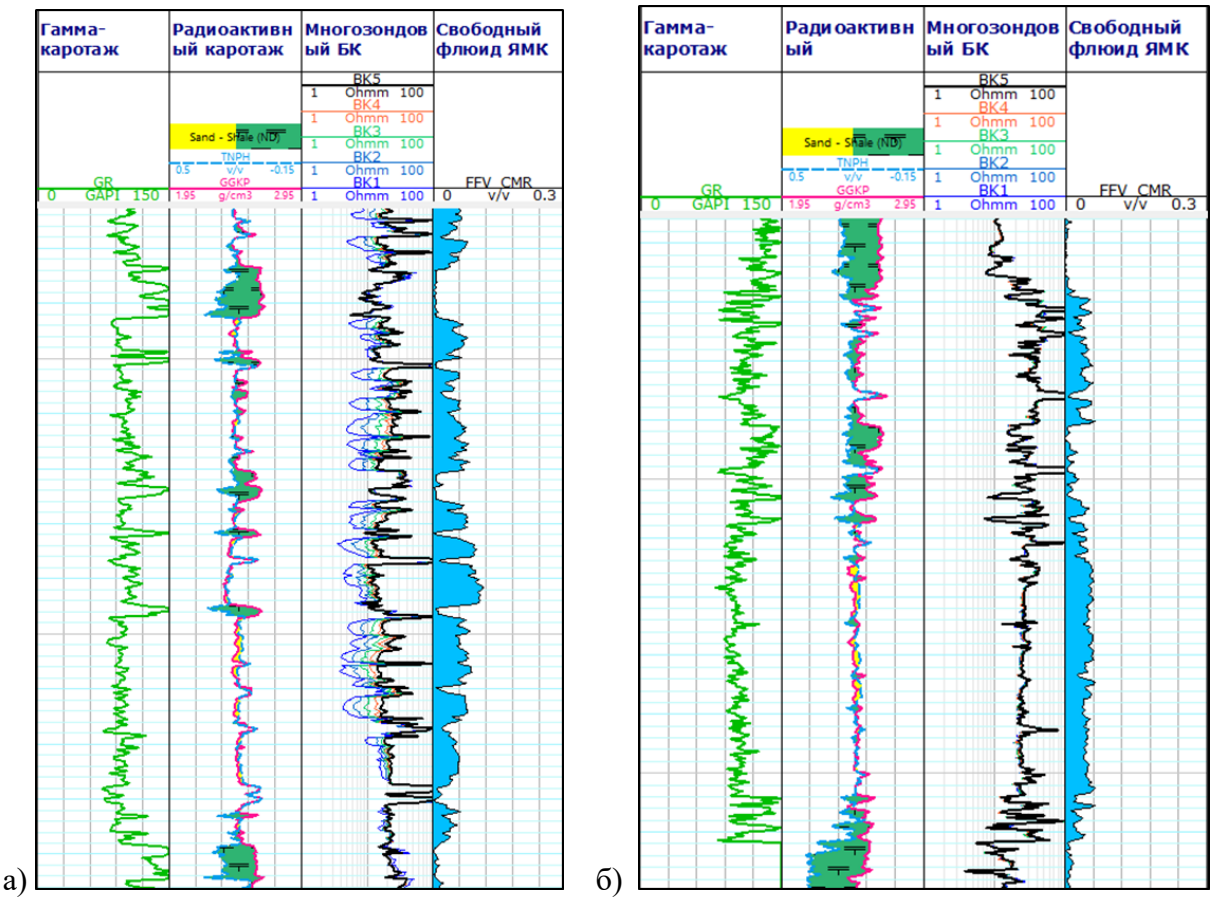


Рисунок 3.11 – Пример формирования зоны проникновения ФБР (а) и её отсутствия (б)

«Породой-коллектором» называют «породу, способную вмещать нефть, газ или воду и отдавать их при разработке в любых даже незначительных количествах» [96]. В этой терминологии понятие «субколлектор» является полноценным коллектором. Однако там же оговаривается, что подходы к выделению коллекторов, базирующиеся на технико-экономических критериях, неправомерны. В текущей петрофизической практике, обосновывая количественные признаки с использованием динамической пористости (формула 3.9), величину остаточной нефтенасыщенности чаще всего определяют по методу неустановившейся фильтрации [ОСТ 39-070-78]:

$$К_{п.дин} = К_{п} \cdot (1 - К_{во} - К_{но}), \qquad 3.9$$

где Кп-коэффициент пористости; Кво- коэффициент остаточной водонасыщенности; Кно- коэффициент остаточной нефтенасыщенности.

При этом в эксперименте моделируется процесс заводнения, что является одним из способов разработки нефтяных залежей, а, следовательно, и технико-экономическим критерием. С развитием технологий методов увеличения нефтеотдачи (МУН), появляются новые способы снижения остаточной нефтенасыщенности, к примеру, газовые МУН [91], где показан потенциал снижения Кно изучаемых отложений с величины 0.28 при вытеснении водой до 0.11 при вытеснении углекислым газом (CO_2). Таким, образом при классическом подходе к обоснованию

эффективных толщин сразу вносятся технологические ограничения, что особенно актуально для оценки объектов ТРИЗ, где рентабельные технологии добычи часто еще не определены.

Кроме того, важно отметить, что распределенный по залежи водонасыщенный субколлектор не содержит в себе остаточную нефть и использование динамической пористости с целью обоснования нижних пределов фильтрации коллектора будет приводить к переоценке выделенных эффективных толщин.

В связи с вышесказанным, обоснование граничного значения коэффициента пористости изучаемых отложений рекомендуется выполнять статистическими методами с выделением интервалов коллекторов по радиальному градиенту сопротивлений (Рисунок 3.12). Полученное значение верифицировалось получением притоков по данным ГДК/ОПК (Рисунок 3.13), а также оценке свободного флюида по ЯМК. Обоснованные нижние пределы фильтрации коллекторов представлены в таблице 8. Граничные значения коэффициента проницаемости получены по установленным для литотипов связям Кп-Кпр и приведены для информации.

Таблица 8 – Граничные значения коллектор/неколлектор изучаемых отложений

	Кп граничное,%	**Кпр граничное,мД**
Литотип 3	11.3	0.03
Литотип 4		0.08
Литотип 5		0.35

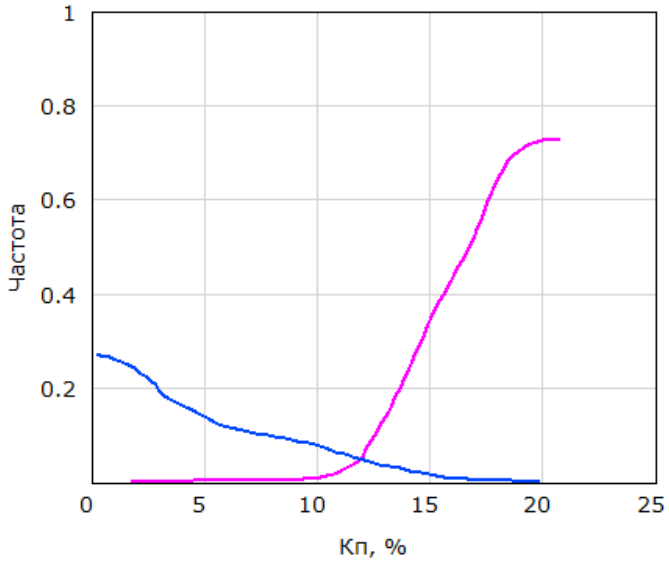


Рисунок 3.12 – Обоснование граничного значения коэффициента пористости для пластов Ач-3, Ач-4 изучаемого месторождения

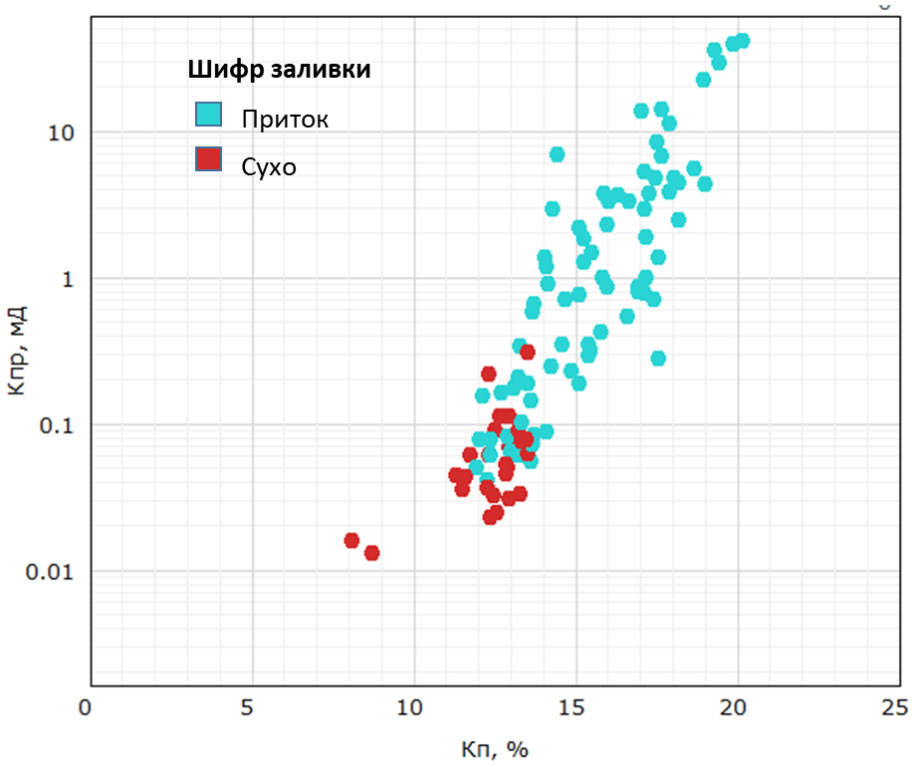


Рисунок 3.13 – Верификация граничного значения пористости по данным гидродинамического каротажа

3.4. **Определение коэффициента проницаемости**

Расчет коэффициента проницаемости является одним из важнейших параметров при моделировании горных пород обладающих высокой неоднородностью. Установленные ранее закономерности изменения Кпр в зависимости от литолого-минералогических характеристик горных пород явились основой для определения коэффициента проницаемости пород (см. главу 2). Литологические типы изучаемых отложений обладают различной структурой порового пространства и, соответственно, характеризуются индивидуальными петрофизическими зависимостями коэффициента пористости и проницаемости (Рисунок 2.14). Подход с установлением индивидуальных зависимостей Кпр=f(Кп) для литотипов аналогичен широко распространенной в зарубежной практике концепции гидравлических единиц потока (FZI). Методика позволяет выделить литологические типы пород с близкими характеристиками порового пространства и характеризует литологическую и фациальную неоднородность коллектора. Основным классифицирующим параметром является средний гидравлический радиус – функция размера, формы пор и зерен, их распределения и цементации. Этот параметр изменяется от одной ячейки к другой, но внутри остается постоянным [132].

Практическая значимость использования индивидуальных зависимостей для каждого литотипа тесно связана с достоверностью выполненной типизации коллекторов [14, 100]. Достоверность типизации пород в данной работе по обеим ОКМ оценена на высоком уровне (см.

главу 3, раздел 3.1) и установленные индивидуальные зависимости пригодны для оценки коэффициентов проницаемости. Сопоставление результатов определения проницаемости по стандартной зависимости от коэффициента пористости и по литотипам с керном представлено на рисунке 3.14. По сравнению с существующей методикой предлагаемый подход позволил существенно повысить точность расчета, а также нивелировать систематические отклонения, вызванные неравномерной долей представленных типов пород в разрезе. Повышение достоверности расчета коэффициента проницаемости в данной работе особенно важно, поскольку Кпр является входным параметром при построении капиллярно-фильтрационной модели изучаемой толщи. А установленные закономерности связи литотипов с фациальной характеристикой отложений повышают достоверность прогноза добычных характеристик по площади месторождения.

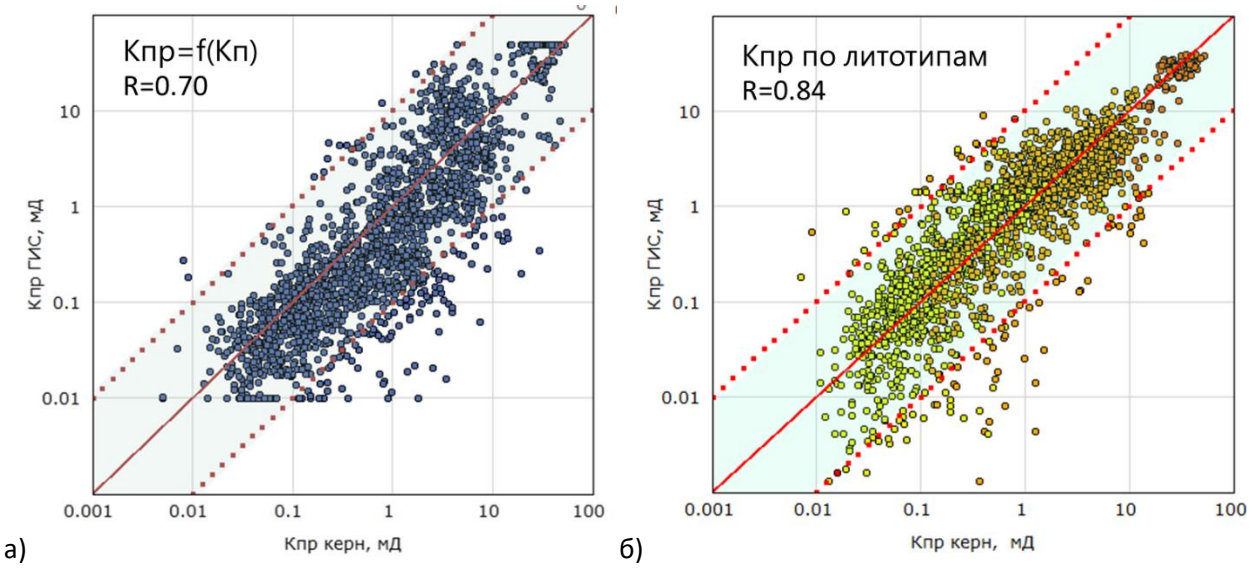


Рисунок 3.14 – Сопоставление коэффициента проницаемости коллекторов изучаемых отложений по ГИС и керну: а) по существующей методике б) по литотипам

3.5. **Определение коэффициентов водонасыщенности и характера насыщенности.**

Определение коэффициента водонасыщенности

Определение коэффициентов нефтенасыщенности ачимовской толщи изучаемого месторождения выполняется по методам электрометрии с применением уравнения Дахнова-Арчи, основанного на использовании корреляционных связей, установленных по данным анализа керна, между параметром пористости ($Р_п$) и коэффициентом пористости ($К_п$), параметром насыщения ($Р_н$) и коэффициентом водонасыщенности ($К_в$) (Формула 3.10):

$$К_в = \left(\frac{\rho п}{b \cdot \rho_в \cdot \frac{a}{К_п^{\,m}}} \right)^{-1/n}, \qquad 3.10$$

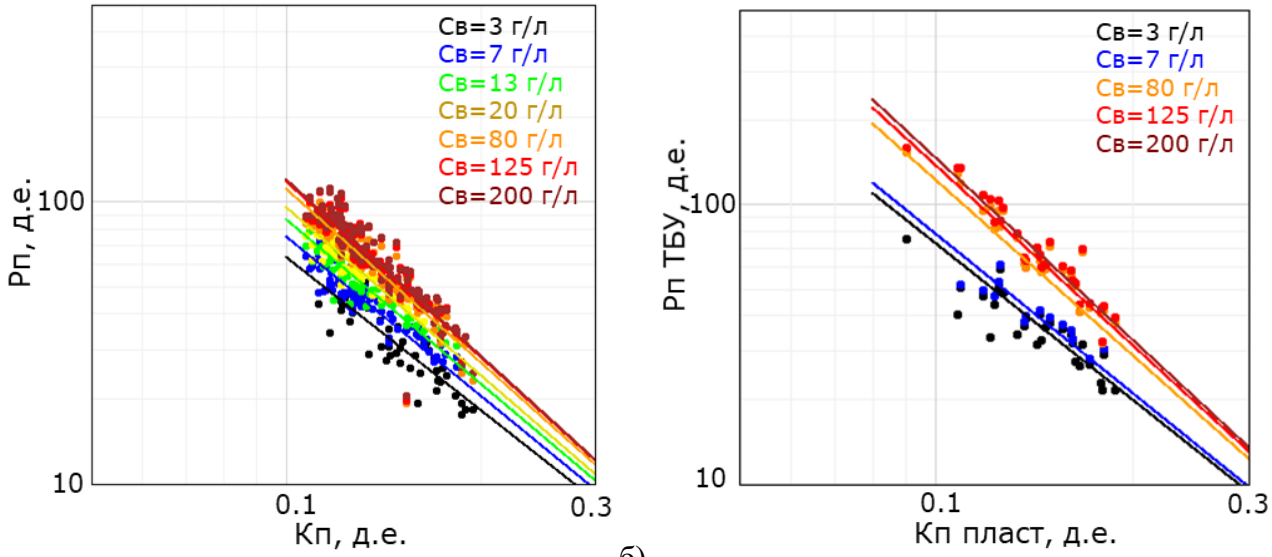
где a и b – коэффициенты пропорциональности; m – показатель цементации горной породы; n – показатель насыщения; ρп – удельное электрическое сопротивление пласта; $\rho_{в}$ – удельное электрическое сопротивление пластовой воды.

