

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

На правах рукописи

Добрыдень

ДОБРЫДЕНЬ СТАНИСЛАВ ВИКТОРОВИЧ

**МЕТОДИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ
ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН В РАЗРЕЗАХ
ВУЛКАНИЧЕСКИХ ФОРМАЦИЙ**

**(на примере вулканогенно-осадочной толщи северо-восточного обрамления
Красноленинского свода)**

Специальность 1.6.9 – «Геофизика»

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени

кандидата геолога – минералогических наук

Научный руководитель: доктор
технических наук, профессор
Туренко Сергей Константинович

Тюмень – 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
Глава 1. АНАЛИЗ МЕТОДИК ИЗУЧЕНИЯ ВУЛКАНИЧЕСКИХ ФОРМАЦИЙ МЕТОДАМИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН.....	13
Выводы по главе 1.....	32
Глава 2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВУЛКАНОГЕННО-ОСАДОЧНОЙ ТОЛЩИ СЕВЕРО-ВОСТОЧНОГО ОБРАМЛЕНИЯ КРАСНОЛЕНИНСКОГО СВОДА.....	33
2.1 Особенности геологического строения толщи.....	33
2.2 Петрофизическая и геофизическая характеристика толщи	42
Выводы по главе 2.....	49
Глава 3. КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПЕТРОГРАФО- ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРНЫХ ПОРОД.....	50
3.1 Выделение петротипов.....	51
3.2 Химический состав.....	53
3.3 Минеральный состав	55
3.4 Фильтрационные-ёмкостные свойства.....	58
3.5 Плотностные и акустические свойства	61
3.6 Электрические свойства.....	63
3.7 Естественная радиоактивность	66
3.8 Капиллярные свойства	71
3.9 Структура пустотного пространства	76
Выводы по главе 3.....	84
Глава 4. МЕТОДИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН	87
4.1 Оценка качества материалов геофизических исследований скважин	87

4.2	Петрологическое расчленение разреза	90
4.3	Определение коэффициента пористости	101
4.4	Выделение коллекторов	103
4.5	Определение типа пустотного пространства и количественная оценка коэффициентов трещинной, каверновой, межгранулярной пористости.....	111
4.6	Определение коэффициента проницаемости.....	119
4.7	Определение коэффициента нефтенасыщенности и характера насыщения	129
	Блок-схема геологической интерпретации данных ГИС	135
	Выводы по главе 4.....	137
	Глава 5. ПРАКТИЧЕСКАЯ АПРОБАЦИЯ РАЗРАБОТАННОЙ МЕТОДИКИ ПРИ ПРОГНОЗЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК СКВАЖИН	139
	Выводы по главе 5.....	146
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	147
	СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	149
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	150
	СПИСОК РИСУНКОВ.....	163
	СПИСОК ТАБЛИЦ	168
	СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ	168
	ПРИЛОЖЕНИЯ	169

ВВЕДЕНИЕ

Современный этап развития нефтегазовой промышленности характеризуется увеличением доли объектов сложного геологического строения в мировом объёме добычи углеводородов (УВ). Одним из таких объектов являются горные породы-коллекторы фундамента осадочных бассейнов.

Промышленные скопления УВ в горных породах фундамента выявлены в нефтегазоносных провинциях по всему миру. Глубина залегания продуктивных интервалов достигает нескольких километров, этаж нефтегазоносности первых тысяч метров, дебит жидкости при испытаниях 1000-2000 тонн в сутки. Наиболее крупные месторождения приурочены к гранитоидным породам: Пис-Ривер (Канада), Нафора-Ауджила (Ливия), Белый Тигр, Дракон, Кыулонг (Вьетнам), Ла-Паз, Мара (Венесуэла), Хюгтон-Пенхэндл (США), Зейт-Бэй (Египет), Оймаша (Казахстан) и другие. Реже встречаются месторождения УВ в метаморфических горных породах: Уилмингтон, Орт, Рингвальд (США), Пси-Экс (Индонезия), Кикинда (Сербия), Берёзовское, Восточно-Каменное, им. Н.К. Байбакова (Россия) и карбонатных отложениях: Ренкю, Янсен (Китай), Малоическое, Чкаловское, Нижне-Табаганское, Герасимовское, Новопортовское (Россия) и другие.

Значимая доля запасов нефти и газа в горных породах фундамента связана с отложениями вулканических формаций, промышленные залежи в которых выявлены на месторождениях Азербайджана (Зардоб, Джафарлы, Мурадханлы), Грузии (Самгори, Телети, Патардзеули), Украины (Днепровско-Донецкая впадина, Предкарпатье), Индонезии (Джатибаранг), Индии (Камбейский бассейн), Китая (А-Бей, Дацин), Японии (Ниигата, Ниси-Нагаока), Кубы (Кристалес), Аргентины (Ранкилл) и других стран. Дебиты жидкости при испытаниях достигают 500-1000 тонн в сутки. В Российской Федерации залежи УВ открыты в вулканических формациях Южного Сахалина, равнинного Крыма, Восточной Сибири (Виллюйская синеклиза). В Западной Сибири крупнейшая зона нефтегазонакопления в рассматриваемом типе отложений расположена в Ханты-Мансийском автономном округе - Югре (ХМАО). На территории ХМАО вулканические формации вмещают

большую часть выявленных в горных породах фундамента запасов УВ (рис. 0.1). Развитие инфраструктуры и нефтегазодобывающих предприятий в указанном регионе делает экономически привлекательной разработку залежей УВ в отложениях вулканических формаций, сложное геологическое строение которых обуславливает необходимость их детального изучения.

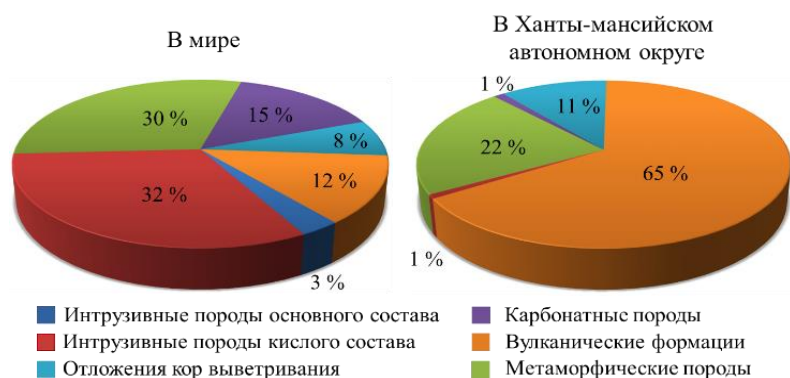


Рисунок 0.1 – Распределение объёмов геологических запасов углеводородов в различных типах горных пород фундамента в мире [100] и в ХМАО [188]

Актуальность темы исследования

На фоне прогрессирующего истощения традиционных запасов углеводородов (УВ) заметный вклад в поддержание необходимого уровня добычи вносят залежи, приуроченные к вулканическим формациям. Последние сложены вулканогенными, вулканогенно-осадочными, осадочными горными породами, многообразие сочетаний которых вызывают трудности при их изучении методами геофизических исследований скважин (ГИС). Обусловлено это многообразием структур, текстур, особенностей структуры пустотного пространства (наличием трещин, каверн, межгранулярных пор, неравномерным распределением пустот по размерам), химического, минерального состава, петрофизических свойств горных пород. Характерным примером таких отложений является вулканогенно-осадочная толща северо-восточного обрамления Красноленинского свода, вмещающая наиболее крупные в доюрском основании Западной Сибири залежи нефти. Несмотря на высокую степень изученности толщи керном и геофизическими методами некоторые вопросы геологической интерпретации ГИС не решены или находятся на начальном этапе разработки, а подходы, зарекомендовавшие себя в

других вулканических формациях, требуют адаптации с учётом индивидуальных особенностей рассматриваемых отложений.

В связи с этим, разработка методики, позволяющей на примере изучаемой толщи повысить эффективность геологической интерпретации данных ГИС в разрезах вулканических формаций является актуальной задачей.

Степень разработанности темы исследования

Вопросами изучения вулканических формаций методами ГИС занимались многие исследователи: Авербух А.Ф., Афанасьев В.С., Боркун Ф.Я., Богомаз Е.Ф., Боронин П.А., Джафаров И.С., Еникеев Б.Н., Зубков М.Ю., Ирбэ В.А., Итенберг С.С., Кожевников Д.А., Кошляк В.А., Крылова О.В., Мамяшев В.Г., Петерсилье В.И., Поспелов В.В., Резванов Р.А., Руденко В.Ю., Смоляков Г.А., Соколова Т.Ф., Томилова Н.Н., Шилов Г.Я., Шнип О.А., Шнурман Г.А., Ванг П., Мачин Н., Невилл Т., Фаруки М., Хоу Х., Цанг У. и другие. Среди отмеченных необходимо выделить работы специалистов компаний ООО «Нефтегазгеофизика» (Хаматдиновой Э.Р., Теленкова В.М., Малинина А.В., Козяра В.Ф. и др.), ПАО «Сургутнефтегаз» (Ефимова В.А., Мальшакова А.В., Глебачевой Н.К. и др.), ПАО «Лукойл» (Гильмановой Н.В. и др.), «Шлюмберже» (Макарычева Г., Езерского Д., Егорова С., Карпекина Е.А. и др.) посвящённые решению как отдельных задач, так и комплексной интерпретации данных ГИС изучаемой вулканогенно-осадочной толщи.

Наиболее подробно авторами освещены вопросы петрологического расчленения вулканических формаций, выделения коллекторов, определения типа пустотного пространства, коэффициента пористости (K_p) горных пород. Заметно меньше внимания уделено определению характера насыщения и коэффициента нефтенасыщенности (K_n), ещё меньше – прогнозу коэффициента проницаемости ($K_{пр}$) горных пород и продуктивности скважин по данным ГИС.

Для целевого объекта не в полной мере изучены возможности повышения достоверности определения подсчётных параметров (эффективных толщин, K_p , K_n) и фильтрационных свойств ($K_{пр}$, фазовых проницаемостей) по данным

стандартного комплекса ГИС, включающего акустический (АК), нейтронный (НК), гамма-гамма-плотностной (ГГК-П), гамма (ГК), электрический (электромагнитный) (ЭК, ЭМК) каротажи. Вместе с тем, существующие интерпретационные подходы разрабатывались в основном более 10 лет назад (2005-2011 гг.) и могут быть уточнены и расширены с учётом накопленной геолого-геофизической информации. Одним из потенциальных направлений для этого является углублённое исследование и учёт влияния особенностей происхождения (генезиса) и вторичных преобразований на вещественный (химический, минеральный) состав, структуру пустотного пространства, петрофизические свойства и геофизические параметры горных пород.

Цель исследования

Разработка методики геологической интерпретации данных ГИС, позволяющей на основе учёта генезиса и вторичных преобразований повысить достоверность определения подсчётных параметров и фильтрационных свойств горных пород вулканических формаций.

Основные задачи исследования:

1. Анализ существующих методик геологической интерпретации данных ГИС в разрезах вулканических формаций.
2. Изучение особенностей геологического строения вулканогенно-осадочной толщи северо-восточного обрамления Красноленинского свода.
3. Комплексный анализ результатов петрографо-петрофизических исследований горных пород изучаемой вулканогенно-осадочной толщи с учётом их генезиса и вторичных преобразований.
4. Разработка методики геологической интерпретации данных ГИС, учитывающей генезис и вторичные преобразования горных пород изучаемой вулканогенно-осадочной толщи.
5. Практическая апробация разработанной методики при прогнозе эксплуатационных характеристик скважин.

Методы исследования

1. Обобщение и критический анализ существующих методик изучения вулканических формаций методами ГИС.
2. Систематизация и комплексный анализ данных ГИС, керна, испытаний, промыслово-геофизических (ПГИ), геолого-технических (ГТИ) и гидродинамических (ГДИ) исследований скважин.
3. Статистическая обработка результатов петрографо-петрофизических исследований керна, геофизических параметров и анализ их взаимосвязей.
4. Обработка и интерпретация геолого-геофизической информации с использованием современных математических методов и специализированных программных комплексов («GeoOfficeSolver», «Прайм», «Геопоиск», «GeoScheme», «Statistica» и других).

Научная новизна

1. Впервые для изучаемого объекта на основе лабораторных исследований керна выявлены и объяснены эмпирические закономерности изменения петрофизических свойств [фильтрационно-ёмкостных (пористости, проницаемости, водоудерживающей способности), плотностных (объемной и минеральной плотности), акустических, электрических (удельного сопротивления, естественных потенциалов), радиоактивных (гамма-активности и содержания естественных радиоактивных элементов)] горных пород в зависимости от их генезиса и вторичных преобразований.
2. Выделены петрологические типы (петротипы) на основе различий минерального состава и ёмкостных свойств горных пород с использованием адаптированной для изучаемых отложений минерально-компонентной модели. Определены закономерности изменения граничных значений коэффициента пористости и критических значений водонасыщенности петротипов в зависимости от их генезиса и вторичных преобразований.

3. Усовершенствован способ определения типа пустотного пространства горных пород путём учёта влияния вторичных минералов на геофизические параметры. Предложен способ определения коэффициента проницаемости по данным стандартного комплекса ГИС (АК, НК, ГГК-П, ГК), учитывающий структуру пустотного пространства горных пород.

4. Разработана методика геологической интерпретации геофизических исследований скважин, основанная на учёте генезиса и вторичных преобразований горных пород вулканогенно-осадочной толщи северо-восточного обрамления Красноленинского свода. Отличительными чертами методики является углублённое исследование и учёт влияния вещественного состава и петрофизических свойств пород на геофизические параметры.

Защищаемые научные положения

1. Учёт выявленных закономерностей изменения вещественного состава, петрофизических свойств, структуры пустотного пространства горных пород в зависимости от их генезиса и вторичных преобразований является одним из необходимых условий повышения информативности методов ГИС в разрезах вулканических формаций.

2. Методика геологической интерпретации данных ГИС, учитывающая генезис и вторичные преобразования позволяет повысить достоверность определения подсчётных параметров (эффективных толщин, коэффициентов пористости, нефтенасыщенности) и фильтрационных свойств (коэффициентов абсолютной и фазовых проницаемостей) горных пород вулканогенно-осадочной толщи северо-восточного обрамления Красноленинского свода.

3. Повышение достоверности определения фильтрационных свойств на основе учёта структуры пустотного пространства горных пород открывает возможность прогноза начальной продуктивности и обводнённости скважин по данным стандартного комплекса ГИС (АК, НК, ГГК-П, ГК, ЭК (ЭМК)).

Практическая значимость и реализация результатов работы

В результате выполненных исследований снижена неоднозначность геологической интерпретации данных ГИС (благодаря учёту вновь выявленных закономерностей изменения вещественного состава и петрофизических свойств горных пород в зависимости от их генезиса и вторичных преобразований). Как следствие, повышена точность определения подсчётных параметров и фильтрационных свойств, обеспечена высокая эффективность выделения промышленных коллекторов, достигнуто улучшение качества планирования геолого-технических мероприятий.

Полученные научные результаты по результатам внедрения в ПАО «Сургутнефтегаз» удостоены премии В.С. Дешуры за разработку мероприятий по повышению эффективности производства, имеющих наибольший подтверждённый экономический эффект за 2018 год. Элементы разработанной методики использованы при подсчёте запасов УВ в отложениях вулканогенно-осадочной толщи месторождений Красноленинского свода (2016-2022 гг.).

Фактический материал и личный вклад автора

В основу работы положены результаты ГИС, ГТИ, ГДИ, ПГИ, испытаний 70 поисково-разведочных и 30 эксплуатационных скважин (общая проходка более 25000 метров) Рогожниковского, Высотного, Восточно-Рогожниковского, имени Шпильмана В.И. (Северо-Рогожниковского) месторождений. Материалы петрографо-петрофизических исследований керна (проходка с отбором керна 7500 метров, средний вынос 87%, изученных образцов более 7500) рассмотренных месторождений, выполненные специалистами научно-производственного комплекса петрофизических исследований Тюменского отделения «СургутНИПИнефть».

Сбор, обобщение, комплексный анализ геолого-геофизической информации выполнены лично автором, а также с его непосредственным участием при работе ведущим геофизиком в Тюменском отделении «СургутНИПИнефть» в 2016-2022 гг. Автором выполнен критический анализ методик интерпретации данных ГИС

вулканических формаций и намечены направления их совершенствования; выявлены факторы, определяющие вариации вещественного состава и петрофизических свойств горных пород; разработана и практически апробирована методика геологической интерпретации, учитывающая влияние указанных факторов на геофизические параметры; сформулированы защищаемые положения и научная новизна.

Апробация результатов работы

Основные положения и результаты выполненных исследований обсуждались на международной научно-практической конференции «Современные технологии нефтегазовой геофизики» (г. Тюмень, 2017, 2018, 2019, 2020, 2022); XVII, XVIII, XIX конференциях молодых специалистов организаций, осуществляющих виды деятельности, связанные с использованием участков недр на территории Ханты-мансийского автономного округа – Югры (г. Ханты-Мансийск, 2017, 2018, 2019); XII научно-практической конференции молодых учёных «Салмановские чтения» (г. Тюмень, 2018); всероссийском конкурсе «Новая идея» на лучшую научно-техническую разработку среди молодежи предприятий и организаций топливно-энергетического комплекса (г. Москва, 2019); международном научно-практическом форуме «Нефтяная столица» (г. Ханты-Мансийск, г. Нижневартовск 2019, 2020); молодёжном конкурсе «Лучшая идея научно-исследовательской работы Тюменской области» (г. Тюмень, 2020); конференции SPE «Геологоразведка на нефть и газ» (г. Тюмень, 2022).

По теме диссертации опубликовано 12 работ, в том числе 8 статей в ведущих научных журналах, рекомендованных ВАК Российской Федерации.

Структура и объём работы

Диссертация состоит из введения, пяти глав и заключения. Объём работы составляет 168 страниц текста, 84 рисунка, 2 таблицы, 2 приложения. Список литературы содержит 188 наименований.

Благодарности

Автор искренне признателен и благодарен научному руководителю, доктору технических наук, профессору Туренко Сергею Константиновичу, за квалифицированную поддержку, неизменное внимание, конструктивные замечания, ценные советы и рекомендации, полученные в ходе подготовки диссертационной работы.

Автор глубоко благодарен кандидату геолого-минералогических наук Ефимову Виктору Абрамовичу за формирование научных интересов и профессиональных качеств, всестороннюю помощь и содействие при обсуждении и написании диссертации, совместную работу на протяжении многих лет научно-производственной деятельности.

Большую помощь в подготовке диссертации оказали результаты работ, замечания, советы и консультации кандидатов геолого-минералогических наук Коровиной Т.А., Шадринной С.В., Мамяшева В.Г., Зубкова М.Ю., Боркуна Ф.Я.

Решение ряда вопросов было возможным благодаря поддержке директора ТО «СургутНИПИнефть» Кондакова А.П., заместителя директора по научной работе Николаевой Е.В., заместителя директора по геологии Ревнивых В.А., сотрудников аппарата управления Игнатъевой Л.Г., Ильясовой М.М., а также сотрудников кафедры «Прикладная геофизика» Тюменского индустриального университета Девяшиной Л.А. и других. Автор выражает им искреннюю признательность.

Автор благодарит коллег: кандидата геолого-минералогических наук Ракитина Е.А., Акманаева А.Р., Лубинца И.Б., Джаманова А.Ш. и других за ценные советы и замечания по представлению результатов диссертации.

Автор крайне признателен своим близким за терпение и помощь при написании, редактировании и оформлении диссертационной работы.

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ МЕТОДИК ИЗУЧЕНИЯ ВУЛКАНИЧЕСКИХ ФОРМАЦИЙ МЕТОДАМИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Вулканические формации состоят из вулканогенных, вулканогенно-осадочных, осадочных горных пород [83, 159], образующих совокупности с дискретными (индивидуализирующими их от соседних объектов) природными границами [13].

Вулканогенные горные породы (вулканиты) относятся к магматическим образованиям, сформировавшимся в поверхностных или приповерхностных условиях в результате вулканической деятельности. В составе вулканитов выделяют эффузивные, экструзивные – представленные застывшими лавами потоков, экструзивных куполов и вулканокластические разности. Последние разделяются на лавокластические, формирующиеся в результате дробления лавовых тел (лавокластиты, гиалокластиты), лавовой цементации обломочного материала (кластолавы) и пирокластические (туфы, агглютинаты, игнимбриты), образованные из раскалённых обломков вулканических извержений. Наряду с вулканогенными горными породами, в вулканических формациях присутствуют осадочно-вулканогенные (примесь осадочного материала до 50%), вулканогенно-осадочные (примесь вулканогенного материала до 50%) и осадочные отложения. Соотношение объёмов различных типов горных пород зависит от химического состава лавы и внешних условий извержения [83, 113, 157].

Формирование горных пород вулканических формаций сопровождается образованием первичного пустотного пространства – трещин усадки, пустот дегазации, перлитизации (в лавах), трещин дробления (в лавокластических), пустот, связанных с неплотной упаковкой обломков (в пирокластических), межобломочных пор (в осадочно-вулканогенных, вулканогенно-осадочных и осадочных породах) [83]. Образование пустот вторичного происхождения обусловлено тектоническими, гипергенными, гидротермально-метасоматическими процессами [2, 31, 77, 108, 181 и др.]. Тектонические процессы способствуют

формированию трещин, зон дробления, кливажирования, зеркал скольжения и милонитизации [139]. Развитие тектонических процессов способствует усилению гидротермальных преобразований, которые могут приводить к отложению в пустотах вторичных минералов, либо к растворению первичных минералов или замещению их гидротермальными [77, 134, 140, 142]. Характер гидротермальных преобразований зависит от вещественного состава горных пород. Вулканитам основного состава характерны процессы хлоритизации, кальцитизации, цеолитизации [20,79], кислого – пелитизации-гидрослюдизации, хлоритизации, сидеритизации, альбитизации, микроклинизации, окварцевания [132,134,140,173].

Важное значение при формировании коллектора имеет первичный химический состав и тип горной породы. Фильтрационно-ёмкостные свойства (ФЕС) вулканитов возрастают от основных разностей к кислым, и от эффузивных образований к вулканокластическим. Так, например, диапазоны изменения K_p и $K_{пр}$ диабазов, долеритов, базальтов Хапчагайского мегавала и Средне-Тюнгского выступа (Восточная Сибирь) составляют 1.5-5.5% и 0.001-1.9 мД [124], андезитов Евлах-Агджабединского прогиба (Азербайджан) – 1-25% и 0.0003-47.5 мД [141], риолитов Северо-Даниловского месторождения (Западная Сибирь) – 2-38% и 0.001-100 мД [57]. Рассмотренные диапазоны получены в результате исследований образцов керн и характеризуют пустотное пространство минералогической матрицы горных пород. Дополнительно на ФЕС влияют макротрещины и каверны, фиксируемые по данным петрографического описания колонок керн.

Характерной особенностью вулканитов является сложная структура пустотного пространства. Размеры пустот превышают размеры соединяющих их каналов на два-три порядка [71, 77, 184]. Это отличает вулканогенные горные породы от песчано-глинистых и карбонатных, где расхождения размеров пустот и сужений между ними, в основном, не превышает одного-двух порядков [125, 143]. Указанный фактор предопределяет пониженные фильтрационные свойства вулканитов. На рисунке 1.1 приведено сравнение ФЕС осадочных (доломитов Восточной Сибири – пласт Б₁₂, песчаников Западной Сибири – пласт БС₁) и вулканогенных (основных и средних эффузивов Азербайджана [71], кислых

вулканитов Красноленинского свода Западной Сибири) отложений [181]. При схожих $K_{\text{п}}$ наблюдается снижение $K_{\text{пр}}$ по мере усложнения структуры пустотного пространства (уменьшения размера фильтрационных каналов). Наиболее ярко рассматриваемый эффект проявлен в эффузивах, где связь крупных пустот осуществляется по соединяющим их нитевидным каналам [31,71, 87, 147].

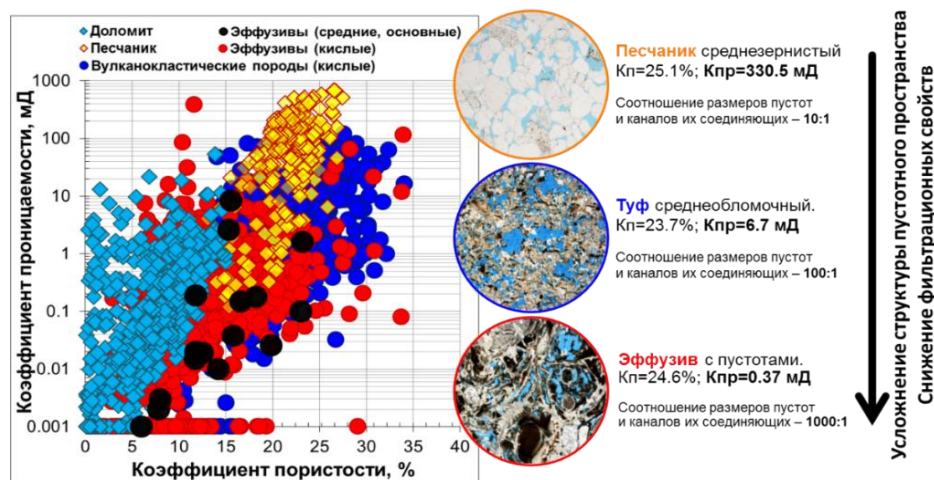


Рисунок 1.1 – Сравнение ФЕС осадочных и вулканогенных горных пород (выполнил автор по материалам ТО «СургутиНИПИнефть и [71])

Таким образом, многообразие типов горных пород и вторичных преобразований, в совокупности с их неравномерным пространственным распределением, обуславливают высокую степень изменчивости отложений вулканических формаций и делают их сложным для изучения объектом.

Базовым источником информации при изучении вулканических формаций являются результаты петрографических и петрофизических исследований керна. В работах [83, 129, 157, 167] по данным наблюдений за областями современного и древнего вулканизма выполнена классификация вулканогенных и вулканогенно-осадочных горных пород приведена информация об их генетических типах и соответствующих им структурно-текстурным особенностям. Систематизации магматических, в том числе вулканогенных горных пород, по химическому и минеральному составу посвящены работы [126, 159 и др.]. Особенности постмагматических преобразований вулканитов под действием гипергенных и гидротермально-метасоматических процессов и их влияние на петрофизические свойства рассмотрены в работах [105, 132, 134, 140, 161, 167, 173, 179, 180]. Особый

практический интерес представляют исследования структуры пустотного пространства [31, 71, 77, 104, 106, 147, 184] и петрофизических свойств вулканитов: фильтрационно-ёмкостных [52, 57, 71, 77, 79, 97, 104, 165, 170, 181], электрических [79, 97, 104, 136], плотностных, акустических, деформационных [79, 104, 132, 133, 134, 136, 174], радиоактивных [5, 53, 79], тепловых [63, 133], магнитных [112, 133, 163]. Анализ результатов петрографо-петрофизических исследований является основой геологической интерпретации геофизических методов.

Гравитационные, магнитные, электрические методы разведочной геофизики позволяют выявлять неоднородности физических свойств, связанные с разуплотнёнными участками вулканических толщ, зонами развития вулканитов различного химического состава [69, 77, 100, 119, 156, 164]. Привлечение данных сейсморазведки позволяет прогнозировать пространственное распределение различных типов горных пород и выполнять их межскважинную корреляцию, выявлять тектонически ослабленные зоны, осуществлять поиск перспективных для первичного вскрытия участков вулканических толщ [2, 14, 73, 77, 100, 117, 150, 156, 158, 168, 176, 182]. Схожие подходы используются в сложнопостроенных карбонатных толщах [92]. Положительные результаты при поиске скоплений углеводородов в вулканических массивах различных нефтегазоносных провинций мира получены при совместном применении методов разведочной геофизики, данных геохимических исследований подземных и поверхностных вод, наземном картировании и аэрофотосъёмке геологических структур [69, 77, 156, 158, 160].

Вопросам применения ГИС при изучении горных пород вулканических формаций посвящены работы ряда отечественных [2, 15, 26, 51, 61, 74, 75, 77, 79, 86, 97, 100, 136, 141, 155, 166, 184, 185, 187 и др.] и зарубежных исследователей [148, 153, 156, 165, 169, 170, 178, 180 и др.].

Начальным этапом интерпретации данных ГИС (после первичной оценки качества каротажных диаграмм) является петрологические расчленение, необходимость которого обусловлена наличием коллекторов в определенных петрологических типах пород. Многообразие структур, текстур, особенностей пустотного пространства, химического, минерального состава, петрофизических

свойств приводит к существенным перекрытиям диапазонов изменения геофизических параметров и обуславливает необходимость их комплексного использования при разделении вулканических формаций на петротипы [24, 128, 136, 156 и др.]. На примере фундамента Тынъярской площади (Западная Сибирь) [86] и месторождения Белый Тигр [75] показана возможность разделения интрузивных (гранитоидов) и эффузивных (риолитов, трахитов) горных пород по возрастанию общей радиоактивности (γ), содержаний урана (U), калия (K) и снижению содержания тория (Th) от первых к последним. Выделить осадочные прослои среди вулканитов основного состава позволяет совместное применение методов СГК и НК. С ростом содержания осадочного материала возрастают концентрации калия и водорода [74, 162]. В работе [26] для разрезов доюрского основания Западной Сибири разделение вулканогенных и осадочных отложений предложено производить с использованием параметров уравнений авторегрессии и вейвлет-анализа данных ГИС. В работах [15, 188] петрологическое расчленение разрезов доюрского основания Западной Сибири (в том числе вулканогенных) выполнено по алгоритмам классификации программного комплекса «GeoOffice Solver» и на основе многовекторной классификации распознавания образов. Показана возможность разделения магматических горных пород по уменьшению радиоактивности и увеличению объёмной плотности от кислых разностей к ультраосновным. Схожие данные получены Шиловым Г.Я., Джафаровым И.С. [141] при выделении лав различного химического состава на площади Мурадханлы (Азербайджан), а также Liu J. с соавторами [178] при разделении вулканитов бассейна Сунляо (Китай) по составу (содержанию SiO_2 , Na_2O , K_2O) путём сопоставления естественной радиоактивности по ГК и содержания тория по СГК.

Для петрологического расчленения изучаемой вулканогенно-осадочной толщи Хаматдиновой Э.Р. [136] предложены качественные и количественные критерии, полученные на основе совместного статистического анализа результатов изучения керна и геофизических параметров – интервального времени продольной упругой волны (Δt_p) по АК, водородосодержания (W) по НК, плотности (δ) по ГГК-П. В работах Гильмановой Н.В. с соавторами [26, 60, 186] рассмотрена

методика пошагового выделения петротипов с использованием парных сопоставлений параметров ГИС, комбинации которых выбраны на основе дискриминантного анализа. Помимо комплекса АК, НК, ГГК-П авторы привлекают электрическое сопротивление ($\rho_{п}$) по боковому каротажу (БК), амплитуду собственных потенциалов ($\Delta U_{пс}$) по методу самопроизвольной поляризации (ПС), концентрации ЕРЭ (K, U, Th). В работе [102] описано применение методов машинного обучения с последующей кластеризацией горных пород по параметрам геофизических методов (АК, НК, ГГК-П, ГК, БК). Выполнена количественная оценка значимости параметров ГИС при дифференциации пород на петротипы.

Применение специальных методов ГИС (акустического широкополосного (АКШ), импульсного нейтрон-гамма спектрометрического (ИНГК-С), ядерно-магнитного каротажей (ЯМК), электрического микроимиджера) для петрологического расчленения целевого объекта описано в работах специалистов компании «Шлюмберже» [183, 185]. На основании различий элементного состава текстурных особенностей, структуры пустотного пространства горных пород с использованием метода нейронных сетей выделены различные по происхождению и степени метаморфизма петротипы. Применение подобного подхода описано и в зарубежной литературе (Pal. A, Machin N., Farouoqui M. и др. [148, 156]). На примере нефтегазоносных вулканических формаций Китая, Индии показана высокая эффективность разделения лав и пирокластических отложений по данным микроимиджера, а также идентификации вторичных преобразований по соотношению содержаний химических элементов, регистрируемых ИНГК-С. Применение метода ЯМК для петрологического расчленения целевого объекта рассмотрено специалистами ООО «Нефтегазгеофизика» [184]. Отмечена высокая эффективность ЯМК при разделении эффузивных и пирокластических отложений характеризующихся различной структурой пустотного пространства.

На рисунке 1.2 представлены особенности существующих для изучаемой вулканогенно-осадочной толщи методик петрологического расчленения разрезов скважин, указаны объёмы исследований и разведочные площади по которым они проводились, перечислены выделяемые с использованием методик петротипы.

Гильманова Н.В., 2007 г.

Комплекс ГИС:
АК, НК, ГТК-П, ГК, СТК, БК, ПС
Объём выборки:
более 1000 пластопересечений.
Метод выделения петротипов:
дискриминантный анализ.
Разведочные площади:
Рогожниковская, Борковская.

№	Петротип
1	Неизменённые лавы
2	Трещиноватые, брекчированные лавы
3	Перлиты
4	Лавобрекчии
5	Кластолавы
6	Туфы
7	Сидеритизированные лавы
8	Туфоизвестняк
9	Терригенные
10	Базальт
11	Кора выветривания

Хаматдинова Э.Р., 2010 г.

Комплекс ГИС:
АК, НК, ГТК-П
Объём выборки:
12948 пластопересечений.
Метод выделения петротипов:
статистический анализ.
Разведочные площади:
Рогожниковская.

№	Петротип
1	Неизменённые эффузивные лавы
2	Лавы с трещинами и кавернами
3	Лавобрекчии, туфоконгломераты
4	Туфы
5	Кластит
6	Базальт

Смоляков Г.А. и др., 2022 г.

Комплекс ГИС:
АК, НК, ГТК-П, ГК, СТК, БК, ПС
Объём выборки:
не указан.
Метод выделения петротипов:
статистический анализ.
Разведочные площади:
Средне-Назымская.

№	Петротип
1	Неизменённые лавы
2	Лавы трещиноватые
3	Лавобрекчии, перлиты
4	Туфы
5	Туфы изменённые
6	Терригенные
7	Базальт

Руденко В.Ю. и др., 2022 г.

Комплекс ГИС:
АК, НК, ГТК-П, ГК
Объём выборки:
3850 пластопересечений.
Метод выделения петротипов:
кластерный анализ.
Разведочные площади:
Средне-Назымская, Малоатлымская и др.

№	Петротип
1	Андезидацитовые лавы
2	Риодацитовые лавы и трещиноватые лавы
3	Риодацитовые лавы и лавобрекчии перлитовые
4	Риодацитовые туфы
5	Риодацитовые лавы афировые и туфы окварцованные
6	Риодацитовые лавы изменённые
7	Риодацитовые лавобрекчии изменённые

«Шлюмберже», 2007 г.

Комплекс ГИС: АКШ, ИНГК-С, ЯМК, электрический микроимиджер
Объём выборки: 497 пластопересечений.
Метод выделения петротипов: нейросетевой анализ.
Разведочные площади: Рогожниковская.

№	Петротип	№	Петротип
1	Лавовые потоки	4	Туфы обломочные
2	Вторично изменённые лавы	5	Туфы кристалл-литокластические
3	Брекчии	6	Терригенные

Рисунок 1.2 – Особенности методик петрологического расчленения изучаемой толщи (составил автор по данным [26, 60, 102, 136, 185, 186])

Видно, что выделяемые петротипы во многом схожи. Основная их часть относится к вулканитам лавового и вулканокластического (лавобрекчии, кластолавы, туфы) происхождения, кислого состава (риолиты, риодациты, дациты). Присутствуют основные вулканиты (базальт) и терригенные отложения. Некоторые авторы выделяют средние вулканиты (андезит), вулканогенно-осадочные породы (туфоизвестняк и др.), отложения коры выветривания.

Отдельного рассмотрения требуют горные породы, преобразованные вторичными процессами. В существующих методиках они объединены в петротипы «изменённых» лав и туфов, при этом характер вторичных изменений отличается у различных авторов. Выделяют сидеритизированные [26], хлоритизированные [185], гидрослюдизированные [60], перекристаллизованные (с отложением опала, халцедона и глинистых минералов) [60, 102] разности преобразованных вулканитов. Вместе с тем лабораторные исследования горных пород изучаемой толщи [140, 181] и областей современного вулканизма [132, 133, 134] показывают,

что тип вторичных преобразований является одним из основных факторов, определяющих петрофизические, в частности, фильтрационно-ёмкостные свойства вулканитов и, как следствие, их способность быть коллекторами пластовых флюидов. Исходя из этого перспективным является рассмотрение возможности усовершенствования существующих методик петрологического расчленения путём более детального учёта вторичных преобразований.