Для корректной оценки $К_{в}$ необходимо с высокой степенью достоверности получить удельное электрическое сопротивление пластовой воды, которое рассчитывается на основе её минерализации, температуры и химического состава. Ачимовские отложения характеризуются значительной изменчивостью минерализации пластовой воды [76]. Это, вероятно, связано с высокой геологической неоднородностью отложений, фациальным строением и существующими проблемами отбора кондиционных проб пластовой воды из низкопроницаемых отложений.

Причины вариации минерализации исследователями объясняются по-разному. К примеру, в работе [33] изменение минерализации объясняется внедрением пресных элизионных вод из глинистых покрышек в результате тектоно-динамических процессов. В работе [101] в качестве гипотезы рассматривается гидродинамически изолированные тела, аномальные кольцевые зоны. Исследователи проблемы изменчивости минерализации пластовых вод приходят к выводу, что в условиях ачимовских неоднородных отложений не рекомендуется использовать усредненные значения, без отбора собственных кондиционных проб. Оценка Кв рекомендуется с учетом влияния изменения минерализации. Так снижение минерализации пластовой воды с 13 г/л до 7 г/л приводит к изменению Кв на 20% абсолютных. Такое изменение в условиях ачимовской толщи может существенно исказить оценку добычных характеристик пласта [76]. Кроме того, изменение минерализации при оценке нефтенасыщенности по модели Дахнова-Арчи также приводит к изменению коэффициента цементации при измерениях полностью водонасыщенных образцов керна [37]. Таким образом, в целях повышения достоверности оценки Кв ачимовских отложений необходим учет трендов изменения минерализации пластовой воды и калибровочных параметров уравнения Дахнова-Арчи.

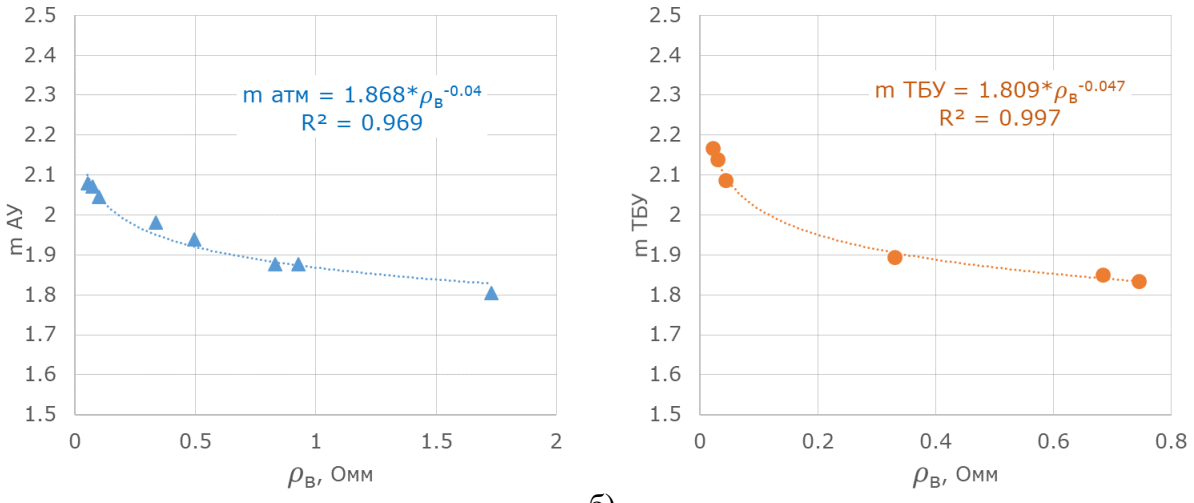
На изучаемом месторождении обоснованные кондиционные значения минерализации изменяются в широких пределах – от 3.6 до 13 г/л. Различные значения минерализации в данной работе приурочены к разобщенным нефтяным залежам. С целью изучения влияния минерализации пластовых вод на вид уравнения Дахнова-Арчи проведены эксперименты по методу множественной минерализации (Co-Cw). Суть метода заключается в проведении серии экспериментов по определению УЭС 100% водонасыщенных образцов ($\rho_{вп}$) с моделью пластовой воды различной минерализации ($\rho_{в}$). На каждом образце выполнялось семь измерений с различной минерализацией в атмосферных условиях (N=114, 4 скважины) – 3, 7, 13, 20, 80, 125, 200 г/л. И пять измерений в пластовых условиях на индивидуальном капилляриметре (N=28, 2 скважины) –3, 7, 80, 125, 200 г/л (Рисунок 3.15). В результате получены зависимости изменения

коэффициента m уравнения Дахнова-Арчи (при фиксированном значении a=1) от УЭС пластовой воды для атмосферных и пластовых условий (Рисунок 3.16). На рисунке 3.15 видно, что значительного изменения параметра пористости разных литотипов коллектора не отмечается (отсутствует значительная дисперсия параметра пористости), в связи с чем значение коэффициента цементации m можно принять постоянным для одного значения минерализации.



а) б)

Рисунок 3.15 – Сопоставление Рп-Кп в атмосферных (а) и пластовых (б) условиях для изучаемых отложений, измеренных при разной минерализации пластовой воды



а) б)

Рисунок 3.16 – Зависимость коэффициента цементации уравнения Дахнова-Арчи от УЭС пластовой воды в атмосферных (а) и пластовых (б) условиях

Полученные в результате обработки измерений как в атмосферных, так и пластовых условиях коэффициенты цементации имеют тесную связь с УЭС моделей пластовой воды. Это позволяет выполнять расчет коэффициента цементации по зависимости от $\rho_в$ [108] (формулы 3.11 и 3.12):

$$m = 1.868 * {\rho_в}^{-0.04}, \quad 3.11$$

$$m \text{ ТБУ} = 1.809 * {\rho_в}^{-0.047}, \quad 3.12$$

Благодаря уменьшению коэффициента m по мере увеличения $\rho_в$, модификация классического уравнения Дахнова-Арчи позволяет избежать чрезмерного завышения водонасыщенности для коллекторов с низкой минерализацией пластовой воды. Также установлено, что абсолютное изменение параметра пористости с увеличением минерализации насыщающего раствора в пластовых условиях ниже чем в атмосферных.

Рассмотрим установленное ранее постоянство коэффициента цементации при одном значении минерализации более подробно. Известно, что при снижении минерализации ниже 10 г/л в присутствии глинистых минералов возрастает эффект влияния двойного электрического слоя на общую проводимость породы. Также установлено, что поверхностная проводимость глин может приводить как к понижению, так и повышению УЭС породы [26, 46, 66, 122, 131]. На изучаемом месторождении присутствуют залежи с принятой минерализацией пластовой воды 3-7 г/л и повышенной глинистостью отдельных литотипов коллектора, в таких условиях результаты Co-Cw экспериментов позволили оценить влияние ДЭС на проводимость породы.

Наибольшее влияние на поверхностную проводимость оказывают глинистые минералы с высокой емкостью катионного обмена (ЕКО). По данным построенной детальной минеральной модели отложений изучаемой толщи основным глинистым минералом является хлорит (70-78% от суммы всех глинистых минералов). ЕКО хлорита зависит от его кристаллической структуры и поверхностного заряда, обычно невысокая из-за его структуры и небольшого количества замещений в кристаллической решетке, которые создают отрицательный заряд. Изменяется в пределах 10-40 мг-экв/100 г. Вторым основным глинистым минералом является иллит, обладающий более высокой ЕКО, чем хлорит, из-за большего количества замещений в структуре (24-40 мг-экв/100 г) [147]. В петрофизической практике используется ЕКО отнесенный к объему пор Q_v, выражается в миллиэквивалентах на миллилитр порового объема (мэкв/мл). Результаты оценки Q_v по керну четырех скважин сопоставлены с оценкой Q_v полученной по ОКМ (Рисунок 3.17). Пределы изменения емкости катионного обмена в интервалах коллектора незначительные: 0.1-1.8 мэкв/мл, с резким ростом в интервалах неколлектора, где возрастает доля иллита. Такая незначительная вариация Q_v, в свою очередь, отражается на постоянстве показателя цементации для всего диапазона изменения Кп в коллекторе. Наибольшее влияние Q_v на показатель цементации зафиксировано в наиболее глинистых породах при минерализации пластовой воды 3 г/л, однако такие породы чаще всего являются субколлектором, водонасыщенность которых априори равна 100%. Это позволяет сделать вывод, что необходимость учета изменчивости ЕКО

путем применения электрических моделей глинистых горных пород для изучаемого объекта отсутствует.

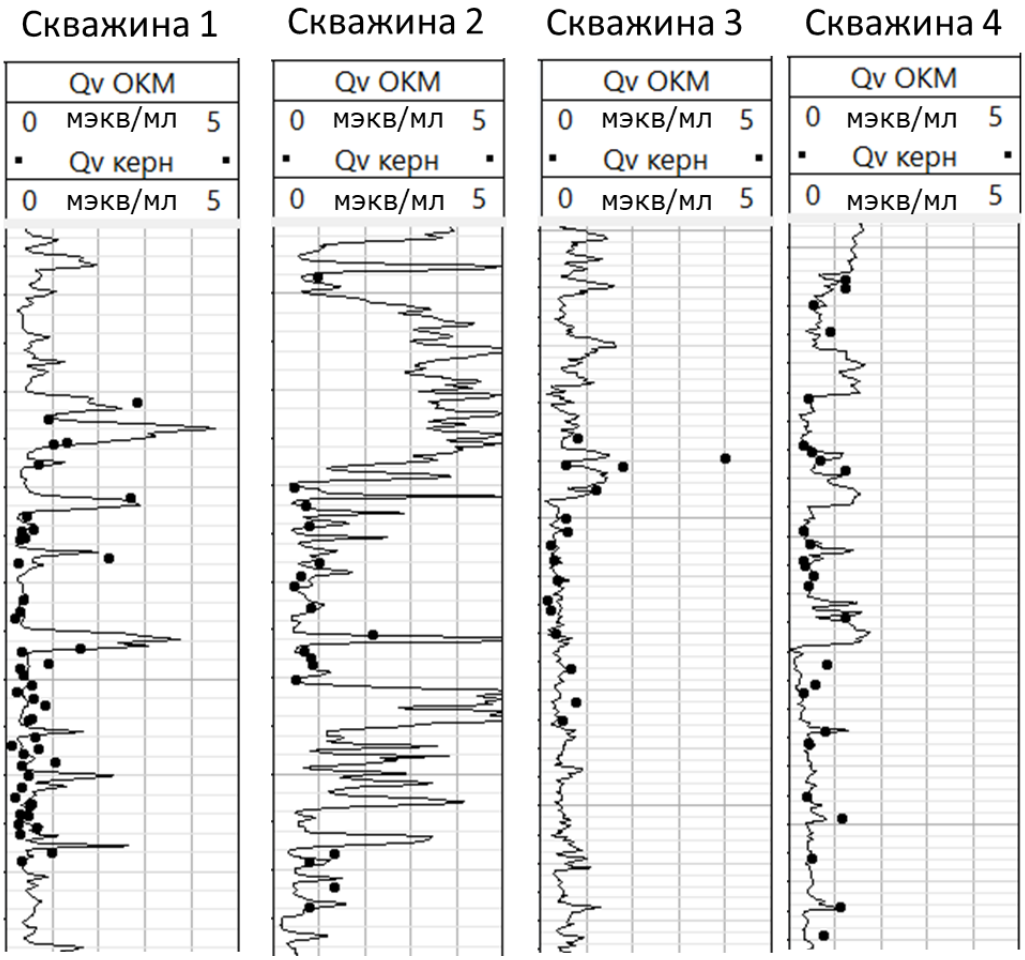


Рисунок 3.17 – Сопоставление емкости катионного обмена полученной по данным керна и ГИС в ачимовских отложениях изучаемого месторождения

В целях оценки достоверности предложенной модифицированной модели Дахнова-Арчи на рисунке 3.18 приводится сопоставление результатов прямого моделирования кривых удельного электрического сопротивления полностью водонасыщенной породы с экспериментальными измерениями на керне как в атмосферных, так и пластовых условиях для минерализации пластовой воды 3.6 г/л. Скважина 3 представлена полностью водонасыщенным интервалом. Высокая сходимость данных УЭС по ГИС и УЭС на образцах керна на 4 треке говорит как о корректном определении зависимости $P_п$=f(Кп), так и корректно обоснованных ТБУ и минерализации пластовой воды.

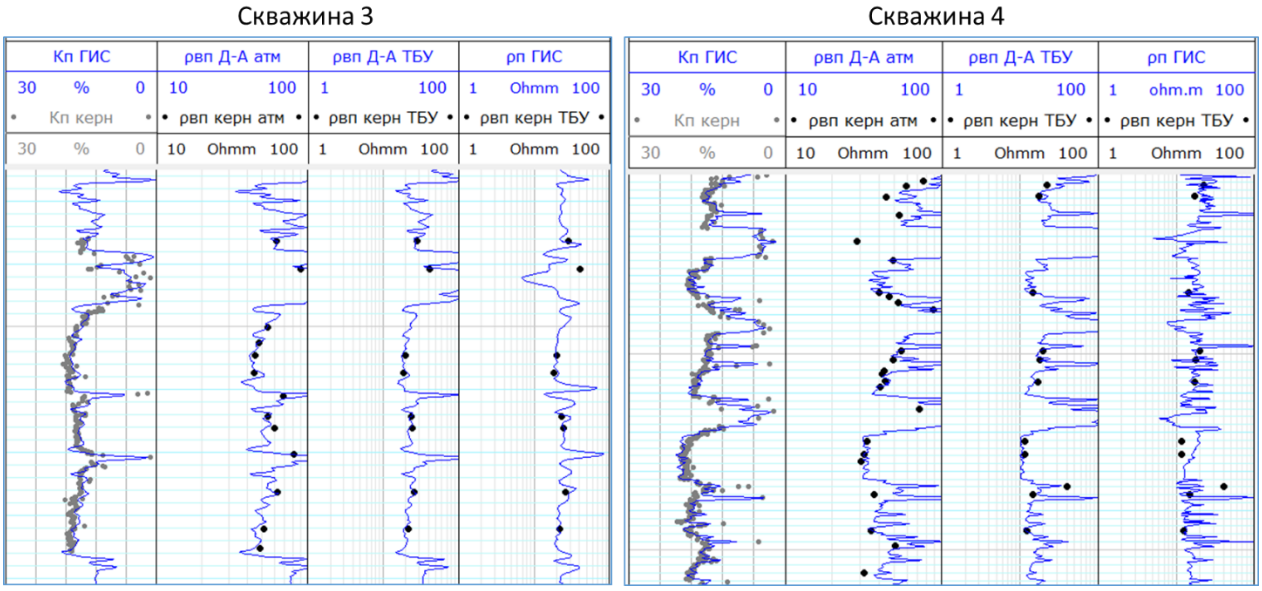


Рисунок 3.18 – Результаты сопоставления усовершенствованной модели Дахнова-Арчи с измерениями УЭС 100% водонасыщенных образцов керна в атмосферных и пластовых условиях

Измерение параметра насыщения при различных минерализациях производились в атмосферных и пластовых условиях на моделях пластовой воды различной минерализации. На каждом образце выполнялось 3 измерения в атмосферных условиях (N=1510, 12 скважин) –3, 7, 13 г/л. И два измерения в пластовых условиях на индивидуальном капилляриметре (N=14, 2 скважины) –7 и 13 г/л (Рисунок 3.19). В результате выполненного анализа установлено, что параметр насыщения в зависимости от УЭС пластовой воды для атмосферных условий и пластовых условий изменяется несущественно и принят постоянным для всех значений минерализации, что, в целом, согласуется с полученными результатами других исследователей [77, 109].