Изучение **минерального состава** горных пород вулканических формаций возможно посредством сопоставлений показаний геофизических методов (АК, НК, ГГК-П) с нанесением литологических линий, отражающих установленные на керне особенности минерального состава горных пород. На примере разрезов фундамента Западной Сибири [68] и Азербайджана [2, 111, 141] рассмотренный способ позволил оценить состав вулканитов (основной, кислый) и отличить их от совместно залегающих осадочных пород. В работах Итенберга С.С., Шнурмана Г.А., Крыловой О.В. [61, 79] на примере нефтенасыщенных эоценовых вулканитов Грузии петрологическое расчленение и определение состава выполнено с использованием литологического треугольника, позволяющего оценить содержание осадочного и вулканического материала в твёрдой фазе горных пород.

Определение *минерального состава изучаемой вулканоогенно-осадочной толщи* производят с использованием петрофизической инверсии путём решения системы уравнений, связывающих показания методов ГИС и объёмные содержания минеральных и неминеральных компонентов горных пород. В работах Хаматдиновой Э.Р. [136], Теленкова В.М., Козыра В.Ф. и др. [121, 187] решение системы петрофизических уравнений выполнено по комплексу методов АК, НК, ГГК-П для коэффициента пористости и трёх минеральных компонентов: 1) кварц, полевые шпаты (ПШ); 2) хлорит; 3) гидрослюда. В работе Руденко В.Ю. с соавторами [107] решение системы уравнений выполнено по комплексу методов АК, НК, ГГК-П, ГК для коэффициента пористости и трёх минеральных компонентов: 1) кварц, ПШ; 2) глинистые минералы; 3) железистые минералы. Основным отличием рассмотренной методики является использование разработанного авторами гибридного подхода, позволяющего по данным ГИС

рассчитать значения петрофизических констант для минералов и отследить их изменения по разрезу.

Авторы рассмотренных работ отмечают перспективность привлечения дополнительных геофизических параметров для расширения перечня определяемых компонентов. Возможность такого расширения реализована специалистами компании «Шлюмберже» [185], где решение системы петрофизических уравнений выполнено по данным АК, НК, ГГК-П с привлечением содержаний химических элементов (Si, Ca, Fe, Al, K, Na) по ИНГК-С для коэффициента пористости и семи минеральных компонентов: 1) кварц; 2) калиевый ПШ; 3) натриевый ПШ; 4) гидрослюда; 5) хлорит; 6) сидерит; 7) кальцит. При отсутствии специальных методов ГИС перечень определяемых компонентов может быть расширен с использованием данных СГК (содержаний ЕРЭ: К, U, Th). Включение последних в систему петрофизических уравнений позволит повысить точность определения минерального состава и ёмкостных свойств горных пород. Вместе с тем требуют дополнительного изучения вопросы обоснования петрофизических констант (характеристик чистых минералов), в том числе содержаний ЕРЭ, необходимые для решения системы петрофизических уравнений.

Выделение горных пород-коллекторов в разрезах вулканических формаций сопряжено с многочисленными трудностями [104, 108, 109]. Наиболее надёжно наличие коллекторов устанавливается по данным ПГИ и ГДИ [96]. По данным большинства авторов [2, 51, 61, 96, 108, 187 и др.] прямые качественные признаки коллекторов, отражающие проникновение в пласт фильтрата бурового раствора, характеризуются переменной устойчивостью в вулканогенных разрезах и могут быть использованы только в комплексе с количественными критериями. На качественном уровне выявление коллекторов возможно по комплексу методов СГК и НК, так как формирование пустот в вулканитах сопровождается снижением содержания калия и увеличением водорода [74, 75, 77, 162]. В работах [60, 79, 89, 111, 141] на примере нефтегазоносных вулканических формаций Азербайджана, Грузии, Западной Сибири выделение коллекторов производят с использованием граничных значений коэффициентов общей и вторичной пористости. При этом,

именно вторичная пористость наиболее тесно связана с продуктивностью скважин при испытаниях. Полезную информацию о наличии коллекторов в разрезах скважин содержат данные ГТИ. Разуплотнённым интервалам характерно увеличение скорости бурения, принимающим и отдающим жидкость – изменение расхода бурового раствора, продуктивным – повышение содержания углеводородов в промывочной жидкости [51, 75, 86, 141].

Выделение коллекторов в изучаемой вулканогенно-осадочной толще может быть выполнено методом закачки в пласт раствора меченого вещества (азотнокислого гадолиния) по изменению показаний метода НК до и после закачки с последующим контролем выделенных интервалов по результатам ПГИ, испытаний [88]. В работах [184, 187] показана эффективность использования прямых качественных признаков (радиального градиента электрических сопротивлений, зарегистрированных зондами различной глубинности, сужения диаметра скважины, вызванного образованием глинистой корки). Авторы отмечают снижение информативности косвенных признаков (отрицательных аномалий ПС, уменьшения значений γ , содержаний K, U, Th), что обусловлено влиянием минерального состава изучаемых отложений.

Выделение коллекторов с использованием количественных критериев (граничного значения коэффициента пористости ($K_p^{гр}$) и рассчитанных на его основе граничных значений геофизических параметров (Δt_p , W, δ)) рассмотрено в работах [51, 60, 185, 186]. Для выделения трещинных коллекторов вместо значения $K_p^{гр}$ в работе [16] предложено использовать граничное значение ρ_p , полученное при статистической обработке данных БК, с учётом результатов испытаний. Авторы отмечают необходимость совместного использования качественных признаков и количественных критериев, а также комплексирования нескольких параметров ГИС при выделении коллекторов. Пример такого комплексирования рассмотрен в работах Ефимова В.А. [52, 186], где критерий выделения коллекторов получен путём разделения поля распространения геофизических параметров (δ по ГГК-П и Δt_p по АК) горных пород на области характерные коллекторам и неколлекторам с учётом данных испытаний, ПГИ и опробований пласта на кабеле (ОПК).

Положительные результаты получены при выделении коллекторов в разрезах изучаемой толщи с использованием специальных методов ГИС (ЯМК, АКШ). В работах Гильмановой Н.В. [26], Хаматдиновой Э.Р. [136] приведены примеры выявления эффективных толщин по АКШ с использованием параметров поверхностной волны Стоунли (интервального времени - Δt_{st} и коэффициента затухания - α_{st}), характеризующей движение пластового флюида вдоль стенок скважины [49, 151, 171, 172 и др.]. Выделение проницаемых интервалов реализуют по превышению зарегистрированных значений Δt_{st} , α_{st} относительно фоновых показаний в интервалах плотных, непроницаемых горных пород. Специалистами компаний ООО «Нефтегазгеофизика» [184] и «Шлюмберже» [183, 185] показана возможность выделения коллекторов с использованием рассчитанных по ЯМК значений коэффициентов эффективной пористости и проницаемости. Отмечена целесообразность совместного применения данных ЯМК и АКШ для учёта влияния связанности пустотного пространства и макро- и микротрещиноватости на фильтрационные свойства горных пород.

Специальные методы ГИС выполнены в ограниченном объёме скважин, что затрудняет возможность их широкого применения. На практике выделение коллекторов в разрезах изучаемой толщи производят с использованием значения $K_{п}^{гр}$, примеры обоснования которого рассмотрены в работах [60, 185, 186]. Авторы отмечают низкую эффективность использования значения $K_{п}^{гр}$ (диапазон неоднозначности разделения горных пород на коллекторы и неколлекторы по пористости составляет от 10-12% до 23-26%). В работах [51, 185, 186] показано, что эффективность разделения изучаемых отложений на коллекторы и неколлекторы отличается для различных типов горных пород. В связи с этим перспективным направлением для повышения достоверности выделения коллекторов по данным стандартного комплекса ГИС является уточнение значения граничной пористости путём разделения горных пород, встречающихся в разрезах скважин изучаемой толщи, на петрологические типы и получение индивидуальных значений $K_{п}^{гр}$ для каждого из них.

Определение коэффициента пористости вулканических формаций может быть выполнено по данным отдельных методов ГИС при условии учёта характеристик твёрдой фазы горных пород. В работе Петерсилье В.И. [97] на примере туфогенных коллекторов месторождения Кристалес (Куба) показана необходимость учёта влияния поверхностной проводимости на электрическое сопротивление горных пород при определении коэффициентов пористости и нефтенасыщенности по данным ЭК (ЭМК). В работах Итенберга С.С., Шнурмана Г.А., Крыловой О.В. [61, 79] на примере нефтенасыщенных вулканитов площадей Самгори и Телети (Грузия) показана возможность определения $K_{п}$ с погрешностью, не превышающей 3.5% при условии учёта плотности твёрдой фазы, рассчитанной с использованием литологического треугольника. Схожий подход описан в зарубежной литературе (М.У. Fargooqi с соавторами [61, 79]) для нефтегазоносных вулканических формаций месторождения Дацин (Китай) и Деканских траппов (Индия), минеральный состав и плотность твёрдой фазы которых рассчитаны по данным расширенного комплекса ГИС (ГГК-ЛП, ИНГК-С). Также для определения $K_{п}$ авторы применяют ЯМК отмечая при этом необходимость учёта влияния ферромагнитных минералов на показания метода.

Определение коэффициента пористости горных пород изучаемой вулканогенно-осадочной толщи по данным каждого из основных методов пористости (АК, НК, ГГК-П) рассмотрено в работе Хаматдиновой Э.Р. [136]. Показано, что использование отдельных методов ГИС приводит значительным погрешностям вследствие влияния минерального состава и структуры пустотного пространства на геофизические параметры. Для увеличения точности определения большинство авторов [68, 107, 121, 136 и др.] рекомендует определять $K_{п}$ решением системы петрофизических уравнений, как это было рассмотрено выше при определении минерального состава. В работах Ефимова В.А. с соавторами [52, 186] предложен способ комплексирования методов АК, НК, ГГК-П путём построения трёхмерных эмпирических зависимостей типа «кern-ГИС», позволяющих определять $K_{п}$ с погрешностью $\pm 3\%$. Определение $K_{п}$ изучаемых отложений с использованием ЯМК рассмотрено в работах [183, 184]. Авторы отмечают

приемлемую сходимость получаемых результатов с данными керновых исследований и указывают на необходимость учёта искажающего влияния ферромагнитного материала (в повышенных количествах содержащегося в вулканитах основного состава) при переходе от кислых вулканитов к основным.

Тип пустотного пространства и количественная оценка доли трещин, каверн, межгранулярных пор может быть выполнена по данным стандартного комплекса ГИС сопоставлением значений коэффициента общей пористости (по данным НК, ГГК-П) и пористости матрицы, установленной по данным ЭК. В работах [61, 79, 111, 141] на примере нефтегазоносных вулканических формаций Азербайджана и Грузии расчёт доли трещин в составе пустотного пространства горных пород выполнен, как разность коэффициентов пористости по НК и ЭК. В работе [74] тип пустотного пространства предложено определять через петрологический тип горной породы. Пустоты вулканогенных пород (эффузивов, вулканокластических) представлены кавернами и трещинами, в вулканогенно-осадочных и осадочных преобладает межгранулярный тип пустот. Выявление зон трещиноватости возможно посредством анализа полной волновой картины, регистрируемой при АКШ, как это показано на примере газоносных вулканических формаций Хапчагайского мегавала Вилюйской синеклизы (Восточная Сибирь).

В зарубежной литературе для определения типа пустот и количественной оценки пустотного пространства широко применяются методы электрического и акустического сканирования стенок скважин. В работе А. Раг с соавторами [148] на примере нефтенасыщенных вулканогенных коллекторов Камбейского бассейна (Индия) на основе контраста электрического сопротивления по данным микросканера выделены зоны трещиноватости, кавернозности, количественно оценены доли трещин и каверн в составе пустотного пространства горных пород. Применение электрического микросканера для изучения распространения трещиноватости с целью выявления зон развития коллекторов рассмотрено на примере вулканогенных отложений месторождения Дацин (Китай) [165], гранитоидных и эффузивных пород Кыулонгской впадины (Вьетнам) [75, 89].

Определение типа и количественная оценка пустотного пространства горных пород изучаемой вулканогенно-осадочной толщи. На качественном уровне выделение трещиноватых участков изучаемой толщи возможно по динамическим параметрам упругих волн, нарушению осей синфазности фазо-корреляционных диаграмм (ФКД), как это показано в работах [51, 68], а также по превышению фактических значений интервального времени поверхностной волны Стоунли над модельными [16, 26, 60]. В работе Глебачевой Н.К. с соавторами [30] разделение пород по типу пустотного пространства (трещинный, трещинно-кавернозный, кавернозно-гранулярный) выполнено по величине общей пористости, рассчитанной по стандартному комплексу ГИС (АК, НК, ГГК-П). Количественное определение трещинной пористости по данным ГИС авторы работ [16, 60] рекомендуют выполнять с использованием формулы Нечая А.М. [90], описывающей изменение УЭС горных пород с трещинно-блоковой пустотностью. Расчёт $K_{п}^{тр}$ производят по величине снижения УЭС относительно значений, характерных коллекторам с межгранулярным типом пустотного пространства.

Применение специальных методов ГИС для выделения и количественной характеристики зон трещиноватости, кавернозности изучаемой толщи рассматривалось специалистами компании «Шлюмберже» [183, 185]. Определение трещинной и каверновой пористости, раскрытости, плотности, углов падения, азимутов простирания трещин выполнено по данным электрического микросканера. Для различия открытых трещин и каверн от заполненных вторичными минералами с высокой электропроводностью использованы данные широкополосного акустического каротажа.

Специальные методы ГИС выполнены в ограниченном объёме скважин, в связи с этим перспективным направлением является разработка способов учёта влияния вторичных минералов по данным стандартного комплекса ГИС. Так, в работе [60] показана возможность идентификации трещин, заполненных железосодержащими минералами. Вместе с тем не разработаны способы учёта влияния карбонатных, глинистых минералов, оказывающих схожее с трещинами и кавернами влияние на геофизические параметры.

Значительно меньше в литературе освещены вопросы определения характера насыщения, коэффициентов нефтенасыщенности проницаемости по данным ГИС.

Характер насыщения и коэффициент нефтенасыщенности горных пород вулканических формаций традиционно определяют по данным электрометрических (электромагнитных) методов ГИС. В работах [2, 111, 141] на примере нефтеносных эффузивных толщ Евлах-Агджабединского (Азербайджан) разделение продуктивных и водонасыщенных интервалов выполнено графическим способом путём сопоставления фактического УЭС пластов с теоретическим УЭС, рассчитанным через геофизические параметры, характеризующие пористость (водородосодержание, интервальное время продольной волны). В качестве критического условно принято значение УЭС, соответствующее коэффициенту водонасыщенности 50%. Для определения коэффициента нефтенасыщенности авторы используют электрические зависимости параметра пористости (P_n) от K_n и параметра насыщения (P_n) от K_v с фиксированными значениями показателей структуры (m) и смачиваемости (n). В работе [97] на примере туфов месторождения Кристаллес (Куба) определение K_n предложено производить с учётом влияния поверхностной проводимости на УЭС горных пород.

Характер насыщения и коэффициент нефтенасыщенности горных пород изучаемой вулканогенно-осадочной толщи определяют также через электрическое сопротивление по данным ЭК (ЭМК). В работе Хаматдиновой Э.Р. [136] определение характера насыщения горных пород изучаемой толщи предложено производить путём сопоставления УЭС- K_n с использованием критических значений, установленных по данным статистической обработки значений УЭС и K_n пластов с учётом результатов испытаний скважин. Схожий подход применён в работе Ефимова В.А. [52], при этом критические значения УЭС определены с использованием кривых относительных фазовых проницаемостей (ОФП). Разделение продуктивных и водоносных интервалов изучаемой толщи может осуществляться методом нормализации кривых БК и НК (описание метода приведено в [96]), как это показано в работе [183]. Определение коэффициента нефтенасыщенности горных пород предложено [52] производить через УЭС по

электрическим зависимостям ($P_{п}=f(K_{п})^{-m}$, $P_{н}=f(K_{в})^{-n}$), полученным на экстрагированных образцах керна стандартного размера.

Сложный минеральный состав и структура пустотного пространства горных пород вулканических формаций являются причиной значительных вариаций электрического сопротивления и могут приводить к его аномальным проявлениям в интервалах-коллекторах. Так, в работе [136] отмечено существенное перекрытие областей характерных водонасыщенным и нефтенасыщенным интервалам на сопоставлении УЭС- $K_{п}$, обусловленное, вероятно, влиянием рассмотренных выше факторов. Авторами отмечена высокая изменчивость показателей степени m и n электрических зависимостей $P_{п}=f(K_{п})^{-m}$, $P_{н}=f(K_{в})^{-n}$, что затрудняет определение нефтенасыщенности по единым для изучаемого объекта петрофизическим связям. Выполненный авторами анализ показателей m и n не выявил чётких закономерностей их изменения для различных типов горных пород (эффузивов, кластолав, туфов, туфоконгломератов и др.). Отмечено возрастание показателя m с увеличением пористости, а также при переходе от эффузивных пород к пирокластическим, что обусловлено, вероятно, влиянием крупных каверн [136, 184]. Схожая тенденция отмечена Проняковым В.А. [104] для нефтеносных туфов и туффитов месторождения Южный Жетыбай (Казахстан). В работе [184] показано, что снижение значений m и n характерно микротрещиноватым и тонкопористым горным породам. Вместе с тем, выполненные в ТО «СургутНИПИнефть» (Шадрин С.В., Кирицкий И.Л. и др. [140]) исследования шлифов и образцов керна показали, что существенное влияние на показатели m и n горных пород изучаемой толщи оказывают вторичные преобразования: процессы глинизации способствуют снижению показателей электрических зависимостей, альбитизации – увеличению.

Перспективным направлением является комплексное исследование факторов, влияющих на электрическое сопротивление изучаемых отложений, а также разработка методик определения характера насыщения (в том числе критических значений водонасыщенности) и коэффициента нефтенасыщенности с учётом особенностей структуры пустотного пространства и минерального состава, обусловленных генезисом и типом вторичных преобразований горных пород.

Определение коэффициента проницаемости имеет важное практическое значение при прогнозе продуктивности скважин и планировании геолого-технических мероприятий. Сложная структура пустотного пространства обуславливает низкую тесноту связи проницаемости горных пород вулканических формаций с их пористостью, что существенно снижает точность определения $K_{пр}$ по зависимости $K_{пр}=f(K_{п})$ [52, 104, 109 и др.]. Для коллекторов с трещинным типом эффективной ёмкости определение $K_{пр}$ может быть выполнено путём пересчёта через коэффициент трещинной пористости. В работе Крыловой О.В. [79] для трещинных вулканогенных коллекторов площадей Самгори и Телети (Грузия) получена эмпирическая зависимость $K_{пр}$ по данным ГДИ и $K_{п}^{тр}$ по данным ГИС. В зарубежной литературе для определения $K_{пр}$ часто используют специальные методы ГИС (ЯМК, АКШ), как это показано, например, для нефтегазоносных вулканических формаций Аргентины [170], Китая [164, 165], Индии [156].

Определение коэффициента проницаемости горных пород изучаемой вулканогенно-осадочной толщи с использованием традиционной зависимости $K_{пр}=f(K_{п})$ может приводить к существенным погрешностям [136, 181, 184, 185, 186]. При постоянной пористости, значение $K_{пр}$ может изменяться на 3-4 порядка (см. рис. 1.1). Определение $K_{пр}$ трещинных коллекторов может быть выполнено через коэффициент трещинной пористости, как это было рассмотрено выше для вулканических формаций Грузии. В работах Гильмановой Н.В. с соавторами [16, 60] определение $K_{пр}$ предложено производить путём пересчёта $K_{п}^{тр}$ по эмпирической связи, полученной в работе [177] при исследовании трещиноватых образцов керна.

Применение специальных методов ГИС (ЯМК, АКШ) для определения $K_{пр}$ горных пород изучаемой толщи рассмотрено в работах специалистов компаний «Нефтегазгеофизика» [136, 184] и «Шлюмберже» [183, 185]. Расчёт $K_{пр}$ производят через эффективную пористость по ЯМК с привлечением данных АКШ (параметров поперечных и Стоунли упругих волн) для учёта влияния макро- и микротрещиноватости на фильтрационные свойства горных пород. Рассчитанные с использованием специальных методов ГИС значения $K_{пр}$ хорошо согласуются с результатами исследований керна и ГДИ.

На практике для определения $K_{пр}$ горных пород изучаемой вулканогенно-осадочной толщи используют стандартную зависимость $K_{пр}=f(K_{п})$, что может приводить к существенным погрешностям. В коллекторах трещинного типа расчёт $K_{пр}$ может быть выполнен через $K_{п}^{тр}$. Наибольшие затруднения вызывает определение $K_{пр}$ горных пород с повышенными ёмкостными свойствами матрицы, характеризующихся сложным распределением пустот по размерам и структурой фильтрационных путей. Специальные методы ГИС (ЯМК, АКШ), позволяющие более точно определять $K_{пр}$ таких горных пород, выполнены в ограниченном объёме скважин. Для широкого применения в разрезах изучаемой толщи необходимо разработать методику определения $K_{пр}$ по данным стандартного комплекса ГИС, учитывающую сложную структуру пустотного пространства горных пород. Такая методика позволит повысить достоверность определения фильтрационных свойств горных пород (коэффициентов абсолютной и фазовых проницаемостей) и откроет возможность прогноза продуктивности скважин.

В целом, анализ существующих методик изучения вулканических формаций, в том числе изучаемой вулканогенно-осадочной толщи, методами ГИС показал, что большинство из этих методик направлены на решение задач петрологического расчленения, выделения коллекторов и определения коэффициента пористости горных пород. Заметно менее изучены вопросы определения характера насыщения, коэффициента нефтенасыщенности и фильтрационных свойств горных пород.

Главным отличием зарубежных методик изучения вулканических формаций от отечественных является широкое применение специальных методов ГИС (АКШ, ЯМК, ИНГК-С, микросканеров). Несмотря на высокую эффективность при решении задач геологической интерпретации данных ГИС широкое применение специальных методов в разрезах изучаемой вулканогенно-осадочной толщи ограничено вследствие их выполнения в малом объёме (по разным методам от 1 до 10% от общего количества) скважин. Несмотря на ограниченный объём таких исследований их результаты могут быть использованы для разработки алгоритмов геологической интерпретации данных стандартного комплекса ГИС.

Для целевого объекта не в полной мере изучены возможности повышения достоверности определения подсчётных параметров (эффективных толщин, $K_{п}$, $K_{н}$) и фильтрационных свойств ($K_{пр}$, фазовых проницаемостей) по данным стандартного комплекса ГИС (АК, НК, ГГК-П, ГК, ЭК, ЭМК). Существующие интерпретационные подходы разрабатывались, в основном, более 10 лет назад (2005-2011 гг.) и могут быть расширены с учётом накопленной информации. Одним из потенциальных направлений для этого является углублённое исследование влияния особенностей происхождения (генезиса) и вторичных преобразований на минеральный состав, структуру пустотного пространства, петрофизические свойства и геофизические параметры горных пород.

Вместе с тем, схожее строение горных пород различных вулканических формаций (рис. 1.3) позволяет, с одной стороны, рассмотреть возможность адаптации подходов, зарекомендовавших себя в других подобных объектах, для геологической интерпретации данных ГИС в разрезах изучаемой вулканогенно-осадочной толщи, с другой – рассмотреть возможность применения полученных для целевого объекта алгоритмов интерпретации при изучении других площадей.

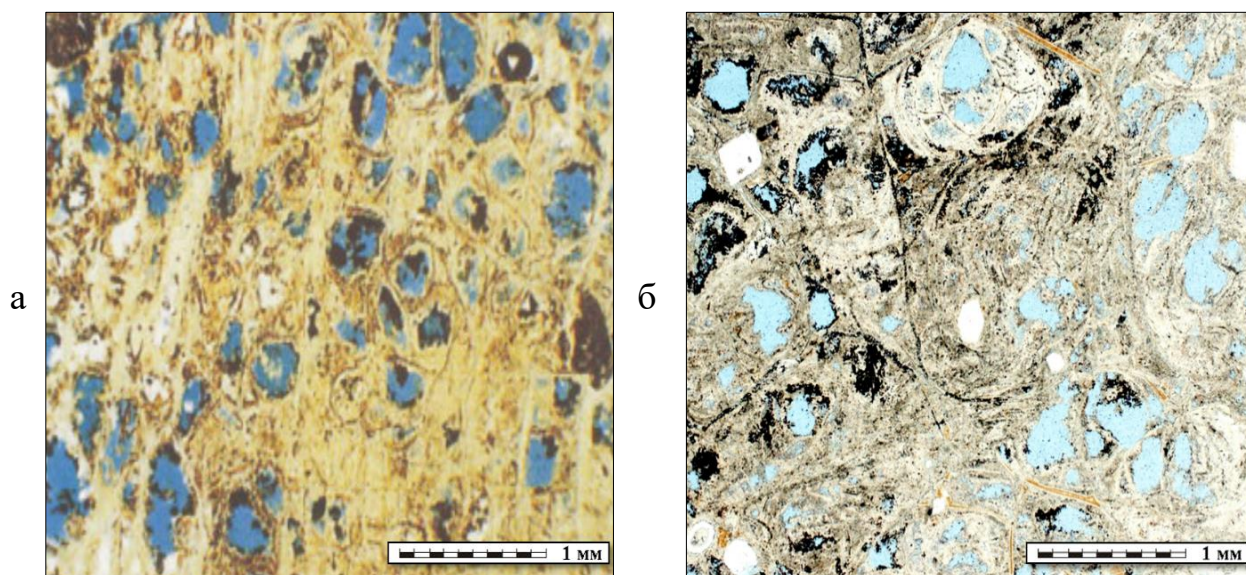


Рисунок 1.3 – Сходство внутреннего строения пород вулканических формаций.

Фотографии шлифов: а – риолит газового месторождения Минами-Нагаока (Япония); б – дацит Высотного нефтяного месторождения (Россия). Фотографии выполнены специалистами компаний: «INPEX» (а) и ПАО «Сургутнефтегаз» (б)

Выводы по главе 1

Анализ современного состояния изученности вулканических формаций показал, что существующие методики геологической интерпретации данных ГИС направлены, в основном, на решение задач петрологического расчленения, выделения коллекторов и определения коэффициента пористости горных пород.

Для целевого объекта - вулканогенно-осадочной толщи северо-восточного обрамления Красноленинского свода не решены следующие вопросы:

- недостаточно для целей количественной интерпретации ГИС изучены факторы, влияющие на электрические (удельное сопротивление, естественную электрохимическую активность) и радиоактивные свойства (распределение ЕРЭ, естественную радиоактивность) горных пород, что существенно снижает информативность использования ЭК (ЭМК), ПС, ГК, СГК;
- требует изучения возможность усовершенствования существующих методик петрологического расчленения путём более детального учёта влияния генезиса и вторичных преобразований на геофизические параметры горных пород;
- не рассмотрены способы учёта влияния глинистых и карбонатных минералов на показания методов ГИС, используемых при выделении зон трещиноватости, кавернозности, оценке трещинной и каверновой пористости;
- требуют уточнения граничные значения коэффициента пористости и критические значения коэффициента водонасыщенности горных пород;
- не предложены способы определения фильтрационных свойств и прогноза эксплуатационных характеристик скважин по данным стандартного комплекса ГИС с учётом сложной структуры пустотного пространства горных пород.

Решение рассмотренных вопросов позволит повысить достоверность геологической интерпретации данных ГИС и улучшить качество решения производственных задач.

ГЛАВА 2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВУЛКАНОГЕННО-ОСАДОЧНОЙ ТОЛЩИ СЕВЕРО-ВОСТОЧНОГО ОБРАМЛЕНИЯ КРАСНОЛЕНИНСКОГО СВОДА

2.1. Особенности геологического строения толщи

Красноленинская нефтегазоносная область является наиболее крупной в ХМАО по объёму начальных геологических запасов в вулканических формациях [188]. В указанном районе наиболее крупные скопления УВ приурочены к вулканогенно-осадочной толще северо-восточного обрамления Красноленинского свода, вскрытой бурением на площади месторождений: Рогожниковского, Высотного, Восточно-Рогожниковского, имени Шпильмана В.И. и др.

Рассматриваемый участок включает в себя три структурных этажа: нижний, промежуточный и верхний [54, 94, 118, 138]. Нижний этаж представлен кристаллическими породами фундамента архей-протерозойского возраста и перекрывающим их комплексом протерозойско-палеозойских метаморфических пород. Последние подстилают отложения промежуточного структурного этажа, образующего вулканогенно-осадочную толщу позднепермского и раннетриасового возраста [25, 54, 76, 94, 117, 118, 120, 138]. Нижний и промежуточный структурный этажи представляют собой доюрское основание. Они перекрываются отложениями тюменской свиты, слагающими основание верхнего структурного этажа, представленного юрскими, меловыми и кайнозойскими осадочными породами.

В тектоническом отношении изучаемая территория расположена вблизи границы Красноленинского свода и Фроловской впадины, в зоне глубинного разлома, разделяющего Уват-Ханты-Мансийский срединный массив и Уральскую складчатую систему [23]. Многочисленные разломы разделяют доюрское основание на блоки с различными гипсометрическими отметками [22, 25, 27, 94, 117]. Наиболее крупные тектонические структуры – Рогожниковское поднятие, Малоатлымский вал имеют размеры 39.5 x 19.5 км, 49.4 x 15.6 км, амплитуды 140 м, 110 м по изогипсам -2520 м, -2460 м соответственно. Структуры разделены Южно-Рогожниковским прогибом, размеры которого 37.5 x 6.5 км [182].

По данным гравиметрической и магнитной разведки в южной части территории зафиксированы интенсивные положительные аномалии линейной формы, обусловленные выходом уплотнённых пород нижнего структурного этажа к поверхности доюрского основания [182]. Для центральной и северной частей, где развиты менее плотные горные породы вулканогенно-осадочной толщи, отрицательные гравитационные и магнитные аномалии связаны с тектоническими блоками, сложенными породами с увеличенным объёмом пустот. Такие аномалии зарегистрированы в пределах положительных структур – Рогожниковского поднятия и Малоатлымского вала. Отрицательная структура (Южно-Рогожниковский прогиб) представлена зоной переходных значений параметров магнитного и гравитационного полей, свидетельствующих об уплотнении слагающих её горных пород [182]. Схожие данные получены по результатам сейсморазведки. На рисунке 2.1 приведены карты абсолютных отметок с элементами тектонического районирования (а) и акустического импеданса (АИ) (б), построенные по поверхности доюрского основания Рогожниковского участка [182]. Положительным структурам свойственны пониженные значения АИ (произведения скорости распространения упругих волн на плотность), отрицательным – повышенные. Совпадение аномалий различных геофизических методов отражает наличие тектонических блоков с различными плотностными, магнитными и скоростными свойствами. К разуплотнённым блокам, характеризующимся увеличенным объёмом пустотного пространства, приурочены основные залежи углеводородов, выявленные на рассматриваемой территории.

Важная особенность разуплотнённых тектонических блоков – повышенное гипсометрическое положение в палеорельефе. Установлено [1, 11, 17, 22, 24, 72, 85, 95, 142 и др.], что в позднепалеозойское и раннемезозойское время поверхность изучаемой территории находилась выше уровня эрозионной поверхности и была подвержена интенсивному воздействию денудационных процессов. В дальнейшем, при накоплении отложений верхнего структурного этажа, в первую очередь, осадочными породами были перекрыты пониженные участки древнего рельефа, в то время как повышенные – длительное время находились выше уровня эрозии.

Список тектонических структур

I – Рогожниковское куполовидное поднятие

- 1-Восточно-Рогожниковское 1 л.п.
- 2-Восточно-Рогожниковское 2 л.п.
- 3-Восточно-Рогожниковское 3 л.п.
- 4-Среднеогожниковское 1 л.п.
- 5-Среднеогожниковское 2 л.п.
- 6-Южно-Рогожниковское л.п.
- 7-Хорсоимское л.п.
- 8-Хорсоимский с.н.
- 9-Ляльский с.н.
- 10-Южно-Рогожниковский с.н.
- 11-Северо-Сосновское л.п.

I – Малоатлымский малый вал

- 12-Сосновское л.п.
- 13-Сидермское л.п.
- 14-Восточно-Сидермское л.п.
- 15-Северо-Сидермский с.н.
- 16-Северо-Сидермское л.п.
- 17-Западно-Сидермское л.п.
- 18-Восточно-Сосновское л.п.
- 19-Малосидермское л.п.
- 20-Южно-Сосновское л.п.

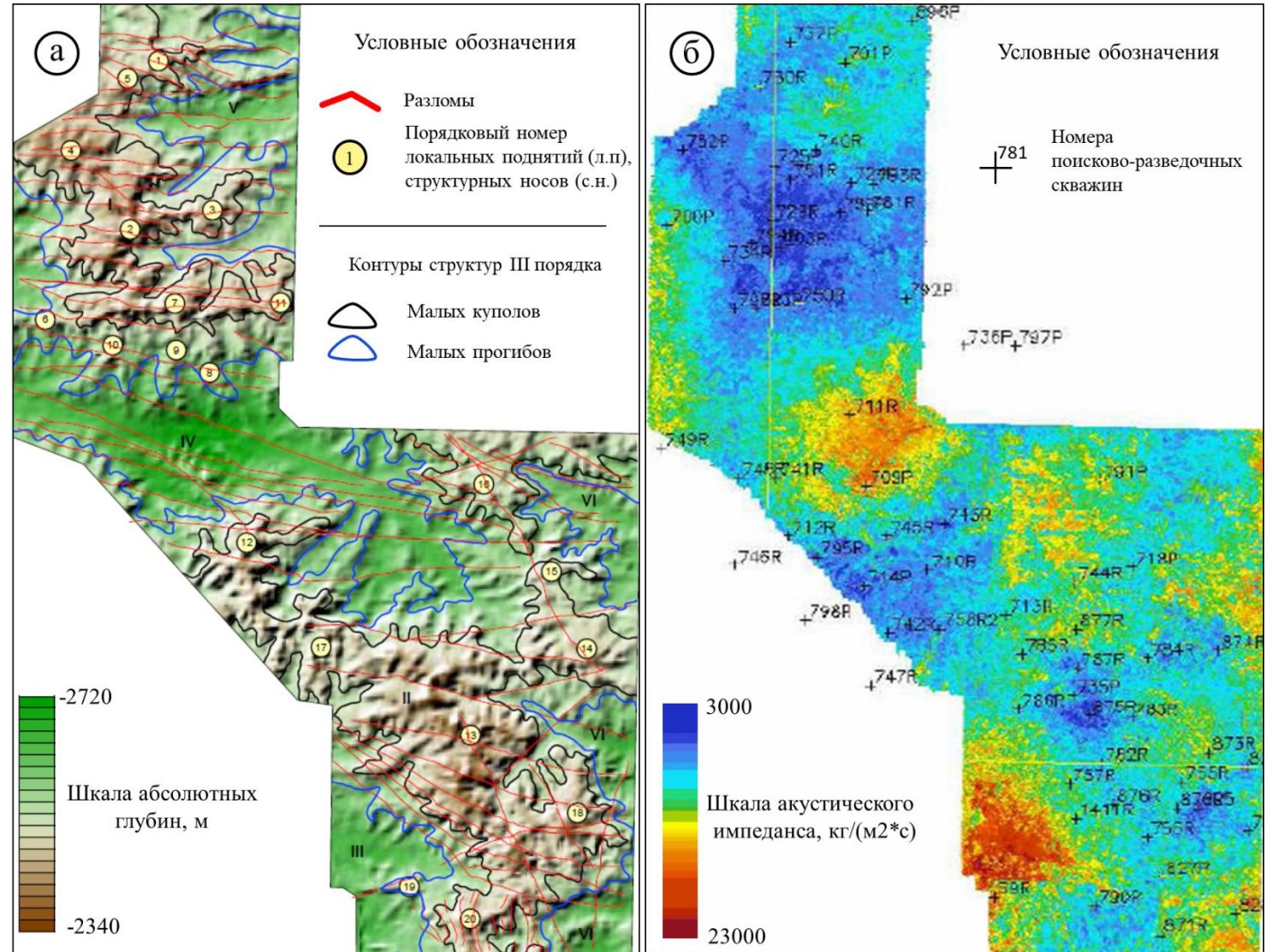
III – Южно-Сосновский малый прогиб**IV – Южно-Рогожниковский малый прогиб****V – Восточно-Рогожниковский малый прогиб****VI – Елизаровский прогиб**

Рисунок 2.1 – Карта абсолютных отметок с элементами тектонического районирования (а) и акустического импеданса (б) поверхности доюрского основания Рогожниковской площади (Минченков, 2009 [182])

Длительное воздействие внешних геологических факторов способствовало существенному разуплотнению, развитию гипергенетических изменений, формированию кор выветривания горных пород, слагающих выступы палеорельефа [72, 128]. Опыт изучения нефтегазоносности доюрского комплекса Западной Сибири [17, 22, 34, 35, 81, 85, 144, 188] свидетельствует о ряде залежей углеводородов, выявленных в горных породах эрозионных выступов и кор выветривания в области контакта фундамента и осадочного чехла.