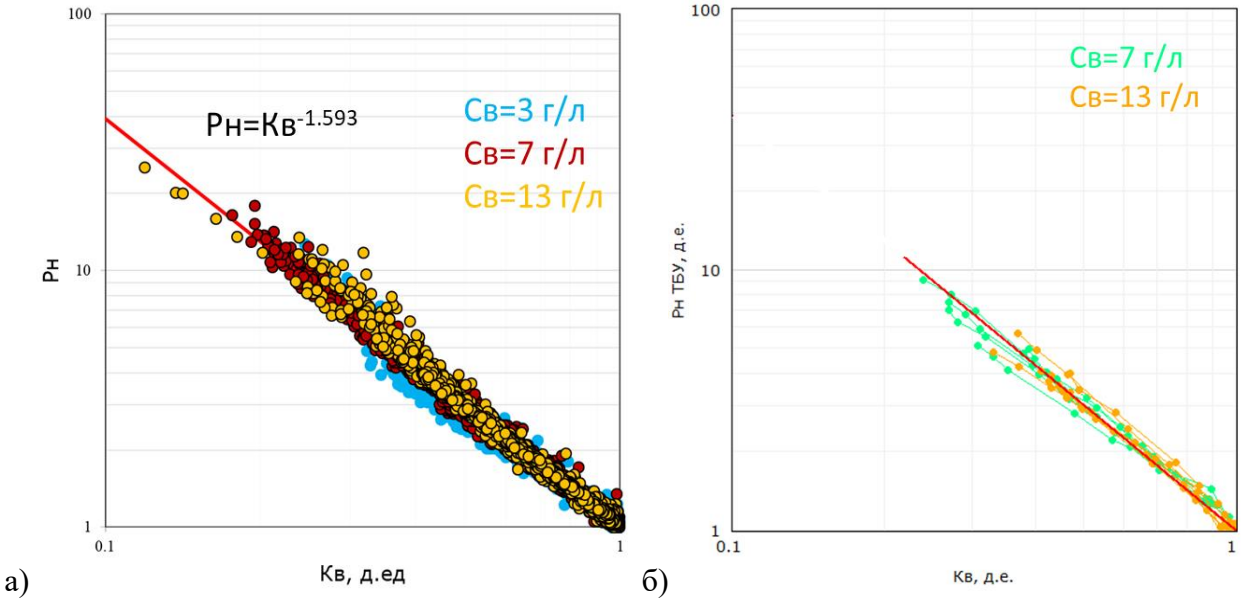


Рисунок 3.19 – Сопоставление Рн-Кв в атмосферных (а) и пластовых условиях (б) для изучаемых отложений, измеренных при разной минерализации пластовой воды

В результате анализа электрических свойств горных пород изучаемых отложений установлено, что изменение минерализации пластовых вод существенно влияет на зависимость Рп=f(Кп). В то же время влияние изменения минерализации на параметр насыщения незначительно как в атмосферных, так и пластовых условиях. При переходе из атмосферных условий измерений в пластовые, учитывая ограниченную выборку измерений Рн в ТБУ, можно предположить также несущественное изменение параметра насыщения. По результатам анализа катионообменной емкости коллекторов, целесообразности применения моделей электропроводности глинистых пород не установлено [71].

Одной из ключевых особенностей полученной модифицированной модели Дахнова-Арчи является возможность оценки достоверности принятой для залежи минерализации пластовой воды. Это особенно актуально в условиях изменчивости минерализации по площади изучаемого месторождения. Суть подхода аналогична методике построения Пикетт-плота с целью оценки параметров уравнения Дахнова-Арчи [151]. Пикетт-плот является графическим решением уравнения Дахнова-Арчи при использовании удельных электрических сопротивлений. Расположив на кросс-плоте в логарифмическом масштабе значения Кп и УЭС 100% водонасыщенного интервала по ГИС, можно уточнить либо коэффициенты уравнения Дахнова-Арчи (a, m, n), либо кажущееся УЭС пластовой воды ($\rho_в$каж). В нашем случае, установленная взаимосвязь коэффициента цементации и насыщения с УЭС пластовой воды (формула 3.12) позволяет уточнять все четыре неизвестных, тем самым оценив корректность принятой для залежи минерализации пластовой воды (Рисунок 3.20) [71].

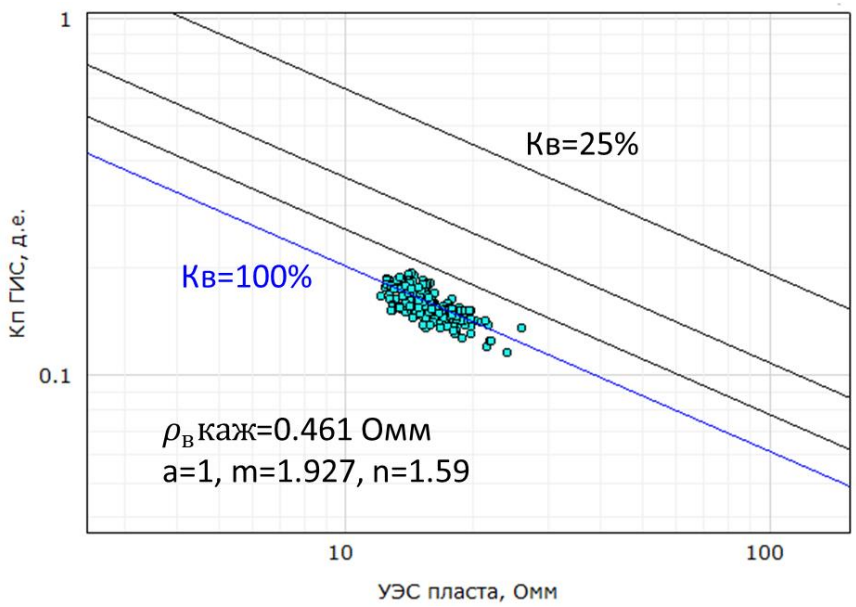


Рисунок 3.20 – Пример оценки кажущегося УЭС пластовой воды по методике построения Пикетт-плота с известными параметрами a, m, n

С целью оценки достоверности предложенной методики определения коэффициента водонасыщенности изучаемых пород выполнено сопоставление Кв по ГИС с сохраненной нефтеводонасыщенностью керна, отобранного по изолированной технологии [124]. Контроль наличия проникновения фильтрата бурового раствора в парафинированные образцы на скважине выполнялся при помощи определения концентрации индикатора Уранин-А, введенного в буровой раствор при отборе керна.

Результаты расчета по предлагаемой и существующей методике представлены на рисунке 3.21. Расхождение значений Кв, определенных по предлагаемой методике не превышает 10% абсолютных по сравнению с результатами определения сохраненной насыщенности по керну прямым методом и остаточной водонасыщенности по капиллярным исследованиям. По методике без учета вариаций коэффициента цементации «m» расхождение существенно выше [71].

Предложенный подход, основанный на учёте изменения коэффициентов «m» и «n» уравнения Дахнова-Арчи в зависимости от минерализации пластовой воды с одновременной возможностью её оценки по данным ГИС, позволяет повысить достоверность определения Кн пластов Ач-3, Ач-4 ачимовской толщи изучаемого месторождения и составляет научную новизну.

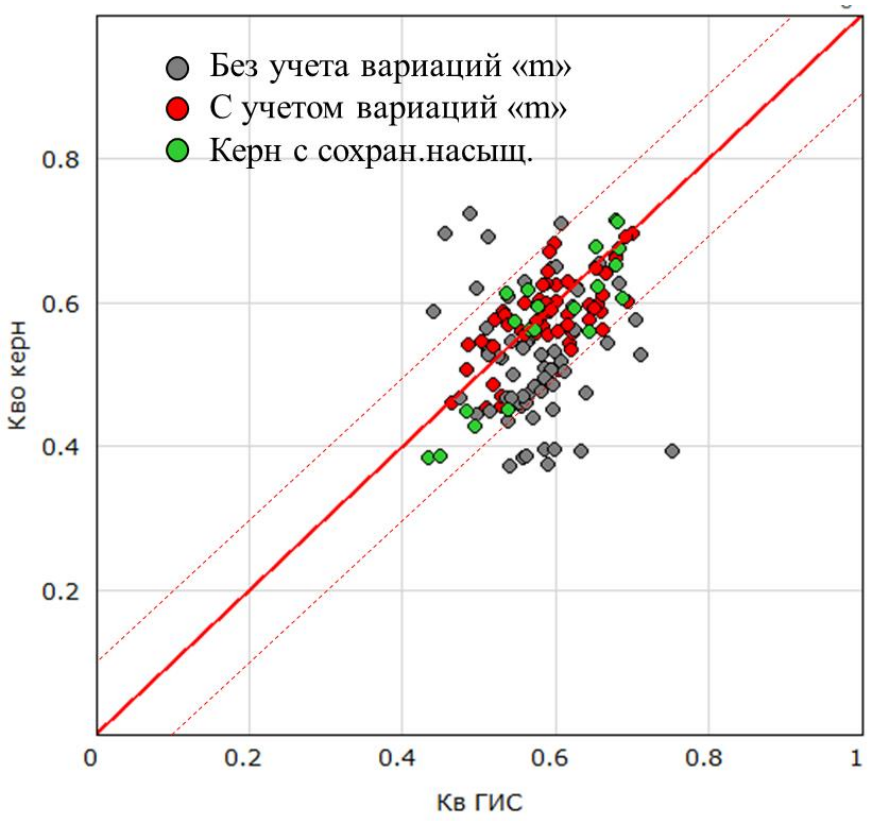


Рисунок 3.21 – Сопоставление Кв по ГИС, определенных с учетом и без учета вариаций коэффициента «m» модели Дахнова-Арчи с Кво по керну и Кв парафинированных образцов с сохраненной насыщенностью

Определение характера насыщенности

Определение характера насыщенности коллекторов изучаемой толщи классическим способом (по критическим УЭС) имеет высокую степень неопределенности, основные причины которой рассмотрены в работе [68]. Рассмотрим сопоставление Кп-УЭС по наиболее достоверным результатам испытаний скважин (Рисунок 3.22). В виду существующей вариации минерализации по разным залежам и с целью повышения статистической выборки при обосновании критического УЭС ранее использовался параметр относительного сопротивления (P_o) [38]:

$$P_o = \frac{\rho_п}{\rho_в}, \qquad 3.13$$

По результатам выполненного сопоставления отмечается большая зона неоднозначности в области смешанного и чисто нефтяного притока. Это связано с присутствием в интервале испытаний субколлекторов, УЭС в которых определяется некорректно по причине низкой разрешающей способности методов электрометрии, а также низким контрастом УЭС водо- и нефтенасыщенных низкопроницаемых пород.

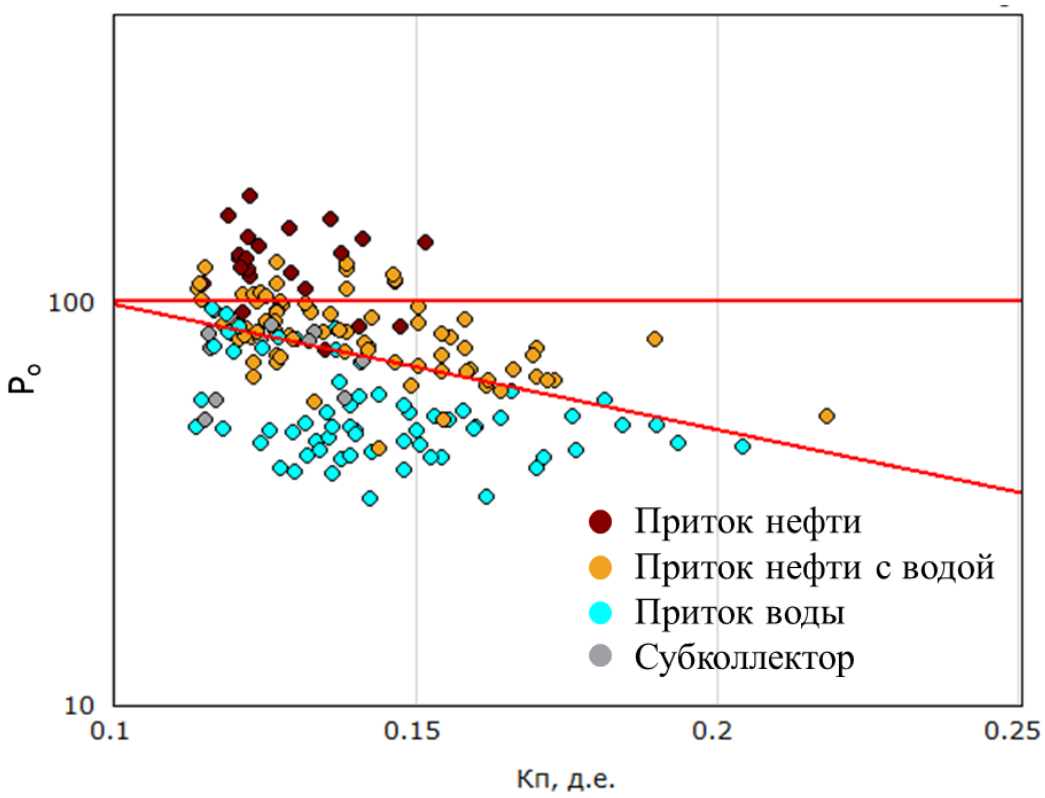


Рисунок 3.22 – Сопоставление P_o с Кп с дифференциацией по характеру притока по результатам испытаний скважин изучаемой толщи

Полученные соотношения для определения характера насыщенности приведены в формулах 3.14-3.16:

$$\text{Нефть:} \quad P_o \geq 100, \tag{3.14}$$

$$\text{Нефть + вода:} \quad 100 \geq P_o \geq 10^{(-3.1*Кп+2.3)}, \tag{3.15}$$

$$\text{Вода:} \quad 10^{(-3.1*Кп+2.3)} \geq P_o, \tag{3.16}$$

Ввиду высокой неопределенности оценки характера насыщенности изучаемых коллекторов исключительно по УЭС, данный подход неприменим, а в данном исследовании использовался комплексный подход – использование капиллярной, фильтрационной и электрической моделей.

На первом этапе характер насыщенности определялся по комплексированию электрической и фильтрационной моделей коллектора (см. главу 2, раздел 3). В качестве входных

данных использовались результаты интерпретации ГИС – Кв по электрометрии и коэффициент проницаемости. Определение выполнялось по следующим соотношениям:

$К_в \leq К_в^*$- однофазный приток нефти;

$К_в^* < К_в \leq К_в^{**}$- двухфазный приток (нефть + вода);

$К_в > К_в^{**}$- однофазный приток воды.

На рисунке 3.23 представлено сопоставление результатов испытаний скважин с установленными ранее граничными значениями функций критических водонасыщенностей (см.рисунок 2.24) . Серым цветом на рисунке обозначены интервалы субколлекторов, которые не соответствуют характеру ожидаемых притоков по причине некорректного определения Кв по ГИС.