Другим важным фактором, обуславливающим вариации физических свойств тектонических блоков вулканогенно-осадочной толщи, является различный набор слагающих их типов горных пород. В разрезах скважин, пробуренных в пределах структурных поднятий, развиты горные породы с увеличенным объёмом пустотного пространства – преобразованные лавы, лавокластические породы, туфы, с размерностью обломочного материала от пелитовых до глыбово-агломератовых. В скважинах, вскрывших вулканогенно-осадочную толщу в пониженных структурных зонах, преобладают уплотнённые лавы с подчинённым количеством лавокластических образований и пепловых туфов [91, 128].

Наблюдения за вулканической активностью показали [12, 98], что при отложении в воздушной среде мощность слоёв и размеры зёрен пирокластического материала уменьшаются с удалением от источника выброса. Рисунок 2.2 отражает строение выброса пирокластического материала схематично для извержения вулкана Толбачик 1975-1976 года (а) [129] и на фотографии извержения вулкана Этна 2021 года (б), заимствованной из сети «Интернет» с дополнениями автора. Области на рисунке 2.2: I – ламинарного течения пепло-газовых струй; II – разрушения ламинарного течения; III – горизонтального движения пепло-газовой тучи; IV – выпадения из тучи крупной фракции пирокластического материала (бомбы, лапилли, шлак); V – выпадения мелкой фракции (пепел).

С учётом рассмотренных особенностей вулканической деятельности по данным петрографического описания керн для изучаемой вулканогенно-осадочной толщи автором построена карта максимальных размеров обломков с обозначением соответствующих структур пирокластических пород (рис. 2.3).

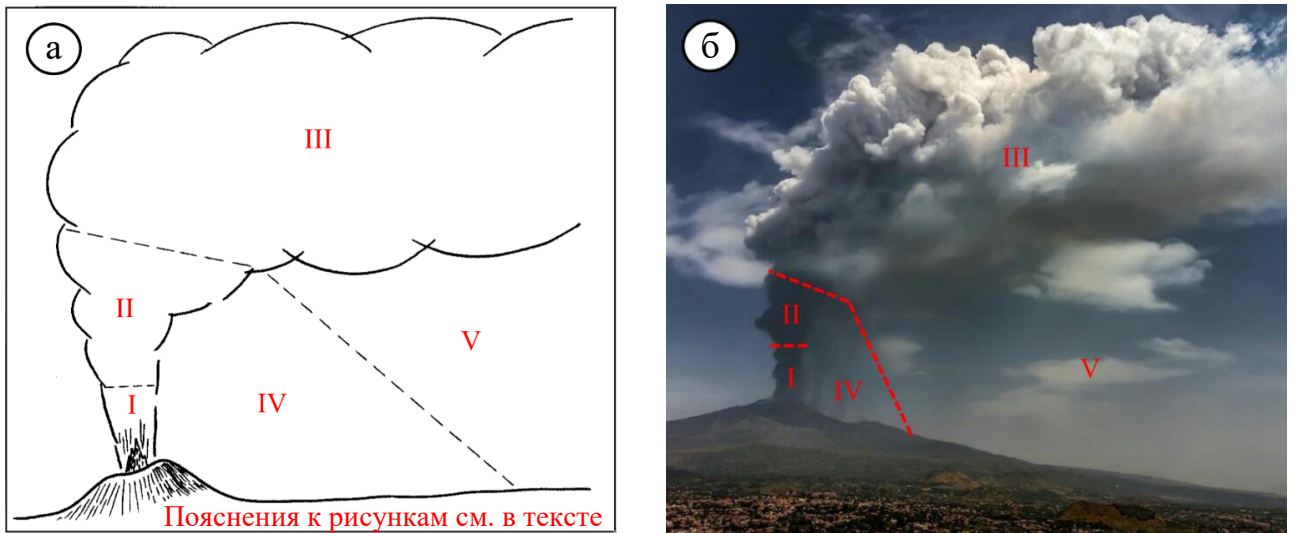


Рисунок 2.2 – Строение выброса пирокластического материала извержений вулканов Толбачик 1975-1976 года (а) [129] и Этна 2021 года (б).

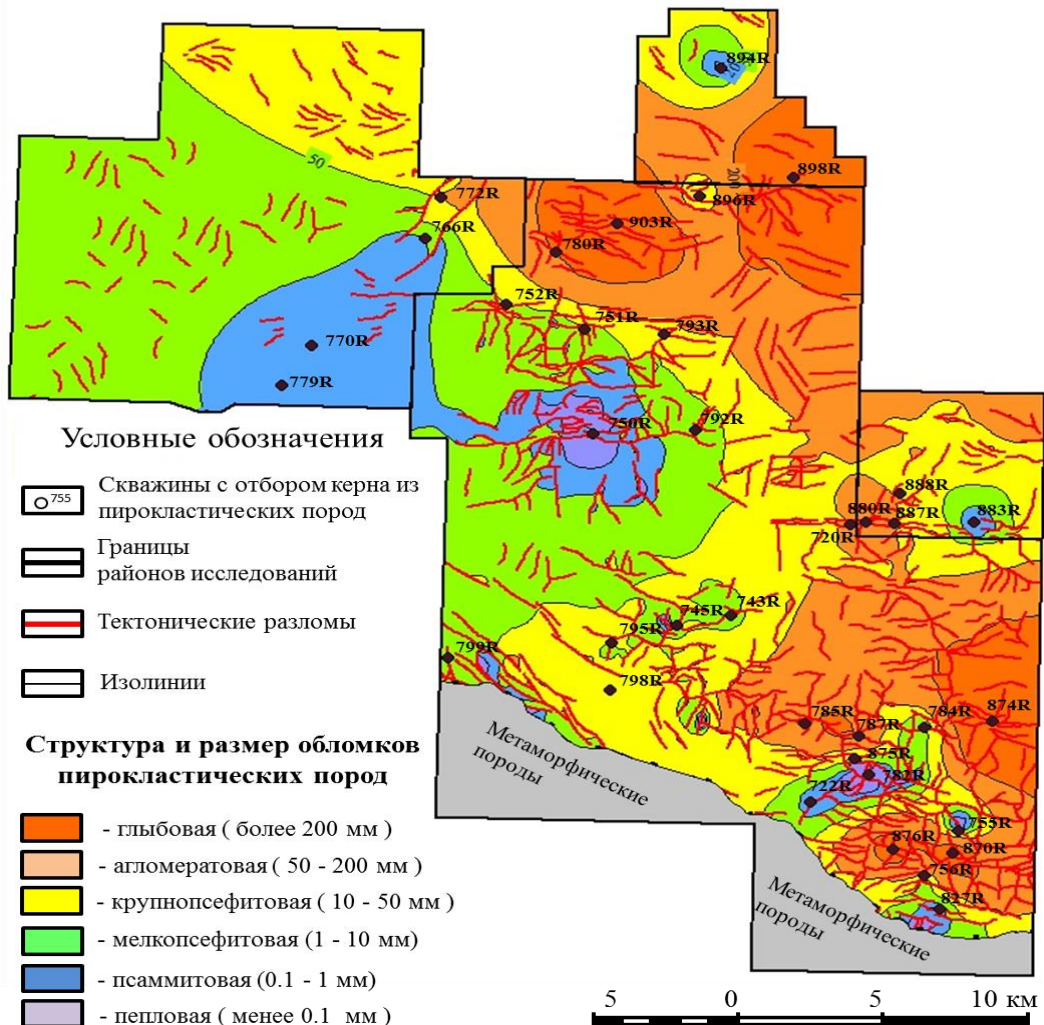


Рисунок 2.3 – Карта размеров обломков пирокластических пород вулканогенно-осадочной толщи (составил автор по материалам ТО «СургутНИПИнефть»)

Уменьшение максимального размера обломков по мере удаления от структурных поднятий указывает на близость последних к центрам вулканической активности. Локализация пород с повышенным объёмом пустотного пространства в областях поднятий обусловлена, вероятно, закономерностями распределения вулканического материала вблизи вулканических построек [83, 129, 157].

Помимо удаления от источников вулканической активности на особенности изверженных пород влияет тип вулканизма и обстановка формирования. Результаты геохимических [25, 27, 116, 137, 138] и петрографических исследований [137, 181] свидетельствуют о формировании изучаемых отложений в воздушных и мелководных условиях зоны активной континентальной окраины.

Основной объём разреза сложен кислыми эффузивами, образованными из газонасыщенных и, как следствие, вязких лав, формирующих непродолжительные потоки (до нескольких км) и экструзивные тела большой мощности (до 100 м и более) [12, 83, 129]. При дроблении краевых частей лавовых потоков и экструзивных куполов образуются лавокластиты. При охлаждении и закалке лав в подводных, подлёдных условиях формируются гиалокластиты [83]. При захвате и цементации обломков лавами, отличными по составу, структуре и текстуре, образуются кластолавы. Бурное отделение летучих компонентов обуславливает взрывной характер кислого вулканизма. Образующийся эксплозивно-обломочный материал служит основой пирокластических отложений. При уплотнении и гидрохимической цементации обломков формируются туфы, при извержениях пирокластических потоков и фреатических выбросах формируются игнимбриты, агглютинаты (туфы сваривания, спекания) [12, 83, 129, 137, 157]. По керну непрерывная толщина участков, сложенных кислыми лавами, достигает нескольких сотен метров, вуканокластическими – нескольких десятков метров. Туффиты, вулканогенно-осадочные и осадочные породы слагают прослои, мощностью от нескольких сантиметров до первых десятков метров. Нередко они приурочены к верхней части разреза, где наряду с гипергенно преобразованными вулканитами слагают отложения коры выветривания, мощность которых изменяется от полного отсутствия до первых десятков метров [116, 128].

Поверхностное происхождение изучаемых отложений отражено в их структурно-текстурных особенностях (рис. 2.4). Эффузивам, лавокластическим породам (рис. 2.4а-д) характерны неполно- и скрытокристаллические структуры (стекловатая, витрофировая, афанитовая, порфирировая), текстуры дегидратации, дегазации, течения, дробления (перлитовая, пористая, шлаковая, флюидальная, глыбовая, брекчиевая). Структуры пирокластических пород (рис. 2.4е-ж) зависят от размера обломков (глыбовые, псефитовые, пепловые), типа (лито-, кристалло-, витрокластические) и способа скрепления (уплотнение, сплавление, цементация) составляющих частей. Текстуры обусловлены слоистостью и неплотной укладкой частиц (пористая, слоистая, пизолитовая). Текстуры уплотнённых вулканитов плотные, массивные. Структуры, текстуры вулканогенно-осадочных, осадочных пород (рис.2.4з) схожи с пирокластическими. На рисунке 2.4: а-г – эффузивы перлитовой (а), пористой (б), флюидальной (в), порфирировой (г) текстур, мелко-(а), -среднезернистой (в), скрытокристаллической (в), порфирировой (г) структур с пустотами дегидратации (а), дегазации (б), течения (в), выщелачивания (г); д – кластолава перлитовой текстуры, мелкозернистой структуры; е – туф пористый (за счёт неплотной упаковки обломков), пепловый; ж – игнимбрит плотный (за счёт сплавления стекла), витрокластический; з – туффит пепловый.

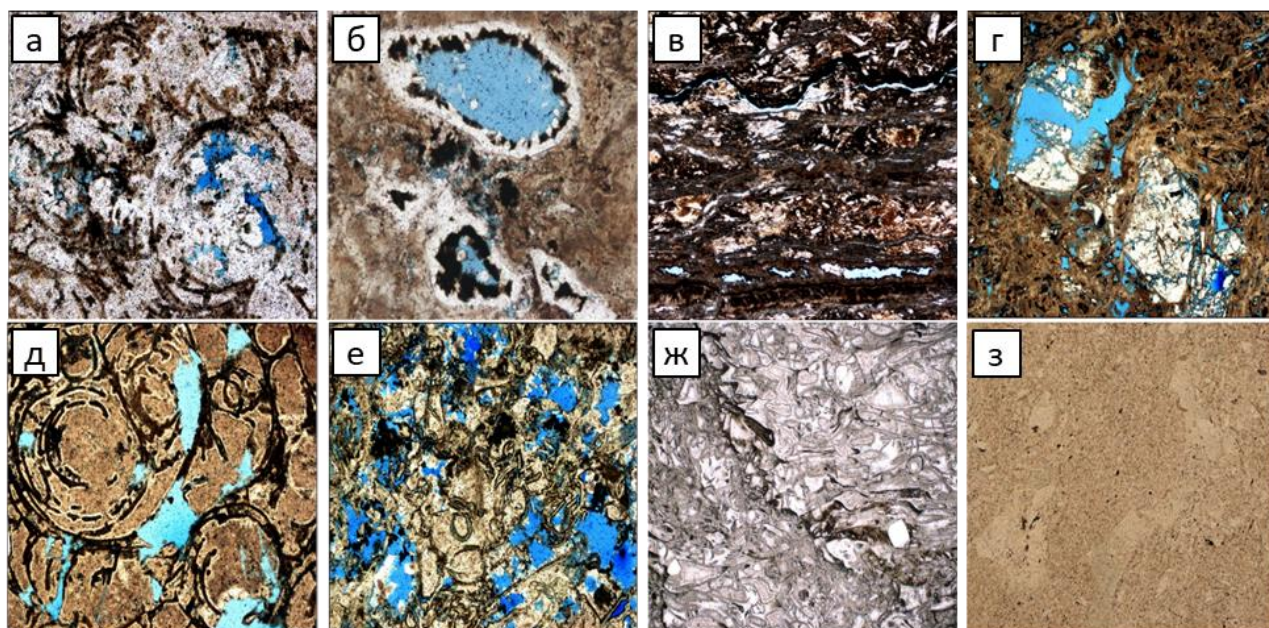


Рисунок 2.4 – Структурно-текстурные особенности горных пород вулканогенно-осадочной толщи (по материалам ТО «СургуНИПИнефть»)

Внутреннее строение изучаемой толщи осложнено многочисленными дислокациями тектонического происхождения [25, 54, 94, 117, 118 и др.]. Пликативные дислокации (складки, флексуры) сопровождаются появлением трещин кливажа, дезъюнктивные (сбросы, взбросы, сдвиги, надвиги) образуют зоны деструкции. Субвертикальные и проходящие под углами 30-45 градусов к оси зерна зеркала скольжения, инверсии абсолютного возраста, в разрезах скважин [139], в совокупности с данными сейсмических исследований [117], свидетельствуют о взбросово-сдвиговом, надвиговом характере разрывных нарушений. Керна тектонически ослабленных участков представлен горными породами с системами трещин, зон дробления, кливажирования, милонитизации.

Тектонические процессы способствуют развитию гидротермально-метасоматических преобразований, характер которых зависит от структурно-текстурных особенностей, минерального состава горных пород, характеристик термальных флюидов и продолжительности их взаимодействия [77, 132, 134, 142].

Увеличение ФЕС способствует возрастанию интенсивности гидротермально-метасоматических процессов. Наименее подвержены преобразованиям породы плотной, массивной текстуры (преобразования проходят вблизи трещин и каналов, способных проводить флюид), наиболее – разуплотнённые разности с развитой системой первичных пустот (генетически предрасположены к гидротермальным преобразованиям) и вблизи тектонических разломов. Скрытокристаллические, стекловатые структуры более восприимчивы к воздействию гидротерм. При взаимодействии в первую очередь преобразуется неустойчивое стекло, в то время как выкристаллизовавшиеся участки с прочными связями между кристаллами изменяются менее интенсивно [134, 140]. В зависимости от минерального состава основным вулканитам характерны процессы кальцитизации, хлоритизации темноцветных минералов. В кислых вулканитах с низким содержанием темноцветных минералов, указанные процессы менее развиты, однако распространены широко и охватывают также порфировые выделения и вулканическое стекло основной массы. Гидротермальные процессы неоднозначно

вливают на петрофизические свойства горных пород и характеризуются очаговым распространением в объёме изучаемой толщи [140].

Основными гидротермальными процессами вулканогенных пород изучаемой толщи являются: альбитизация, выщелачивание, окварцевание, хлоритизация, пелитизация-гидрослюдизация, кальцитизация, сидеритизация, микроклинизация. В шлифах отмечены следы цеолитов, гематита, пирита. Для вулканогенно-осадочных горных пород характерно развитие процессов гидрослюдизации и карбонатизации, для осадочных – ожелезнения, карбонатизации, слюдизации [140].

На рисунке 2.5 приведены полученные с помощью растрового электронного микроскопа изображения пустотного пространства, отражающие воздействие гидротермальных процессов на горные породы изучаемой толщи.

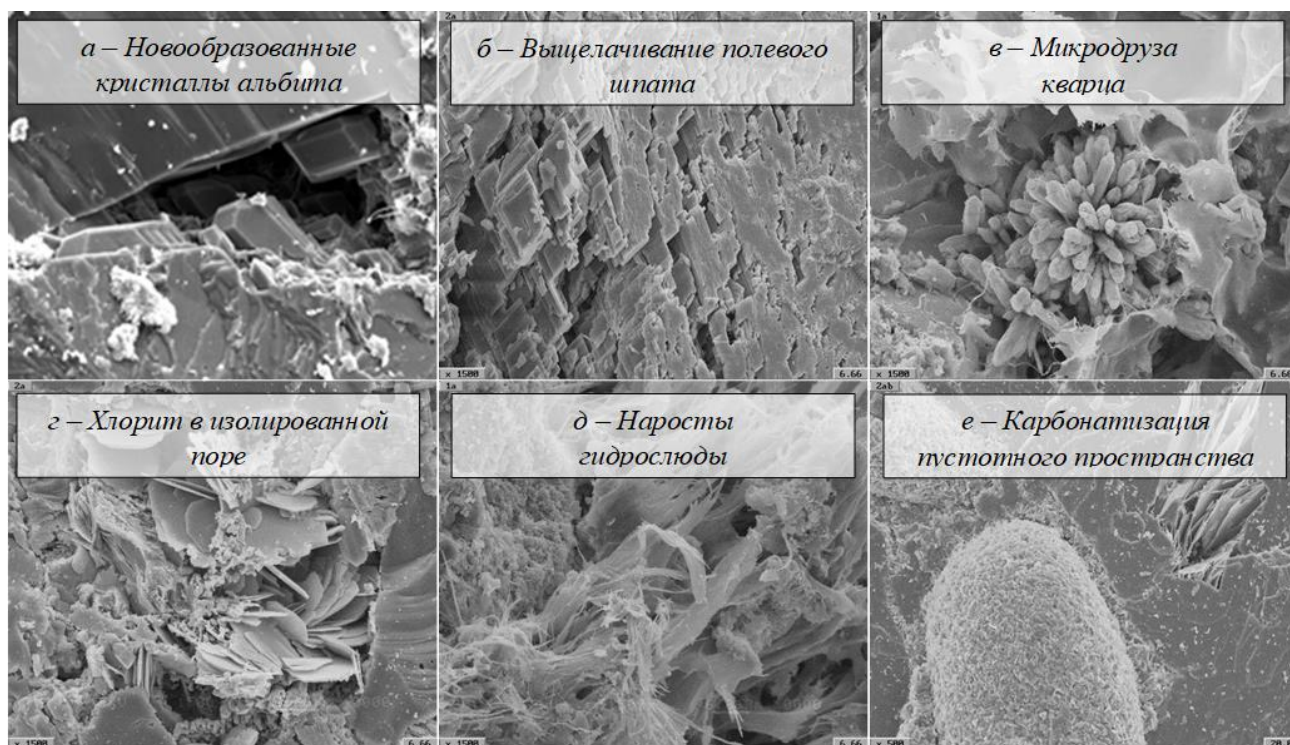


Рисунок 2.5 – Гидротермальные преобразования горных пород вулканогенно-осадочной толщи (по материалам ТО «СургуНИПИнефть»)

Неравномерное пространственное распределение различных петрологических типов горных пород, развитие тектонических дислокаций, гипергенетических, гидротермально-метасоматических преобразований приводит к высокой степени изменчивости петрофизических свойств и, как следствие, геофизических параметров изучаемых отложений.

2.2. Петрофизическая и геофизическая характеристика толщи

На рисунке 2.6 приведены распределения (а) и сопоставления (б) значений коэффициентов пористости, проницаемости, водоудерживающей способности образцов керна. Вариации ФЕС обусловлены особенностями структуры пустотного пространства. Капиллярные исследования горных пород изучаемой толщи показали [106], что для образцов с $K_{пр}$ около 1 мД, составляющих основной объём изучаемой выборки, значимую долю пустотного пространства (до 60%) составляют капилляры, размер которых не превышает 1 мкм. Уменьшение размеров пустотных каналов усложняет конфигурацию фильтрационных путей, способствует увеличению содержания связанной воды, снижению проницаемости горных пород.

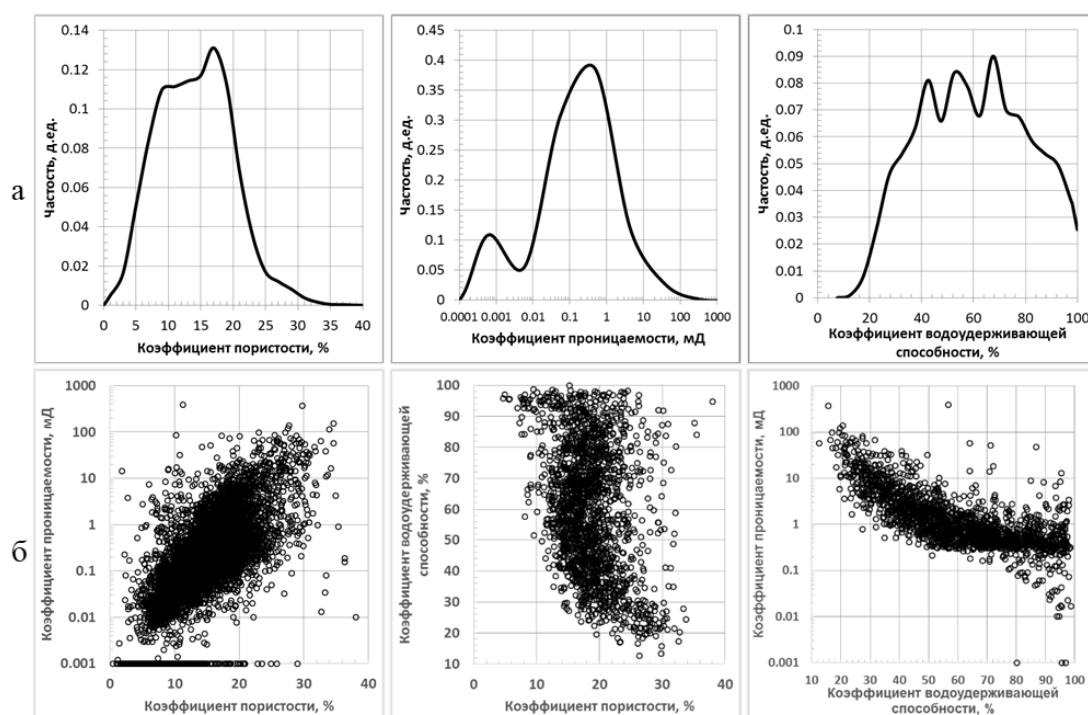


Рисунок 2.6 – Распределения (а) и сопоставления (б) K_p , $K_{пр}$, $K_{вс}$ горных пород изучаемой толщи (выполнил автор по материалам ТО «СургутНИПИнефть»)

Минеральный состав горных пород вулканогенно-осадочной толщи представлен кварцем, плагиоклазом, калиевым полевым шпатом (КПШ), хлоритом, гидрослюдой, смешаннослойными образованиями (ССО), кальцитом, сидеритом (рис. 2.7). Присутствуют темноцветные (пироксен, амфибол, оливин) и акцессорные (апатит, магнетит, сфен) минералы. Менее развиты цеолиты, пирит, гематит. В составе вулканитов основного состава присутствуют железистые и

титанистые минералы. Из рисунка 2.7 следует, что твёрдая фаза изучаемых горных пород состоит в основном из кварца и полевых шпатов. Значимую долю составляют вторичные – глинистые (до 30%), карбонатные (до 20%) минералы.

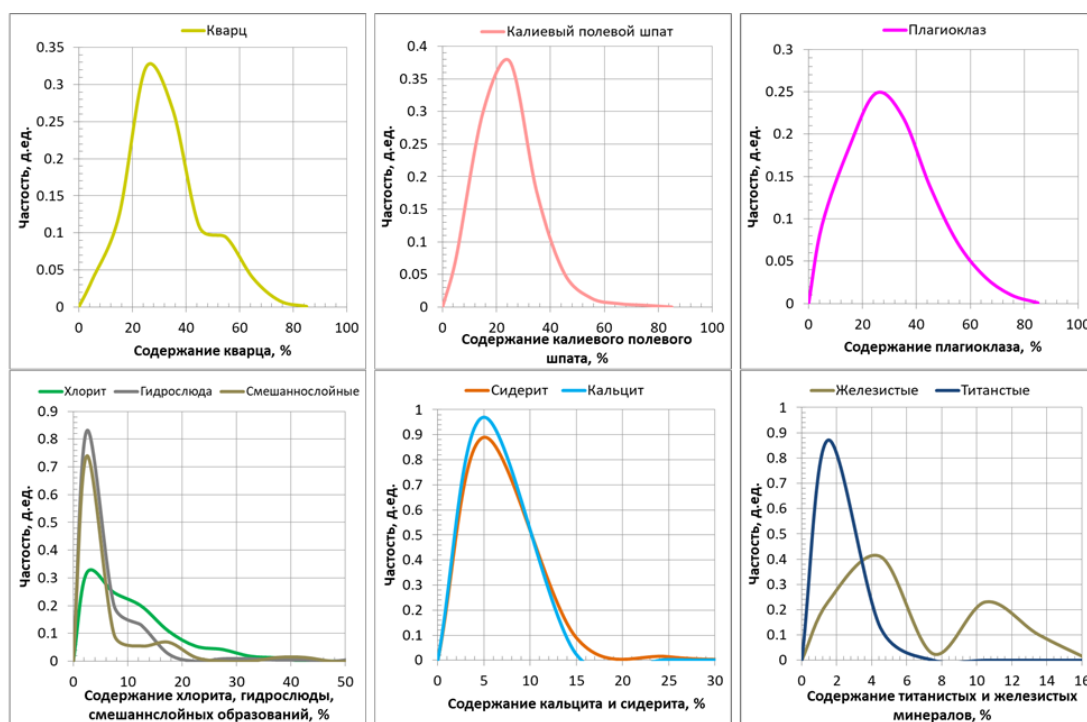


Рисунок 2.7 – Распределения массового содержания минералов в горных породах изучаемой толщи (выполнил автор по материалам ТО «СургутНИПИнефть»)

Вариации K_{Π} и минерального состава влияют на объёмную ($\delta_{об}$) и минералогическую ($\delta_{мин}$) плотность пород. На распределениях $\delta_{об}$, $\delta_{мин}$ и их сопоставлениях с K_{Π} (рис. 2.8) видно, что $\delta_{об}$ и $\delta_{мин}$ изменяются в широком диапазоне значений. Также вариации минерального состава существенно влияют на ядерно-физические [53] и упругие [41] характеристики изучаемых отложений.

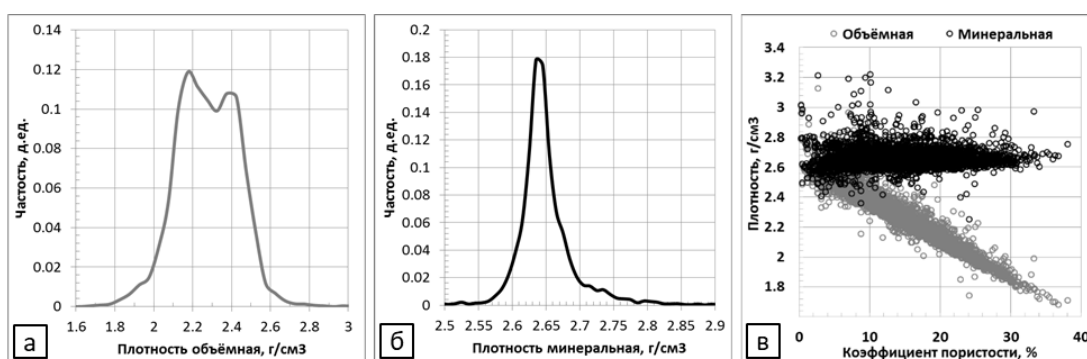


Рисунок 2.8 – Распределения $\delta_{об}$ (а), $\delta_{мин}$ (б) и их сопоставление с K_{Π} (в) образцов керна (выполнил автор по материалам ТО «СургутНИПИнефть»)

Электрические свойства горных пород изучаемой толщи также связаны с особенностями минерального состава и структуры пустотного пространства. Зависимостям $P_{п}=f(K_{п})$ и $P_{н}=f(K_{в})$ характерна существенная дисперсия данных. Значения показателей «структуры» – m и «смачиваемости» – n электрических зависимостей изменяются в пределах – m от 1.5 до 3, n от 1 до 7 (рис. 2.9).

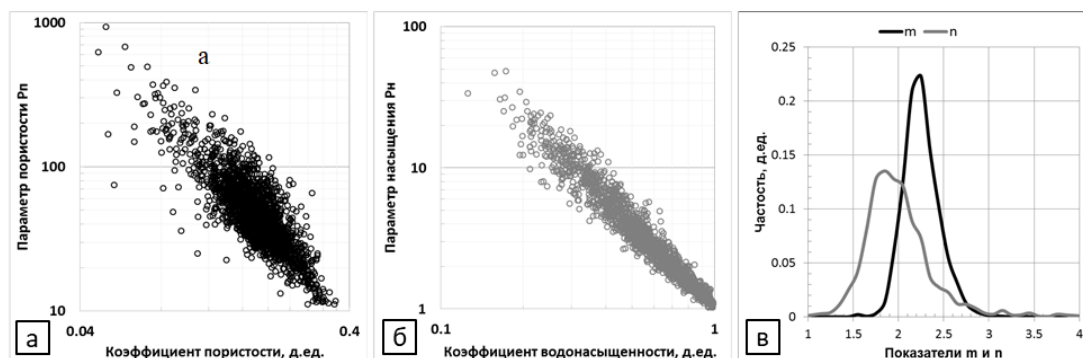


Рисунок 2.9 – Зависимости $P_{п}=f(K_{п})$ (а), $P_{н}=f(K_{в})$ (б) и распределения значений m , n (в) образцов керна (выполнил автор по материалам ТО «СургутНИПИнефть»)

В целом, горные породы вулканогенно-осадочной толщи северо-восточного обрамления Красноленинского свода сложного минерального состава, характеризуются преимущественно пониженными фильтрационными свойствами, сложной структурой пустотного пространства. Помимо трещин, каверн, межгранулярных пор, фиксируемых в шлифах, в описаниях колонок керна отмечено присутствие макрокаверн (диаметром до 3-5 сантиметров) и многочисленных макротрещин различной ориентации.

Рассмотренные петрофизические особенности влияют на показания методов ГИС. На диаграммах кавернометрии номинальный диаметр скважины ($d_{скв}$) характерен горным породам высокой прочности, например, лавам массивной текстуры. В трещиноватых и глинистых породах снижение прочности приводит к увеличению $d_{скв}$. В коллекторах с преобладанием межгранулярных пор (туффиты, туфы) уменьшение $d_{скв}$ обусловлено формированием глинистой корки.

Первичное вскрытие изучаемых отложений осуществляется с применением пресного (минерализация до 1 г/л, УЭС 1-1.2 Ом·м) глинистого бурового раствора на водной основе. При этом средняя минерализация пластовых вод составляет 23

г/л (УЭС 0.075 Ом·м). Различная минерализация фильтрата бурового раствора (ФБР) и пластовых вод способствует формированию аномалий естественной электрохимической активности, зон проникновения (в проницаемых интервалах), изменяющих электрическое сопротивление горных пород.

Диаграммы метода ПС в различной степени дифференцированы. Коллекторам с преобладанием межгранулярных пор характерно снижение показаний ПС [51]. Повышению показаний ПС способствуют минералы с высокой ёмкостью катионного обмена (ЕКО), понижению – минералы с низкой ЕКО [19]. В трещиноватых интервалах снижение показаний ПС обусловлено, вероятно, влиянием фильтрационных потенциалов (рис. 2.10а) [80]. Увеличение показаний ПС (вероятно, окислительно-восстановительного происхождения [99]) характерно вулканитам основного, ультраосновного состава, содержащим повышенные концентрации железистых и титанистых минералов (рис. 2.10б). В интервалах кислых лав массивной текстуры кривая ПС слабо дифференцирована.

На рисунке 2.11а представлено распределение амплитуды собственных потенциалов ($\Delta U_{\text{ПС}}$), отсчитываемой от показаний в глинах тюменской свиты, перекрывающей вулканогенно-осадочную толщу. Амплитуды более 50 мВ характерны пирокластическим породам, трещиноватым лавам с аномалиями, вероятно, фильтрационного происхождения; 10-50 мВ – лавам массивной текстуры, глинистым вулканитам, вулканогенно-осадочным породам; менее 10 мВ (до отрицательных значений) – основным вулканитам, осадочным горным породам.

Электрическое сопротивление по БК изменяется в диапазоне 1-10000 Ом·м (рис. 2.11б). Сопротивление более 100 Ом·м характерно для лав массивной текстуры, менее 10 Ом·м – для глинистых пород. В глинистых вулканитах помимо поверхностной проводимости снижению $\rho_{\text{п}}$ способствует изменение структуры пустотного пространства, сопровождающееся формированием капилляров, заполненных связанной водой [37]. Сопротивление интервалов-коллекторов, при испытании которых получены притоки пластовых флюидов, изменяется в диапазоне 10-100 Ом·м. Схожие данные получены для вулканических формаций изучаемой и других площадей Западной Сибири [26]. Для целевого объекта

установлено [37, 43, 45, 46], что кавернозность, отложение в пустотах альбита, кварца, карбонатных минералов увеличивают $\rho_{п}$. Глинистые минералы, цеолиты, пирит снижают $\rho_{п}$. Влияние трещин на $\rho_{п}$ снижается с уменьшением $K_{п}^{тр}$, разности сопротивлений блока и пластового флюида [61, 90, 141].

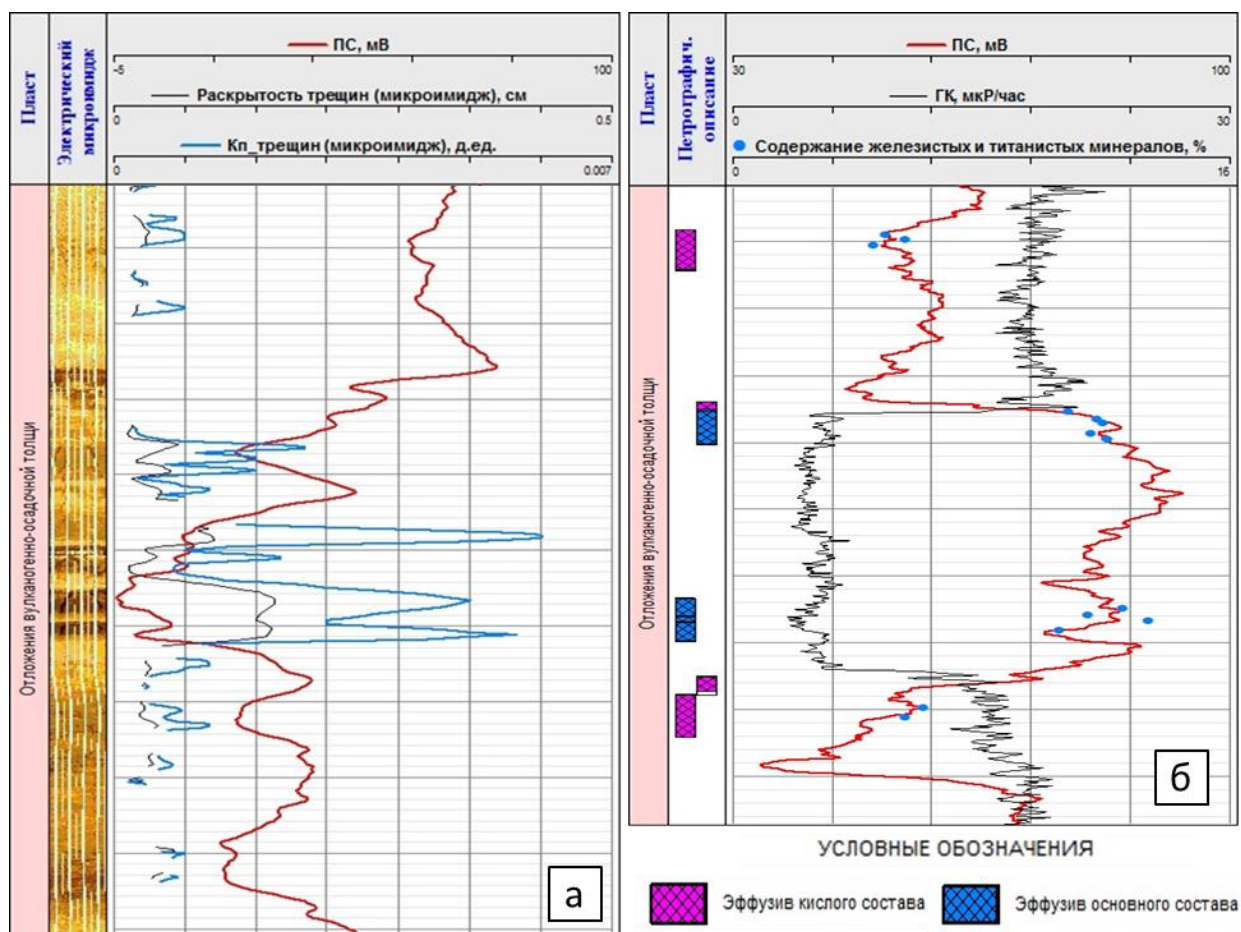


Рисунок 2.10 – Примеры аномалий ПС фильтрационного (а) и окислительно-восстановительного (б) происхождения (по материалам ТО «СургутНИПИнефть»)

Естественная радиоактивность, регистрируемая по ГК, изменяется в диапазоне 2-40 мкР/ч (рис. 2.11в). В общем случае, диаграммы ГК в вулканогенном разрезе не обнаруживают закономерных изменений в зависимости от показаний других методов ГИС [26, 79, 141]. Однако при детальном рассмотрении отмечено: снижение показаний ГК, плотности, скорости упругих волн, показаний нейтронных методов при выщелачивании кислых вулканитов; увеличение показаний ГК, снижение $\rho_{п}$, $\Delta U_{пс}$ в глинистых вулканогенных, вулканогенно-осадочных породах. Установлено [36], что γ и содержание ЕРЭ зависят от первичного минерального состава и типа вторичных преобразований изучаемых отложений.

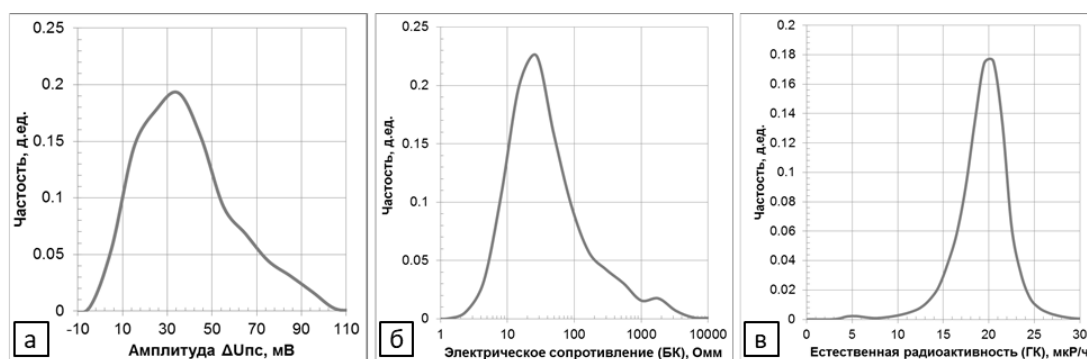


Рисунок 2.11 – Распределения $\Delta U_{пс}$ (а), $\rho_{п}$ (б) и γ (в) горных пород вулканогенно-осадочной толщи (выполнил автор по материалам ТО «СургутНИПИнефть»)

Плотность по ГГК-П, водородосодержание по НК, интервальное время продольной упругой волны по АК и рассчитанные с их использованием (через результаты определения $K_{п}$ на образцах керна) аналогичные характеристики твёрдой фазы горных пород изучаемой толщи изменяются в широких пределах (рис. 2.12). Вариации параметров δ , W , Δt_p отражают изменения ёмкостных, плотностных, ядерно-физических, упругих свойств (обусловленные сложным химическим и минеральным составом, структурой пустотного пространства) и определяют необходимость комплексного использования методов ГИС при решении задач их геологической интерпретации.

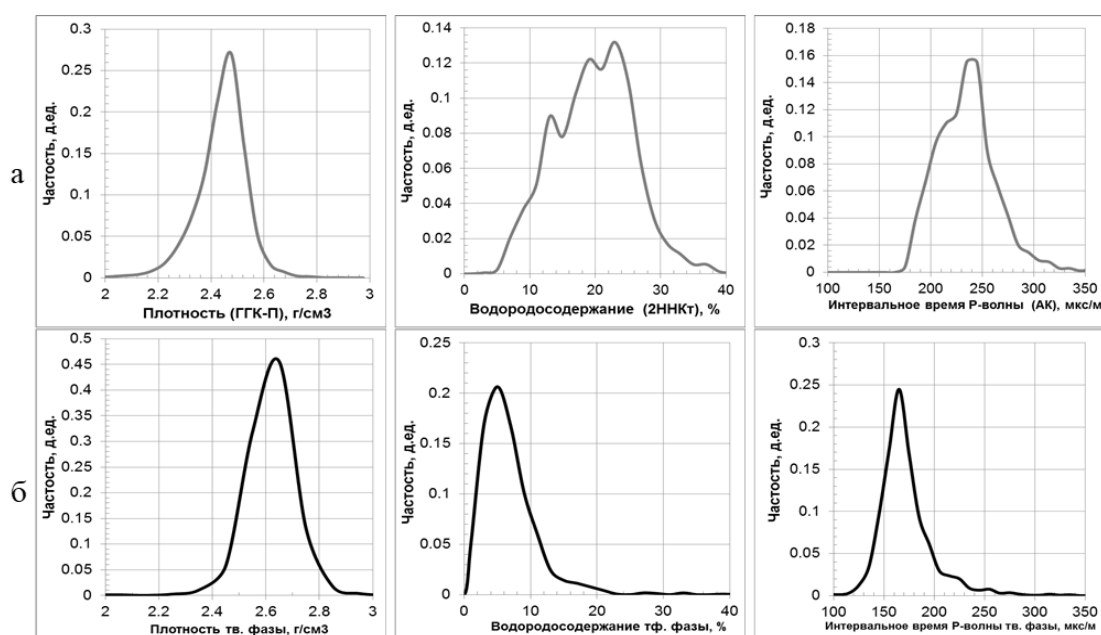


Рисунок 2.12 – Распределения δ по ГГК-П (а), W по 2ННК-Т (б), Δt_p по АК (в) в объёме (а) и твёрдой фазе (б) горных пород вулканогенно-осадочной толщи (выполнил автор по материалам ТО «СургутНИПИнефть»)

На рисунке 2.13 приведён пример геолого-геофизической характеристики вулканогенно-осадочной толщи северо-восточного обрамления Красноленинского свода. Диаграммы ГИС существенно дифференцированы, что отражает высокую степень изменчивости изучаемых отложений.

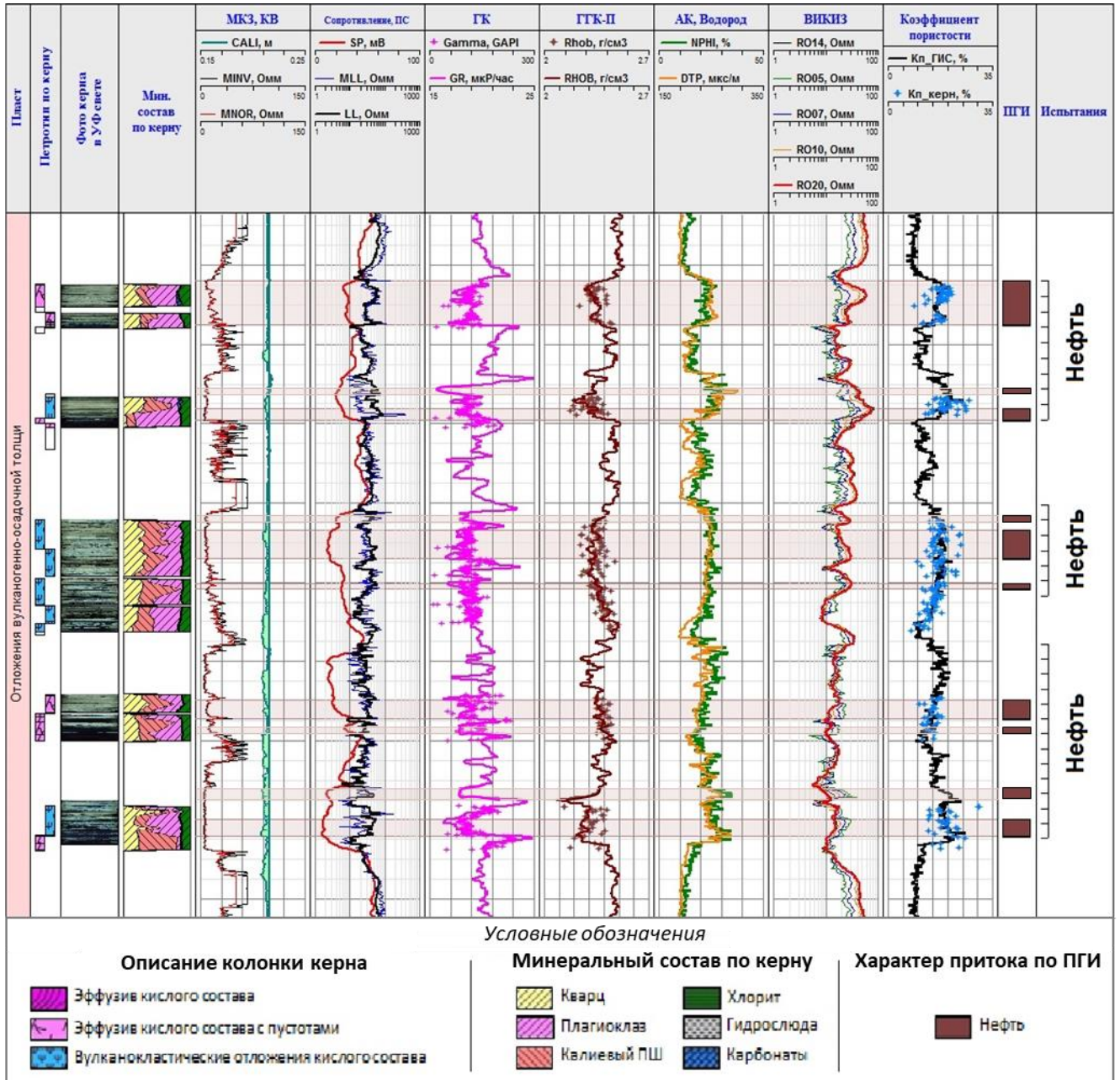


Рисунок 2.13 – Геолого-геофизическая характеристика отложений вулканогенно-осадочной толщи северо-восточного обрамления Красноленинского свода (составил автор по материалам ТО «СургутНИПИнефть»)

Выводы по главе 2

Вулканогенно-осадочной толще северо-восточного обрамления Красноленинского свода характерно сложное геолого-тектоническое строение. Неравномерное пространственное распределение петрологических типов горных пород, развитие тектонических дислокаций, вторичных (гипергенетических, гидротермально-метасоматических) преобразований приводит к высокой степени изменчивости рассматриваемых отложений. Это существенно затрудняет геологическую интерпретацию данных ГИС по ряду причин, основные из которых:

- непостоянный полиминеральный состав твёрдой фазы горных пород;
- сложная структура пустотного пространства (наличие трещин, каверн, межгранулярных пор, неравномерное распределение пустот по размерам);
- совместное влияние указанных факторов обуславливает существенные вариации петрофизических (фильтрационно-ёмкостных, плотностных, акустических, электрических, радиоактивных, капиллярных и др.) свойств горных пород, приводящие к неоднозначным изменениям геофизических параметров.

Учёт рассмотренных факторов позволит увеличить информативность использования методов ГИС и, как следствие, повысить достоверность их геологической интерпретации в разрезах изучаемой вулканической формации.

ГЛАВА 3. КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПЕТРОГРАФО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРНЫХ ПОРОД

Экспериментальные исследования кернa выполнены специалистами научно-производственного комплекса петрофизических исследований Тюменского отделения «СургутНИПИнефть». Петрографические особенности горных пород изучены как на полноразмерном керне, так и в шлифах. На порошковых пробах определён химический (в оксидной форме методом рентгенофлуоресцентного анализа (РФА)) и минеральный (методом рентгеноструктурного анализа (РСА)) состав твёрдой фазы, минералогическая плотность, ёмкость катионного обмена, общая радиоактивность и содержание ЕРЭ. На образцах кернa определены коэффициенты пористости (по воде, керосину, гелию), проницаемости (по гелию с учётом поправки Клинкенберга), водоудерживающей способности; объёмная плотность; электрическое сопротивление при полном и частичном насыщении моделью пластовой воды (параметры пористости, насыщенности); скорости распространения упругих волн. Структура пустотного пространства горных пород изучена в петрографических шлифах методом имидж-анализа, на образцах кернa методами ядерно-магнитного резонанса (ЯМР), по капиллярным кривым. Объём петрографо-петрофизических исследований кернa приведён в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Объём петрографо-петрофизических исследований кернa

Тип исследования	Количество
Петрографическое описание и фотографии колонок кернa, м	6035
Петрографическое описание шлифов, шт	900
Определение химического состава методом РФА, проб	3000
Определение минерального состава методом РСА, проб	1100
Определение объёмной, минералогической плотности, коэффициентов пористости, проницаемости, обр.	7500
Определение параметров пористости, водонасыщенности, коэффициента водоудерживающей способности, обр.	1900
Определение ёмкости катионного обмена, проб	80
Определение радиоактивности и концентраций ЕРЭ, проб	600
Определения скоростей распространения упругих волн, обр	400
ЯМР-исследования, исследования изображений шлифов (имидж-анализ), капиллярные исследования (центрифугирование) обр.	200

Непосредственно автором выполнено обобщение и комплексный анализ результатов петрографо-петрофизических исследований керна. Выделены петрологические типы горных пород, различающиеся по особенностям происхождения (генезиса) и вторичных преобразований. Для петротипов исследованы закономерности изменения петрофизических свойств (фильтрационно-ёмкостных, плотностных, акустических, электрических, радиоактивных, капиллярных) и структуры пустотного пространства.

Рассмотрим подробнее выделение петрологических типов горных пород изучаемой вулканогенно-осадочной толщи.

3.1. Выделение петротипов

Важнейшим этапом изучения вулканических формаций является выделение петрологических типов горных пород (петротипов). Согласно горной энциклопедии (1984г.) понятие «петротип» включает в себя как петрографические особенности (структурно-текстурные, химический минеральный состав, происхождение (генезис), вторичные преобразования, распространение по площади), так и петрофизические свойства горных пород.

За основу выделения петротипов принято обобщение петрографического описания керна, выполненное Кропотовой Е.П., Коровиной Т.А., Шадринной С.В. и др. [24, 116, 128] на обширном фактическом материале. Автором проведена актуализация обобщения с объединением части петротипов на основе общепринятой классификации Малеева Е.Ф. [83] (рис. 3.1).

Выделенным петротипам характерен различный набор вторичных преобразований (цветные фигуры на рис. 3.1). Их особенности для целевого объекта детально изучены Шадринной С.В., Крицким И.Л. и др. [140]. Авторы отмечают существенное влияние вторичных процессов на ФЕС горных пород: выщелачивание, частичная альбитизация и окварцевание способствуют сохранению и увеличению ФЕС; хлоритизация, пелитизация, карбонатизация, микроклинизация в различной степени снижают их.

Обобщение 2010г.

Выполнили: Кропотова Е.П.,
Коровина Т.А., Шадрина С.В. и др.
Всего керн описано: 2776.3 м.

№	Тип горной породы
Вулканиды кислого состава (риолиты, дациты и др.)	
1	Лава
2	Перлит
3	Лава выветрелая
4	Туф
5	Кластолава
6	Лавобрекчия
7	Лавокластит
8	Кластолава с туфом
Другие типы горных пород	
9	Туффит
10	Туфопесчаник
11	Туфоконгломерат
12	Терригенные
13	Кора выветривания
14	Базальт
15	Андезит

Горные породы вулканических формаций (Малеев, 1980г.)

Эффузивные, экструзивные

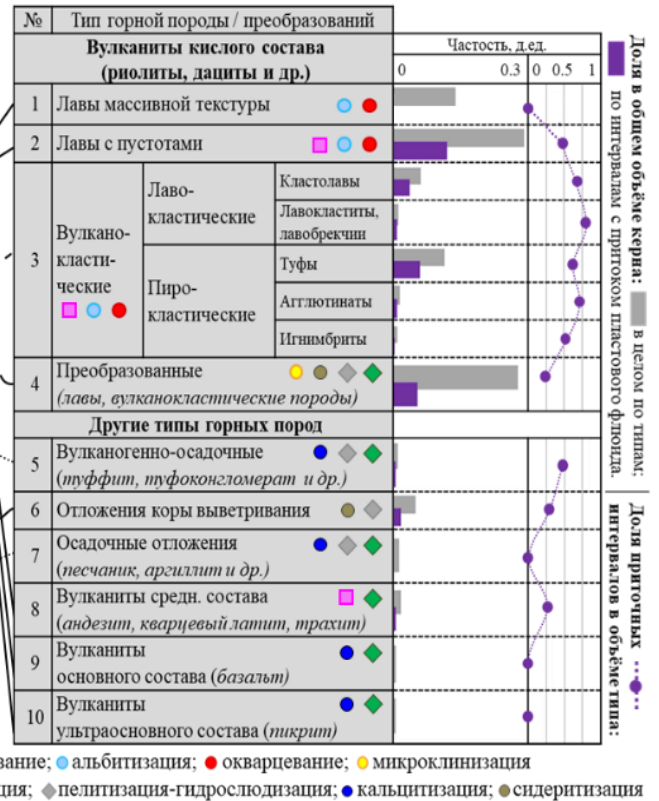
Вулкано-кластические

Вулканогенно-осадочные, осадочно-вулканогенные

Осадочные

Обобщение 2022г.

Выполнил автор
(по данным ТО «СургутНИПИнефть»)
Всего керн описано: 6035.8 м.



Преобладающий тип вторичных преобразований:

Рисунок 3.1 – Обобщение результатов петрографического описания керн изучаемой вулканогенно-осадочной толщи

Анализ обобщения показывает, что основной объём изучаемой толщи составляют вулканиды кислого состава (риолиты, дациты и др.) с преобладанием лав (серые столбцы на рис. 3.1). Доли интервалов с притоком пластового флюида (коллекторов по ПГИ) пропорциональны долям петротипов в общем объёме керн (фиолетовые столбцы на рис. 3.1). Вместе с тем, доли коллекторов в объёме каждого из петротипов изменяются в зависимости от генезиса и типа вторичных преобразований, а именно, снижаются от вулканокластических к лавам и преобразованным вулканидам (фиолетовые точки на рис. 3.1).

В ходе анализа химического состава петротипов с использованием TAS-диаграммы «сумма щелочей–кремнезём» (рис.3.2) преобразованные вулканиды разделены на группы с пониженным ($\leq 8\%$) и повышенным ($> 8\%$) содержанием $\text{Na}_2\text{O} + \text{K}_2\text{O}$. Согласно описанию шлифов, в горных породах первой группы

преобладают глинистые, карбонатные, реже железистые вторичные минералы; во второй группе преобладает вторичный микроклин, встречаются цеолиты.



Рисунок 3.2 – Выделение петротипов с использованием TAS-диаграммы (выполнил автор по материалам ТО «СургутНИПИнефть»)

Таким образом, в результате анализа петрографических особенностей горных пород **выделено 11 петротипов, различающихся по генезису и вторичным преобразованиям** (рис. 3.2). Петротипы 1,8,10,11 являются неколлекторами, петротипы (2-7, 9) могут являться как коллекторами, так и неколлекторами в зависимости от ФЕС. С увеличением ФЕС от петротипов 4,5,7 к петротипам 2,6, и далее к петротипу 3 вероятность развития коллекторов возрастает.

Далее рассмотрены особенности изменения химического, минерального состава, петрофизических свойств, структуры пустотного пространства выделенных петротипов с учётом их генезиса и вторичных преобразований.

3.2. Химический состав

Химический состав изучаемых отложений на 95% представлен восемью оксидами: SiO_2 , Al_2O_3 , Na_2O , K_2O , CaO , Fe_2O_3 , MgO , Ti_2O , 5% приходится на SO_3 ,

P_2O_5 , MnO , CuO , ZnO , Cr_2O_3 , Zr_2O_3 . Средние значения и диапазоны изменения содержаний оксидов в петротипах изучаемой толщи приведены в приложении 1.

Химический состав вулканогенных горных пород (петротипы 1-5, 9-11) изменяется закономерно [126]. С увеличением содержания кварца, полевых шпатов и уменьшением темноцветных минералов возрастают содержания SiO_2 , Na_2O , K_2O и снижаются MgO , Fe_2O_3 , Ti_2O . Содержания Al_2O_3 , CaO снижаются от основных вулканитов к кислым, что обусловлено сменой основного плагиоклаза кислым.

Вторичные преобразования оказывают существенное влияние на химический состав горных пород. Для петротипов 1-3 вторичные процессы представлены альбитизацией, выщелачиванием, окварцеванием, реже хлоритизацией. Указанной группе характерен выдержанный химический состав, соответствующий кислым вулканитам (риолитам, дацитам, риодацитам и др.). Незначительное увеличение содержания Al_2O_3 , снижение K_2O от петротипов 1,2 к 3 обусловлено, вероятно, выщелачиванием КППШ, хлоритизацией цветных минералов (увеличение ФЕС от лав к вулканокластическим породам способствует усилению вторичных процессов). Вулканитам, преобразованным процессами сидеритизации, хлоритизации, пелитизации-гидрослюдизации (петротип 4) характерно снижение концентраций SiO_2 , Na_2O , повышение Al_2O_3 , CaO , Fe_2O_3 , MgO . Развитие процесса вторичной микроклинизации вулканитов приводит к увеличению K_2O (петротип 5).

Вариации химического состава вулканогенно-осадочных пород (петротип 6) обусловлены интенсивностью развития вторичных процессов, представленных гидрослюдизацией, кальцитизацией. В преобразованных разностях повышены содержания Al_2O_3 , CaO , Fe_2O_3 , MgO , понижены – Na_2O , K_2O . Вторичные процессы наиболее развиты в отложениях коры выветривания (петротип 7), в которых понижены содержания SiO_2 , Na_2O , Fe_2O_3 , MgO , Ti_2O , повышено Al_2O_3 . В осадочных породах (петротип 8) развиты процессы кальцитизации, гидрослюдизации, в связи с чем повышены содержания Al_2O_3 , CaO , Fe_2O_3 , MgO , Ti_2O . Химический состав и вторичные преобразования средних вулканитов (петротип 9) схожи с кислыми. В основных, ультраосновных вулканитах (петротипы 10, 11) увеличение содержаний CaO и Al_2O_3 обусловлено воздействием процессов кальцитизации и хлоритизации.

По соотношению Na_2O и K_2O (рис. 3.3) в вулканогенных породах кислого состава (дацитах, риодацитах, риолитах и др.) K_2O преобладает над Na_2O , что обуславливает их калиевую и калиево-натриевую щелочную специфику. Области щелочных специфик разграничены штриховыми линиями (согласно [113]). При переходе к вулканогенным породам среднего (андезитам, кварцевым латитам), основного (базальтам), ультраосновного (пикритами) состава щелочная специфика изменяется на натриевую. Содержаниям Na_2O и K_2O характерна обратная связь. В вулканитах кислого состава отклонение от общей закономерности свойственно преобразованным разностям, что обусловлено перераспределением химических элементов в результате воздействия вторичных процессов. То же характерно для отложений коры выветривания, вулканогенно-осадочных, осадочных пород.

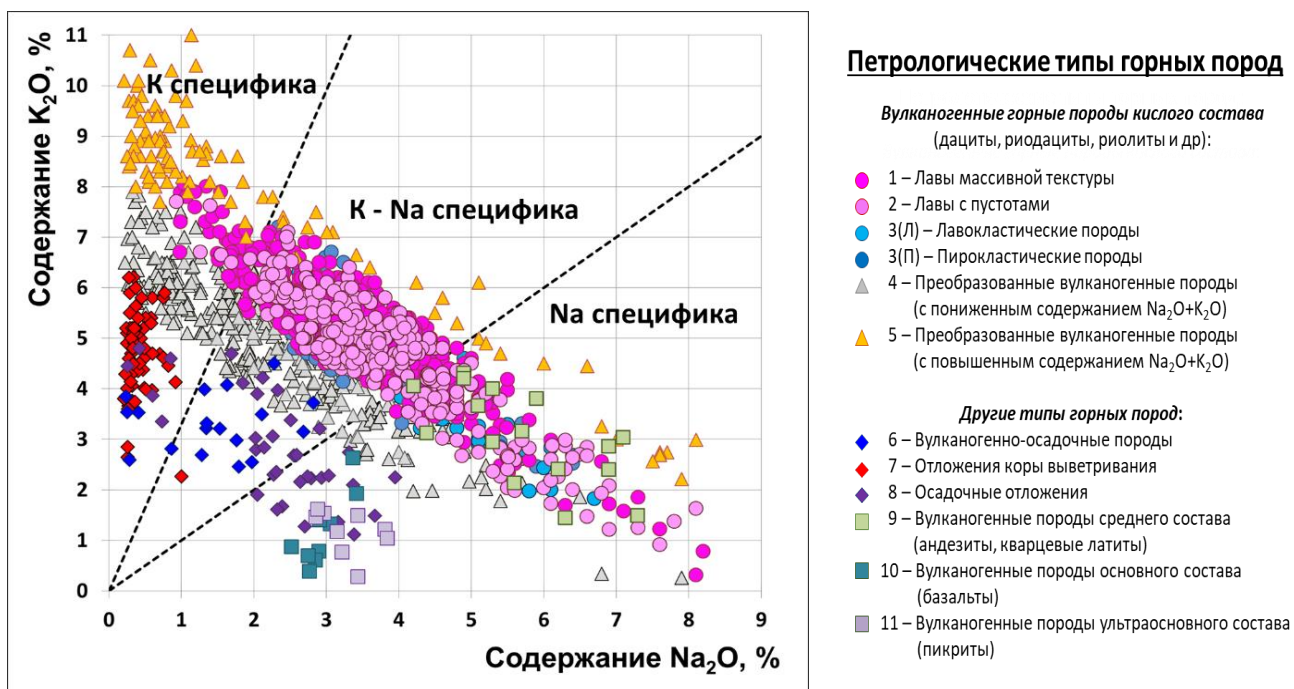


Рисунок 3.3 – Сопоставление содержаний Na_2O с K_2O в горных породах изучаемой толщи (выполнил автор по материалам ТО «СургутНИПИнефть»)

3.3. Минеральный состав

Минеральный состав изучаемых горных пород представлен восемью основными минералами: кварцем, калиевым полевым шпатом, плагиоклазом, хлоритом, гидрослюдой, смешаннослойными образованиями, кальцитом,

сидеритом. Средние значения и диапазоны изменения содержаний минералов в различных типах горных пород изучаемой толщи приведены в приложении 1.

В вулканогенных горных породах содержания кварца, КПШ закономерно снижаются от кислых разностей (петротипы 1-5) к средним (петротип 9), основным (петротип 10) и ультраосновным (петротип 11). В этом направлении с увеличением содержания темноцветных минералов возрастает содержание хлорита, кальцита.

В петротипах 1-3 содержание кварца не превышает 45%; КПШ – 50%; плагиоклаза – 70%; хлорита – 15%; гидрослюды, ССО, кальцита, сидерита – 5%. С увеличением ФЕС от лав к вулканокластическим породам возрастает интенсивность вторичных процессов, что обуславливает увеличение содержаний кварца, плагиоклаза, глинистых минералов, снижение КПШ в результате выщелачивания, альбитизации, окварцевания, хлоритизации горных пород. Преобразованным вулканитам кислого состава характерны повышенные содержания хлорита (до 35%), гидрослюды и ССО (до 45%), сидерита (до 25%) (петротип 4), вторичного КПШ (до 75%) (петротип 5).

Повышенные концентрации глинистых и карбонатных минералов свойственны вулканогенно-осадочным, осадочным горным породам, отложениям коры выветривания (петротипы 6, 7, 8). В вулканогенно-осадочных, осадочных горных породах, глинистые минералы представлены хлоритом, гидрослюдой, ССО, карбонатные – кальцитом. В коре выветривания преобладают гидрослюда, сидерит.

В петротипах с повышенным содержанием гидрослюды (4, 6, 7, 8) отмечается увеличение содержания кварца, вызванное коррозией полевых шпатов в результате наложения процесса пелитизации-гидрослюдизации с образованием гидрослюды и кварца [140]. Вторичные процессы способствуют снижению содержания полевых шпатов в результате их разрушения и замещения постмагматическими минералами. Наиболее заметно снижение содержаний полевых шпатов в петротипах 4, 6, 7, 8. Суммарное содержание полевых шпатов снижается с увеличением содержания кварца, глинистых, карбонатных минералов. Между собой содержания полевых шпатов связаны обратной зависимостью.

Рассмотренные особенности минерального состава отражены на диаграммах средних значений (рис.3.4) и сопоставлений (рис. 3.5) содержаний минералов твёрдой фазы горных пород изучаемой толщи.

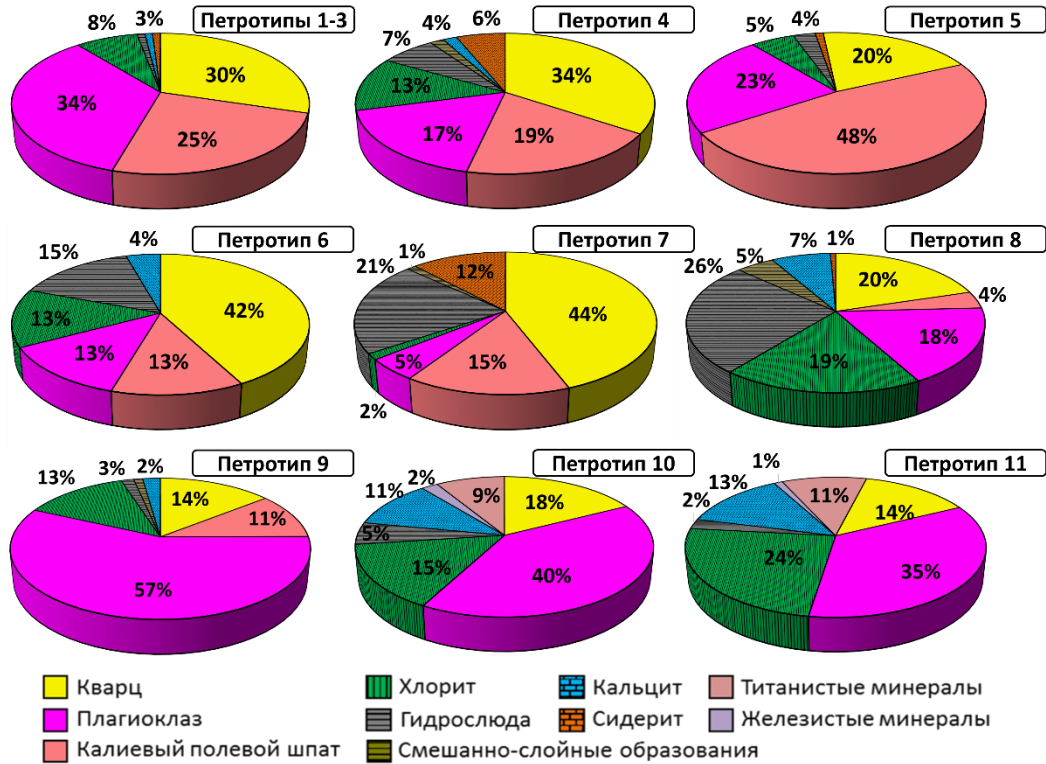


Рисунок 3.4 – Минеральный состав горных пород изучаемой толщи. 1-11 – петротипы (см. рис. 3.2) (выполнил автор по данным ТО «СургутНИПИнефть»)

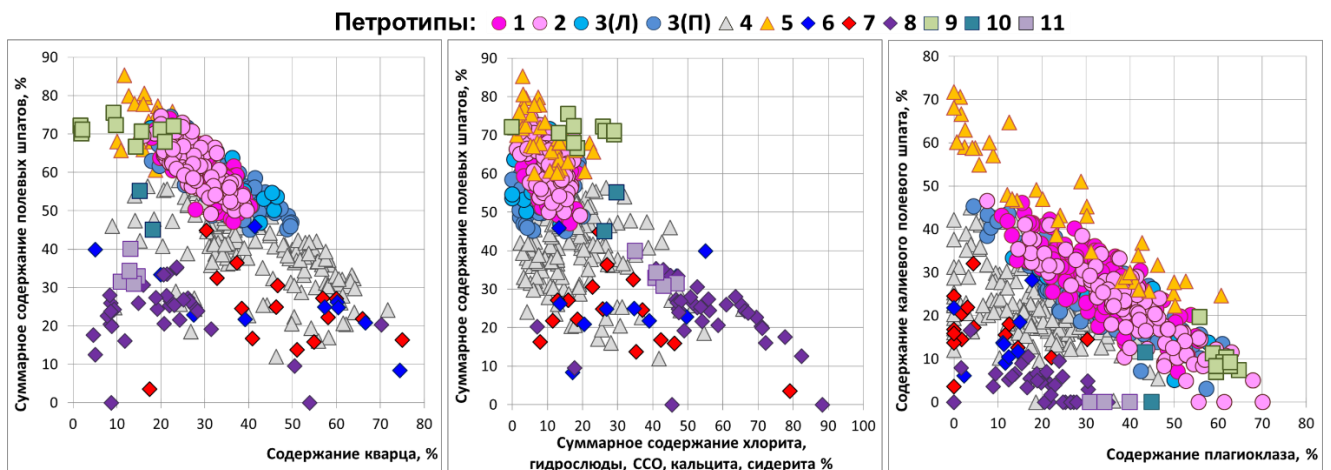


Рисунок 3.5 – Сопоставление содержаний минералов в горных породах изучаемой толщи. 1-11 – петротипы (см. рис. 3.2) (выполнил автор по данным ТО «СургутНИПИнефть»)

Выполненные исследования показывают, что особенности химического и минерального состава горных пород вулканогенно-осадочной-толщи северо-восточного обрамления Краснотеннинского свода определяется их генезисом (составом первичного вещества) и вторичными преобразованиями.

3.4. Фильтрационные-ёмкостные свойства

Закономерности изменения ФЕС петротипов следующие (рис.3.6, 3.7).

Наименьшие значения $K_{п}$ и $K_{пр}$ характерны для кислых лав массивной текстуры, основных, ультраосновных вулканитов (петротипы 1,10,11), наибольшие – для кислых вулканокластических пород (петротип 3). Повышение $K_{п}$ и $K_{пр}$ отмечено для части вулканогенно-осадочных пород, средних вулканитов (петротипы 6, 9). Лавам с пустотами (петротип 2) при низком $K_{п}$ характерно увеличение $K_{пр}$ за счет трещиноватости, а при повышенных значениях $K_{п}$ снижение $K_{пр}$, обусловленное кавернозностью. Значения $K_{пр}$ горных пород с повышенным содержанием вторичных (глинистых, карбонатных, КППШ реже цеолитов, пирита, гематита) минералов (петротипы 4, 5, 6, 7, 8) на 1-2 порядка ниже при сопоставимых $K_{п}$. Величины $K_{вс}$ и $K_{п}^{эфф} = K_{п} \cdot (1 - K_{вс})$ тесно связаны с изменениями фильтрационных свойств. Наименьшие значения $K_{п}^{эфф}$ и наибольшие $K_{вс}$ характерны слабопроницаемым горным породам – кислым лавам массивной текстуры, отложениям коры выветривания, осадочным, некоторым вулканогенно-осадочным (петротипы 1, 6, 7, 8). Вариации $K_{вс}$ кислых вулканитов обусловлены как влиянием постмагматических преобразований (петротипы 4, 5), так и изменением структуры фильтрационных путей (петротипы 2, 3). С усложнением структуры пустотного пространства $K_{вс}$ возрастает от лав с пустотами (петротип 2) к вулканокластическим горным породам (петротип 3).

В целом, ФЕС возрастают в ряду: лавы массивной текстуры – осадочные отложения – кора выветривания – преобразованные вулканиты – лавы с пустотами – вулканогенно-осадочные – вулканокластические горные породы. Помимо $K_{п}$ на $K_{пр}$ и $K_{вс}$ существенно влияет структура пустотного пространства, зависящая от генезиса и вторичных преобразований петротипов.