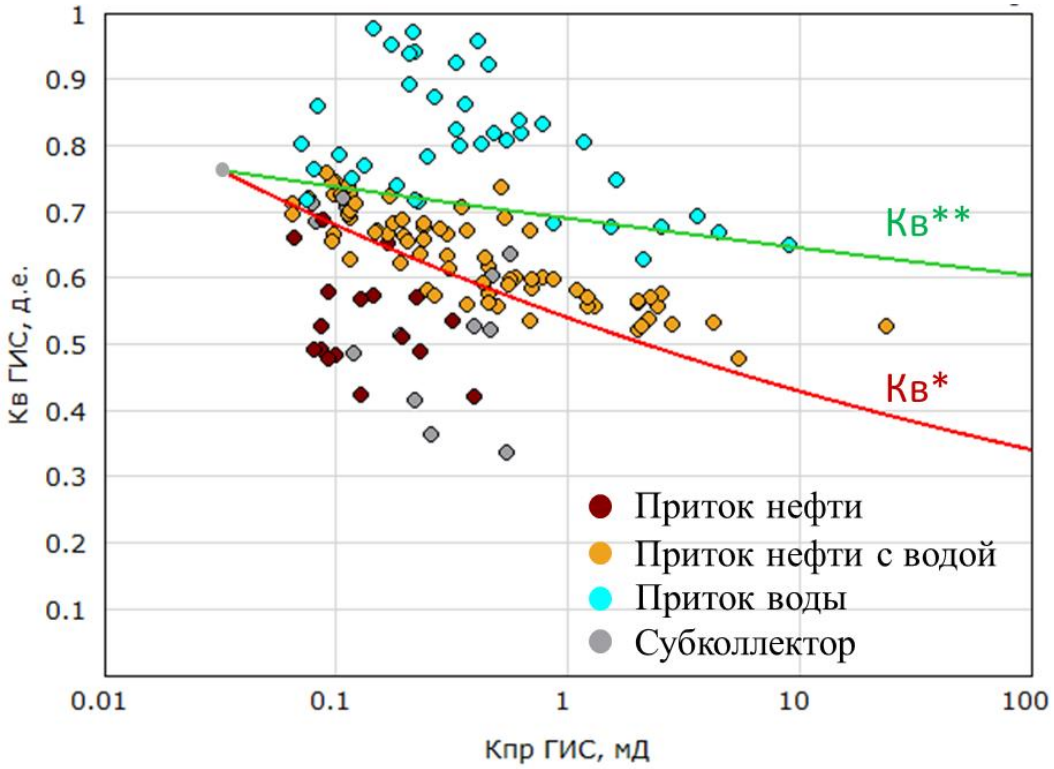


Рисунок 3.23 – Сопоставление Кв с Кпр по ГИС с дифференциацией по характеру притока по результатам испытаний скважин изучаемой толщи

На следующем этапе из выделенных эффективных толщин исключались интервалы субколлекторов по предложенной ранее методике (см. раздел 3.1, формула 3.8) (комплексирование капиллярной и электрической моделей). В качестве входных данных использовался Кпр по ГИС и Кв по электрометрии. Высота над ЗЧВ определялась комплексно: по сопоставлению Кв по капиллярной модели с Кв по электрической в мощных высокопроницаемых интервалах, данных ГДК и свечению керна в ультрафиолетовом свете. На этом этапе, согласно принятой концепции [68], коэффициент водонасыщенности в субколлекторе

приравнивался к 100% (Рисунок 3.24). Треки на рисунке 3.24 отражают: 1 – объемно-компонентная модель горных пород, рассчитанная по данным ГИС; 2 – литотип, установленный по данным ОКМ; 3, 4 – характер насыщенности по ГИС по предыдущей и предлагаемой модели (бордовый цвет –нефть, оранжевый – нефть+вода, голубой – вода, серый – субколлектор); 5, 6, 7, 8 – кривые ГК, ПС, W по ННКт, ГГКп, 5ИК, свободный флюид по ЯМК; 9, 10 – коэффициенты пористости и проницаемости по керну и ГИС, с нанесением динамического граничного значения Кпр для субколлектора; 11 – фотографии керна в ультрафиолетовом свете; 12 – коэффициенты нефтенасыщенности и остаточной водонасыщенности, оранжевые точки – Кво по керну; 13 – флюидная модель горных пород: зеленая заливка – остаточная нефтенасыщенность, оранжевая заливка – подвижная нефть, голубая – остаточная вода, белая – свободная вода. Черные блоковые кривые соответствуют критической водонасыщенности – К*, по сопоставлению с которой определялся характер насыщенности коллектора; 14 – рассчитанная по данным ГИС функция обводненности; 15 – результаты испытания без ГРП; 16 – интервалы притока по ПГИ.

Сопоставление результатов определения характера насыщенности по данным ГИС с применением классического подхода с дифференциацией по связи P_o=f(Кп) и предлагаемой комплексной петрофизической моделью с учетом субколлекторов приведены в таблице 9. По сравнению с использованным ранее подходом, учет интервалов субколлектора позволил повысить достоверность оценки продуктивных толщин на 6.9%. Кроме того, снизилась неопределенность заключений по ГИС: «неясно» на 4.1% от суммарной эффективной толщины за счет перевода выделенных субколлекторов в характер насыщенности «вода» [71].

Таблица 9 – Сопоставление результатов оценки суммарных эффективных толщин изучаемого объекта по существующей и предлагаемой петрофизической модели (ПМ)

	Толщины, м					
	нефть	**нефть+вода**	**вода**	**неясно**	**субК**	**сумма**
Классич.ПМ (P_o=f(Кп))	85.3	435.1	749.2	110.2	-	1379.8
ПМ с учетом Суб/К	72.8	409.7	803.8	52.4	92.4	1338.7
Доля классич.ПМ	6.2%	31.5%	54.3%	8.0%	0.0%	100%
Доля ПМ с учетом Суб/К	5.4%	30.6%	60.0%	3.9%	6.9%	100%

Таким образом, предложенный подход к дифференциации изучаемой толщи по характеру насыщенности, основанный на комплексном использовании электрической и капиллярно-фильтрационной модели с учетом интервалов субколлекторов позволил существенно повысить достоверность определения характера насыщенности и выделения эффективных нефтенасыщенных толщин. Полученные результаты подтверждены данными ПГИ и испытаний скважин (Рисунок 3.24).

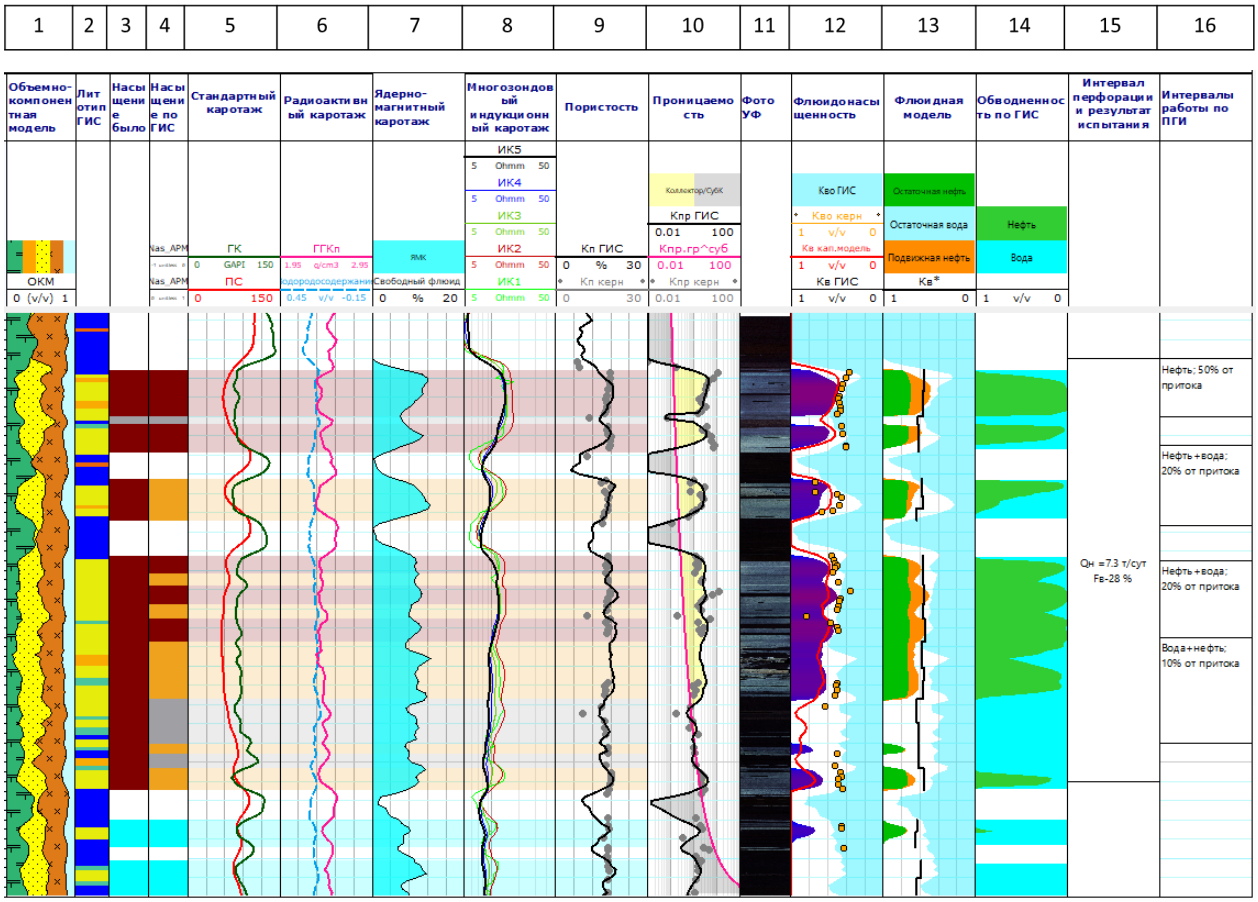


Рисунок 3.24 – Планшет интерпретации данных ГИС по предложенной методике

Блок-схема геологической интерпретации данных ГИС.

Методика геологической интерпретации данных ГИС пластов Ач-3 и Ач-4 ачимовской толщи изучаемого месторождения с элементами научной новизны представлена на рисунке 3.25. Блок-схема отражает пошаговый алгоритм выполнения интерпретации данных ГИС. Ключевым отличием от существующих подходов является учёт литологической и флюидной неоднородности пород, что повышает достоверность геологической интерпретации данных ГИС изучаемого объекта исследования.

Шаг	Блок-схема геологической интерпретации ГИС	Алгоритм интерпретации
0	**Оценка качества данных ГИС**	1. *Выполнение оценки качества данных ГИС.* 2. *Построение объемно-компонентной модели пород с одновременным расчетом Кп* • *9-ти компонентная для расширенного набора ГИС* • *5-ти компонентная для стандартного набора ГИС* 3. *Типизация пород на 6 литотипов с применением ML по данным двух ОКМ.* 4. *Определение Кпр по индивидуальным зависимостям для литотипов:* • *1,2,6 типы: Кпр не определяется* • *3 тип:* $К_{пр} = 0.15e^{-10} * К_{п}^{8.80}$ • *4 тип:* $К_{пр} = 0.3e^{-10} * К_{п}^{9.05}$ • *5 тип:* $К_{пр} = 3.7e^{-10} * К_{п}^{8.52}$ 5. *Выделение коллектора по Кп граничному=11.3%.* 6. *Выделение субколлектора по зависимости* $К_{пр.гр}^{суб} = 35.94 * Н_{зчв}^{-1.712}$ 7. *Определение Кв по уравнению* $К_{в} = \left(\frac{\rho}{b \cdot \rho_{в} \cdot \frac{a}{К_{п}^{m}}}\right)^{-1/n}$, *где* $m_{ТБУ} = 1.809 * \rho_{в}^{-0.047}$; *в типе субколлектор Кв=100%.* 8. *Определение характера насыщенности по зависимости* $К_{в}$ $(К_{в}^{*}, К_{в}^{**})$ *от Кпр с учетом интервалов субколлектора.*
1	**Литофизическая типизация разреза** **Уровень 1:** Выделение 6-ти литотипов пород (по объемно-компонентной модели стандартного и расширенного набора данных ГИС) **Уровень 2:** Выделение интервалов субколлекторов (по динамическому Кпр от высоты над ЗЧВ) ***Научная новизна****: разработана двухуровневая петрофизическая модель, учитывающая наличие водонасыщенного коллектора (субколлектора) на высоких гипсометрических отметках нефтяной залежи*	
2	**Определение коэффициента пористости** (по объемно-компонентной модели) Учет вариации минерального состава пород позволил повысить достоверность определения Кп	
3	**Выделение коллекторов** (по граничному значению Кп с учетом интервалов субколлектора) Уточнены граничные значения Кп с применением статистического способа обоснования	
4	**Определение коэффициента проницаемости** (по индивидуальным зависимостям Кпр=f(Кп) для каждого литотипа) Дифференциация зависимостей Кп-Кпр по литотипам позволила повысить достоверность определения Кпр	
5	**Определение коэффициента нефтенасыщенности** (по уравнению Дахнова-Арчи с учетом изменчивости коэффициента «m») ***Научная новизна****: Усовершенствована методика определения Кн коллекторов пластов Ач-3 и Ач-4 изучаемого месторождения, основанная на учёте изменения коэффициентов «m» и «n» уравнения Дахнова-Арчи в зависимости от минерализации пластовой воды с одновременной её оценкой по данным ГИС*	
6	**Определение характера насыщенности коллекторов** (по зависимостям критических значений $К_{в}$ $(К_{в}^{*}, К_{в}^{**})$ от Кпр и исключением интервалов субколлекторов из эффективных толщин) ***Научная новизна****: Разработана методика определения характера насыщенности коллекторов пластов Ач-3 и Ач-4 изучаемого месторождения, основанная на комплексном использовании электрической и капиллярно-фильтрационной моделей с учетом интервалов субколлекторов.*	

Рисунок 3.25 – Блок-схема и алгоритм геологической интерпретации данных ГИС пластов Ач-3 и Ач-4 ачимовской толщи изучаемого месторождения

Представленная в главе 3 информация позволяет сформулировать **второе защищаемое положение**: *«Методика геологической интерпретации ГИС, учитывающая двухуровневую литофизическую типизацию (литотипы и субколлекторы) повышает достоверность оценки подсчетных параметров (эффективных толщин, коэффициентов пористости и нефтенасыщенности) и фильтрационных характеристик (коэффициента проницаемости и ОФП) пластов Ач-3, Ач-4 ачимовской толщи изучаемого месторождения».*

3.6. **Выводы по главе 3**

Разработанная методика геологической интерпретации ГИС пластов Ач-3, Ач-4 изучаемого месторождения позволила:

1. Повысить достоверность определения литотипов по данным ГИС путем построения детальной объемно-компонентной модели горных пород изучаемых отложений по данным двух наборов геофизических методов: стандартного – ГК, ННКт, ГГКп, ГГКлп и расширенного – стандартные+ ИНГКс.

2. Разработать способ выделения интервалов субколлектора по динамическому граничному значению коэффициента проницаемости от высоты над зеркалом чистой воды. Эффективность способа подтверждена сопоставлением с фотографиями керна в ультрафиолетовом свете и результатами опробователей пластов на кабеле.

3. Уточнить методику обоснования нижних пределов фильтрации коллектора в присутствие типа пород «субколлектор».

4. Усовершенствовать способ оценки коэффициента нефтенасыщенности на основе учёта изменения коэффициента цементации «m» уравнения Дахнова-Арчи в зависимости от минерализации пластовой воды. Установленная связь изменения коэффциентов «m» и «n» от минерализации пластовой воды позволяет выполнить её оценку по данным ГИС. Рассмотрена степень влияния проводимости глинистых пород на УЭС породы.

5. Усовершенствовать подход к дифференциации изучаемой толщи по характеру насыщенности, основанный на комплексном использовании электрической и капиллярно-фильтрационной модели с учетом интервалов субколлекторов. Результаты определения характера насыщенности пород согласуются с испытаниями, ПГИ и керном.

Полученные в главе 3 научные результаты повышают достоверность оценки подсчетных параметров: эффективных толщин, коэффициентов пористости и нефтенасыщенности пластов Ач-3, Ач-4 ачимовской толщи изучаемого месторождения.

ГЛАВА 4 ПРАКТИЧЕСКАЯ АПРОБАЦИЯ РАЗРАБОТАННОЙ МЕТОДИКИ ПРИ ПРОГНОЗЕ НАЧАЛЬНОЙ ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИН

Практическая апробация заключается в прогнозе начальной обводненности скважинной продукции по данным ГИС с учетом неоднородного строения пород изучаемой толщи, что является целью диссертационной работы. Основной особенностью ачимовских отложений изучаемого месторождения при прогнозе обводненности является наличие обширной переходной зоны насыщенности, а также неоднородности флюидонасыщения по причине присутствия интервалов субколлектора (см. главу 3).

Расчет обводненности производился по функции Бакли-Леверетта [147], где функция обводненности Бакли-Леверетта характеризует долю воды в потоке. Данная функция позволяет объединить нефтяную и водяную ветки кривых ОФП:

$$f_{\text{в}} = \frac{\frac{\text{К}_{\text{пр}}^{\text{в}}}{\mu_{\text{в}}}}{\frac{\text{К}_{\text{пр}}^{\text{н}}}{\mu_{\text{н}}} + \frac{\text{К}_{\text{пр}}^{\text{в}}}{\mu_{\text{в}}}}, \qquad 4.1$$

где $\text{К}_{\text{пр}}^{\text{в}}$ и $\text{К}_{\text{пр}}^{\text{н}}$ – фазовые проницаемости воды и нефти, полученные в рамках ОФП-эксперимента; $\mu_{\text{в}}$ и $\mu_{\text{н}}$ – вязкости моделей воды и нефти в пластовых условиях.