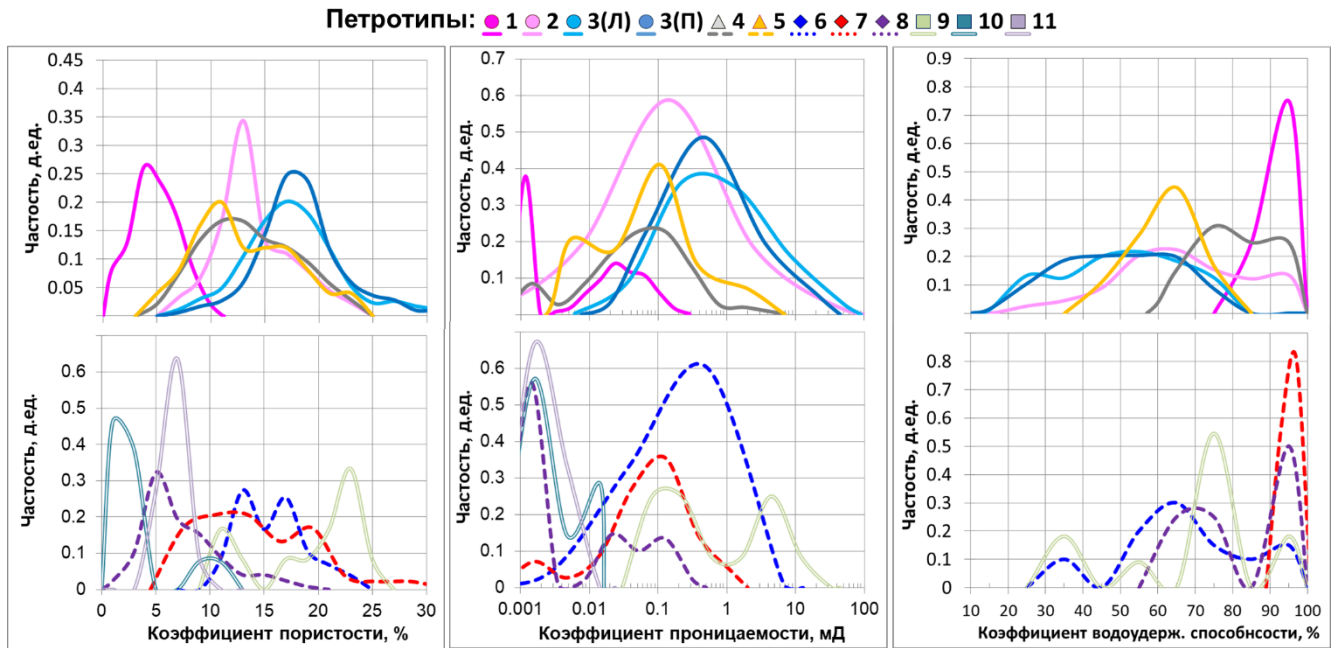


Рисунок 3.6 – Распределения значений K_p (а), $K_{пр}$ (б), $K_{вс}$ (в) горных пород изучаемой толщи. 1-11 – петротипы (см. рис. 3.2)
(выполнил автор по материалам ТО «СургутНИПИнефть»)

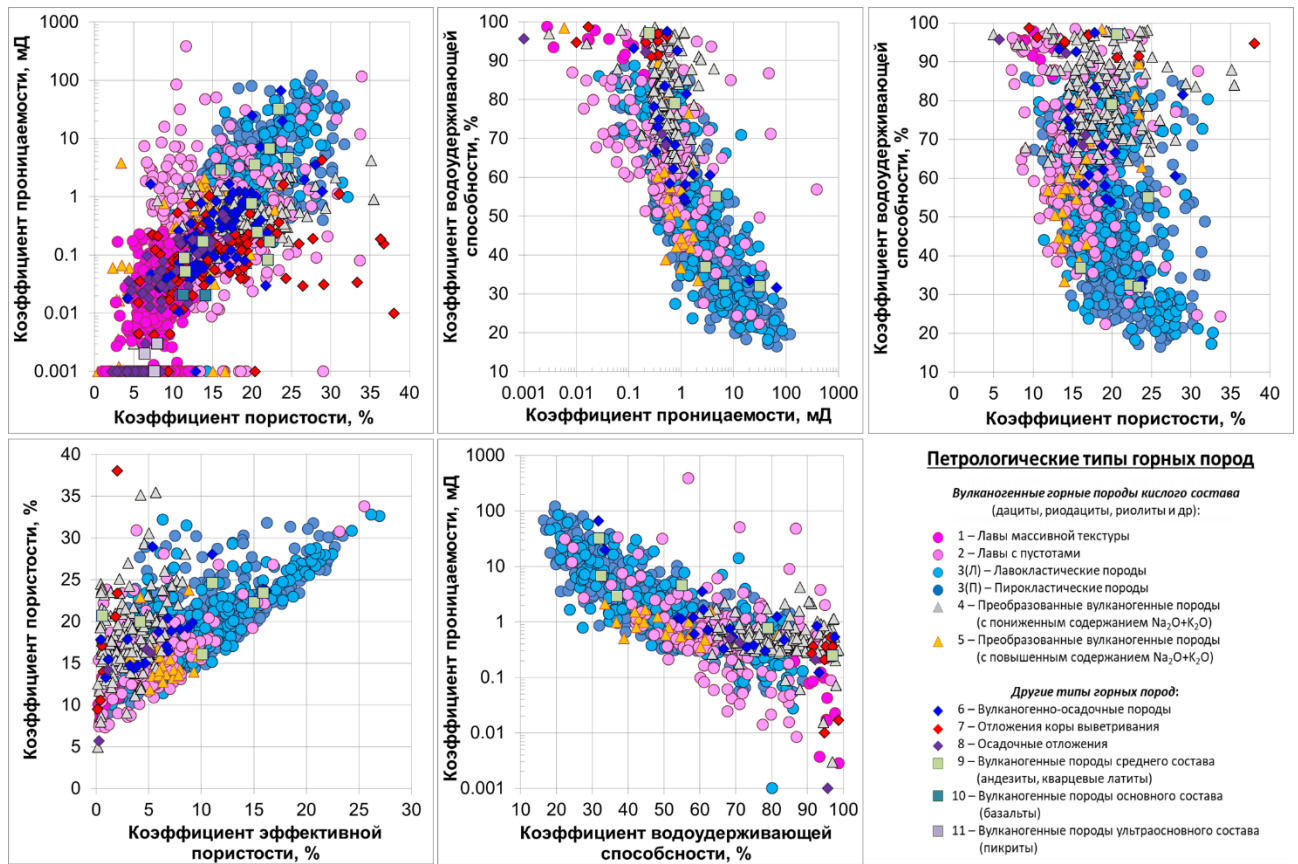


Рисунок 3.7 – Сопоставления K_p , $K_{пр}$, $K_{вс}$, $K_p^{эфф}$ горных пород изучаемой толщи
(выполнил автор по материалам ТО «СургутНИПИнефть»)

Существенное влияние на ФЕС оказывают вторичные преобразования, характер которых зависит от типа горной породы. В петротипах 1-3 преобладают изменения, способствующие сохранению и улучшению ФЕС – выщелачивание, частичное окварцевание и альбитизация. В преобразованных вулканитах кислого состава (петротипы 4, 5) развиты процессы, снижающие ФЕС: хлоритизация, пелитизация-гидрослюдизация, сидеритизация, кальцитизация, микроклинизация, реже ожелезнение, развитие ССО, цеолитов. Схожие преобразования характерны вулканогенно-осадочным, осадочным породам, отложениям коры выветривания (петротипы 6, 7, 8). Характер преобразований средних вулканитов (петротип 9) схож с кислыми вулканитами. В основных, ультраосновных вулканитах (петротипы 10, 11) процесс хлоритизации способствует увеличению K_p .

Сопоставление ФЕС горных пород с разделением по характеру вторичных преобразований (установлен в шлифах) показывает (рис. 3.8) следующее. Выщелачивание минеральных зёрен (светло-розовые квадраты на рис. 3.8) приводит к увеличению K_p и $K_{пр}$. При альбитизации (голубые круги) и окварцевании (красные круги) постмагматические минералы отлагаются в пустотах горных пород. При частичном заполнении пустотного пространства оба процесса способствуют увеличению прочности минерального скелета и сохранению фильтрационных характеристик при незначительном снижении ёмкостных. Карбонатизация (коричневые круги), развитие ССО (синие ромбы) и микроклинизация (жёлтые круги) в разной степени снижают ФЕС. Процесс пелитизации-гидрослюдизации (серые ромбы) существенно уменьшает $K_{пр}$, в то время как процесс хлоритизации (зелёные ромбы), в основном, слабо влияет на изменение ФЕС. Неизменённым вулканитам, представленным лавами массивной текстуры (тёмно-розовые квадраты), свойственны низкие ФЕС.

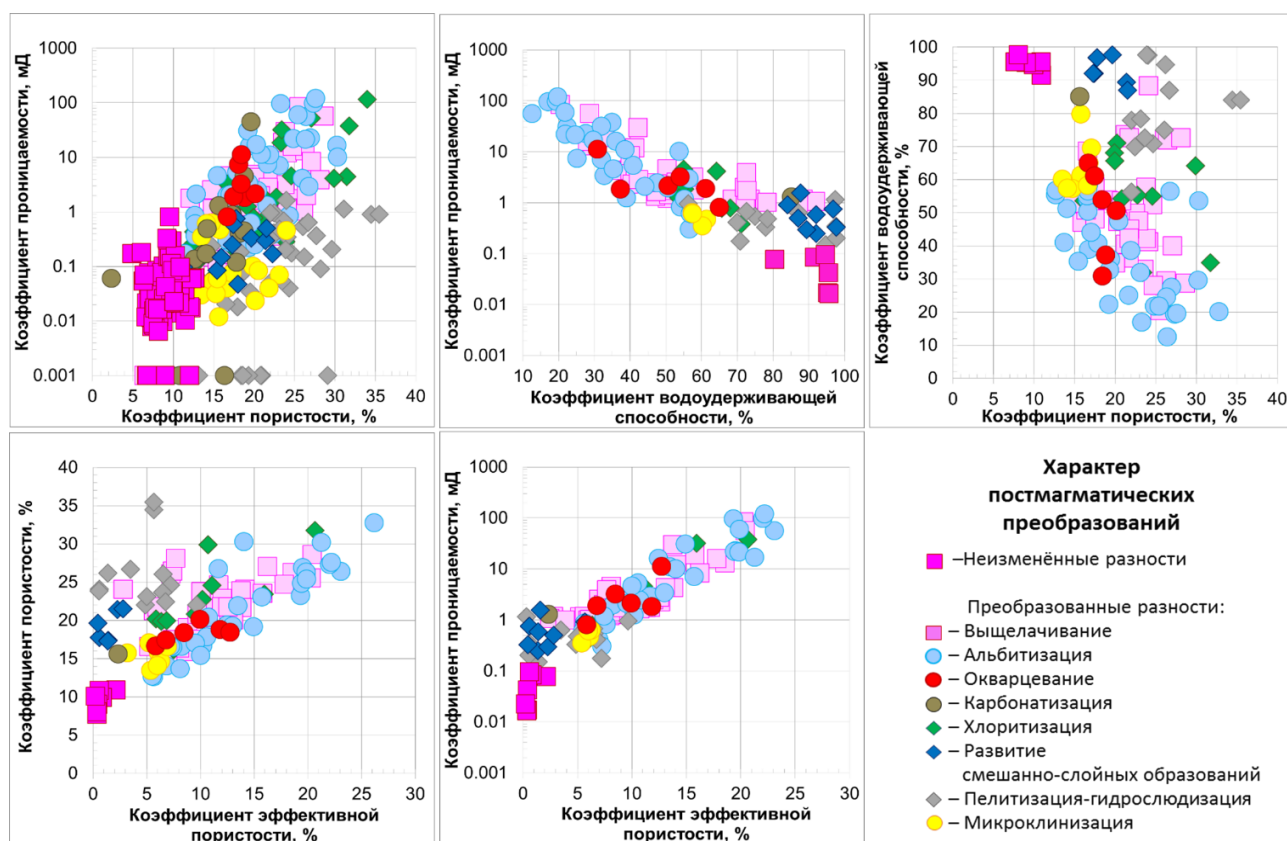


Рисунок 3.8 – Сопоставление K_p , $K_{пр}$, $K_{вс}$, $K_p^{эфф}$ горных пород изучаемой толщи с учётом характера постмагматических преобразований (выполнил автор по материалам ТО «СургутНИПИнефть»)

3.5. Плотностные и акустические свойства

Закономерности изменения плотностных и акустических свойств (рис. 3.9) показывают, что объёмная плотность снижается, а интервальное время продольной волны по породе возрастает с увеличением коэффициента пористости от лав массивной текстуры (петротип 1) к лавам с пустотами (петротип 2) и к вулканокластическим горным породам (петротип 3).

Вместе с тем, на акустические и плотностные свойства существенное влияние оказывает минеральный состав. На распределениях минералогической плотности и интервального времени продольной волны по твёрдой фазе пород петротипы 1-3 и 9 образуют единую группу (средние значения $\delta_{мин} = 2.63 \text{ г/см}^3$; $\Delta t_p^{тв.ф.} = 185 \text{ мкс/м}$), их минеральный состав на 85-90% представлен кварцем и полевыми шпатами. Незначительные вариации $\delta_{мин}$ и $\Delta t_p^{тв.ф.}$ в пределах рассматриваемой группы зависят от соотношения содержаний главных

породообразующих минералов (кварца, КШШ, плагиоклаза). Увеличение содержания вторичных минералов приводит к существенным отклонениям $\delta_{\text{мин}}$ и $\Delta t_p^{\text{ТВ.Ф.}}$. В петротипах 4, 6, 7, 8 глинистые минералы увеличивают $\delta_{\text{мин}}$, $\Delta t_p^{\text{ТВ.Ф.}}$, карбонатные – увеличивают $\delta_{\text{мин}}$ и снижают $\Delta t_p^{\text{ТВ.Ф.}}$. В петротипе 5 снижению $\delta_{\text{мин}}$ и увеличению $\Delta t_p^{\text{ТВ.Ф.}}$ способствует вторичный микроклин, цеолиты. Единую группу образуют основные, ультраосновные вулканиды – петротипы 10, 11. Для неизменённых разностей средние значения $\delta_{\text{мин}}$ и $\Delta t_p^{\text{ТВ.Ф.}}$ составляют 2.78 г/см^3 и 170 мкс/м соответственно. Вторичные минералы (хлорит, кальцит) приводят к снижению $\delta_{\text{мин}}$ и увеличению $\Delta t_p^{\text{ТВ.Ф.}}$. Наряду с минеральным составом на акустические свойства влияет структура пустотного пространства горных пород. На сопоставлении $\Delta t_p - \delta_{\text{об}}$ для петротипов 2, 3(Л) отмечается отклонение от общей закономерности, обусловленное, вероятно, влиянием трещин, каверн.

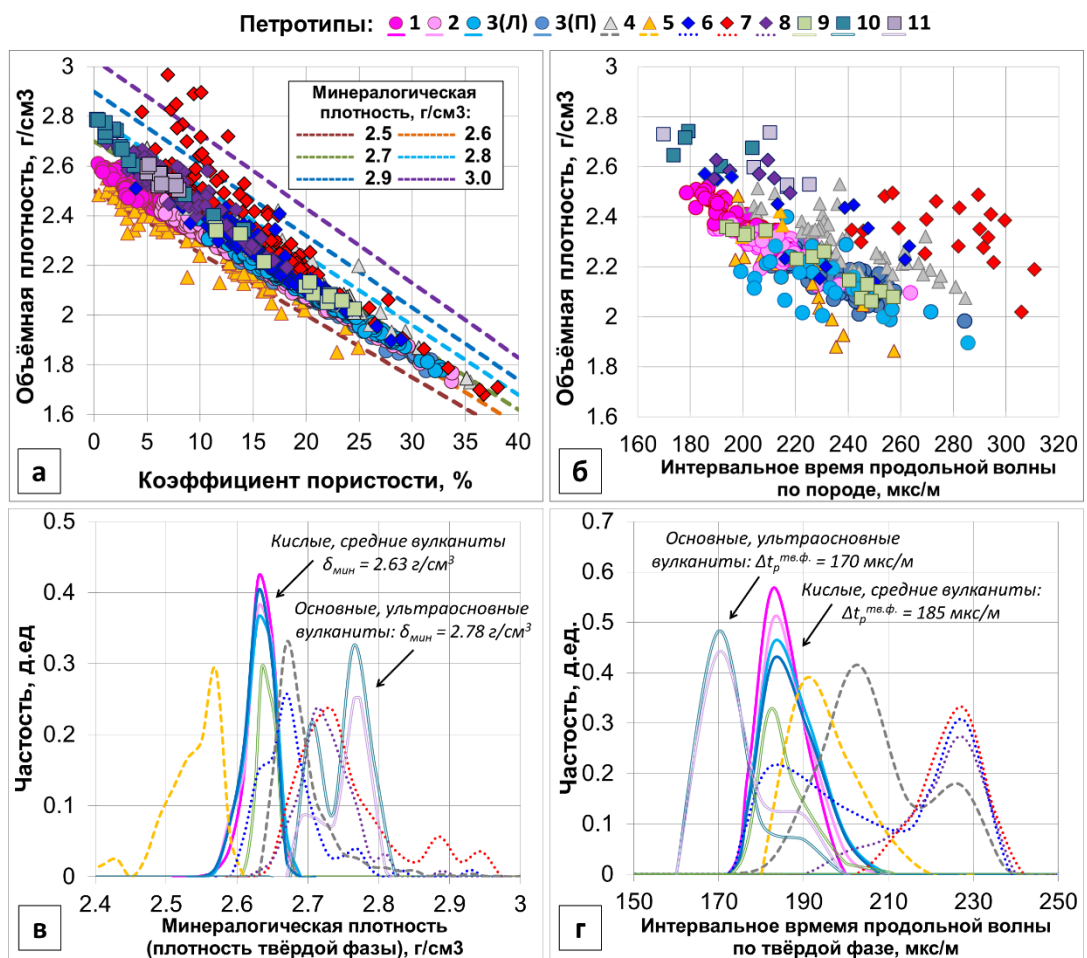


Рисунок 3.9 – Сопоставления K_p , Δt_p с $\delta_{\text{об}}$ (а, б) и распределения $\delta_{\text{мин}}$, $\Delta t_p^{\text{ТВ.Ф.}}$ (в, г) горных пород изучаемой толщи. 1-11 – петротипы (см. рис. 3.2) (выполнил автор по материалам ТО «СургутНИПИнефть»)

3.6. Электрические свойства

Электрические свойства (УЭС, естественная электрохимическая активность) связаны с вариациями структуры пустотного пространства и типом вторичных преобразований горных пород (рис.3.10) [37, 43, 45, 46].

По результатам анализа электрических зависимостей – параметра пористости (P_n) от K_n , параметра насыщения (P_n) от K_v и соответствующих им показателей «цементации» (m) и «смачиваемости» (n) образцов керна с учётом описания шлифов горные породы разделены на типы (типы 1-3, 6-8 соответствуют петротипам 1-3, 6-8; тип 4 – глинистым разностям петротипа 4; тип 5 – альбитизированным и карбонатизированным разностям петротипов 1-3 и 4).

В вулканитах кислого, среднего состава с низким содержанием вторичных минералов (основной постмагматический процесс – выщелачивание) P_n снижается, P_n возрастает от лав массивной текстуры (точки 1 на рис. 3.10а, в) к лавам с пустотами (точки 2), и далее к лаво- и пирокластическим (точки 3(Л), 3(П)) породам в соответствии с изменением K_n и K_v . Глинистым вулканитам (содержащим повышенные концентрации хлорита, гидрослюды, ССО) (точки 4), отложениям коры выветривания, вулканогенно-осадочным, осадочным породам (точки 6, 7, 8) характерно снижение P_n , P_n . В вулканитах, преобразованных процессами альбитизации, карбонатизации, окварцевания (точки 5), P_n и P_n увеличены.

Показатели m и n отражают вариации электрического сопротивления при неизменных K_n , K_v (т.е. без учёта влияния насыщающих горную породу флюидов). Показатели зависят от геометрии токопроводящих путей, отражающей особенности структуры пустотного пространства, тип смачиваемости твёрдой фазы, характер вторичных преобразований горных пород. Для сцементированных неглинистых разностей с межгранулярным типом пустот показатели m и n изменяются в диапазоне от 1.8 до 2. В глинистых породах m и n снижены. Показатель m возрастает с ростом степени цементации горной породы, объёмного содержания каверновых пустот и их размера. Трещиноватым и слабосцементированным породам характерно снижение значений m . Показатель n

зависит от характера смачиваемости поверхности твёрдой фазы и структуры пустотного пространства горных пород. При переходе от гидрофильных разностей к гидрофобным n возрастает. В гидрофильных породах кавернозным разностям характерно снижение n , трещиноватым – возрастание [18, 48 и др.].

По значениям показателей m и n рассмотренные выше типы горных пород изучаемой толщи условно объединены в группы А, Б, В (рис.3.10б, г). В группе Б преобладающее влияние на m и n оказывает структура пустотного пространства: в лавах и лавокластических породах (точки 1, 2, 3(Л) на рис. 3.10б, г) m возрастает, n – снижается при переходе от трещиноватых разностей к кавернозным. В вулканитах с трещинно-каверновым типом пустотного пространства показатели m и n близки к средним значениям. Пирокластическим породам (точки 3(П)) характерно снижение m и n вследствие преобладания межгранулярных пор. Интенсивная трещиноватость, повышенное содержание глинистых минералов, цеолитов, пирита снижают m и n (группа А); крупные каверны, альбитизация, карбонатизация – увеличивают m и n (группа В).

Снижение показателей m и n вулканогенно-осадочных и осадочных пород (точки 6, 8) обусловлено как межгранулярным типом пустотного пространства, так и повышенной глинистостью. В отложениях коры выветривания наряду с глинистыми минералами снижению показателей m и n способствует пирит. Глинистым вулканитам (точки 4) характерно снижение m и n . Воздействие процессов альбитизации, карбонатизации, окварцевания (точки 5) способствует увеличению m . В работе [140] для альбитизированных образцов изучаемой толщи экспериментально установлено усиление гидрофобных свойств (увеличение показателя n), для глинистых – усиление гидрофильных (снижение показателя n).

Естественная электрохимическая активность тесно связана с приведённой ёмкостью поглощения (q_p) горных пород. Расчёт q_p выполнялся по формуле:

$$q_p = \frac{Q_{100}}{100} \cdot \frac{(1 - K_p)}{K_p} \cdot \delta_{\text{мин}} \quad (3.1)$$

где Q_{100} – ёмкость катионного обмена в расчёте на 100 грамм горной породы; K_p – коэффициент пористости; $\delta_{\text{мин}}$ – минералогическая плотность.

Приведённая ёмкость поглощения вулканитов кислого и среднего состава, состоящих, преимущественно, из кварца и полевых шпатов (точки 1,2,3 на рис. 3.10д), не превышает 0.3 мг-экв/см³ (группа Б). С увеличением $\delta_{\text{мин}}$ в карбонатизированных вулканитах (группа В) значения $q_{\text{п}}$ сохраняются на низком уровне. В глинистых породах (группа А) $q_{\text{п}}$ возрастает с увеличением $\delta_{\text{мин}}$. В целом, $q_{\text{п}}$ возрастает с увеличением глинистости в ряду: группа В – группа Б – группа А.

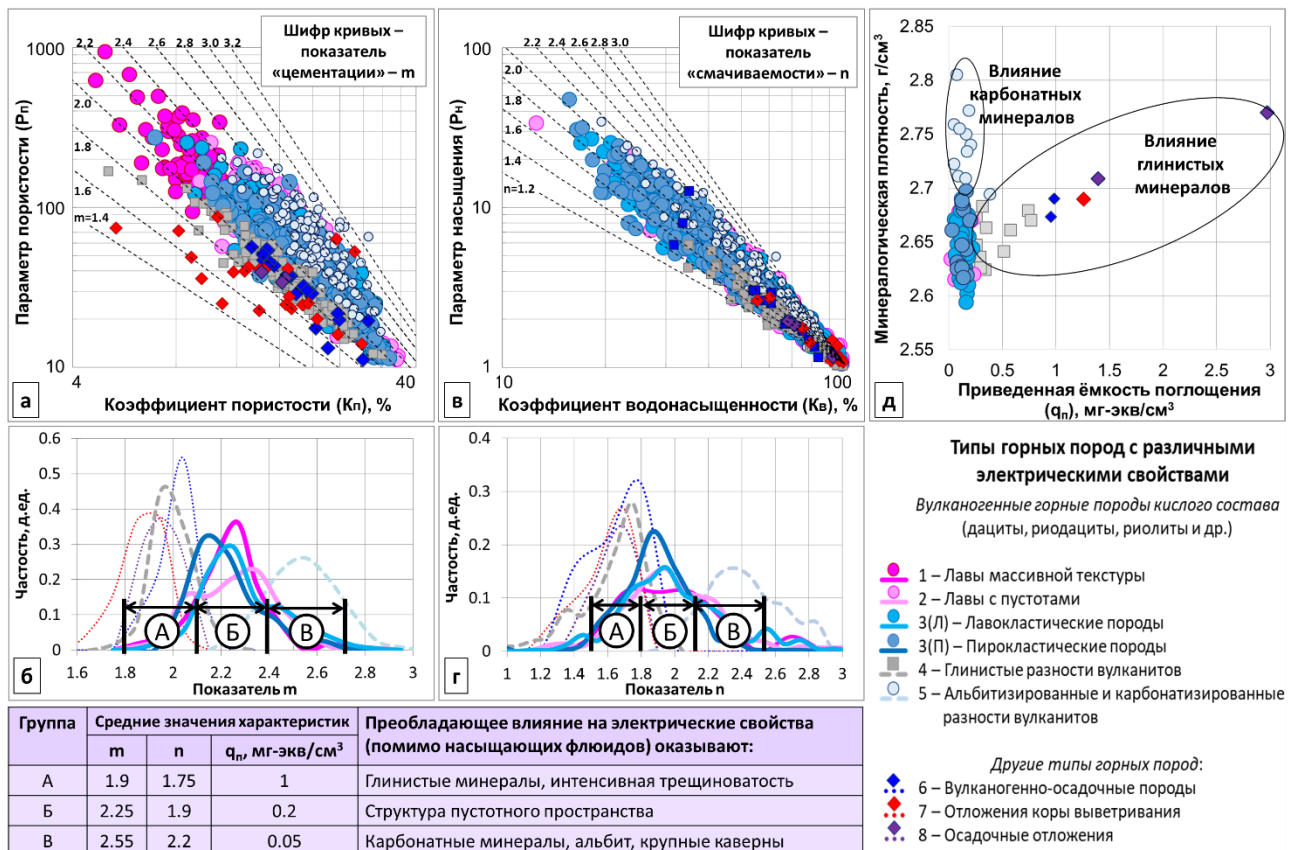


Рисунок 3.10 – Зависимости $P_{\text{п}}=f(K_{\text{п}})$, $P_{\text{н}}=f(K_{\text{в}})$ и распределения соответствующих им показателей m , n (а-г), сопоставление $\delta_{\text{мин}}$ с $q_{\text{п}}$ (д) горных пород изучаемой толщи (выполнил автор по материалам ТО «СургутНИПИнефть»)

Для основных, ультраосновных вулканитов (петротипы 10,11) определение электрических характеристик на керне не производилось. С привлечением данных ГИС (ПС, БК) установлено, что электрическое сопротивление петротипов зависит от интенсивности развития вторичных процессов (снижается от неизменённых разностей к преобразованным). Существенное снижение $\Delta U_{\text{пс}}$ для указанных пород обусловлено, вероятно, влиянием окислительно-восстановительных процессов. Схожие данные для изверженных пород основного состава получены в работе [99].

3.7. Естественная радиоактивность

Естественные радиоактивные элементы характеризуются различными формами присутствия и особенностями распределения в вулканогенных горных породах. Калий входит в состав породообразующих – КПШ (микроклин, ортоклаз), слюд (биотит, мусковит), глинистых минералов (гидрослюда) [48, 64]. Уран и торий входят в кристаллические решётки акцессорных минералов, присутствуют в рассеянном состоянии, адсорбируясь на поверхности кристаллов и в трещинах [5].

Распределение ЕРЭ в магматических породах определяется условиями кристаллизации магмы [114]. Интрузивным образованиям характерно увеличение содержаний U и Th в акцессорных и снижение в породообразующих минералах. При длительной кристаллизации магмы в глубинных условиях U и Th, наряду с редкоземельными элементами, оттесняются в остаточный расплав, что обусловлено их (U и Th) высокой валентностью (степень окисления U и Th в условиях магматических камер +4) и ионным радиусом. Указанные особенности не позволяют U и Th замещать главные (петрогенные) элементы породообразующих минералов. В дефектах кристаллических решёток часть изотопов U и Th накапливается путём механического захвата в процессе роста кристаллов. Широко распространено изоморфное замещение ураном и торием редкоземельных элементов (близких по ионному радиусу и валентности), а также Zr, Ca, входящих в состав акцессорных (магнетит, эпидот, ильменит, апатит, флюорит, циркон, сфен и других) минералов. Согласно [123] более 50% содержаний U и Th в интрузивных породах приходится на акцессорные минералы. В кислых интрузивах возможно выделение собственных минералов U и Th микроскопических размеров [123].

В отличие от интрузивных горных пород, при кристаллизации магмы в поверхностных условиях, возможности продолжительной миграции U, Th и других химических элементов с накоплением их в одних и уменьшением концентраций в других минералах существенно ограничены. В связи с этим распределение ЕРЭ в вулканитах более равномерное [114]. Результаты микрорадиографических исследований вулканитов Забайкалья, Казахстана и других территорий [5, 114, 115

и др.] показывают, что более 60-80% от общего содержания U и Th приходится на основную массу (базис) горных пород. Наименьшие концентрации U и Th (не более 2-10%) характерны порфировым выделениям (рис. 3.11). Кристаллизация последних происходит в глубинных условиях при подъёме магмы к земной поверхности. На долю темноцветов приходится не более 15% от общего содержания U и Th. Акцессорные минералы при высокой абсолютной содержат менее 10% от общей концентрации U и Th [6, 114, 115]. В целом концентрации U и Th в основной массе и вкрапленниках вулканогенных горных пород различаются в 10-100 раз [114].

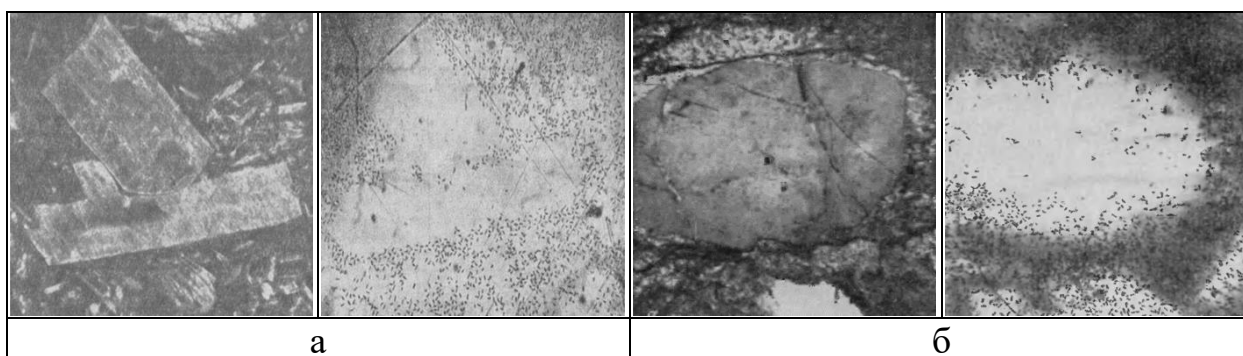


Рисунок 3.11 – Распределение урана в вулканитах среднего (а – андезитобазальт) и кислого состава (б – кварцевый порфир) [114, 115]. Слева – изображения шлифов, справа – радиографических треков. Черные вкрапленники на треках – уран.

Рассмотренные особенности распределения ЕРЭ определяют вклады U, Th, K в общую радиоактивность вулканогенных горных пород. Для вулканитов изучаемой толщи наибольший вклад в общую радиоактивность вносит K, на его долю приходится 60-80%. На долю Th приходится от 40 до 75%, U – от 20 до 40%. С ростом вклада K, снижаются вклады U и Th, что обусловлено, вероятно, увеличением содержания порфировых вкрапленников.

Общая радиоактивность вулканитов зависит от степени их кристалличности. В лавах (от стекловатых разностей к кристаллическим) и туфах (от пепловых разностей к литокристалл- и кристалл-кластическим) снижение радиоактивности обусловлено выносом части U с летучими веществами, образующимися при кристаллизации вкрапленников и минеральных зёрен. Увеличение подвижности U в окислительной обстановке поверхностных условий приводит к более интенсивному его выносу по сравнению с Th. Общая радиоактивность, значения

Th/U вулканитов снижаются от лав к вулканокластическим породам с увеличением степени дегазации магматического вещества [5, 130, 131]. Так, в [127] для изучаемой толщи отмечено снижение содержаний Th (на 15%) и U (на 30%) при переходе от лав (трахириодацитов, трахидацитов) к туфам и кластолавам.

Общая радиоактивность вулканитов изучаемой толщи и концентрации U, Th возрастают с увеличением SiO_2 от основных разностей к средним, и далее к кислым. В пределах каждой из групп (основные, средние, кислые) радиоактивность зависит от соотношения щелочных элементов – Na и K (щелочной спецификации). На сопоставлении Na_2O и K_2O (рис. 3.12) области с различной щелочной спецификой горных пород по [113] отделены штриховыми линиями. Общая радиоактивность возрастает от вулканитов натриевой к вулканитам калиевой щелочной спецификации.

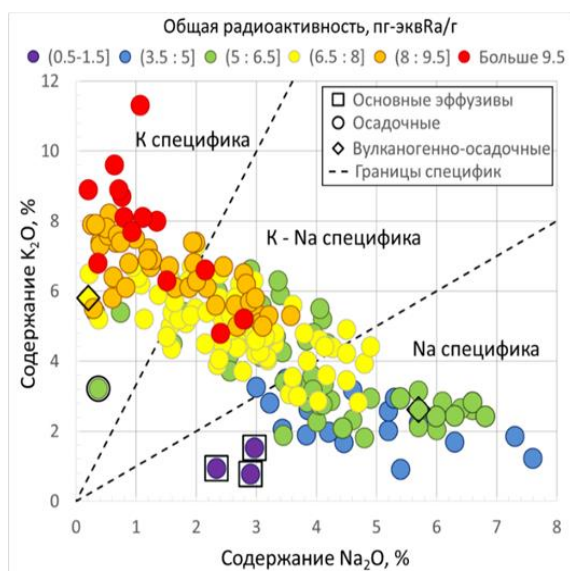


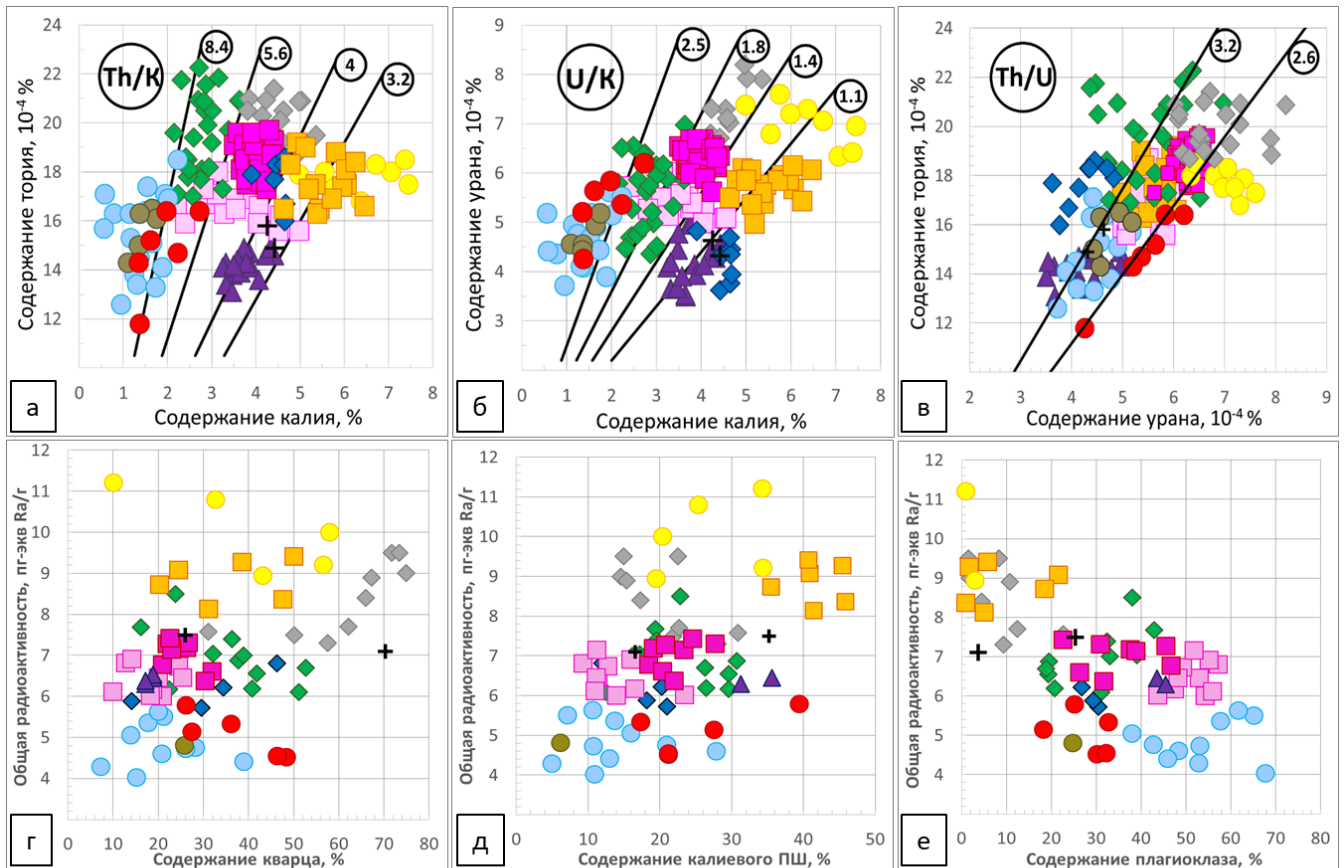
Рисунок 3.12 – Сопоставление содержаний Na_2O и K_2O с разделением по общей радиоактивности (выполнил автор по материалам ТО «СургутНИПИнефть»)

Наряду с первичным химическим составом на радиоактивность вулканитов влияют постмагматические преобразования, приводящие к существенным перераспределениям ЕРЭ (рис.3.13) [36]. На сопоставлениях ЕРЭ (рис.3.13а-в) линиями нанесены границы отношений Th/K, U/K, Th/U, разделяющие области развития постмагматических преобразований различной направленности. Значения Th/K, U/K, Th/U приведены в кругах. Особенности генезиса и вторичных преобразований горных пород установлены по описаниям шлифов.