Для расчета функции обводненности по формуле 4.1 в качестве входных данных использовались следующие параметры: Кп, Кн, Кно, Кво, Кпр, ОФП по нефти и воде. Входные параметры определялись по данным ГИС согласно полученных научных результатов в главах 2 и 3.

Пример выполненной интерпретации данных ГИС с целью прогноза обводненности показан на рисунке 4.1. Треки на рисунке отражают: 1 – фотографии керна в ультрафиолетовом свете; 2 – объемно-компонентная модель горных пород, рассчитанная по данным ГИС; 3 – литотип, установленный по данным ОКМ; 4, 5 – характер насыщенности по ГИС по предыдущей и предлагаемой модели (бордовый цвет –нефть, оранжевый – нефть+вода, голубой – вода, серый – субколлектор); 6, 7, 8 – кривые ГК, ДС, ПС, ГГКлп, ННКт, ГГКп, 5БК; 9, 10 – коэффициенты пористости и проницаемости по керну и ГИС; 11 – флюидная модель горных пород – зеленая заливка – остаточная нефтенасыщенность, оранжевая заливка – подвижная нефть, голубая – остаточная вода, белая – свободная вода. Черные блоковые кривые соответствуют критической водонасыщенности – К*, по сопоставлению с которой определялся характер насыщенности коллектора, серые точки – Кво по керну; 12 – рассчитанная по данным ГИС функция обводненности; 13, 14 – поинтервальные результаты испытания; 15 – высота распространения трещины ГРП при испытании с ГРП.

Прогнозное значение обводненности принималось как средневзвешенная функция $f_в$ в интервале перфорации в случае проведения испытаний без ГРП и в интервале развития трещины ГРП в случае испытания с применением технологии ГРП. Интервалы развития трещин устанавливались двумя основными способами: по дизайну ГРП и по фактическим данным АКШ до и после операции ГРП.

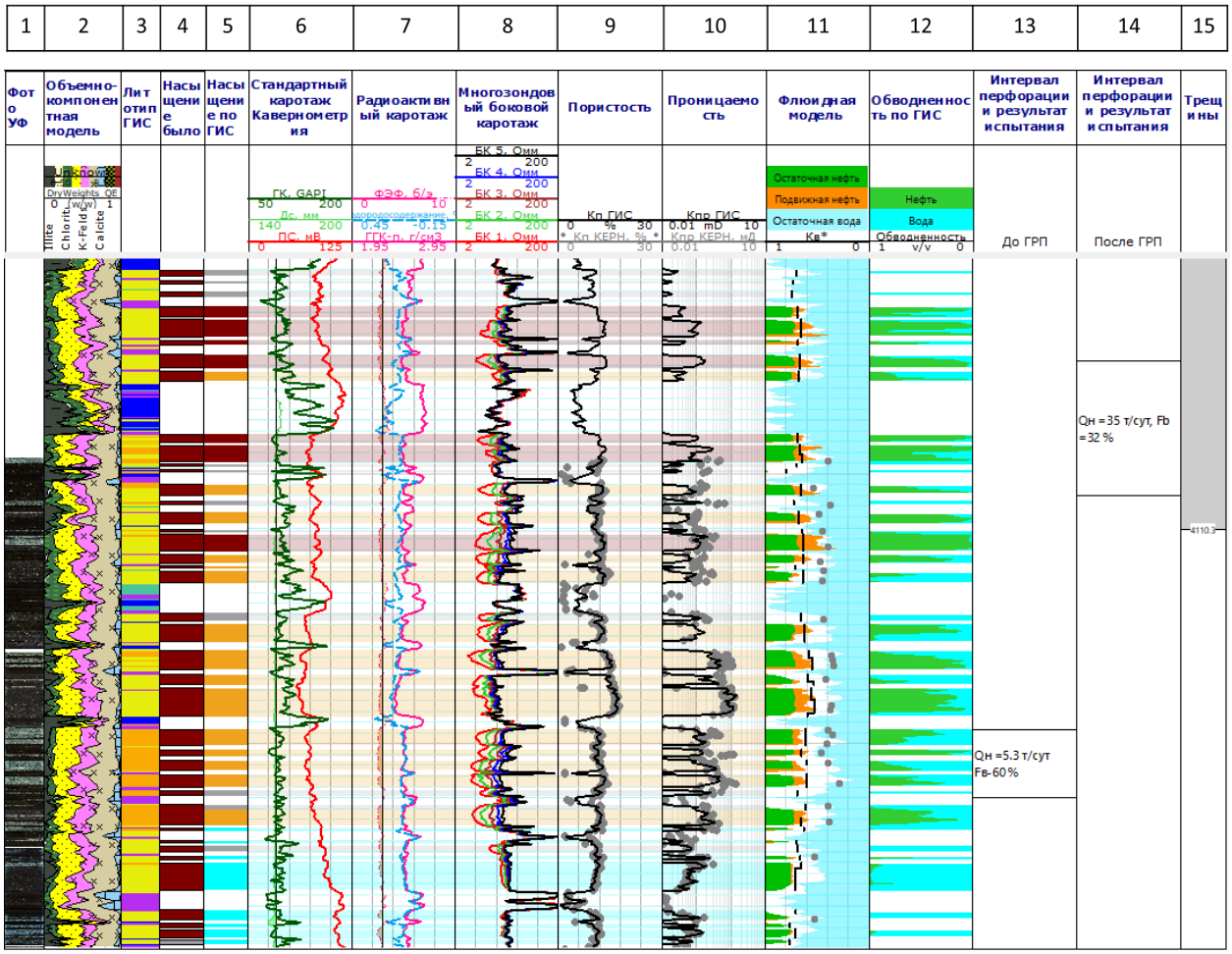


Рисунок 4.1 – Пример практической апробации разработанной методики при прогнозе начальной обводненности горных пород изучаемой толщи

Прогнозное средневзвешенное значение обводненности в интервале испытания до ГРП (Рисунок 4.1, 13 трек) соответствует 55%, фактическое 60%. Второй объект испытывался с применением технологии ГРП по причине низкой проницаемости верхнего пласта. По результатам освоения после ГРП фактическая обводненность составила 32%, прогнозная – 38%. Таким образом, можно заключить, что прогнозные значения имеют хорошую сходимость с фактическими. Отметим, что по предыдущей петрофизической модели, прогнозная обводненность верхнего интервала составляла 10%. Такое различие обосновывается не учётом в предыдущей петрофизической модели переслаивания интервалов слабо нефтенасыщенного

коллектора и субколлектора с предельно насыщенными. На рисунке 4.2 представлено сопоставление фактических результатов испытания скважин изучаемого месторождения с прогнозными по стандартной и предлагаемой методикам. Отмечается значительное повышение сходимости прогноза обводненности по предлагаемой методика относительно стандартной [71].

Таким образом, учёт наличия интервалов субколлекторов в нефтяной залежи является необходимым условием повышения достоверности прогноза запускных показателей разведочных и эксплуатационных скважин.

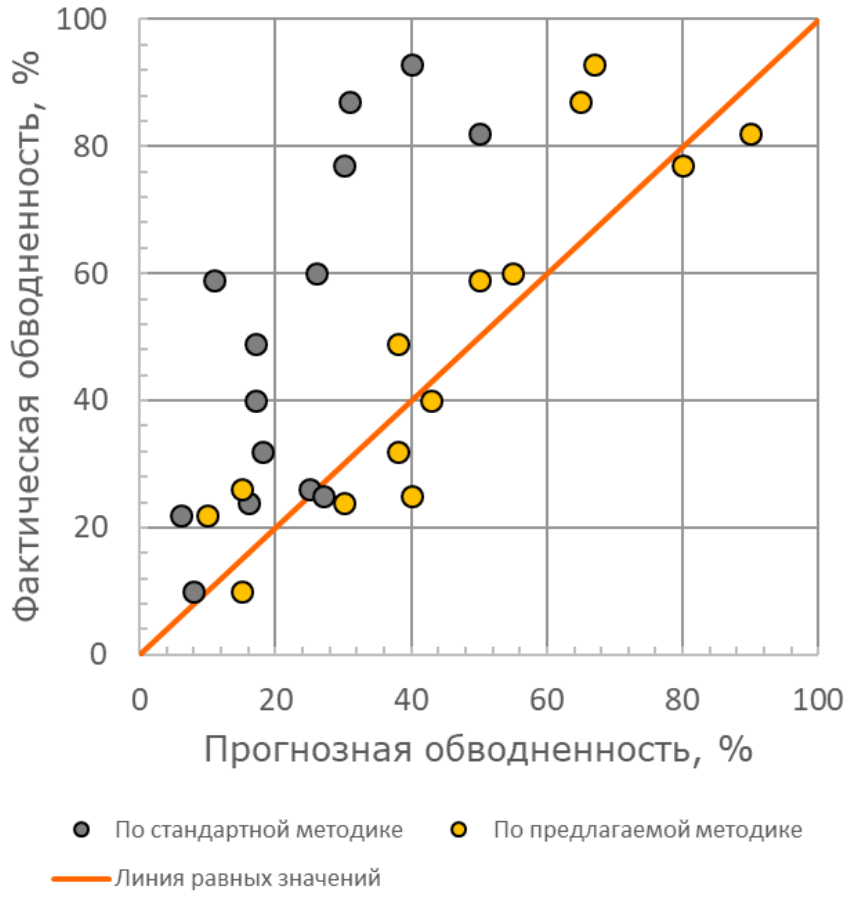


Рисунок 4.2 – Сопоставление прогнозной и фактической начальной обводненности скважин в интервале ачимовской толщи изучаемого месторождения

Представленная в главе 4 информация позволяет сформулировать **третье защищаемое положение**: *«Разработанная методика геологической интерпретации данных ГИС на основе учета неоднородности флюидонасыщения позволяет повысить точность прогноза начальной обводненности притока при испытаниях и эксплуатации скважин».*

4.1. **Выводы по главе 4**

В результате практической апробации разработанной методики геологической интерпретации песчано-глинистых пород-коллекторов пластов Ач-3, Ач-4 изучаемого месторождения можно заключить, что подход, в основе которого лежит учет неоднородного строения коллектора (литотипы и субколлектор), позволяет повысить достоверность прогнозирования величины начальной обводненности скважин по данным ГИС. Прогнозная обводненность согласуется с фактической по результатам испытания скважин и позволяет оптимизировать проектные решения при эксплуатации изучаемого месторождения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполненные в настоящей работе исследования позволили разработать методику геологической интерпретации данных ГИС песчано-глинистых пород-коллекторов ачимовской толщи пластов Ач-3, Ач-4 месторождения «А» и повысить достоверность оценки подсчетных параметров и добычных характеристик. В рамках проведенных исследований получены следующие результаты:

1. Выполненный анализ состояния разработанности проблемы петрофизического моделирования горных пород ачимовской толщи позволил определить направление и план исследований диссертационной работы. Установлено, что ключевым аспектом моделирования неоднородных пород является системный и комплексный подход при учёте факторов, влияющих на неоднородное флюидонасыщение изучаемых отложений (седиментологических, литолого-петрофизических, капиллярных и фильтрационных характеристик породы, а также геофизических исследований скважин).

2. Комплексный анализ результатов исследований керна пластов Ач-3, Ач-4 месторождения «А» показал, что изменчивость минерального состава, петрофизических свойств и структуры пустотного пространства обусловлена особенностями обстановок осадконакопления и эпигенетическими преобразованиями горных пород. Учёт изменчивости минерального состава, петрофизических свойств и структуры порового пространства пород ачимовской толщи позволил разработать петрофизическую модель на основе двухуровневой литофизической типизации и обосновать неравномерное распределение флюидов по разрезу изучаемого месторождения с целью повышения достоверности геологической интерпретации данных ГИС.

3. Разработанная методика геологической интерпретации ГИС пластов Ач-3, Ач-4 изучаемого месторождения включает повышение достоверности определения литотипов по данным ГИС путем построения детальной объемно-компонентной модели горных пород изучаемых отложений по данным двух наборов геофизических методов: стандартного – ГК, ННКт, ГГКп, ГГКлп и расширенного – стандартные + ИНГКс. Впервые для изучаемого объекта разработан способ выделения интервалов субколлектора по динамическому граничному значению коэффициента проницаемости от высоты над зеркалом чистой воды. Усовершенствован подход к оценке нефтенасыщенности на основе учёта изменения коэффициента цементации «m» и «n» уравнения Дахнова-Арчи в зависимости от минерализации пластовой воды. Усовершенствован подход к дифференциации изучаемой толщи по характеру насыщенности, основанный на комплексном использовании электрической и капиллярно-фильтрационной модели с учетом интервалов субколлекторов. Разработанная методика геологической интерпретации данных ГИС позволила повысить достоверность оценки

подсчетных параметров: эффективных толщин, коэффициентов пористости и нефтенасыщенности пластов Ач-3, Ач-4 ачимовской толщи изучаемого месторождения.

4. Практическая апробация разработанной методики геологической интерпретации пластов Ач-3, Ач-4 изучаемого месторождения показала, что подход, в основе которого лежит учет неоднородного строения коллектора (литотипы и субколлектор), позволяет повысить достоверность прогнозирования величины начальной обводненности скважин по данным ГИС.

5. Предложенная методика может быть применима для большинства терригенных низкопроницаемых пород Западной Сибири, обладающих высокой геологической неоднородностью с фактами присутствия притоков обводненной продукции в купольных частях нефтяных залежей.

6. Перспективой к дальнейшему повышению достоверности разработанной методики геологической интерпретациии данных ГИС изучаемого объекта обладают два направления. Первое – увеличение охвата применения специальными методами ГИС и расширение их возможностей, особенно при каротаже в процессе бурения. Одним из примеров является использование метода ИНГКс при каротаже в процессе бурения, что позволяет повысить достоверность построения объемно-компонентной модели пород. Другим примером может являться использование метода ЯМК в процессе бурения и перезапись на подъеме, что позволяет оценивать начальную и остаточную флюидонасыщенность пород независимо от их электрических свойств. Второе – использование моделей анизотропного коллектора на микронеоднородном уровне.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

а.о. – абсолютная отметка;

АУ – атмосферные условия;

ВИКИЗ – высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование;

ВНК – водонефтяной контакт;

ГГКлп – гамма-гамма селективный каротаж;

ГГКп – гамма-гамма плотностной каротаж;

ГДК – гидродинамический каротаж;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ГРП – гидроразрыв пласта;

ГТИ – геолого-технологические исследования;

ДЭС – двойной электрический слой;

ЕКО – емкость катионного обмена;

ЗЧВ – зеркало чистой воды;

ИНГКс – импульсный нейтрон-гамма спектрометрический каротаж;

Кв, Кн – коэффициенты водо-, нефтенасыщенности горной породы;

Кво – коэффициент остаточной водонасыщенности горной породы;

Квс – коэффициент водоудерживающей способности горной породы;

Кно – коэффициент остаточной нефтенасыщенности горной породы;

Кп, Кпэф, Кпдин – коэффициенты общей, эффективной, динамической пористости горной породы;

Кпр – коэффициент проницаемости горной породы;

КПШ – калиевые полевые шпаты;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

НГР – нефтегазоносный район;

ОГ – отражающий горизонт;

ОКМ – объемно-компонентная модель;

ОПК – опробователь пластов на кабеле;

ОФП – относительная фазовая проницаемость;

ПГИ – промыслово-геофизические исследования скважин;

ПШ – полевые шпаты;

Ре, Qv – фотоэлектрический фактор, приведённая ёмкость катионного обмена;

Рп, Рн, Ро – параметры пористости, насыщения, параметр относительного сопротивления;

РСА – рентгеноструктурный анализ;

РФА – рентгенофлуоресцентный анализ;

СЛАУ – система линейных алгебраических уравнений;

ССО – смешанно-слойные образования;

СубК – субколлектор;

Т2, Рк –время поперечной релаксации протонов водорода, капиллярное давление;

ТБУ – термобарические условия;

ТРИЗ – трудноизвлекаемые запасы;

УВ – углеводороды;

УФ – ультрафиолет;

УЭС – удельное электрическое сопротивление;

ФБР – фильтрат бурового раствора;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ЯМР – ядерно-магнитный резонанс;

$f_в$ – коэффициент продуктивности, содержание воды в притоке;

FZI – индикатор зон фильтрации;

Wв – объёмная влажность горной породы;

δ, W, γ – плотность, водородосодержание, естественная радиоактивность;

ρп – удельное электрическое сопротивление породы;

ρв – удельное электрическое сопротивление пластовой воды;

Со – удельная электрическая проводимость породы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Акиньшин, А. В. Влияние тонкослоистости на образование микроловушек нефти / А. В. Акиньшин // Новые технологии – нефтегазовому региону: Материалы Всероссийской научно-практической конференции. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2013. – С. 45-47.

2. Алексеев, В. П. Литолого-фациальный анализ: учеб.-метод. пособие по практическим занятиям и самостоятельной работе по дисциплине «Литология»/В.П. Алексеев. – Екатеринбург : Изд-во УГГГА, 2003. – 147 с.

3. Алексеев, А. Д. Методические основы построения объемных петрофизических моделей нетрадиционных и сложнопостроенных коллекторов по результатам специальных исследований керна / А. Д. Алексеев, А. Е. Гаврилов // PROнефть. Профессионально о нефти. – 2019. – № 3(13). – С. 25-34. – DOI 10.24887/2587-7399-2019-3-25-34.

4. Амикс Джемс В. Физика нефтяного пласта: Пер. с англ./Дж. Амикс, Д. Басс, Р. Уайтинг. — Москва: Гостоптехиздат, 1962. — 572 с.

5. Антипин, Я. О. Построение 3D-геологической модели отложений ачимовской толщи при условии значительных перепадов водонефтяного контакта / Я. О. Антипин, И. В. Вершинина, Е. С. Тарачева, Н. В. Гильманова // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 4(136). – С. 24-31. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-4-24-31.

6. Асташкин, Д. А. Разработка петрофизической модели неоднородных песчано-алевритовых пород коллекторов с целью повышения достоверности количественной интерпретации данных ГИС (на примере некоторых месторождений Западной и Восточной Сибири) : 25.00.12 : автореф. дис. … канд. геол.-мин. наук / Асташкин Дмитрий Александрович. – Москва, 2005. – 21 с.

7. Ахияров, А. В. Оценка неоднородности терригенных отложений прибрежно-морского генезиса [Электронный ресурс] / А.В. Ахияров. – Режим доступа: http://geolib.narod.ru/Journals/OilGasGeo/1997/10/Stat/06/ stat06.html.

8. Ахияров, В. Х. Методика определения коэффициента нефтегазонасыщенности полимиктовых коллекторов при изменяющейся минерализации пластовой воды / В. Х. Ахияров, В. И. Ефименко, Н. А. Пих, А. В. Ручкин // Геология нефти и газа. – 1985. – № 4. – С. 40-44.

9. Ахметов, Р. Т. Использование гантельной модели для определения абсолютной проницаемости коллекторов по кривым капиллярного давления / Р. Т. Ахметов, В. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 4. – С. 52-56.

10. Белозеров, В. Б. Ловушки нефти и газа, моделирование залежей углеводородов / В. Б. Белозеров. – Томск: ТПУ, Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела, 2011. – 143 с.

11. Белошицкий, А. В. Практические аспекты применения геофизических методов для прогноза зон АВПД / А. В. Белошицкий, Ш. Г. Гарайшин // Геофизика. – 2021. – № 6. – С. 38-46.

12. Беляков, Е.О. Практические аспекты моделирования переходных нефтеводонасыщенных зон в терригенных коллекторах Западной Сибири по данным анализа керна и геофизических исследований скважин / Е. О. Беляков // PROнефть. – 2018. – №7. – С. 38-43.

13. Беляков, Е. О. Использование стохастической модели связанности порового пространства для описания фильтрационно-емкостных свойств пластов АС9-12 Приобского месторождения / Е. О. Беляков, В. М. Теплоухов // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 12. – С. 34-38.

14. Беляков, Е.О. Петрофизическое моделирование фильтрационно-емкостных свойств нефтеносных коллекторов в концепции связанности порового пространства (на примере традиционных терригенных коллекторов Западной Сибири) / Е. О. Беляков. – Москва – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2021. – 288 с.

15. Большаков, Ю. Я. Решение задач нефтегазопромысловой геологии на основе капиллярных моделей залежей / Ю. Я. Большаков, Е. Ю. Большакова ; Федеральное агентство по образованию, Гос. образовательное учреждение высш. проф. образования "Тюменский гос. нефтегазовый ун-т". – Тюмень: Тюменский гос. нефтегазовый ун-т, 2008. – 139 с. – ISBN 978-5-9961-0016-3.

16. Большаков, Ю. Я. Теория капиллярности нефтегазонакопления / Ю. Я. Большаков. – Новосибирск : Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1995. – 184 с.

17. Большакова, Е. Ю. Влияние капиллярных сил на образование целиков нефти в межскважинном пространстве при разработке залежей методом заводнения.// Е. Ю. Большакова, Ю. Я. Большаков, А. А. Дорошенко // Материалы научно-практической конференции «Нефтегазоносность и оптимальные методологические решения поиска, разведки и разработки месторождений углеводородов в пределах Западно-Сибирской плиты», Тюмень, 2003 г. – С. 177-182.

18. Большакова, Е. Ю. Моделирование нефтяных и газовых залежей на основе капиллярно-гравитационной концепции нефтегазонакопления с целью повышения эффективности их разведки и разработки: на примере месторождений Западной Сибири : 25.00.12 : автореф. дис. … канд. геол.-мин. наук / Большакова Евгения Юльевна – Тюмень, 2006. – 24 с.

19. Борисов, А. Г. Метод обобщения кривых капиллярного давления с построением капиллярных петрофизических моделей / А. Г. Борисов // Геология, география и глобальная энергия. – 2010. – №3. – С. 27-32.

20. Борисов, А. Г. Капиллярно-гидродинамическая модель пласта залежи как новый взгляд на механизмы извлечения нефти / А. Г. Борисов // Нефтепромысловое дело. – 2009. – №8. – С. 41-43.

21. Бородкин, В. Н. Характеристика строения, условий седиментации и нефтегазоносности резервуаров ачимовской толщи и их шельфовых аналогов в пределах Уренгойского региона / В. Н. Бородкин, А. М. Брехунцов, Н. П. Дещеня // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2001. – № 5. – С. 16-24.

22. Бородкин, В. Н. К вопросу уточнения западной и восточной границ ачимовского клиноформного комплекса Западной Сибири / В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков // Геология и геофизика. – 2015. – Т. 56, № 9. – С. 1630-1642. – DOI 10.15372/GiG20150905.

23. Брехунцов, А. М. Литолого-фациальные критерии прогноза коллекторов ачимовских отложений Восточно-Уренгойской зоны / А. М. Брехунцов, Н. В. Танинская, В. В. Шиманский, С. Ф. Хафизов // Геология нефти и газа. – 2003. – № 3. – С. 2-10.

24. Вассоевич, Н. Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) / Н. Б. Вассоевич // Изв. АН СССР, сер. геол., 1967, № 11, с. 135—156.

25. Вахитова, Г. Р. Уточнение петрофизической модели ачимовских отложений на основе фациального анализа условий осадконакопления / Г. Р. Вахитова, А. А. Казарян, Т. Ф. Хайбуллин // PROнефть. Профессионально о нефти. – 2021. – Т. 6, № 4. – С. 22-31.

26. Вендельштейн, Б. Ю. Влияние адсорбционных свойств породы на зависимость относительного сопротивления от коэффициента пористости / Б. Ю.Вендельштейн, М. М. Элланский. – Москва : Недра, 1964. – С. 181–193.

27. Вендельштейн, Б. Ю. Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа / Б. Ю. Вендельштейн, Г. М. Золоева, Н. В. Царева и [др.] ; – Москва : Недра, 1985. – 248 с.

28. Вероятностно-статистическая оценка подсчетных параметров для нефтяных месторождений ХМАО-ЮГРЫ / С. И. Грачев, О. П. Зотова, К. В. Коровин [и др.] // Академический журнал Западной Сибири. – 2018. – Т. 14, № 6(77). – С. 87-88.

29. Волков, А. М. Влияние вертикальной миграции флюидов на формирование нефти и газа / А. М. Волков, Н. Н. Поплавский, Н. Н. Ростовцев [и др.] // Труды ЗапСибНИГНИ, выпуск 8, 1968. – С. 275.

30. Волокитин, Я. Е. Комплексная методика оценки коэффициента нефтенасыщенности гетерогенных коллекторов / Я. Е. Волокитин, А. В. Хабаров // Каротажник. – 2009. – № 12(189). – С. 143-166.

31. Выделение продуктивных интервалов в засолоненных коллекторах Чаяндинского месторождения по результатам исследований комплексом Litho Scanner / С. Г. Крекнин, К. В. Пушников, Р. Р. Сафин [и др.] // Каротажник. – 2017. – № 12(282). – С. 30-41.

32. Гиматудинов, Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта/ Ш. К. Гиматудинов, А. И. Ширковский. – Москва : Недра, 1982. – 311 с.

33. Гречнева, О. М. Гипотеза формирования подвижной воды в ачимовских пластах Уренгойского месторождения / О. М. Гречнева // Газовая промышленность. – 2021. – № 3(813). – С. 32-37.

34. Гурари, Ф. Г. Геология и перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья / Ф. Г. Гурари. – Ленинград: Гостоптехиздат, Ленинградское отделение, 1959. – 172, [2] с., [3] л. фиг.: ил., карты – (Труды Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС); вып. 3:)

35. Данков, Б. С. Некоторые проблемы поисков ловушек нетрадиционного типа / Б. С. Данков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1995. – № 11–12. – С. 2–15.

36. Дарлинг, Т. Практические аспекты геофизических исследований скважин / Перевод с английского / Т. Дарлинг. – Москва : ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. – 400 с.

37. Дахнов, В. Н. Интерпретация каротажных диаграмм. Москва – Л., 1941. 496 с.

38. Дахнов, В. Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород / В.Н. Дахнов. – Москва: Недра. – 1985. – 310 с.

39. Дахнов, В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. Учебник для вузов. 2-е изд., перераб. / В. Н. Дахнов. – Москва : Недра, 1982. – 448 с.

40. Деменьтьев, Л. Ф. Изучение свойств неоднородных терригенных нефтегазоносных пластов / Ф. С. Акбашев, Л. Ф. Деменьтьев, В. М. Файнштейн. – Москва : Недра, 1980. – 212 с.

41. Дифференцированное определение фильтрационно- емкостных свойств неоднородных коллекторов вендских отложений Восточной Сибири по данным геофизических исследований скважин (на примере Чаяндинского и Ковыктинского месторождений) / И. В. Чурикова, Е. А. Пылев, Е. Е. Поляков [и др.] // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2021. – № 3(48). – С. 127-140.

42. Добрыдень, С. В. Прогноз проницаемости в терригенно-карбонатном разрезе с учетом литологической принадлежности горных пород / С. В. Добрыдень, С. К. Туренко, Т. В. Семенова // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 2. – С. 6-10.

43. Добрынин, В.М. Петрофизика / В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Д.А. Кожевников // Учебник для ВУЗов. Москва : ФГУП Изд-во "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. – 368 с.

44. Дорогиницкая, Л.М. Количественная оценка добывных характеристик коллекторов нефти и газа по петрофизическим данным и материалам ГИС / Л. М. Дорогиницкая. – Томск: ТПУ, 2007. – 276 с.

45. Евдощук, А. А. Причины существенного различия положения ВНК в пределах гидродинамически связанной залежи на месторождении Ванкорского кластера / А. А. Евдощук, **И. Р. Махмутов**, В. А. Волков, С. В. Туленков // Геомодель 2021 : Материалы 23-й конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа, Геленджик, 06–10 сентября 2021 года. – Москва: ООО "ЕАГЕ Геомодель", 2021. – С. 59. – DOI 10.3997/2214-4609.202157073.

46. Еникеев, Б. Н. 70 лет уравнению Дахнова-Арчи / Б. Н. Еникеев // Каротажник. – 2011. – № 7(205). – С. 209-226.

47. Ершов, Н. А. Моделирование тонкослоистых коллекторов для оценки фильтрационной анизотропии / Н. А. Ершов, А. М. Мельников, В. В. Попов // Каротажник. – 2012. – № 10(220). – С. 74-83.

48. Ершова, А. Н. Нефтяная опора России: как сохранить баланс между сегодняшними вызовами и будущей стабильностью [Электронный ресурс] / А. Н. Ершова. — URL: https://iz.ru/1886059/anastasia-ersova/neftanaa-opora-rossii-kak-sohranit-balans-mezdu-segodnasnimi-vyzovami-i-budusei-stabilnostu (дата обращения: 12.10.2023).

49. Жарков, А. М. Особенности геологического строения и прогноз распространения залежей углеводородов в ачимовской толще Западной Сибири / А. М. Жарков // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т. 11, № 4. – С. 10. – DOI 10.17353/2070-5379/51_2016.

50. Жданов, М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа / М. А. Жданов. – Москва : Недра, 1970. – 448 с.

51. Жемчужников, Ю. А Строение и условия накопления основных угленосных свит и угольных пластов среднего карбона Донецкого бассейна / Ю. А. Жемчужников, В. С. Яблоков, Л. Н. Боголюбова и [др.] : Тр. ИГН АН СССР, вып. 15. – Москва , Изд-во АН СССР, 1959, ч. 1, – 332 с. – I960, ч.2, – 347 с.

52. Жижимонтов, И. Н. Анализ причин неоднородного насыщения низкопроницаемых ачимовских отложений на основе петрофизического моделирования / И. Н. Жижимонтов, **И. Р. Махмутов**, А. А. Евдощук, Е. В. Смирнова // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 3. – С. 30-35. – DOI 10.24887/0028-2448-2022-3-30-35.

53. Золоева, Г.М. Оценка неоднородности и прогноз по ГИС – Москва : Недра, 1995.– 212 с.

54. Зубков, М.Ю. Понятие "остаточная водонасыщенность" и возможность ее определения в лабораторных условиях / М.Ю. Зубков // НТВ «Каротажник». – 2015. – № 7(253). – С. 63-78.

55. Индрупский, И. М. Влияние неоднородности вещественного состава цемента на петрофизические и фильтрационные характеристики коллектора / И. М. Индрупский, Е. Ю. Блинова, К. В. Коваленко // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 7. – С. 76-80.

56. Интегрированный подход к построению геологических моделей на основе фациального анализа / О. С. Генераленко, И. В. Шелепов, О. Э. Ермакова [и др.] // Георесурсы. – 2024. – Т. 26, № 3. – С. 33-42. – DOI 10.18599/grs.2024.3.5.

57. Исходный состав пластовых вод как основа гидрогеохимического контроля за разработкой ачимовских отложений Уренгойского НГКМ / Л. А. Абукова, О. П. Абрамова, А. В. Кошелев [и др.] // Приоритетные направления развития Уренгойского комплекса: Сборник научных трудов. – Москва: Издательство "Недра", 2013. – С. 171-180.

58. Комаров, С.Г. Геофизические методы исследования скважин. М: Гостоптехиздат, 1963. – 404 с.

59. Корреляционные способы оценки количественного критерия «коллектор - неколлектор» месторождений Западной Сибири / Г. В. Таужнянский [и др.] // Каротажник. – 2005. –No 8 (135). – С. 5–11.

60. Коссовская, А.Г. Глинистые минералы – индикаторы глубинного изменения терригенных пород / А. Г. Коссовская, В. А. Дриц, В. Д. Шутов. // Сб. «Геохим., минер. и петр.осад.образований» – Москва , изд-во АН СССР, 1964.

61. Крашенинников, Г. Ф. Учение о фациях: [учебник] / Г. Ф. Крашенинников. – Москва: Высшая школа, 1971. – 368 с.

62. Крупская, В. В. Влияние процессов образования аутигенных глинистых минералов терригенных пород на их коллекторские свойства (на примере пород Вартовского свода) / В. В. Крупская, Г. А. Калмыков, О. В. Хотылев, М. Ю. Ревва // Литология и полезные ископаемые. – 2006. – № 3. – С. 250-257.

63. Кудаманов, А. И. Влияние условий седиментации и литогенеза на коллекторские свойства неокомских отложений Сургутского свода Западно-Сибирской плиты / А. И. Кудаманов, К. Г. Скачек // Георесурсы. – 2008. – № 5(28). – С. 40-43.