Процессы альбитизации, окварцевания, карбонатизации (точки 4-6 на рис. 3.13) образуют единую группу по содержанию ЕРЭ и имеют наибольшие значения отношений Th/K, U/K. Значения Th/K и U/K снижаются от хлоритизированных к содержащим ССО, пелитизированным, и далее к микроклинизированным (точки 7-10) образцам. Вулканиты калий-натриевой и калиевой (точки 1, 2) специфики щелочности различны по содержанию калия. Выщелоченные разности кислых вулканитов, средние вулканиты, вулканогенно-осадочные горные породы (точки 3, 11, 12) отличаются по содержанию Th и U. По величине Th/U обособлено от общей выборки расположены данные: по альбитизированным, хлоритизированным, ССО содержащим кислым и средним вулканитам (точки 4, 7, 8, 11) с повышенным содержанием Th; по гидрослюдизированным, микроклинизированным кислым вулканитам (точки 9,10) с повышенным содержанием U. Также установлено, что общая радиоактивность возрастает с увеличением содержаний кварца, КПШ и убывает с увеличением содержания плагиоклаза (рис.3.13г-д).

В целом, общая радиоактивность и содержания ЕРЭ (K, U, Th) снижаются в ряду: кислые вулканиты (петротипы 1-5) – вулканогенно-осадочные породы (петротип 6) – средние вулканиты (петротип 9) – осадочные отложения (петротип 8) – вулканиты основного состава (петротипы 10,11). В этом же ряду снижаются содержания кварца и КПШ, увеличивается содержание плагиоклаза. В кислых вулканитах (петротипы 1-5) величина γ и содержание K возрастают в соответствии с изменением типа вторичных процессов от альбитизации, окварцевания, карбонатизации к хлоритизации, развитию смешаннослойных образований, пелитизации-гидрослюдизации и, далее к микроклинизации. В том же направлении убывают отношения Th/K, U/K. Отношение Th/U убывает с увеличением содержания K, что обусловлено положительной связью U с K, а Th с Na. Значения отношений Th/K, U/K могут быть использованы для идентификации типа вторичных преобразований изучаемых горных пород по данным ГИС.

Средние значения и диапазоны изменения радиоактивности, содержаний ЕРЭ и их соотношений с учётом минерального состава твёрдой фазы и вторичных преобразований горных пород изучаемой толщи приведены в приложении 2.



Особенности химического состава и характер постмагматических преобразований:

Вулканогенные горные породы кислого состава (дациты, риодациты, риолиты и др.):

Другие типы горных пород:

Неизменённые разности:

Преобразованные разности:

- 1 – К-Na серии щёлочности
- 2 – К серии щёлочности

- 3 – Выщелоченные
- 4 – Альбитизированные
- 5 – Окварцованные
- 6 – Карбонатизированные

- 7 – Хлоритизированные
- 8 – Содержащие ССО
- 9 – Пелитизированные-гидрослюдизированные
- 10 – Микроклинизированные

- 11 – Вулканыты среднего состава

- + 12 – Вулканогенно-осадочные породы

Рисунок 3.13 – Сопоставления содержаний ЕРЭ между собой (а-в) и общей радиоактивности с содержанием породообразующих минералов (г-е) горных пород изучаемой толщи с разделением по характеру постмагматических преобразований (выполнил автор по материалам ТО «СургутНИПИнефть»)

Выявленные закономерности изменения общей радиоактивности и содержаний ЕРЭ (К, U, Th) являются петрофизической основой геологической интерпретации методов естественной радиоактивности ГК, СГК в разрезах скважин изучаемой вулканогенно-осадочной толщи.

Рассмотренные в п. 3.4-3.7 закономерности изменения петрофизических свойств (фильтрационно-ёмкостных, плотностных, акустических, электрических, радиоактивных) горных пород в зависимости от их генезиса и вторичных преобразований выявлены впервые и составляют научную новизну.

3.8. Капиллярные свойства

Капиллярные свойства исследованы с использованием капиллярных кривых. Коллекция образцов изучаемой толщи, охарактеризованных капиллярными кривыми, является представительной (охватывает весь диапазон изменения ФЕС). Диапазоны изменения $K_{п}$ и $K_{пр}$ коллекции составляют 4.7 – 35.5% и 0.01 – 375 мД.

Кривые капиллярного давления представляют собой зависимость $K_{в}$ от капиллярного давления ($P_{к}$). Форма капиллярных кривых зависит от ФЕС горных пород и может быть описана в рамках единой петрофизической модели, определяющейся математическими выражениями следующего вида [7]:

$$K_{вф} = \frac{K_{в} - K_{в.св.}}{(1 - K_{в.св.})} \quad (3.2)$$

$$\frac{1}{P_{к}} = K_{вф}^m \cdot \frac{1}{P_{к0}} \quad (3.3)$$

где $P_{к}$ и $P_{к0}$ – текущее и начальное капиллярное давление; $K_{в}$, $K_{в.св.}$ – коэффициент текущей и связанной водонасыщенности; $K_{в.ф.}$ – доля пустотного пространства, участвующего в фильтрации; m – коэффициент кривизны капиллярных кривых.

Величина $K_{в.св.}$ отражает долю объёма пустот, заполненную плёнкой воды, смачивающей поверхность твёрдой фазы и двойным электрическим слоем [8, 48, 56, 64]. Параметр $P_{к0}$ характеризует величину капиллярного давления начала течения несмачивающей фазы при дренировании поровых каналов.

Обработка результатов капиллярных исследований выполнена в соответствии со схемой (рис. 3.14), принятой в работе [7]. На примере одного из образцов изучаемых отложений кривая капиллярного давления дренирования изображена в линейном масштабе в формах зависимостей $P_{к}=f(K_{в})$ (рис. 3.14а), $1/P_{к}=f(K_{в})$ (рис. 3.14б) и в логарифмическом – зависимостью $1/P_{к}=f(K_{вф})$ (рис. 3.14в).

Определение значения $K_{в.св.}$ по зависимости вида $P_{к}=f(K_{в})$ затруднено, так как при ограниченном диапазоне $P_{к}$ значение $K_{в}$, соответствующее условию $P_{к} \rightarrow \infty$, установить невозможно [7]. В связи с этим, определение $K_{в.св.}$ выполнено по зависимости вида $1/P_{к}=f(K_{в})$, при условии $1/P_{к} \rightarrow 0$. Значение $P_{к0}$ определено экстраполяцией капиллярной кривой в точку с абсциссой $K_{в}=1$, с учётом искажения

в области высоких значений K_B (красная линия на рис. 3.14). На начальном этапе вытеснения ввиду отсутствия в пустотном пространстве образца непрерывного контакта между флюидами объём вытесняемой воды не соответствует прилагаемому капиллярному давлению. В момент формирования контакта искажённый участок сливается с истинной капиллярной кривой (чёрная линия на рис. 3.14). Коэффициент кривизны m определён по тангенсу угла наклона логарифмической зависимости $1/P_K=f(K_{вф})$ (рис. 3.14в).

Одним из основных параметров геологической интерпретации данных ГИС является коэффициент остаточной водонасыщенности ($K_{во}$). В настоящей работе величина $K_{во}$ определена согласно [58] при P_K^{\max} , соответствующем максимальной высоте залежи. Для изучаемых отложений $P_K^{\max}=10$ атм (параметры расчёта: высота залежи $h=200$ м; плотность воды $\delta_B=1$ г/см³ и нефти $\delta_H=0.7$ г/см³; поверхностное натяжение на границе вода-газ $\sigma_{вг}=72$ дин/см и вода-нефть $\sigma_{вн}=45$ дин/см).

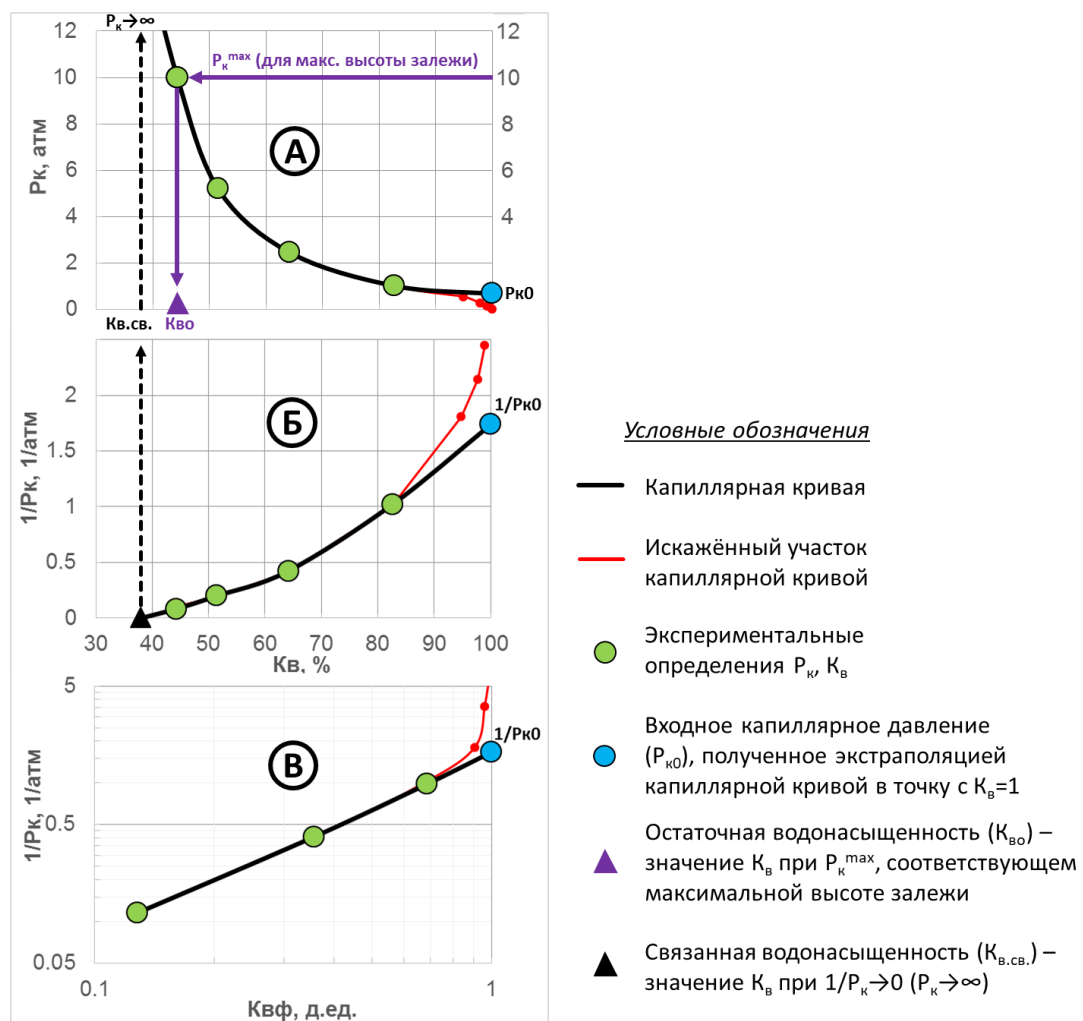


Рисунок 3.14 – Схема интерпретации кривой капиллярного давления [7, 58]

По результатам обработки капиллярных кривых выявлены зависимости параметров $P_{к0}$ и m от величины $\sqrt{K_{пр}/K_{п}}$ (рис. 3.15), отражающей радиус пустот идеальной (не учитывающей электрической извилистости) пористой среды [28]. В горных породах указанная величина отражает радиус сужений между пустотами: при схожих $K_{п}$, величина $\sqrt{K_{пр}/K_{п}}$ снижается с уменьшением размеров сужений.

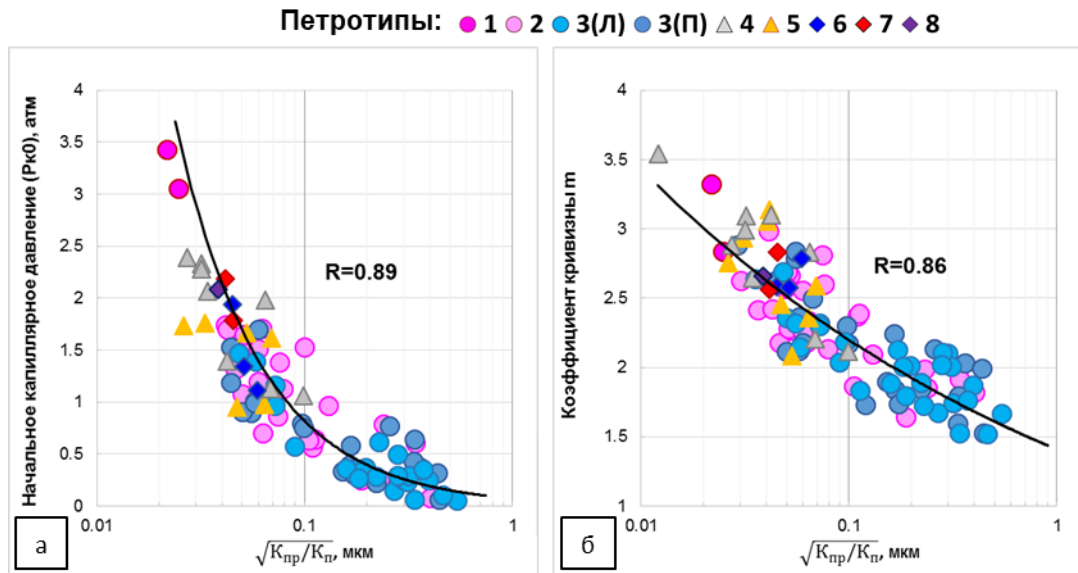


Рисунок 3.15 – Зависимости $P_{к0}$ (а) и m (б) от ФЕС. 1-8 – петротипы (см. рис. 3.2) (получены автором по материалам ГО «СургутНИПИнефть»)

В изучаемых отложениях величина $\sqrt{K_{пр}/K_{п}}$ уменьшается с усложнением структуры пустотного пространства в ряду: вулканокластические – вулканогенно-осадочные горные породы – лавы с пустотами – преобразованные вулканиты – отложения коры выветривания – осадочные отложения – лавы массивной текстуры. Для петротипов 4-8 усложнение структуры пустотного пространства обусловлено влиянием вторичных минералов. В петротипах 1-3 усложнению структуры пустотного пространства способствует увеличение различий размеров тел пустот и каналов их соединяющих. Так, в высокопроницаемых вулканокластических породах (петротип 3) размеры пустот и соединяющих их каналов, в основном, сопоставимы (различаются на 1-2 порядка), в низкопроницаемых лавах (петротипы 1,2) могут различаться на 3-4 порядка. Усложнение структуры пустотного пространства способствует увеличению параметров $P_{к0}$ и m .

По результатам обработки капиллярных кривых выполнен расчёт относительных фазовых проницаемостей (ОФП). В основу расчёта положена перколяционная модель (Мальшаков А.В., Ефимов В.А., 1991), учитывающая связанность элементов пустотного пространства горных пород. Расчёт выполнен для фильтрующей доли пустотного пространства по следующим формулам [3, 67]:

$$K_{\text{пр (отн)}}^{\text{в}} = \left(\frac{K_{\text{в}} - K_{\text{во}}}{1 - K_{\text{во}} - K_{\text{но}}} \right)^{\bar{t}} \cdot \int_{K_{\text{в.св.}}}^{K_{\text{в}}} \frac{dK_{\text{в}}}{P_{\text{к}}^3} / \int_{K_{\text{в.св.}}}^{1-K_{\text{но}}} \frac{dK_{\text{в}}}{P_{\text{к}}^3} \quad (3.4)$$

$$K_{\text{пр (отн)}}^{\text{н}} = \left(\frac{1 - K_{\text{в}} - K_{\text{но}}}{1 - K_{\text{во}} - K_{\text{но}}} \right)^{\bar{t}} \cdot \int_{K_{\text{в}}}^{1-K_{\text{но}}} \frac{dK_{\text{в}}}{P_{\text{к}}^3} / \int_{K_{\text{в.св.}}}^{1-K_{\text{но}}} \frac{dK_{\text{в}}}{P_{\text{к}}^3} \quad (3.5)$$

где $K_{\text{пр (отн)}}^{\text{н}}$ и $K_{\text{пр (отн)}}^{\text{в}}$ – ОФП по нефти и воде; $K_{\text{но}}$ – коэффициент остаточной нефтенасыщенности; \bar{t} – коэффициент, определяющий связанность пустотного пространства ($\bar{t} = 3.9/m$, где m – коэффициент кривизны капиллярных кривых).

Значения $K_{\text{во}}$, m установлены по результатам обработки капиллярных кривых. Определение $K_{\text{но}}$ выполнено в опытах по вытеснению нефти. При отсутствии опытов $K_{\text{но}}$ рассчитывался по связи $K_{\text{но}} = f(K_{\text{во}})$, полученной на образцах, охарактеризованных парными определениями $K_{\text{во}}$ и $K_{\text{но}}$ (рис. 3.16).

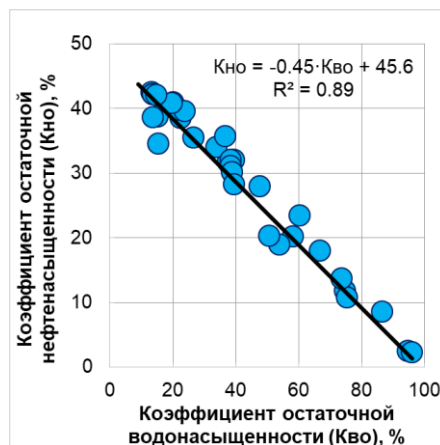


Рисунок 3.16 – Зависимость $K_{\text{но}}$ от $K_{\text{во}}$ для горных пород изучаемой толщи (получена автором по материалам ТО «СургутНИПИнефть»)

Результаты расчёта по формулам 3.4, 3.5 согласуются с экспериментальными определениями ОФП горных пород изучаемой толщи. На основе сходства ФЕС петротипы объединены в группы I, II, III (рис.3.17). Полученные для различных групп петротипов результаты расчёта ОФП аппроксимированы выражениями:

$$K_{\text{пр(отн)}}^{\text{В}} = \left(\frac{K_{\text{В}} - K_{\text{ВО}}}{1 - K_{\text{ВО}} - K_{\text{НО}}} \right)^a \quad (3.6)$$

$$K_{\text{пр(отн)}}^{\text{Н}} = \left(\frac{1 - K_{\text{В}} - K_{\text{НО}}}{1 - K_{\text{ВО}} - K_{\text{НО}}} \right)^b \quad (3.7)$$

где, $K_{\text{пр(отн)}}^{\text{В}}$ и $K_{\text{пр(отн)}}^{\text{Н}}$ – ОФП по воде и нефти; a, b – эмпирические коэффициенты, изменяющиеся в зависимости от петротипа.

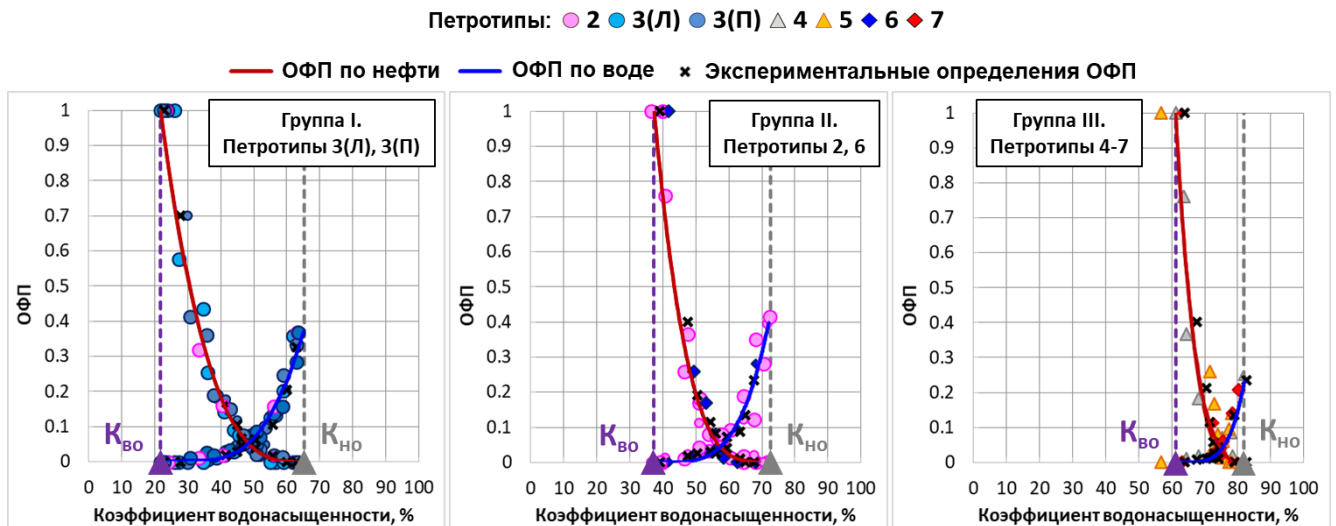


Рисунок 3.17 – Функции ОФП для различных петротипов. 2-7 – петротипы (см. рис. 3.2). (получены автором с использованием материалов ТО «СургутНИПИнефть»)

Осреднённые для групп I, II, III фазовые проницаемости пересчитаны в осреднённые функции обводнения (рис.3.18а) согласно выражению [96]:

$$f_{\text{В}} = \frac{1}{1 + \frac{K_{\text{пр(отн)}}^{\text{Н}}}{K_{\text{пр(отн)}}^{\text{В}}} \cdot \frac{\mu_{\text{В}}}{\mu_{\text{Н}}}} \quad (3.8)$$

где $f_{\text{В}}$ – содержание воды в притоке; $\mu_{\text{Н,В}}$ – вязкости нефти, воды.

По кривым ОФП определены критические значения $K_{\text{В}} - K_{\text{В}}^*$ (значение $K_{\text{В}}$ ниже которого ОФП по воде = 0), $K_{\text{В}}^{**}$ (значение $K_{\text{В}}$ ниже которого ОФП по нефти = 0). Для объединённых групп (I, II, III) петротипов сопоставлены значения $K_{\text{В}}^*$ и $K_{\text{В}}^{**}$ с $K_{\text{П}}$ (рис.3.18б, в).

Данные для расчёта ОФП по выражениям 3.6, 3.7 и уравнения зависимостей $K_{\text{В}}^* = f(K_{\text{П}})$ и $K_{\text{В}}^{**} = f(K_{\text{П}})$ приведены в нижней части рисунка 3.18. Выявленные

зависимости представляют собой количественные критерии для определения характера насыщения горных пород-коллекторов изучаемой толщи по данным ГИС.

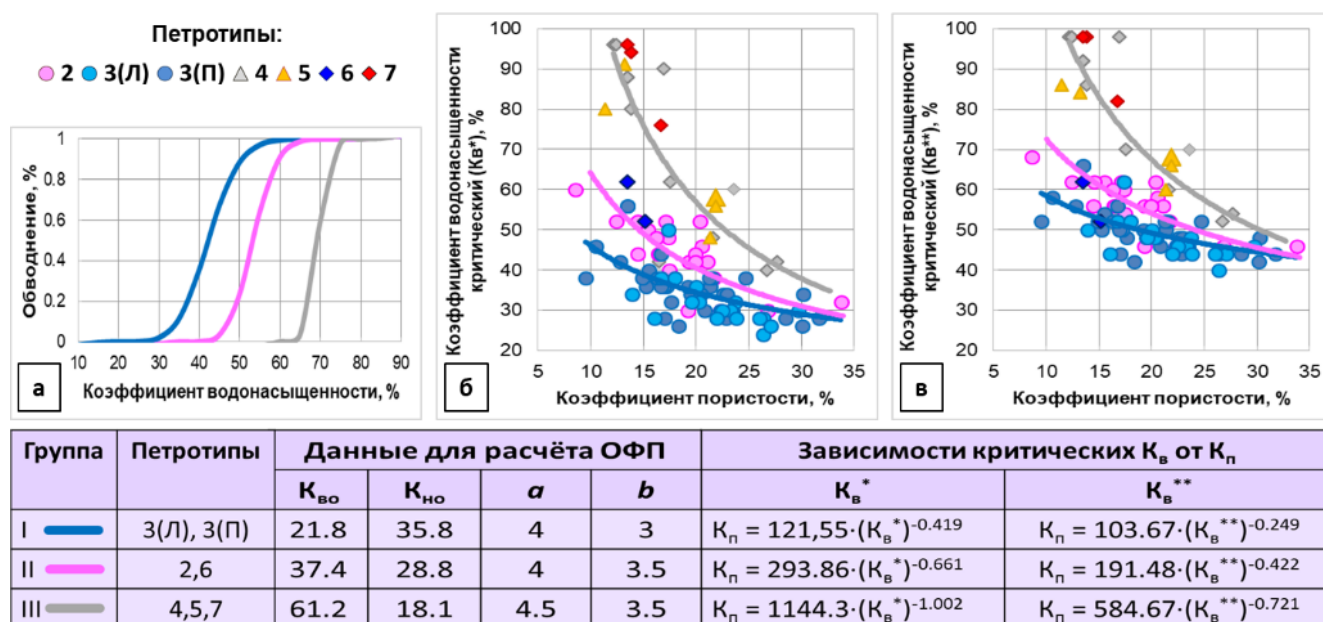


Рисунок 3.18 – Осреднённые функции обводнения (а) и зависимости критических K_v (K_v^* , K_v^{**}) от K_n (б, в). 2-7 – петротипы (см. рис. 3.2).

(получены автором с использованием материалов ТО «СургутНИПИнефть»)

Рассмотренные закономерности изменения критических значений водонасыщенности петротипов получены для изучаемых отложений впервые и составляют научную новизну.

3.9. Структура пустотного пространства

Структура пустотного пространства (наличие каверн, трещин, межгранулярных пустот, их размер и количественное соотношение) горных пород вулканогенно-осадочной толщи северо-восточного обрамления Краснотеннинского свода изучена в петрографических шлифах методом имидж-анализа, на образцах керна методами ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) и центрифугирования.

В шлифах отмечаются различные типы пустот первичного и вторичного происхождения. Особенности первых определяются типом горной породы (генезисом), вторых – постмагматическими преобразованиями [30, 140].

Первичные пустоты лав представлены трещинами контракционной усадки и пустотами дегазации. Последние наиболее развиты в продуктах вулканических выбросов лавы – шлаках, пемзах. Трещины усадки образуются под действием напряжений, возникающих при уменьшении объёма остывающих лавовых тел. При формировании первичных трещин часть жидких и газообразных флюидов, замкнутых в излившейся лаве, высвобождается с образованием дополнительных пустот. В лавах кислого состава при этом происходит формирование перлитовых пустот и сопутствующих им концентрических трещин перлитовой отдельности. Для лав основного состава характерна столбчатая отдельность с трещинным расчленением охлаждающегося лавового тела на элементы призматической формы. При брекчировании лав может возникать глыбовая отдельность, более характерная для кровельной и подошвенной частей лавовых потоков. При дроблении краевых зон лавовых тел в процессе их течения и взаимного наложения образуются лавокластические горные породы – кластолавы, лавокластиты. Им характерно интенсивное развитие трещин.

Формирование первичного пустотного пространства пирокластических пород связано с неплотной упаковкой и последующим скреплением частиц, их слагающих. Тип первичных пустот туфов определяются структурно-текстурными характеристиками, отражающими размер и степень сортировки извергнутого материала, а также степень его литификации [82, 98, 133]. По размеру обломков выделяют глыбово-агломератовые, псефитовые и пепловые туфы. От первых к последним уменьшается размер обломков, улучшается степень их сортировки и упрощается морфология пустот до возникновения порового типа ёмкостного пространства между обломками. Для глыбово-агломератовых и псефитовых туфов наряду с поровым типом ёмкости отмечено развитие каверн и трещин внутри пирокластических обломков и на границе с вмещающей их массой [82]. Пустотное пространство игнимбритов, состоящих из сваренного в единую плотную массу пирокластического материала, развито слабо. Для агглютинатов, состоящих из частиц лав и шлаков, скреплённых плёнками спекания, характерно наличие пор, трещин и каверн в обломках неправильной формы и между ними [98, 133].

Пустотное пространство осадочно-вулканогенных, вулканогенно-осадочных, осадочных горных пород представлено межгранулярными порами [98].

Вторичные пустоты представлены тектоническими трещинами, пустотами выщелачивания, ультратонкими капиллярами, формирующимися при замещении вулканического материала глинистыми минералами. Помимо трещин, каверн, межгранулярных пустот, фиксируемых в шлифах, результаты послойного петрографического описания колонок керн свидетельствуют о наличии макротрещин различной ориентации и каверн диаметром до 3-6 сантиметров.

Особенности структуры пустотного пространства отражены на фотографиях керн в дневном и ультрафиолетовом (УФ) свете. Нефтенасыщенным участкам свойственно характерное свечение в УФ свете, водонасыщенным и непроницаемым – его отсутствие. Нефтенасыщенные участки приурочены как к открытым трещинам, так и к матрице горных пород [181, 184].

Характер нефтенасыщения матрицы изменяется от однородного (рис. 3.19, интервал А) до рассеянного (рис. 3.19, интервал Б). Сопоставление ФЕС образцов из интервалов А и Б показало, что при схожих значениях K_p , значения $K_{пр}$ и $K_p^{эфф}$ горных пород с рассеянным нефтенасыщением снижены, что обусловлено сложной структурой фильтрационных путей, наличием гидродинамических барьеров. Породам с хорошей гидродинамической связью пустотного пространства (интервал А) характерно однородное распределение нефтенасыщенности, схожее с высокопроницаемыми песчаниками-коллекторами осадочного чехла.

Основным параметром, характеризующим структуру пустотного пространства, является размер пустот и их доля в общей ёмкости горной породы. На статистических распределениях, полученных по результатам обобщения данных анализа изображений шлифов (имидж-анализа), ЯМР-исследований полностью водонасыщенных образцов керн, капиллярных исследований видны существенные расхождения размеров пустот по данным капиллярных и других методов (рис. 3.20), что свидетельствует о значительном различии размеров тел пустот и каналов их соединяющих.

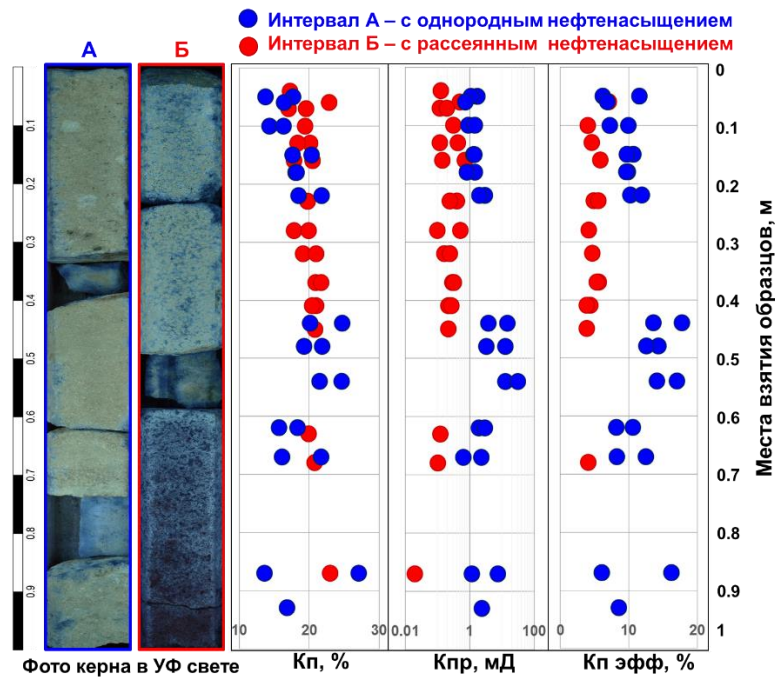


Рисунок 3.19 – Сравнение ФЕС горных пород с однородным и рассеянным нефтенасыщением (выполнил автор по материалам ТО «СургутНИПИнефть»)

Методы анализа изображений шлифов и ЯМР характеризуют размеры тел пустот и, в меньшей степени, соединяющих их каналов. Данные указанных методов близки, за исключением области малых (менее 10 мкм) и наиболее крупных (более 400 мкм) размеров пустот. В первом случае расхождения обусловлены недостаточным оптическим разрешением имидж-анализа, во втором – снижением чувствительности метода ЯМР к наиболее крупным пустотам. Результаты капиллярных исследований, в отличие от рассмотренных методов, отражают размеры соединительных каналов (перезимов, сужений, горловин) пустот, оказывающих определяющее влияние на фильтрационные свойства горных пород.

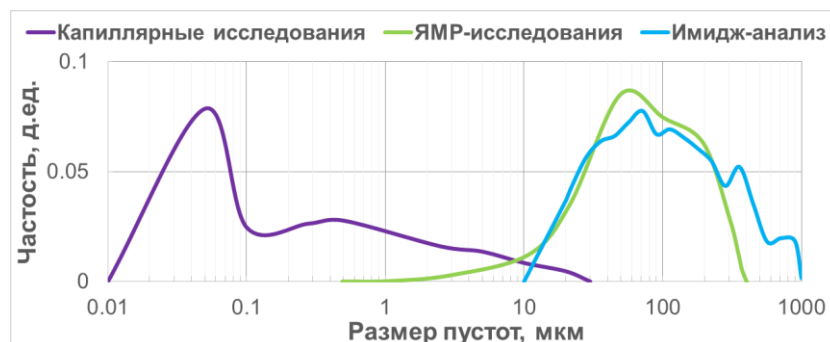


Рисунок 3.20 – Статистические распределения размеров пустот горных пород изучаемой толщи (получены автором по материалам ТО «СургутНИПИнефть»)

С увеличением расхождения размеров тел пустот (по имидж-анализу) и каналов их соединяющих (по капиллярным исследованиям) фильтрационные свойства образцов горных пород изучаемой толщи снижаются (рис. 3.21а). Величина $K_{пр}$ возрастает с увеличением размера и содержания фильтрующих пустотных каналов. При этом для достижения одного значения $K_{пр}$ доля пустот малого размера должна быть больше, чем крупного (рис. 3.21б).

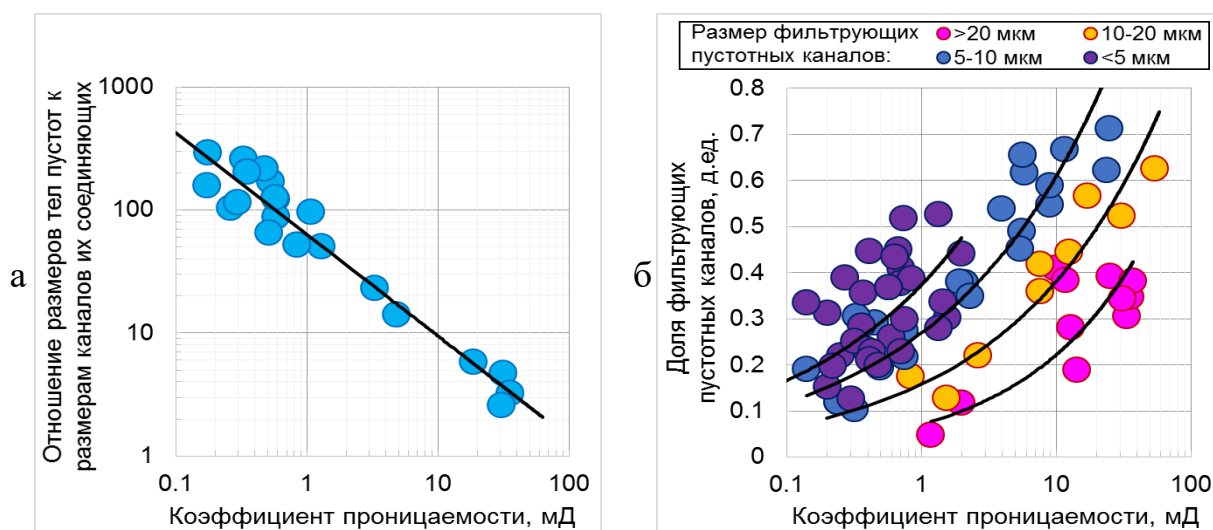


Рисунок 3.21 – Зависимость $K_{пр}$ от отношения размеров тел пустот к размерам каналов их соединяющих (а) и от размера фильтрующих пустот (б) (получены автором по материалам ГО «СургутНИПИнефть»)

Совместный анализ изображений шлифов и капиллярных исследований показал [43, 184], что в образцах, содержащих несколько групп пустот существенно различного размера, крупные пустоты (фиксируемые визуально по изображениям шлифов), часто, не вносят значимого вклада в фильтрацию (по капиллярным исследованиям). В образцах с равномерным распределением пустот по размерам фильтрацией охвачены как крупные, так и мелкие пустоты.

На рисунке 3.22 приведены изображения шлифов (сверху), капиллярные кривые (снизу) и рассчитанные на их основе распределения пустот по размерам образцов с различной структурой пустотного пространства. Общая ёмкость образца А (по имидж-анализу) равномерно распределена среди пустот различных размеров. Процессом фильтрации (по капиллярным исследованиям) охвачены как крупные, так и малые пустоты. В образце Б наибольший вклад в общую пористость

вносят крупные пустоты (более 500 мкм), в то время как в фильтрации участвуют капилляры размером менее 0.07 мкм. При сопоставимом значении $K_{п}$, значение $K_{пр}$ образца Б на порядок ниже. Часть крупных пустот не участвует в фильтрации, что обусловлено, вероятно, их блокировкой окружающими мелкими капиллярами.

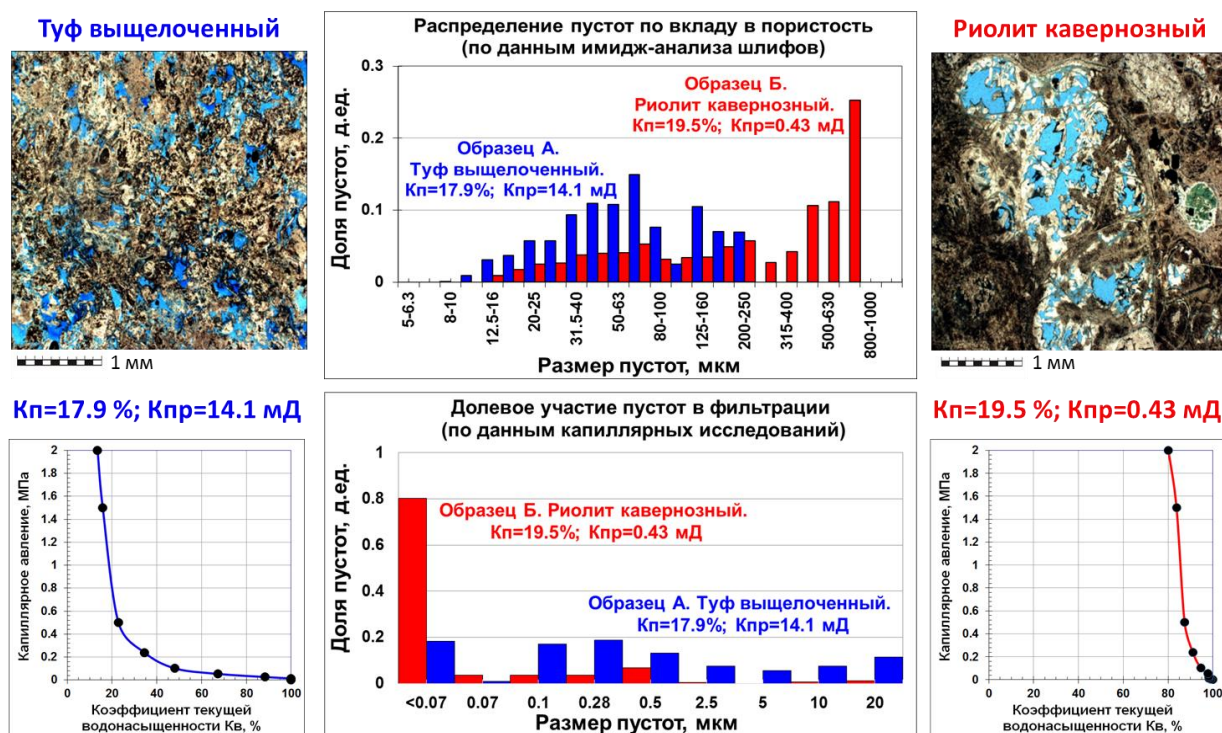


Рисунок 3.22 – Совместный анализ результатов имидж-анализа и капиллярных исследований для образцов с различной структурой пустотного пространства (выполнил автор по материалам ТО «СургутНИПИнефть»)

Схожие данные получены по результатам ЯМР-исследований. На рисунке 3.23 (слева) приведены распределения значений времён поперечной релаксации протонов водорода (T_2) при полном (распределение 1) и частичном (распределения 2-4) насыщении жидкостью для двух образцов с различной структурой пустотного пространства. По распределению 1, в образце А общая ёмкость представлена пустотами широкого спектра размеров, в образце Б – двумя группами пустот (мелкими и крупными), существенно отличающихся по размеру. При вытеснении насыщающей жидкости (распределения 2-4) в образце А флюид покинул пустоты больших размеров. В образце Б часть крупных пустот осталась водонасыщенной. Пустоты образца А равномерно охвачены фильтрацией. В образце Б вклад крупных

пустот в фильтрацию снижен по причине их блокировки окружающими мелкими пустотами. При схожих значениях $K_{п}$ значения $K_{пр}$ образцов различаются в 10 раз.

На рисунке 3.23 (справа) приведены кривые капиллярного давления для образцов А и Б. Точки на капиллярных кривых соответствуют величинам давлений, создававшимся при получении распределений T_2 . Штриховой линией нанесено расчётное значение природного капиллярного давления ($P_c^{max}=10$ атм), рассчитанное в системе нефть-вода для максимальной высоты залежи при известной плотности нефти. Приведённая величина соизмерима с давлением, при котором происходило вытеснение подвижной пластовой воды, на этапе формирования нефтяной залежи. В образце Б часть крупных пустот не задействована в процессе фильтрации и, как следствие, остаётся водонасыщенной при значении капиллярного давления, превышающем P_c^{max} . Это указывает на высокую вероятность совместного нахождения подвижных воды и нефти в горных породах со сложной структурой пустотного пространства.

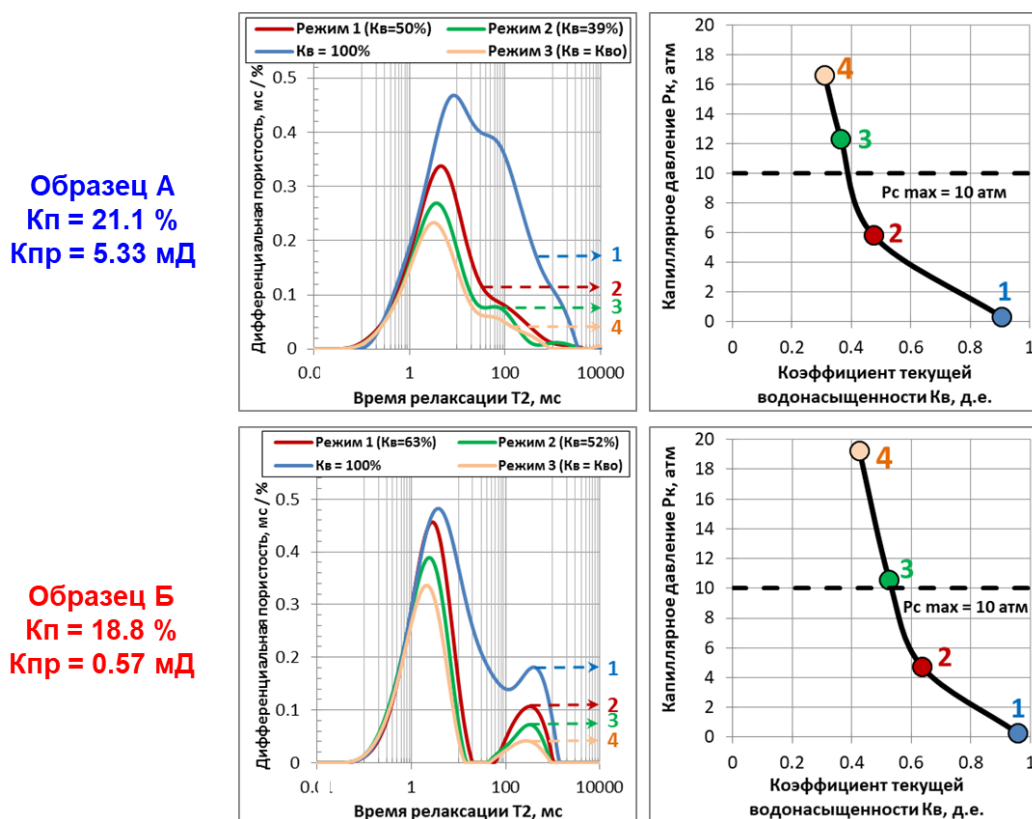


Рисунок 3.23 – Совместный анализ результатов ЯМР и капиллярных исследований образцов вулканогенных пород с различной структурой пустотного пространства (выполнил автор по материалам ТО «СургутНИПИнефть»)

Рассмотренные особенности отражают сложную структуру пустотного пространства горных пород вулканогенно-осадочной толщи северо-восточного обрамления Краснотеннинского свода. При схожих значениях $K_{п}$, фильтрационные характеристики связаны с распределением пустот по размерам и с соотношением размеров тел пустот и соединяющих их каналов. В горных породах с хорошей гидродинамической связью пустотного пространства значения $K_{пр}$ схожи с высокопроницаемыми песчаниками-коллекторами осадочного чехла. С уменьшением фильтрационных свойств возрастает вероятность возникновения гидродинамических барьеров и совместного нахождения свободной воды и нефти в пустотах сопоставимого размера.

Представленная в главе 3 информация позволяет сформулировать первое защищаемое положение: «Учёт выявленных закономерностей изменения вещественного состава, петрофизических свойств, структуры пустотного пространства горных пород в зависимости от их генезиса и вторичных преобразований является одним из необходимых условий повышения информативности методов ГИС в разрезах вулканических формаций».

Выводы по главе 3

Комплексный анализ результатов исследований керна вулканогенно-осадочной толщи северо-восточного обрамления Красноленинского свода показал, что вариации состава, петрофизических свойств, структуры пустотного пространства обусловлены особенностями происхождения (генезиса) и вторичных преобразований горных пород. Выявлены следующие закономерности:

- ФЕС возрастают в ряду: лавы массивной текстуры – осадочные отложения – кора выветривания – преобразованные вулканиты – лавы с пустотами – вулканогенно-осадочные – вулканокластические горные породы. Помимо $K_{п}$ на $K_{пр}$ и $K_{вс}$ существенно влияет структура пустотного пространства, зависящая от генезиса и вторичных преобразований петротипов. Влияние вторичных преобразований на ФЕС неоднозначно. Выщелачивание приводит к увеличению $K_{п}$, $K_{пр}$ $K_{п}^{эфф}$. Альбитизация, окварцевание увеличивают прочность минерального скелета и сохраняют $K_{пр}$, $K_{п}^{эфф}$ при незначительном снижении $K_{п}$. Карбонатизация, микроклинизация, развитие ССО снижают ФЕС. Пелитизация-гидрофлюидизация значительно снижает $K_{пр}$, $K_{п}^{эфф}$, хлоритизация – слабо влияет на ФЕС;

- объёмная плотность снижается, а интервальное время продольной волны возрастает с увеличением $K_{п}$ от лав к вулканокластическим породам. Вместе с тем, на δ и Δt_p влияет минеральный состав. По минералогической плотности и Δt_p твёрдой фазы кислые и средние вулканиты образуют единую группу (средние значения $\delta_{мин}=2.63\text{г/см}^3$; $\Delta t_p^{тв.ф.}=185$ мкс/м). Их минеральный состав на 85-90% представлен кварцем, полевыми шпатами. В вулканогенно-осадочных, осадочных горных породах, отложениях коры выветривания, преобразованных разностях кислых и средних вулканитов глинистые минералы увеличивают $\delta_{мин}$ и $\Delta t_p^{тв.ф.}$, карбонатные – увеличивают $\delta_{мин}$ и снижают $\Delta t_p^{тв.ф.}$, вторичный микроклин, цеолиты – снижают $\delta_{мин}$ и увеличивают $\Delta t_p^{тв.ф.}$. Единую группу образуют основные, ультраосновные вулканиты. Для неизменённых разностей средние значения $\delta_{мин}$ и $\Delta t_p^{тв.ф.}$ составляют 2.78г/см^3 и 170 мкс/м соответственно. Вторичные минералы (хлорит, кальцит) приводят к снижению $\delta_{мин}$ и увеличению $\Delta t_p^{тв.ф.}$.

Наряду с минеральным составом на акустические свойства влияет структура пустотного пространства горных пород;

- сложная структура пустотного пространства обусловлена как присутствием трещин, каверн, межгранулярных пор в различных соотношениях, так и неравномерным распределением пустот по размеру. Расхождения размеров пустот (по анализу изображений шлифов, ЯМР) и размеров соединяющих их фильтрационных каналов (по капиллярным исследованиям), достигают 3-4 порядков. С увеличением расхождений величина $K_{пр}$ снижается. Снижение размеров фильтрационных каналов приводит к блокировке части крупных пустот окружающими их мелкими пустотами, что является причиной формирования гидродинамических барьеров и увеличивает вероятность совместного нахождения воды и нефти в пустотах сопоставимого размера. Усложнению структуры фильтрационных путей способствуют вторичные минералы, отлагающиеся в пустотах и замещающие первичные минералы с формированием ультратонких капилляров. В целом, структура пустотного пространства изучаемых горных пород усложняется, в соответствии со снижением ФЕС в ранее описанном ряду;

- с усложнением структуры пустотного пространства изменяются капиллярные свойства, что отражается на форме капиллярных кривых – возрастает коэффициент кривизны и входное капиллярное давление. По результатам расчёта относительных фазовых проницаемостей для объединённых (на основе сходства ФЕС) групп петротипов рассчитаны осреднённые функции обводнения, получены зависимости $K_{в}^* = f(K_{п})$ и $K_{в}^{**} = f(K_{п})$, представляющие собой количественные критерии для определения характера насыщения горных пород-коллекторов;

- электрическое сопротивление горных пород (помимо $K_{п}$, $K_{в}$) зависит от структуры пустотного пространства и вторичных преобразований. Анализ показателей m и n электрических зависимостей показал, что в лавокластических породах и лавах m возрастает, n снижается при переходе от трещиноватых разностей к кавернозным. Пирокластическим породам характерно снижение m и n вследствие преобладания межгранулярных пор. Интенсивная трещиноватость, повышенное содержание глинистых минералов, цеолитов, пирита снижают m и n ,

крупные каверны, альбитизация, карбонатизация – увеличивают. Приведённая ёмкость поглощения возрастает с увеличением глинистости горных пород;

- общая радиоактивность и содержание ЕРЭ (К, U, Th) снижаются в ряду: кислые вулканиты – вулканогенно-осадочные породы – средние вулканиты – осадочные отложения – вулканиты основного состава. Общая радиоактивность и содержание К кислых вулканитов возрастают в соответствии с изменением типа вторичных процессов от альбитизации, окварцевания, карбонатизации к хлоритизации, развитию смешаннослойных образований, пелитизации-гидроглинизации и, далее к микроклинизации. В этом же направлении убывают отношения Th/K, U/K. Отношение Th/U убывает с увеличением содержания К, что обусловлено положительной связью U с К, а Th с Na. Полученные значения отношений Th/K, U/K могут быть использованы для идентификации типа вторичных преобразований изучаемых горных пород по данным ГИС.

Полученные в главе 3 научные результаты являются петрофизической основой геологической интерпретации данных ГИС в разрезах вулканогенно-осадочной толщи северо-восточного обрамления Красноленинского свода.

Учёт выявленных закономерностей изменения химического, минерального состава, петрофизических свойств, структуры пустотного пространства в зависимости от генезиса и вторичных преобразований горных пород позволит существенно увеличить информативность использования методов ГИС и повысить достоверность их геологической интерпретации.

ГЛАВА 4. МЕТОДИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

В основу главы 4 положены данные ГИС, ГТИ, ГДИ, ПГИ, результаты испытаний и исследований керна 70 поисково-разведочных и 30 эксплуатационных скважин. Геолого-геофизическая информация получена в ПАО «Сургутнефтегаз».

На подготовительном этапе проведена оценка качества материалов ГИС.

4.1. Оценка качества материалов геофизических исследований скважин

Точность геологической интерпретации зависит от качества материалов ГИС. Геофизические исследования проводились после бурения с соблюдением требований к подготовке скважин (ГОСТ Р 53709-2009). В соответствии с отраслевым стандартом ГОСТ Р 53709-2009 и технической инструкцией РД 153-39.0-072-01 оценка качества каротажных диаграмм выполнена в несколько этапов.

Первичная оценка включала контроль установки масштабов записи и стабильности работы аппаратуры, совпадения формы и абсолютных значений кривых в интервалах перекрытий записи (рис. 4.1). Поля на рисунке 4.1 показывают кривые: 2, 3 – интервальных времён продольной и поперечной упругих волн по АК; 4 – скорости счёта тепловых нейтронов по большому зонду 2ННК-Т; 5 – δ по ГГК-П; 6 – γ по ГК; 7 – ρ_n по БК. Видно, что основной и повторный замеры совпадают. Это подтверждается и распределениями значений геофизических параметров основной и повторной записи. В целом, материалы ГИС высокого качества, что позволяет их использовать для решения геологических задач в разрезах скважин.

Интерпретационный контроль качества включал увязку кривых по глубине, выявление случайных и систематических погрешностей измерений. Для целей количественной интерпретации сопоставлены параметры ГИС в опорном пласте (выдержанный по площади и свойствам пласт (аргиллит алевритистый в кровле тюменской свиты, мощность 2-4м; $\Delta t_p \approx 275$ мкс/м; $W \approx 20$ %, $\delta \approx 2.6$ г/см³). В случае отклонения показаний ГИС от средних показаний в опорном пласте вводилась соответствующая аддитивная поправка (рис. 4.2).

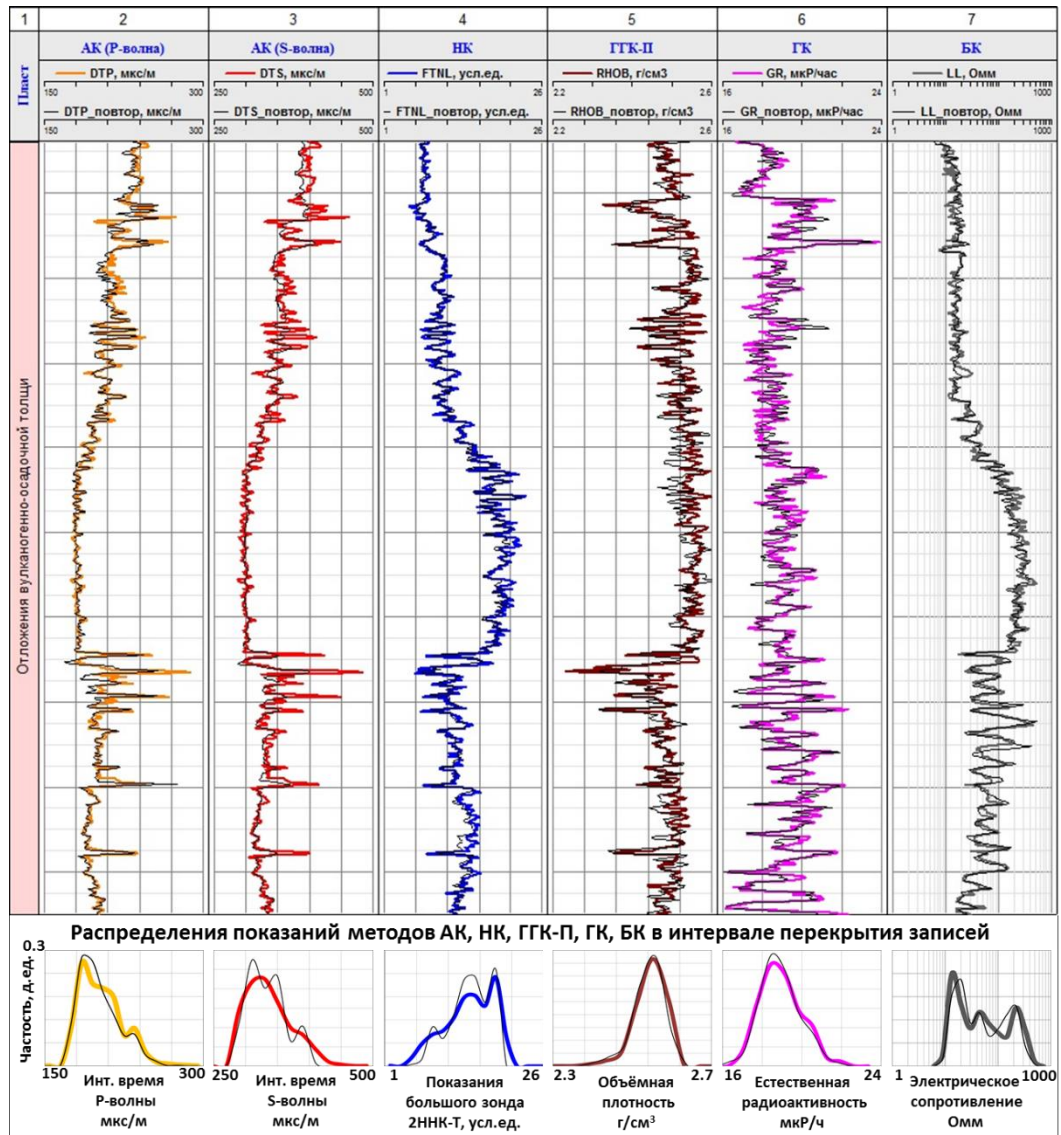


Рисунок 4.1 – Пример сопоставления основной и повторной записи кривых ГИС

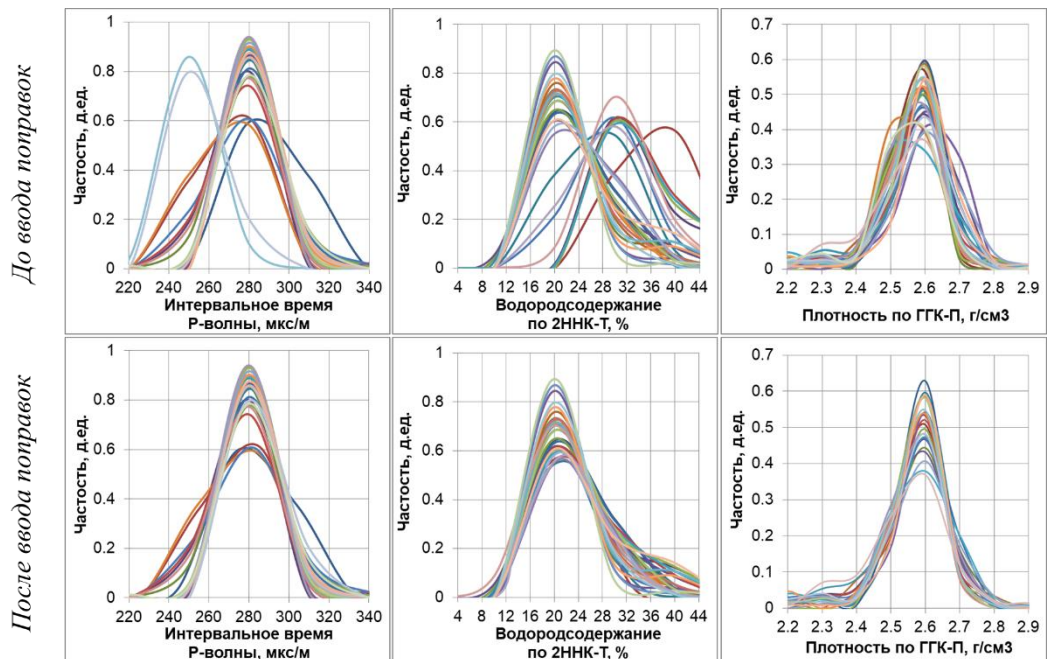


Рисунок 4.2 – Распределения геофизических параметров в опорном пласте

Водородосодержание рассчитывалось по данным 2ННК-Т на основе показаний двух зондов и результатов эталонирования приборов с учётом особенностей аппаратуры и геолого-технологических факторов (фактического диаметра скважины и параметров бурового раствора).

Определение $\rho_{\text{п}}$ горных пород выполнено по данным ВИКИЗ в программном продукте «МФС ВИКИЗ» [122]. Правомерность применения ВИКИЗ подтверждается схожими результатами получаемых величин $\rho_{\text{п}}$ с изорезистивной методикой [33], расхождения не превышает 1.5 Ом·м (рис. 4.3а). Сопоставление получено по пластам мощностью не менее 2 метров.

По результатам обработки ВИКИЗ установлены параметры зоны проникновения фильтрата бурового раствора в пласты-коллекторы – электрическое сопротивление ($\rho_{\text{зп}}$), диаметр ($D_{\text{зп}}$). Распределения отношений $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{зп}}$ и к $D_{\text{зп}}/d_{\text{с}}$ приведены на рисунке 4.3б. Значения $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{зп}}$ в водоносных пластах не превышают 0.7, в нефтеносных 2. Повышенная, относительно ФБР, минерализация пластовых вод, способствует формированию проникновения, повышающего $\rho_{\text{п}}$ пластов. Отношение $D_{\text{зп}}/d_{\text{с}}$ не превышает 6. При этом значении для скважины с $d_{\text{скв}}=0.216\text{м}$ величина $D_{\text{зп}}$ составит 1.3м. Полученное значение не превышает глубину исследования методом ВИКИЗ, что позволяет использовать его для решения геологических задач в разрезах скважин изучаемой вулканогенно-осадочной толщи.

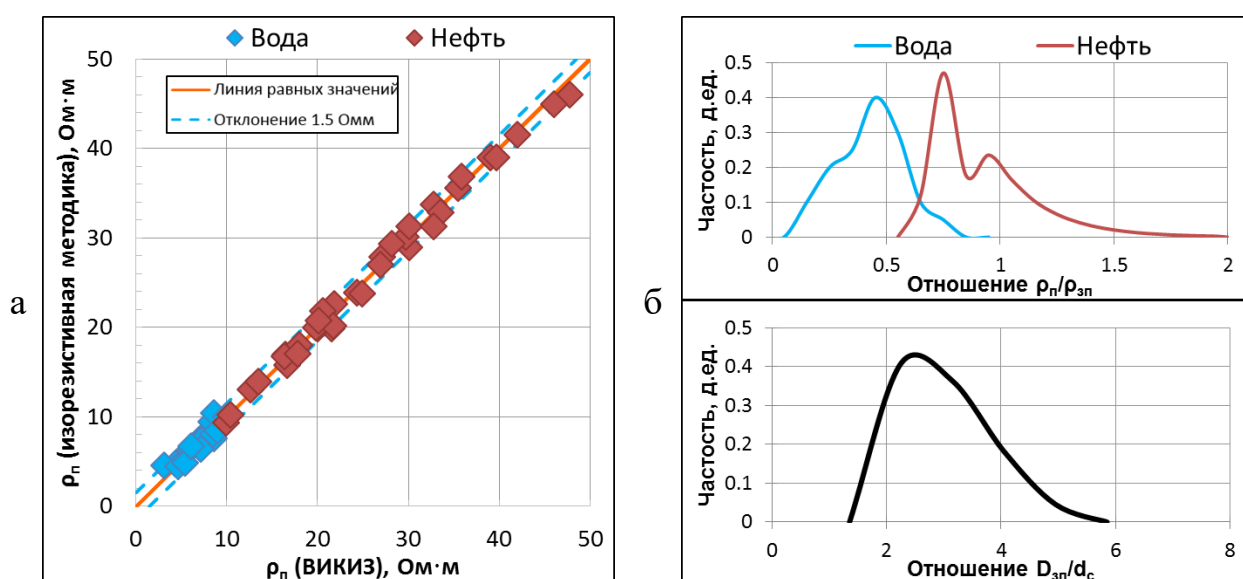


Рисунок 4.3 – Сопоставление $\rho_{\text{п}}$ по ВИКИЗ и изорезистивной методике (а), распределения значений параметров зоны проникновения (б)

4.2. Петрологическое расчленение разреза

Начальным шагом геологической интерпретации данных ГИС является петрологическое расчленение разреза. Оно выполнено в несколько этапов.

На первом этапе выполнена оценка чувствительности методов ГИС к выявленным по керну петротипам (см. главу 3). С этой целью проведена кластеризация (иерархическая) горных пород изучаемой толщи по геофизическим параметрам: естественной радиоактивности по ГК, водородосодержанию по НК, плотности по ГГК-П, интервальному времени продольной волны по АК, электрическому сопротивлению по БК [42, 70].

Использование иерархической кластеризации (методом Уорда) позволило выявить упорядоченную структуру (иерархию) массива данных (рис. 4.4). При этом схожие объекты объединялись в группы (кластеры), переходящие при дальнейшем объединении в более крупные группы, что позволило установить оптимальное число кластеров на основе анализа процесса группировки. Оптимальное число кластеров соответствует принятому расстоянию объединения (штриховая линия на рис. 4.4), выше которого начинается объединение кластеров с существенно различными характеристиками [29].

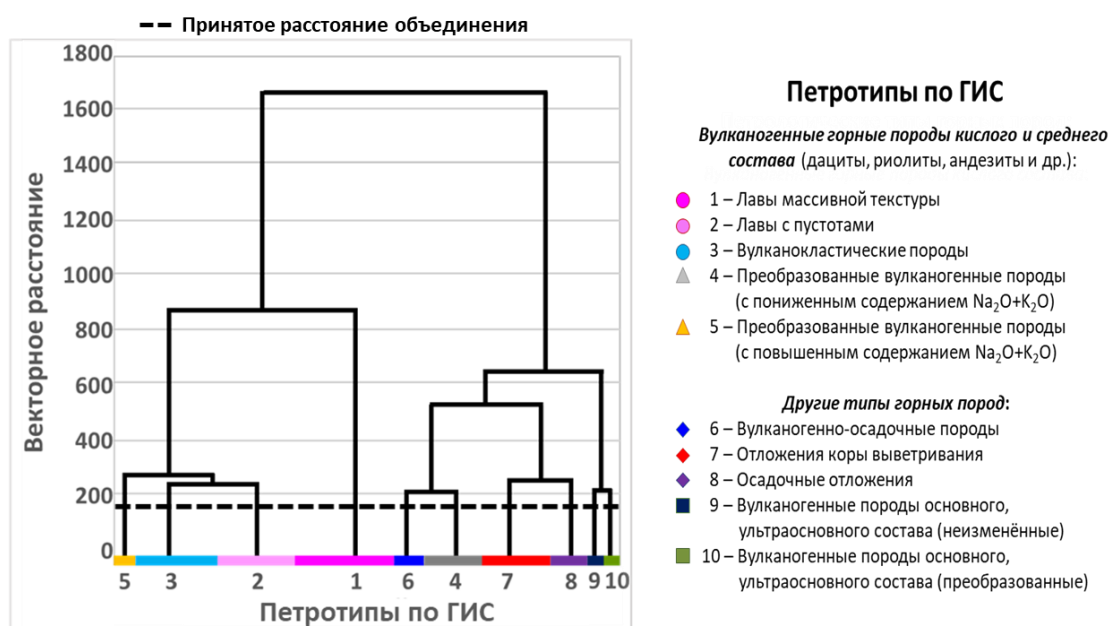


Рисунок 4.4 – Результаты кластеризации горных пород изучаемой толщи по геофизическим параметрам (кластеризация выполнена автором в ПО «Statistica»)

В результате выделено 10 статистически значимых групп - петротипов по ГИС. Количественная оценка их соответствия петротипам по керну показала (рис. 4.5), что средние вулканиты (петротип 9 по керну) распределяются среди кислых, образуя с ними единую группу. Лаво- и пирокластические породы (петротипы 3(П), 3(Л) по керну) объединяются в вулканокластические. Ультраосновные, основные (петротипы 10,11 по керну) образуют единую группу разделяясь при этом на неизменённые и преобразованные разновидности. Остальные петротипы (1-2, 4-8), в целом, соответствуют выделенным по керну. Доли соответствия петротипов по ГИС выделенным по керну петротипам составляют: для 1, 7, 8, 9, 10 – 90-98%; для 4, 5 – 85-90%; для 2, 3, 6 – 70-75%.

Локализация нескольких петротипов (по керну) в едином поле геофизических параметров объясняется схожими физическими свойствами горных пород. Так, например, близки диапазоны изменения химического, минерального состава, ФЕС, $\delta_{\text{мин}}$ и $\Delta t_{\text{р}}^{\text{тв.ф.}}$ кислых и средних вулканитов (см. п.3.2-3.5), то же характерно основным и ультраосновным вулканитам. Принадлежность единого петротипа (по керну) к нескольким группам (петротипам по ГИС) обусловлена неравномерным развитием вторичных преобразований (глинистые, карбонатные и др. минералы оказывают существенное влияние на петрофизические характеристики горных пород).

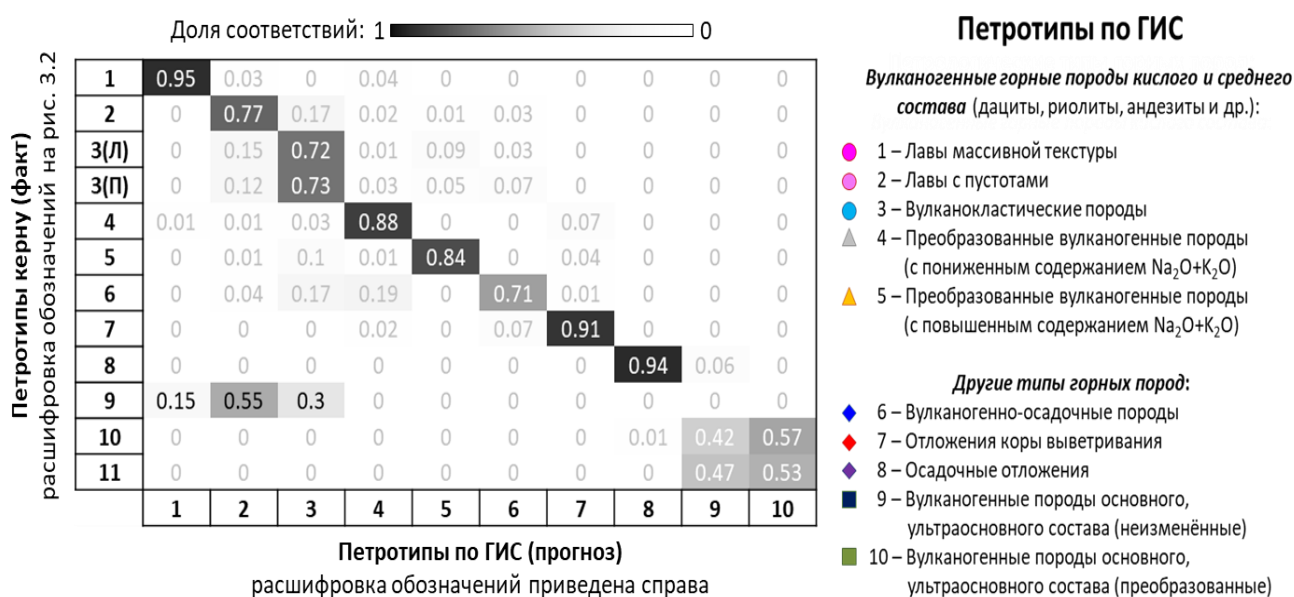


Рисунок 4.5 – Оценка чувствительности ГИС к выделенным по керну петротипам

На втором этапе с использованием керновых данных для выделенных по ГИС петротипов установлены наиболее вероятные диапазоны изменения содержаний минералов и ёмкостных свойств ($K_{п}$). Диапазоны представляют собой диаграммы размаха (их части между перцентилями 10% и 90%, включающие 80% наблюдений вариационного ряда) содержаний минералов и $K_{п}$. Диапазоны являются количественными критериями разделения горных пород на петротипы (рис.4.6).