64. Опыт построения ГДМ в условиях флюидальной неоднородности продуктивных пластов Имилорского месторождения / А. В. Кузнецов, В. И. Шаламова, И. В. Вершинина [и др.] // Недропользование XXI век. – 2018. – № 6(76). – С. 146-155.

65. Кузнецова, Я. В. Особенности строения переходных зон залежей, локализованных под нефтематеринскими породами / Я. В. Кузнецова, Ю. Я. Большаков // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – №4. – С. 10-14.

66. Мамяшев, В. Г. Петрофизические модели пород осадочного чехла Западно-Сибирской равнины. «Обоснование параметров подсчета запасов нефти и газа в отложениях Западной Сибири». Тюмень: ТюмГНГУ, – 2014. – 152 с.

67. Мамяшев, Т. В. Анализ особенностей поведения водонефтяных контактов юрских залежей / Т. В. Мамяшев, А. С. Ананченко, Т. П. Гроцкова // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО-Югры: материалы IX научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск, 2006. – С. 32-41.

68. **Махмутов, И. Р.** Изучение закономерностей распределения нефте- и водонасыщенных коллекторов в разрезе ачимовской толщи / И.Р. Махмутов, С.К. Туренко // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2025. – Т. 16, № 2. – С. 204-220. – DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2025.11.

69. **Махмутов, И. Р.** Разработка петрофизической модели ачимовских отложений на основе двухуровневой литофизической типизации пород / И. Р. Махмутов, М. С. Тарандюк, С. К. Туренко // Недропользование XXI век. – 2025. – № 5-6(109). – С. 16-25.

70. **Махмутов, И. Р.** Типизация пород ачимовской толщи методами машинного обучения на основе построения их объемно-компонентной модели / И. Р. Махмутов, С. К. Туренко // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 6(174). – С. 43-56. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-6-43-56.

71. **Махмутов, И. Р.** Совершенствование методики прогноза характера притока и обводненности в неоднородно насыщенных коллекторах ачимовской толщи по данным геофизических исследований скважин / И. Р. Махмутов, С. К. Туренко // Нефтяное хозяйство. – 2026. – № 2. – С. 6-12. – DOI 10.24887/0028-2448-2026-2-6-12.

72. Мельников Л., Мартынов М., Демин В. и др. Выделение потенциально продуктивных интервалов и детальное изучение петрофизических свойств нефтематеринских пород отложений баженовской свиты с помощью специального комплекса ГИС. SPE. 2015. Vol. 176698-RU.

73. Михайлов, А. Н. Основные представления о переходных зонах и водяных контактах в неоднородных пластах // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. – 2012. – No 1 (5). –С. 150–160.

74. Михайлов, Н. Н. Физика нефтяного и газового пласта: (физика нефтегазовых пластовых систем): учебное пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальности 130503 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений"

направления подготовки дипломированных специалистов 130500 "Нефтегазовое дело" / Н. Н. Михайлов; Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина. – Москва: ООО "МАКС Пресс", 2008. – 24 с. – ISBN 978-5-317-02615-8.

75. Муромцев, В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа: Л., «Наука», 1984, 260 с.

76. Мухидинов, Ш. В. Определение интервалов с наличием подвижной воды в отложениях ачимовской толщи / Ш. В. Мухидинов, Е. О. Беляков // PROнефть. Профессионально о нефти. – 2020. – № 4(18). – С. 34-39.

77. Моторин, И. В. Петрофизическое моделирование текущей водонасыщенности на основе экспериментов измерений электрической проводимости в разных режимах насыщенности водой при разной минерализации / И. В. Моторин, Е. О. Беляков // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 4. – С. 54-59. – DOI 10.24887/0028-2448-2025-4-54-58.

78. Наумов, А.Л. К методике реконструкции рельефа дна Западно-Сибирского раннемелового бассейна // Геология и геофизика. – 1977. – № 10. – С. 38–47.

79. Нафикова А. С. Изучение наклонного ВНК в пределах Грибного месторождения с целью поиска перспективных зон нефтеносности / А. С. Нафикова, В. С. Дручин, Н. Г. Аржиловская, П. В. Хлызов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 9. – С. 35-41.

80. Нежданов, А. А. Перспективы нефтегазоносности зоны аномально высоких пластовых давлений в Ямало-Ненецком автономном округе с учетом глубинной флюидодинамики / А. А. Нежданов, В. В. Огибенин // Георесурсы. – 2023. – Т. 25, № 3. – С. 13-26. – DOI 10.18599/grs.2023.3.3.

81. Нежданов А. А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири / А. А. Нежданов, В. А. Пономарев, Н. А. Туренков, С. А. Горбунов. – Москва : Издательство Академии горных наук, 2000. – 247 с.

82. Нестеренко, А. О. Петрофизическое моделирование на основе литолого-фациального анализа ачимовских отложений севера Западной Сибири / А. О. Нестеренко, И. Н. Жижимонтов, **И. Р. Махмутов**, А. В. Храмцова // Каротажник. – 2022. – № 6(320). – С. 118-131.

83. Нестеров, И. И. Нефтяная геология в XXI веке / И. И. Нестеров. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 1992. – № 3. – С. 7-13.

84. Новоселов, Д. В. Строение ачимовских отложений клиноформного комплекса Западной Сибири / Д. В. Новоселов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – № 2(86). – С. 31-34.

85. Новые представления о модели коллектора викуловской свиты Красноленинского месторождения (Западная Сибирь) / Т. Г. Исакова, Т. Ф. Дьяконова, А. Д. Носикова [и др.] // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2020. – № 3. – С. 66-74.

86. Новые стандарты изучения месторождений – разрез своими глазами. Опыт отбора керна на месторождениях Салым Петролеум Девелопмент / Я.Е. Волокитин, А.В. Хабаров, В.Б. Баранов [и др.] // ROGTEC. – № 21. – С. 46–57. – https://www.rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/09/5.SPD_.pdf

87. Опыт применения инновационного аппаратурно-методического комплекса АИНК-ПЛ в петрофизическом моделировании в периметре ПАО "НК "Роснефть" / **И. Р. Махмутов**, И. М. Ракаев, Д. А. Митрофанов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 2. – С. 66-71. – DOI 10.24887/0028-2448-2023-2-66-71.

88. Опыт применения малогабаритного прибора Pulsar для выявления пропущенных газонасыщенных интервалов и оценки их фильтрационно-емкостных свойств через обсадную колонну / Б. В. Хачатурян, Л. Е. Векленко, И. Н. Бурсин [и др.] // Каротажник. – 2018. – № 12(294). – С. 43-67.

89. Особенности интерпретации данных ГИС в ачимовских отложениях Западной Сибири / В. Г. Фоменко, Л. Е. Николаева, С. Н. Мохова [и др.] // Геофизика. – 2003. – № 1. – С. 45-50.

90. Особенности строения и оценки нефтенасыщенности верхнеюрских низкоомных коллекторов на примере Ватьеганского месторождения Западной Сибири / А. Д. Комова, Т. Ф. Дьяконова, Т. Г. Исакова [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 7(53). – С. 17-21.

91. Оценка применимости газовых методов увеличения нефтеотдачи для освоения трудноизвлекаемых запасов объектов-аналогов ачимовских отложений / А. В. Кобяшев, В. Н. Архипов, В. А. Захаренко [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. – 2023. – № 1(94). – С. 46-53.

92. Оценка характера насыщенности коллекторов ачимовских отложений по каротажу в условиях низкой проницаемости и фациальной неоднородности / А. Д. Егорова, Т. Г. Исакова, Л. К. Бата [и др.] // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2023. – № 2. – С. 128-138.

93. Патент № 2846840 Российская Федерация, МПК G01N 24/08. Способ определения минерального состава горной породы : заявл. 24.03.2025 : опубл. 17.09.2025 / Александров М. А., Басыров М. А., Зырянова И. А., **Махмутов И. Р.**, Митрофанов Д. А., Митрошин О. Ю.; заявитель Публичное акционерное общество "Нефтяная компания "Роснефть".

94. Первый опыт применения аппаратурного комплекса АИНК-ПЛ для оценки газонасыщенности в сложных геологических условиях ачимовских отложений / Д. Б. Родивилов, А. С. Мухаметьянов, **И. Р. Махмутов** [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2024. – № 11. – С. 26-31.

95. Петерсилье, В. И. К вопросу оценки параметров переходной зоны с использованием кривых капиллярного давления / В. И. Петерсилье, Ю.Я. Белов [и др.] // Совершенствование методики разведки нефтяных и газовых месторождений: труды ВНИГНИ. – 1982. – Вып. 242. – С. 63–71.

96. Петерсилье, В. И. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / В. И. Петерсилье, В. И. Пороскун, Г. Г. Яценко. – Москва – Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 262 с.

97. Петрофациальное моделирование Приобского месторождения как основа детализации геологической модели и оптимизации мониторинга разработки / М. А. Черевко, В. В. Каранов, Е. О. Беляков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 12. – С. 18-22.

98. Петрофизический способ прогноза характера насыщенности коллекторов ачимовской толщи при изменении минерализации пластовых вод / Д. Б. Родивилов, О. М. Гречнева, **И. Р. Махмутов** [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 8. – С. 56-59.

99. Пирсон, С.Д. Учение о нефтяном пласте / С. Д. Пирсон. – Москва : Гостоптехиздат, 1961. – 570 с.

100. Проблемы определения коэффициента проницаемости по геофизическим исследованиям скважин для сложнопостроенных коллекторов вендского периода Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения на этапе эксплуатационного бурения / Е. Е. Поляков, И. В. Чурикова, Е. А. Пылев [и др.] // Территория Нефтегаз. – 2018. – № 10. – С. 30-41.

101. Комплексный анализ факторов, влияющих на прогноз зон подвижной воды в ачимовских пластах на лицензионных участках компании "Газпром нефть" / Н. Н. Плешанов, Д. Н. Пескова, А. А. Забоева [и др.] // PROнефть. Профессионально о нефти. – 2020. – № 3(17). – С. 16-25. – DOI 10.7868/S2587739920030027.

102. Поднебесных, А. В. Основные типы вторичных изменений пород-коллекторов на территории Западно-Сибирской плиты / А. В. Поднебесных, С. В. Кузнецов, В. П. Овчинников // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 2(110). – С. 26-30. – DOI 10.31660/0445-0108-2015-2-26-30.

103. Практическое руководство по петрофизическому моделированию нефтегазонасыщенности / Д. Б. Родивилов, Ю. Д. Кантемиров, **И. Р. Махмутов**, А. В. Акиньшин. – Тюмень: ИПЦ «Экспресс», 2023. – 144 с. – ISBN 978-5-605-07330-7.

104. Применение методов иерархической классификации при формировании пространства классов в задаче по определению типов пород методами геофизических исследований скважин / В.Ю. Руденко, Д.Е. Гуренцов, М.Е. Смирнова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 4. – С. 20-25.

105. Применение современных методов ГИС и алгоритмов машинного обучения при обосновании типизации пород на месторождениях Ванкорского кластера / **И. Р. Махмутов**, А. А. Евдощук, Д. В. Грандов [и др.] // Геология нефти и газа. – 2020. – № 6. – С. 77-86. – DOI 10.31087/0016-7894-2020-6-77-86.

106. Развитие рынка отечественных высокотехнологичных геофизических приборов / И. М. Ракаев, Э. В. Гадельшин, И. А. Ханафин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 12. – С. 78-82.

107. Ратников, И. Б. Анализ характера насыщенности пород в неоднородном коллекторе на примере пласта АС10 Приобского месторождения / И. Б. Ратников, Н. С. Яркова, Е. А. Романов // Горные науки и технологии. – 2019. – Т. 4, № 1. – С. 42-56.

108. Родивилов, Д. Б. Петрофизическая основа моделирования процесса внедрения элизионных вод в газоносные отложения Ачимовской толщи / Д. Б. Родивилов, О. М. Гречнева, Н. Ю. Натчук, А. С. Русанов // Экспозиция Нефть Газ. – 2021. – № 6(85). – С. 41-45.

109. Родивилов, Д. Б. Модификация электрической модели Дахнова-Арчи при последовательном изменении минерализации поровых вод в термобарических условиях / Д. Б. Родивилов, Е. Н. Саломатин, Р. С. Шульга // PROнефть. Профессионально о нефти. – 2025. – Т. 10, № 3(37). – С. 60-67.

110. Севастьянов, А. А. Особенности геологического строения ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры / А. А. Севастьянов, К. В. Коровин, О. П. Зотова // Академический журнал Западной Сибири. – 2016. – Т. 12, № 1(62). – С. 23.

111. Соколова, Т. Ф. Обоснование положения водонефтяного контакта в верхнеюрских пластах в условиях фациальной изменчивости / Т. Ф. Соколова, Г. Р. Василевская, Е. А. Изюмова // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 1. – С. 24-27.

112. Строянецкая, Г. Е. Анализ эффективности моделей переходных зон для определения коэффициентов нефтенасыщенности и положения контакта углеводородов с водой / Г. Е. Строянецкая // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 6(138). – С. 67-76.

113. Сургучев, М. Л. Физико-химические микропроцессы в нефтегазоносных пластах [Текст] / М. Л. Сургучев, Ю. В. Желтов, Э. М. Симкин. – Москва : Недра, 1984. – 215 с.

114. Технология исследования геохимических параметров органического вещества керогенонасыщенных отложений (на примере баженовской свиты, Западная Сибирь) / Е. В. Козлова, Н. П. Фадеева, Г. А. Калмыков [и др.] // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2015. – № 5. – С. 44-53.

115. Тиаб, Д. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / Д. Тиаб ; Джеббар Тиаб, Эрл Ч. Доналдсон ; пер. с англ.

Углов М. Д. ; под ред. Петерсилье В. И., Былевского Г. А.. – 2-е доп. изд.. – Москва : Премиум Инжиниринг, 2009. – 838 с. – (Серия "Промышленный инжиниринг"). – ISBN 978-5-903363-12-4.

116. Типизация отложений тюменской свиты по степени гидродинамической активности условий осадконакопления при создании петрофизической модели и дифференцированной интерпретации геофизических исследований скважин / Т. Г. Исакова, А. С. Персидская, О. В. Хотылев [и др.] // Георесурсы. – 2022. – Т. 24, № 2. – С. 172-185.

117. Тиссо Б. Образование и распространение нефти и газа / Б. Тиссо, Д. Вельте. – Москва : Мир, 1981. – 501 с.

118. Тугарова, М. А. Вторичные процессы в ачимовских песчаниках на примере пласта Ач 18-1 Ямбургской площади (западная Сибирь) / М. А. Тугарова, И. В. Кирсанов, Б. Ю. Музраева // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2022. – Т. 17, № 4.

119. Тульбович, Б. И. Нефтенасыщенность и коллекторские свойства терригенных пород некоторых месторождений Пермской области //Геология нефти и газа. – 1975. – № 1. – С.61-64.

120. Фильтрационно-емкостная модель коллекторов ачимовских отложений Большого Уренгоя / В. Д. Моисеев, Ф. Я. Боркун, Г. Г. Кучеров [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2001. – № 4. – С. 28-31.

121. Фомичев В. А. Условия формирования берриас-ранневаланжинских отложений на севере Западной Сибири / В. А. Фомичев, И. В. Боева, Г. М. Зайчиков // Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса – Москва : Недра. – 1998. – С. 173-187.

122. Хабаров, А. В. Методика комплексного анализа данных керна и ГИС с целью литологической классификации терригенных коллекторов / А. В. Хабаров, Я. Е. Волокитин // Каротажник. – 2009. – № 12(189). – С. 83-128.

123. Хабаров, А. В. Оценка проницаемости терригенных пластов-коллекторов по керну, каротажу и промысловым данным / А. В. Хабаров, Я. Е. Волокитин // Каротажник. – 2009. – № 12(189). – С. 167-211.

124. Хайруллин, Б. Ю. Методическое руководство по отбору и анализу изолированного керна / Б. Ю. Хайруллин, В. Г. Мамяшев, В. В. Федорцов. – Тюмень: СибБурМаш, – 1999. – 24 с.

125. Ханин А. А. Породы коллекторы нефти и газа и их изучение / Ханин А.А. – Москва : Недра, – 1969, – С. 131-139.

126. Характеристика типа коллекторов пород ачимовской толщи севера Западной Сибири / А. Р. Курчиков, В. Н. Бородкин, А. С. Недосекин [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 3(111). – С. 22-25.

127. Черемисин, Н. А. Влияние пространственной связности и фильтрационно-емкостных свойств неколлекторов и глин на разработку месторождений / Н. А. Черемисин, И. А. Рзаев, Д. А. Алексеев // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С. 32-35.

128. Чернова, О. С. Систематика и иерархия природных резервуаров как основа палеоседиментологического моделирования / О. С. Чернова // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 317, № 1. – С. 116-121.

129. Шаламова, В. И. Построение гидродинамической модели в условиях флюидальной неоднородности продуктивных пластов Имилорского месторождения / В. И. Шаламова, И. В. Вершинина, М. А. Коваленко, Н. Н. Снытко // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 9. – С. 42-46.

130. Шутов, В.Д. Классификация песчаников / В. Д. Шутов // Литология и полезные ископаемые. – 1967. № 5. – С. 86–102

131. Элланский, М. М. и др. Влияние минерализации пластовой воды на остаточную водонасыщенность глинистых терригенных пород. – Москва: Производственно-издательский комбинат ВНИТИ, – 1987. – 17 с.

132. Amaefule J. O., Altunbay D., Tiab D., Kersey D. G., Keelan D. K., Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells // SPE 26436, 1993.

133. Berg R.R. Capillary pressures in stratigraphic traps // AAPQ Bull. 1975. Vol. 59.P. 939-956.

134. Capillary resistance and trapping of hydrocarbons: a laboratory experiment /G. M. G. Teige [et al.] // Petroleum Geoscience. – 2005. – Vol. 11, Issue 2. – P. 125–129.

135. Doveton, J.H. 2014. Principles of Mathematical Petrophysics. Oxford University Press.New York, New York. 288 p. Doveton

136. Freedman R., Herron S., Anand V. Et al. New Method for Determining Mineralogy and Matrix Properties from Elemental Chemistry Measured by Gamma Ray Spectroscopy Logging Tools. SPE. 2014. Vol. SPE-170722

137. Frontal and Lateral Submarine Lobe Fringes: Comparing Sedimentary Facies, Architecture and Flow Processes. Yvonne T. Spychala; David M. Hodgson;Amandine Prélat;Ian A. Kane;Stephen S. Flint;Nigel P. Mountney, Journal of Sedimentary Research (2017) 87 (1): 75–96.

138. Herron S. L., Herron M. M. Quantitative Lithology: an Application for Open and Cased Hole Spectroscopy. SPWLA, 1996. Vol. E.

139. Intrinsic controls on the range of volumes, morphologies, and dimensions of submarine lobes A. Prélat, J.A. Covault, D.M. Hodgson, A. Fildani, S.S. Flint December 2010 Sedimentary Geology 232(1-2):66-76

140. Krumbein, W.C., and Pettijohn, F.J., 1938, Manual of sedimentary petrography: Appleton-Century-Crofts, New York, 549 p.

141. Leverett M.C. Capillary behavior in porous solids // Trans. AIME. 1941. Vol. 142. P. 152.

142. Lomeland, F. A new versatile relative permeability correlation / Frode Lomeland, Einar Ebeltoft, Wibeke Hammervold Thomas // International Symposium of the Society of Core Analysts held in Toronto, Canada, 21-25 August, 2005.

143. Lowe, D.R. Sediment gravity flows. II. Depositional models with special reference to the deposits of high-density turbidity currents // Journal of Sedimentary Petrology, v. 52, p. 279–297, 1982.

144. M.M. Herron and A. Matteson in their paper, “Elemental Composition and Nuclear Parameters of Some Common Sedimentary Minerals,” Nuclear Geophysics, 1993, Vol. 7, No. 3, pp 383–406.

145. Mavko, G. The Rock Physics Handbook, tools for Seismic Analysis of Porous Media. / G. Mavko, T. Mukerji, J. Dvorkin – Cambridge: University Press, 2009. – 511 p.

146. Mayer, C., and Sibbit, A., 1980, GLOBAL: A new approach to computer-processed log interpretation: Society of Petroleum Engineers, SPE 9341-MS, 12 p.

147. McPhee, C. Core Analysis: A Best Practice Guide / C. McPhee, J. Reed, I. Zubizarreta. – Netherlands: Elsevier, 2015. – 829 p.

148. Michael M. Herron; Geochemical classification of terrigenous sands and shales from core or log data. Journal of Sedimentary Research 1988; 58 (5): 820–829. doi: https://doi.org/10.1306/212F8E77-2B24-11D7-8648000102C1865D

149. Morrow N.R. The retention of connate water in hydrocarbon reservoirs // J. Canad. Pertol.Technol., 1971, January-March.

150. Pettijohn, F. J., Potter, P. E., & Siever, R. (1987). Petrography of common sands and sandstones. In Sand and Sandstone (pp. 139-213). Springer, New York, NY.

151. Pickett, G., R., 1973, Pattern recognition as a means of formation evaluation: The Log Analyst, vol. 14, no. 4, p. 3–11.

152. Prelat A., Covault J.A., Hodson D.M., Fildani A., Flint S.S. Intrinsic controls on the range of volumes, morphologies, and dimensions of submarine lobes // Sedimentary Geology, v. 232, p. 66-76, 2010.

153. Radtke R. J., Lorente M., Adolph B. et al. A New Capture and Inelastic Spectroscopy Tool Takes Geochemical Logging to the Next Level. SPWLA, 2012. Vol. AAA.P. 1–16.

154. Reading H.G., Richards M. Turbidite systems in deep-water basin margins classified by grain size and feeder system // AAPG Bulletin, 1994, V.78, No.5, P 792-822.

155. Schowalter, T.T. (1979) Mechanics of Secondary Hydrocarbon Migration and Entrapment. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 25, 723-760.

156. Scikit-learn: Model evaluation [Электронный ресурс] / Scikit-learn contributors. — URL: https://scikit-learn.org/stable/modules/model_evaluation.html#classification-metrics (дата обращения: 12.10.2023).

157. Spychala Y.T., Hodson D.M., Prelat A., Kane I.A., Flint S.S., Mountney N.P. Frontal and lateral submarine lobe fringes: comparing sedimentary facies, architecture and flow processes // SEPM. Society for Sedimentary Geology, v. 87, p. 75-96, 2017.

158. Thomeer J.H.M. Introduction of a Pore Geometrical Factor Defined by the Capillary Pressure / J.H.M. Thomeer // Trans. AIME. – 1960. – 213. – P. 354-358.

159. Waxman, M.H. Electrical Conductivities in Oil-Bearing Shaly Sands / M.H. Waxman, L.J. Smits. // Soc. Pet. Eng. J. – 1968. – P.107-122.

СПИСОК ИЛЛЮСТРАЦИЙ

Рисунок 1.1 – Выкопировка из схемы районирования по типам разрезов нижнемеловых отложений Западной Сибири (берриас-апт) 10
Рисунок 1.2 – Объем выполненного комплекса ГИС месторождения «А» 12
Рисунок 1.3 – Иллюстрация получения притоков воды выше притоков нефти при наличии неоднородной нефтенасыщенности по разрезу скважины 15
Рисунок 1.4 – Сопоставление коэффициента пористости и проницаемости по пластам Ач-3, Ач-4 месторождения «А» 17
Рисунок 2.1 – Концептуальная модель строения глубоководных конусов выноса с многоточечным источником питания [154] 25
Рисунок 2.2 – Структурообразующие элементы подводных конусов выноса [152] 25
Рисунок 2.3 – Сопоставление пористости и проницаемости с цветокодированием по макрофациям 27
Рисунок 2.4 – Фото РЭМ образца песчаника пласта Ач-3, снимок с увеличением х680 32
Рисунок 2.5 – Гистограммы распределения ФЕС по данным керна в интервале пластов Ач-3, Ач-4 33
Рисунок 2.6 – Сопоставление коэффициентов пористости и проницаемости по пластам Ач-3, Ач-4 по опорной сети скважин месторождения «А» 33
Рисунок 2.7 – Сопоставление проницаемости с минеральным составом пород для пластов Ач-3, Ач-4 (шифр заливки аналогичен рисунку 2.6) 35
Рисунок 2.8 – Сопоставление проницаемости с минеральным составом глинистого цемента для пластов Ач-3, Ач-4 (шифр заливки аналогичен рисунку 2.6) 36
Рисунок 2.9 – Сопоставление проницаемости с гранулометрическим составом пород для пластов Ач-3, Ач-4 36
Рисунок 2.10 – Гистограммы распределения $\delta_{об}$(слева) и $\delta_{мин}$(справа) образцов керна пластов Ач-3 и Ач-4 37
Рисунок 2.11 – Гистограммы распределения методов ГГКп (а), ННКт (б), ГК (в), АК (г) 38
Рисунок 2.12 – Петрофизическая характеристика выделенных литотипов пластов Ач-3 и Ач-4 39
Рисунок 2.13 – Геохимическая классификация пород пласта Ач-3, Ач-4 с цветокодированием по литотипам (по Herron, 1988). 40
Рисунок 2.14 – Сопоставление пористости и проницаемости с цветокодированием по литотипам 42

Рисунок 2.15 – Геолого-геофизическая характеристика пластов Ач-3, Ач-4 месторождения «А» 43
Рисунок 2.16 – Элементы кривой капиллярного давления: 1 – первая стенка, 2 – давление начала вытеснения, 3 – первый изгиб, 4 – субгоризонтальный участок, 5 – второй изгиб, 6 – вторая стенка, 7 – неснижаемая водонасыщенность Swi [103] 44
Рисунок 2.17 – Кривые капиллярного давления с цветокодированием по литотипам 46
Рисунок 2.18 – Распределение размеров пустот по ртутной порометрии 47
Рисунок 2.19 – Гистограмма значений Кво пород пластов Ач-3, Ач-4 по данным ККД а)в целом, б) по литотипам. 49
Рисунок 2.20 – Сопоставление пористости и остаточной водонасыщенности с цветокодированием по литотипам 49
Рисунок 2.21 – Матрица корреляционных зависимостей параметров модели Томира от ФЕС (слева направо): Кп, Кпр, Кпр/Кп. а) для литотипов 3 и 4 б) для литотипа 5 50
Рисунок 2.22 – Оценка качества аппроксимации ККД: литотипы 3,4 (а), литотип 5 (б) 50
Рисунок 2.23 – Функции ОФП для различных литотипов 52
Рисунок 2.24 – Зависимости критических значений Кв* и Кв** от Кпр пород 53
Рисунок 2.25 – Пример несоответствия интерпретации данных ГИС результатам испытаний и данным керна 55
Рисунок 2.26 – Пример потери информативности анализа керна по свечению в УФ 56
Рисунок 2.27 – Гистограмма толщины однородных прослоев пластов Ач-3, Ач-4, выделяемых по керну 57
Рисунок 2.28 – Треугольная диаграмма гранулометрического состава пород изучаемого объекта 58
Рисунок 2.29 – Сопоставление коэффициента пористости и абсолютной проницаемости с интенсивностью свечения керна в УФ в интервалах выше ЗЧВ 59
Рисунок 2.30 – Сопоставление результатов пиролиза (пик S1) с Кпр пород пластов Ач-3 и Ач-4 60
Рисунок 2.31 – Модель строения переходной зоны однородного изотропного коллектора, согласно гравитационно-капиллярной концепции [103] 62
Рисунок 2.32 – Сопоставление кривых капиллярного давления (а) и давлений вытеснения (б) 63
Рисунок 2.33 – Капиллярно-фильтрационная модель переходной зоны, отражающая неравномерную насыщенность ачимовских коллекторов пластов Ач-3, Ач-4 месторождения «А». (СубК – субколлектор) 66

Рисунок 2.34 – Принципиальная схема двухуровневой петрофизической модели и её связь с фациальным строением месторождения 68
Рисунок 3.1 – Сопоставление химического состава пород по данным метода ИНГКс с данными РФА по керну 74
Рисунок 3.2 – Планшет сопоставления минерального состава пород по данным расширенного комплекса ГИС и данных РСА, определений ФЕС образцов керна скважины №1 75
Рисунок 3.3 – Графики сопоставления компонентов ОКМ по данным расширенного комплекса ГИС с керновыми исследованиями на примере скважины №1. Ось ординат – содержание компонент по ГИС, ось абсцисс – содержание компонент по керну 76
Рисунок 3.4 – Сопоставление минерального состава пород по данным стандартного каротажа с РСА по керну на примере скважины №1 77
Рисунок 3.5 – Количественная оценка достоверности определения литотипов по двум ОКМ изучаемых пород (матрица ошибок) 80
Рисунок 3.6 – Зависимость давления вытеснения от коэффициента проницаемости для коллекторов пластов Ач-3 и Ач-4 в системе нефть-вода 82
Рисунок 3.7 – Зависимость граничного значения коэффициента проницаемости от высоты над ЗЧВ 84
Рисунок 3.8 – Определение интервалов субколлекторов по данным ГИС. Скважина 1 85
Рисунок 3.9 – Определение интервалов субколлекторов по данным ГИС. Скважина 2 86
Рисунок 3.10 – Сопоставление коэффициента пористости коллекторов изучаемых отложений по ГИС и пористости по керну (в ТБУ) 87
Рисунок 3.11 – Пример формирования зоны проникновения ФБР (а) и её отсутствия (б) . 89
Рисунок 3.12 – Обоснование граничного значения коэффициента пористости для пластов Ач-3, Ач-4 изучаемого месторождения 90
Рисунок 3.13 – Верификация граничного значения пористости по данным гидродинамического каротажа 91
Рисунок 3.14 – Сопоставление коэффициента проницаемости коллекторов изучаемых отложений по ГИС и керну: а) по существующей методике б) по литотипам 92
Рисунок 3.15 – Сопоставление Рп-Кп в атмосферных (а) и пластовых (б) условиях для изучаемых отложений, измеренных при разной минерализации пластовой воды 94
Рисунок 3.16 – Зависимость коэффициента цементации уравнения Дахнова-Арчи от УЭС пластовой воды в атмосферных (а) и пластовых (б) условиях 94
Рисунок 3.17 – Сопоставление емкости катионного обмена полученной по данным керна и ГИС в ачимовских отложениях изучаемого месторождения 96

Рисунок 3.18 – Результаты сопоставления усовершенствованной модели Дахнова-Арчи с измерениями УЭС 100% водонасыщенных образцов керна в атмосферных и пластовых условиях 97
Рисунок 3.19 – Сопоставление Рн-Кв в атмосферных (а) и пластовых условиях (б) для изучаемых отложений, измеренных при разной минерализации пластовой воды..... 98
Рисунок 3.20 – Пример оценки кажущегося УЭС пластовой воды по методике построения Пикетт-плота с известными параметрами a, m, n 99
Рисунок 3.21 – Сопоставление Кв по ГИС, определенных с учетом и без учета вариаций коэффициента «m» модели Дахнова-Арчи с Кво по керну и Кв парафинированных образцов с сохраненной насыщенностью 100
Рисунок 3.22 – Сопоставление Ро с Кп с дифференциацией по характеру притока по результатам испытаний скважин изучаемой толщи 101
Рисунок 3.23 – Сопоставление Кв с Кпр по ГИС с дифференциацией по характеру притока по результатам испытаний скважин изучаемой толщи 102
Рисунок 3.24 – Планшет интерпретации данных ГИС по предложенной методике..... 104
Рисунок 3.25 – Блок-схема и алгоритм геологической интерпретации данных ГИС пластов Ач-3 и Ач-4 ачимовской толщи изучаемого месторождения 105
Рисунок 4.1 – Пример практической апробации разработанной методики при прогнозе начальной обводненности горных пород изучаемой толщи..... 109
Рисунок 4.2 – Сопоставление прогнозной и фактической начальной обводненности скважин в интервале ачимовской толщи изучаемого месторождения..... 110

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1 – Объем лабораторных исследований керна 12
Таблица 2 – Фации и макрофации, выделенные по керну (по материалам ООО «РН – Геология Исследование Разработка») 27
Таблица 3 – Капиллярная модель насыщенности по литотипам 51
Таблица 4 – Аппроксимационные параметры модели LET 52
Таблица 5 – Краткая литолого-петрофизическая характеристика пород-коллекторов 59
Таблица 6 – Объемно-компонентная модель и петрофизические константы для расширенного комплекса ГИС 73
Таблица 7 – Объемно-компонентная модель и петрофизические константы для стандартного комплекса ГИС 73
Таблица 8 – Граничные значения коллектор/неколлектор изучаемых отложений 90
Таблица 9 – Сопоставление результатов оценки суммарных эффективных толщин изучаемого объекта по существующей и предлагаемой петрофизической модели (ПМ) 103