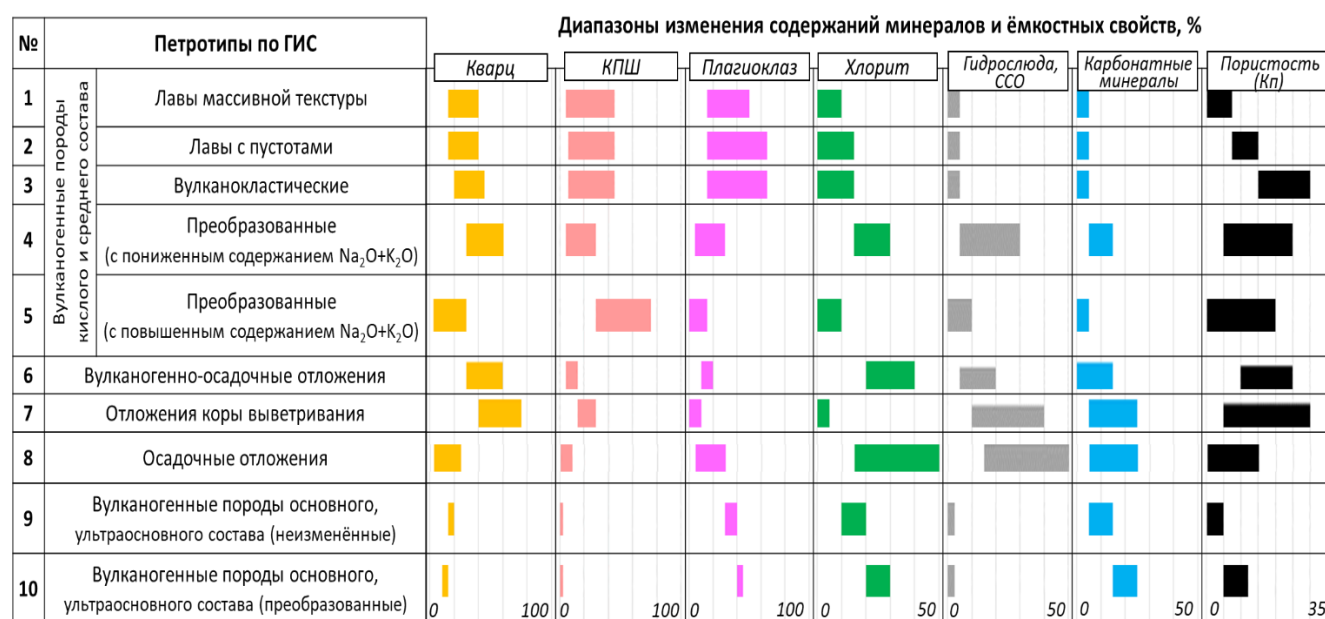


Рисунок 4.6 – Количественные критерии разделения горных пород на петротипы

Количественные критерии согласуются с выявленными по керну закономерностями изменения минерального состава и ФЕС петротипов (п.3.3, 3.4). От кислых, средних (петротипы по ГИС 1-5) к основным, ультраосновным вулканитам (петротипы по ГИС 9, 10) снижается содержание кварца и КПШ, возрастает – хлорита, кальцита. Преобразованным вулканитам, вулканогенно-осадочным, осадочным породам, отложениям коры выветривания (петротипы по ГИС 4-8) свойственны повышенные содержания вторичных (глинистых, карбонатных, вторичного КПШ) минералов. Петротипам 1-3 характерен выдержанный минеральный состав (85-90% кварц, полевые шпаты). Их разделение возможно по ёмкостным свойствам ($K_{п}$), возрастающим от лав массивной текстуры (1) к лавам с пустотами (2), и далее к вулканокластическим горным породам (3).

На третьем этапе выполнено определение минерального состава и K_n с использованием минерально-компонентной модели [40], характеризующей горную породу как набор компонентов, включающий минералы твёрдой фазы и пустотное пространство. Модель представляет собой систему уравнений, связывающих параметры ГИС и объёмные содержания компонентов горных пород [50, 93, 145]:

$$P_n = k_{n1} \cdot V_1 + k_{n2} \cdot V_2 + \dots + k_{ni} \cdot V_i \quad (4.1)$$

где P_n – показания n-ого геофизического метода; V_i и k_{ni} – объёмное содержание и значение петрофизического параметра i-ого компонента горной породы.

Решение системы выполнялось в рамках оптимизационного подхода (минимизацией отклонений между измеренными и синтетическими кривыми ГИС) [93]. Синтетические кривые ГИС рассчитывались по вычисленным содержаниям компонентов. Определяющее влияние на достоверность полученного результата оказывает введение в систему уравнений дополнительных ограничений, существенно сужающих область допустимых решений [50, 145]. Набор ограничений включал в себя как известные априори, так и полученные по керну (в главе 3) условия следующего вида: $\sum V_i = 1$, $V_i \geq 0$, $V_i \leq V_{i \max}$.

Особого рассмотрения требует определение петрофизических констант компонентов горных пород. Их значения не являются постоянными для различных геологических объектов, что обуславливает необходимость подбора значений k_{ni} с учётом индивидуальных особенностей изучаемых отложений [4, 93, 101].

Петрофизические константы компонентов горных пород изучаемой толщи определены с использованием керновой коллекции, для которой определены массовые содержания минералов (по РСА) и петрофизические свойства – K_n , $\delta_{об}$, $\delta_{мин}$, Δt_p , W , γ , содержания ЕРЭ. Измерения K_n , $\delta_{об}$, $\delta_{мин}$, Δt_p выполнены на цельных образцах, определения минерального состава, W , γ , содержаний ЕРЭ на порошковых пробах. Значения k_{ni} определялись перебором значений в рамках процедуры оптимизации, обеспечивающей соответствие результатов расчёта следующим условиям: сумма содержаний всех компонентов образца составляет

100%; рассчитанные с учётом значений k_{ni} величины петрофизических свойств согласуются с измеренными [4].

Подбор значений k_{ni} произведён в два этапа согласно [4]. Они рассмотрены ниже на примере плотности. На первом этапе заданы наиболее вероятные значения δ компонентов с последующим уточнением в процессе перебора значений из допустимого диапазона. Оптимальный результат принимался исходя из условия минимизации среднеквадратичного отклонения для всей выборки:

$$\sum_{j=1}^n \left[\left(\sum_{i=1}^n \frac{C_m^i \cdot \delta_{\text{МИН}}^j}{\delta_{\text{МИН}}^i} - 1 \right)^2 \right]_{\delta_{\text{МИН}}^i} \rightarrow \min \quad (4.2)$$

где C_m^i и $\delta_{\text{МИН}}^i$ – массовое содержание и плотность i -го минерального компонента, $\delta_{\text{МИН}}^j$ – минеральная плотность j -го образца.

На втором этапе выполнен переход от массовых содержаний компонентов к объёмным:

$$C_V^i = \frac{C_m^i \cdot \delta_{\text{об}}^j}{\delta_{\text{МИН}}^i} \quad (4.3)$$

где, C_V^i – объёмное содержание минерального компонента, $\delta_{\text{об}}^j$ – объёмная плотность j -го образца.

С целью выполнения условия равенства суммы компонентов 100% в полученные объёмные доли вводились мультипликативные поправки [4], после чего значения δ компонентов корректировались в соответствии с условием:

$$\sum_{i=1}^n C_V^i \cdot \delta_{\text{МИН}}^i - \delta_{\text{МИН}}^j \xrightarrow{\delta_{\text{МИН}}^i} \min \quad (4.4)$$

Полученные значения δ минеральных компонентов принимались как окончательные. Для расчёта $\delta_{\text{об}}$ образцов производилась корректировка объёмных содержаний минералов с учётом коэффициента пористости:

$$C_V^{i(\text{Кп})} = (1 - K_{\text{п}}^j) \cdot C_V^i \quad (4.5)$$

где $C_V^{i(\text{Кп})}$ – скорректированное с учётом $K_{\text{п}}$ объёмное содержание i -ого минерального компонента, $K_{\text{п}}^j$ – коэффициент пористости j -го образца.

Проверка полученных результатов выполнена исходя из равенства суммы объёмных содержаний минералов и $K_{\text{п}}$ 100%, а также сопоставлением рассчитанных (по полученным константам) и измеренных значений $\delta_{\text{об}}$ и $\delta_{\text{мин}}$.

Подбор значений $\Delta t_{\text{р}}$, W , γ , содержаний ЕРЭ для минеральных компонентов производился аналогично. Расчёт $\Delta t_{\text{р}}$ твёрдой фазы образцов выполнялся через $K_{\text{п}}$. Примеры сопоставлений расчётных и измеренных петрофизических параметров (для δ , $\Delta t_{\text{р}}$, W , γ) различных петротипов изучаемой толщи приведены на рисунке 4.7.

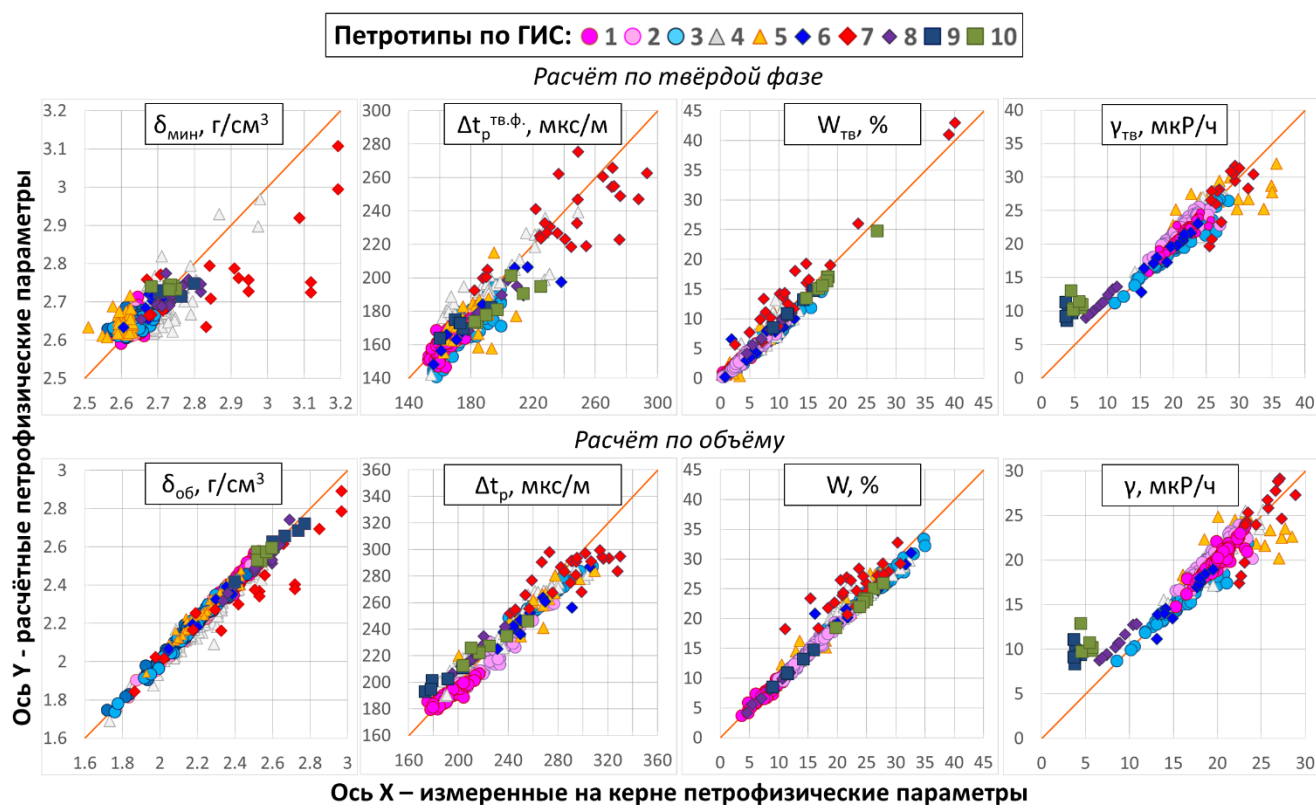


Рисунок 4.7 – Сопоставление расчётных и измеренных значений петрофизических свойств горных пород изучаемой толщи. 1-10 – петротипы по ГИС (см. рис. 4.4)

Среднеквадратичные отклонения (σ) расчётных и измеренных значений δ , $\Delta t_{\text{р}}$, W , γ для петротипов 1-6 не превышают допустимых значений и составляют 0.03 г/см^3 , 10 мкс/м , 1% , 1.5 мкР/ч соответственно. Существенные отклонения от измеренных значений обусловлены изменением свойств минералов. В отложениях коры выветривания (петротип 7) увеличение σ для $\delta_{\text{мин}}$ до 0.15 г/см^3 обусловлено повышением плотности КПШ и гидрослюды в результате вторичных преобразований. Снижение радиоактивности кварца приводит к возрастанию σ для

γ до 5 мкР/ч в осадочных породах, основных, ультраосновных вулканитах (петротипы 8-10). Снижение радиоактивности кварца в осадочных горных породах относительно вулканогенных является следствием поверхностного формирования последних при котором большая часть общего содержания U, Th приходится на базис (основную массу) вулканитов, сложенный кварцем [114]. Снижение радиоактивности вулканитов основного, ультраосновного состава относительно кислых разностей обусловлено сменой кислого плагиоклаза основным. По указанным причинам при расчётах пористости и минерального состава петрофизические константы минеральных компонентов твёрдой фазы петротипов 7-10 уточнялись с учётом выявленных особенностей.

По результатам подбора содержаний ЕРЭ рассчитаны отношения – Th/К, U/К. Подбор параметров флюида выполнен (согласно [65, 96]) для фильтрата промывочной жидкости с учётом геолого-технических условий проведения ГИС. Средние значения и диапазоны изменения петрофизических констант компонентов горных пород изучаемой толщи приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Средние значения и диапазоны изменения петрофизических констант компонентов изучаемых горных пород

№ п/п	Компонент	Δt_p , мкс/м	W, %	δ , г/см ³	γ , мкР/ч	Th/К	U/К
1	Кварц	$\frac{160.1}{159 - 166}$	$\frac{-2}{-4 - 1}$	$\frac{2.63}{2.62 - 2.66}$	$\frac{18}{12 - 19.9}$	$\frac{20}{15.1 - 23.1}$	$\frac{6}{5.5 - 7.8}$
2	КПШ	$\frac{172.5}{168.9 - 174}$	$\frac{-1}{-2 - 2}$	$\frac{2.55}{2.5 - 2.58}$	$\frac{34.5}{32.2 - 36}$	$\frac{1.8}{1.6 - 2.1}$	$\frac{0.7}{0.5 - 0.8}$
3	Плагиоклаз	$\frac{162.5}{157 - 164}$	$\frac{-0.5}{-2 - 1}$	$\frac{2.61}{2.59 - 2.71}$	$\frac{6}{0.9 - 8}$	$\frac{35}{32.9 - 35.6}$	$\frac{10}{9.1 - 11.9}$
4	Хлорит	$\frac{229.7}{218 - 247}$	$\frac{39.6}{35 - 47}$	$\frac{2.74}{2.7 - 2.79}$	$\frac{14}{10.2 - 17}$	$\frac{11.5}{10.6 - 12.9}$	$\frac{3.3}{2.7 - 4.2}$
5	Гидрослюда, ССО	$\frac{253.5}{231 - 277.5}$	$\frac{21.3}{19 - 23}$	$\frac{2.88}{2.75 - 2.92}$	$\frac{29.5}{27 - 31.5}$	$\frac{4}{3.8 - 4.9}$	$\frac{1.6}{1.2 - 1.9}$
6	Карбонатные минералы	$\frac{141.3}{131 - 154.2}$	$\frac{7}{0.5 - 12.2}$	$\frac{3.2}{2.78 - 3.92}$	$\frac{1.1}{0 - 1.6}$	$\frac{20}{18.1 - 21.6}$	$\frac{7}{6.3 - 7.2}$
7	Флюид	610	100	1	5	2.3	1.1

Перечень минеральных компонентов определён по результатам обобщения исследований минерального состава твёрдой фазы горных пород (методом РСА). По данным РСА твёрдая фаза петротипов 1-8, слагающих более 99% от общего объёма горных пород изучаемой толщи на 97-100% представлена восемью основными минералами: кварц, калиевый полевой шпат, плагиоклаз, хлорит, гидрослюда, ССО, кальцит, сидерит.

В единичных образцах присутствуют каолинит, монтмориллонит, доломит, анкерит, содержания которых не превышают 1-3%. В описаниях шлифов отмечены следы пирита, гематита, цеолитов, слюд, темноцветных, акцессорных минералов. Для определения содержаний указанных минералов и учёта их влияния на геофизические параметры горных пород необходимо привлекать дополнительные методы ГИС: гамма-гамма лито плотностной (ГГК-ЛП), импульсный нейтрон-нейтронный (ИННК), ИНГК-С. В связи с низким (по РСА) содержанием указанных минералов их учёт в рамках данной работы не проводился.

Решение системы уравнений реализовано с использованием 6 параметров ГИС (Δt_p по АК, W по НК, δ по ГГК-П, γ по ГК, Th/K и U/K по СГК) для K_n (флюида) и 6 минеральных компонентов: кварц, КПШ, плагиоклаз, хлорит, гидрослюда-ССО, карбонатные минералы. Ранее установлено (рис. 3.8), что гидрослюда и ССО оказывают схожее влияние на петрофизические параметры горных пород изучаемой толщи, то же характерно карбонатным минералам (кальцит, сидерит). В связи с этим указанные группы объединены в единые минеральные компоненты.

Для петротипов 9-10 (вулканиты основного, ультраосновного состава), содержащих повышенные концентрации титанистых, железистых минералов и характеризующихся пониженными содержаниями КПШ и гидрослюда (от полного отсутствия до 1-3%) принимался следующий перечень минеральных компонентов: 1) кварц; 2) плагиоклаз; 3) хлорит; 4) карбонатные минералы, 5) титанистые, железистые минералы. В разрезах скважин петротипы 9-10 с высокой эффективностью выделяются по парным сопоставлениям параметров ГИС [42, 70].

Результаты расчёта согласуются с измеренными на керне, расхождения не превышают 3% (для K_n) и 10% (для минералов). При отсутствии СГК (расчёт по

АК, НК, ГГК-П, ГК) расхождения увеличиваются незначительно (до $\pm 3.5\%$ для K_p и до 15% для минералов). Исключение из системы уравнений метода ГК (расчёт по АК, НК, ГГК-П) практически не снижает точности определения K_p ($\pm 3.5\%$). При этом точность определения содержаний минералов снижается существенно (рис. 4.8).

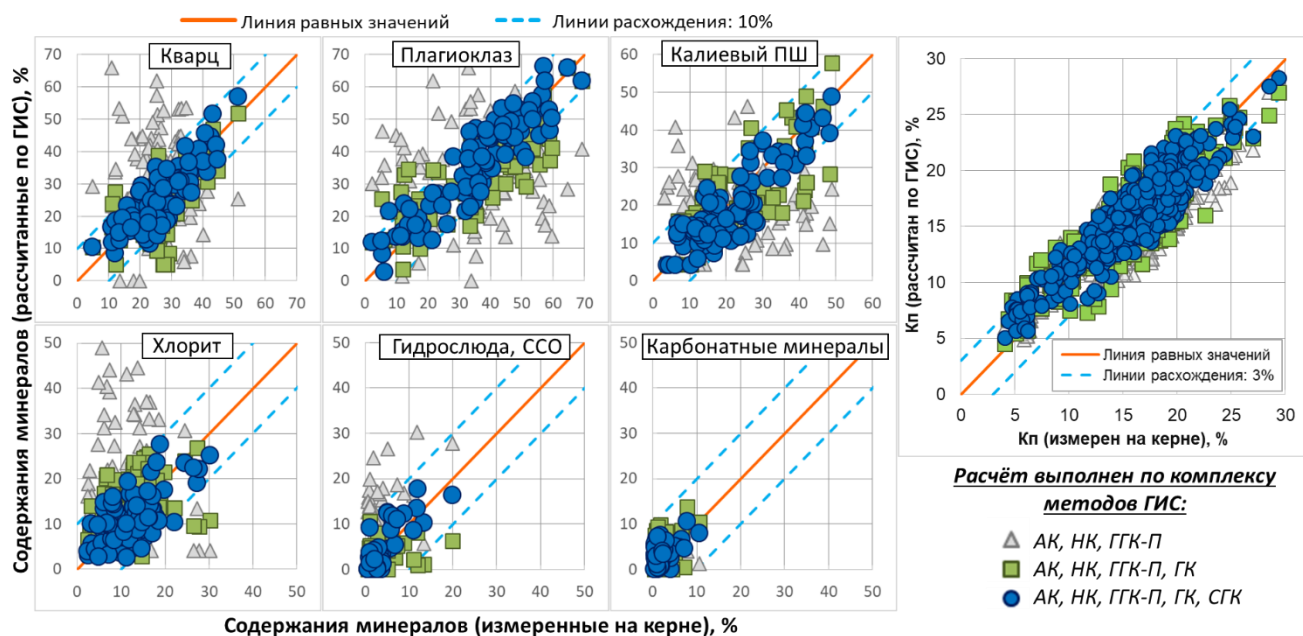


Рисунок 4.8 – Сопоставление расчётных и измеренных содержаний компонентов в горных породах изучаемой толщи

В отличие от существующего способа расчёта (по АК, НК, ГГК-П) учёт выявленных на керне закономерностей изменения радиоактивных свойств горных пород (п 3.7) позволил дополнить систему уравнений методами ГК, СГК и существенно повысить достоверность определения минерального состава и коэффициента пористости горных пород.

В сравнении с существующими аналогами (выделение петротипов с применением парных сопоставлений геофизических параметров [15, 60, 136, 186]) предлагаемая методика позволяет повысить достоверность выделения по ГИС петротипов 1 и 7-10 на 3-5%, петротипов 2-6 на 10-25% (рис. 4.9).

Выделение петрологических типов (петротипов) на основе различий минерального состава и ёмкостных свойств горных пород с использованием адаптированной для изучаемых отложений минерально-компонентной модели выполнено впервые и составляет научную новизну.

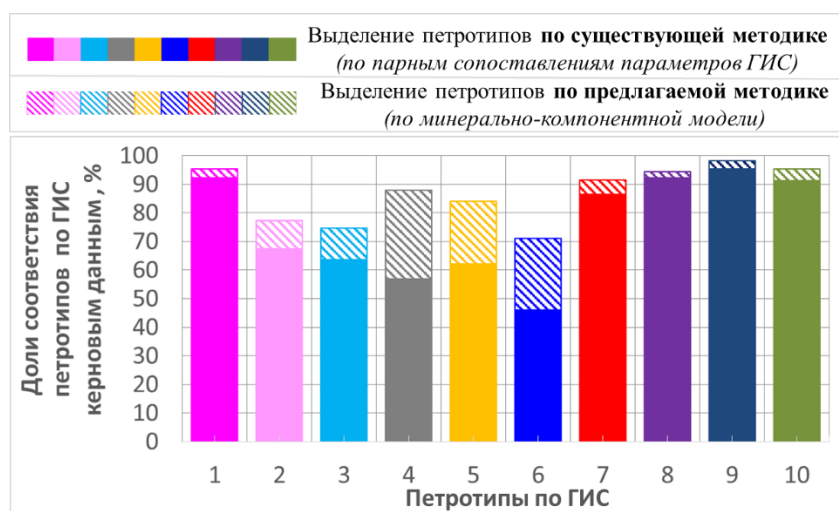


Рисунок 4.9 – Сравнение результатов выделения петротипов по существующей и предлагаемой методикам. 1-10 – петротипы по ГИС (см. рис. 4.4)

На примере (рис.4.10) петрологическое расчленение горных пород изучаемой толщи выполнено по данным стандартного комплекса ГИС (АК, НК, ГГК-П, ГК). Поля на рисунке 4.10 показывают: 1, 2 – петротип по керну и ГИС; 3 – фото керна в ультрафиолетовом свете; 4, 5 – минеральный состав по керну и ГИС; 6-11 – рассчитанные по ГИС (кривые) и измеренные на керне (точки) содержания минеральных компонентов; 12-15 – измеренные (чёрные) и расчётные (зелёные) кривые АК, НК, ГГК-П, ГК; 16 – суммарное отклонение между расчётными (синтетическими) и измеренными значениями параметров ГИС; 17 – кривые K_p : по ЯМК (красная), по минерально-компонентной модели (чёрная) с нанесением определений K_p на образцах керна (точки); 18, 19 – результаты ПГИ и испытаний.

В рассматриваемом интервале (рис.4.10) выделенные по ГИС петротипы на 85% соответствуют петрографическому описанию керна (поля 1,2). В нижней части рисунка 4.10 сопоставлены измеренные на керне и рассчитанные по ГИС содержания минералов (поля 6-11), измеренные в скважине и синтетические параметры ГИС (поля 12-15). Расчётные содержания минералов согласуются с измеренными на керне (расхождения $\pm 15\%$). Результаты расчёта K_p по АК, НК, ГГК-П, ГК согласуются с керном (по интервалам с количеством образцов не менее 2 расхождения не превышают 3%), а также с данными ЯМК, менее подверженного влиянию минерального состава горных пород.

Возрастание суммарного отклонения синтетических и измеренных кривых ГИС (поле 16) в некоторых интервалах преобразованных вулканитов обусловлено, вероятно, присутствием цеолитов, гематита, пирита. Для расширения перечня определяемых минералов помимо SGK (K, Th, U) в систему уравнений 4.1 могут быть включены импульсный нейтрон-нейтронный (ИННК), гамма-гамма-лито плотностной (ГГК-ЛП) каротажи, а также специальные методы АКШ, ИНГК-С.

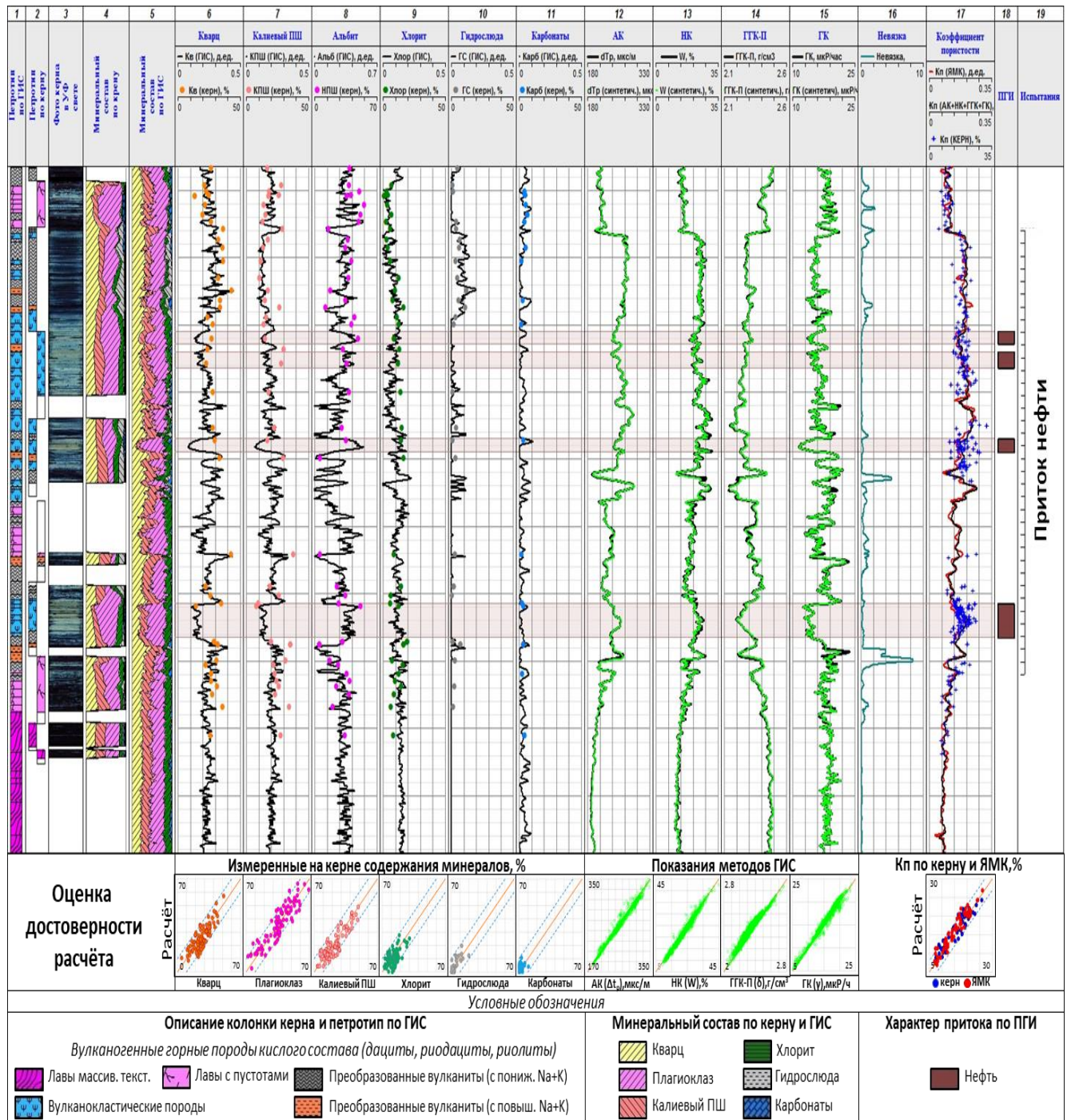


Рисунок 4.10 – Пример петрологического расчленения горных пород изучаемой толщи по данным стандартного комплекса ГИС

4.3. Определение коэффициента пористости

Определение коэффициента пористости горных пород изучаемой толщи подробно рассмотрено в работах [52, 136, 186, 187].

Разброс данных на зависимостях геофизических параметров (Δt_p по АК, W по НК, δ по ГГК-П) от $K_{п}$ по керну (в пластопересечениях с количеством образцов 2 и более) обусловлен вариациями вещественного состава и особенностями структуры пустотного пространства горных пород (рис. 4.11). Влиянию состава наиболее подвержены радиоактивные методы (НК, ГГК-П), в меньшей степени АК. Особенности структуры пустотного пространства, напротив, влияют на АК, не отражаясь на показаниях НК, ГГК-П. Теснота связи при определении $K_{п}$ по одному из рассмотренных методов ГИС возрастает от НК и ГГК-П к АК ввиду более заметного влияния вещественного состава на показания радиоактивных методов. Приведённые данные согласуются с результатами, полученными в работе [136].

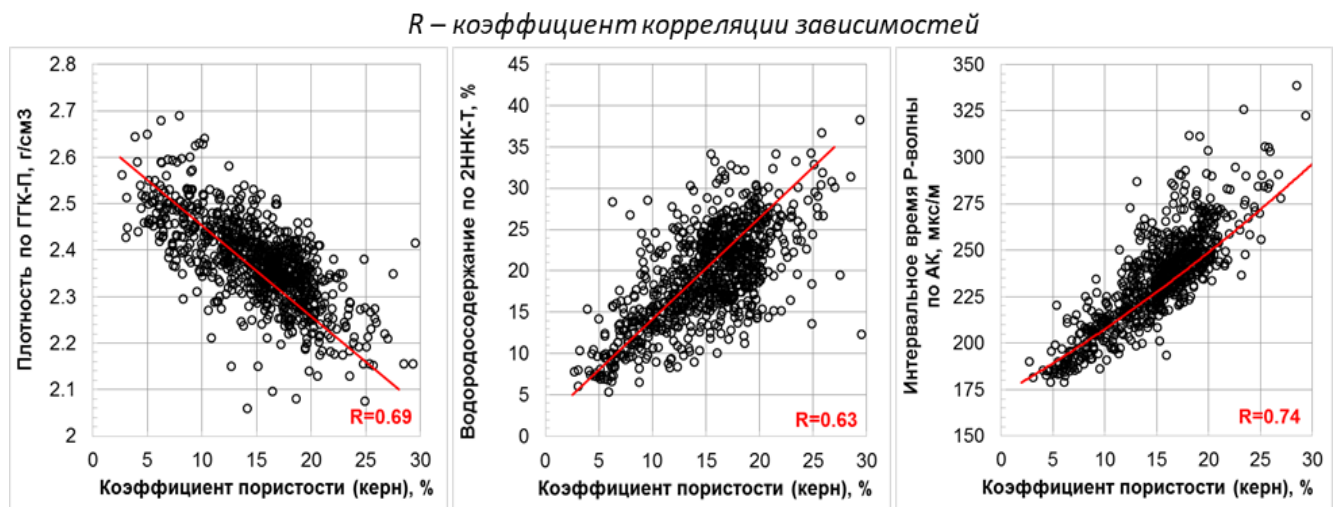


Рисунок 4.11 – Зависимости геофизических параметров δ по ГГК-П, W по НК, Δt_p по АК от $K_{п}$ по керну

На рисунке 4.12 приведены эмпирические трёхмерные зависимости геофизических параметров – δ по ГГК-П, W по НК, Δt_p по АК от $K_{п}$ по керну (в пластопересечениях с количеством образцов 2 и более). Применение подобных зависимостей для изучаемых отложений впервые рассмотрено в работах [52, 186].

На сопоставлениях результатов определения $K_{п}$ по ГИС с керновыми данными (рис. 4.13) видно, что использование одного метода ГИС затруднительно

ввиду значительных погрешностей (коэффициент корреляции R не превышает 0.75) (рис. 4.13а). Применение трёхмерных зависимостей позволяет существенно повысить точность определения $K_{п}$ (R достигает 0.88) (рис. 4.13б).

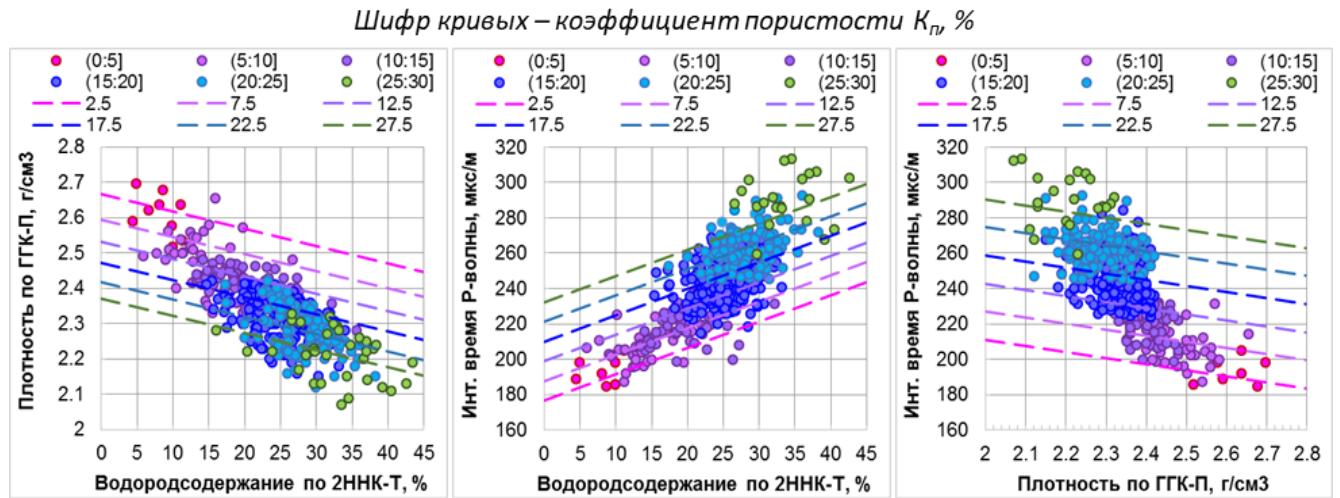


Рисунок 4.12 – Трёхмерные зависимости для определения $K_{п}$ по данным ГИС

Результаты расчёта $K_{п}$ по системе уравнений 4.1 с использованием трёх методов ГИС (АК, НК, ГГК-П) сопоставимы с результатами расчёта по трёхмерным зависимостям ($R=0.87$, диапазон расхождений $\pm 3.5\%$). Включение в систему уравнений метода ГК позволило повысить точность определения $K_{п}$ ($R=0.91$, диапазон расхождений $\pm 3\%$) (рис. 4.13в). Таким образом, в качестве основного принят способ определения $K_{п}$ путём решения системы уравнений 4.1 по данным четырёх методов ГИС (АК, НК, ГГК-П, ГК).

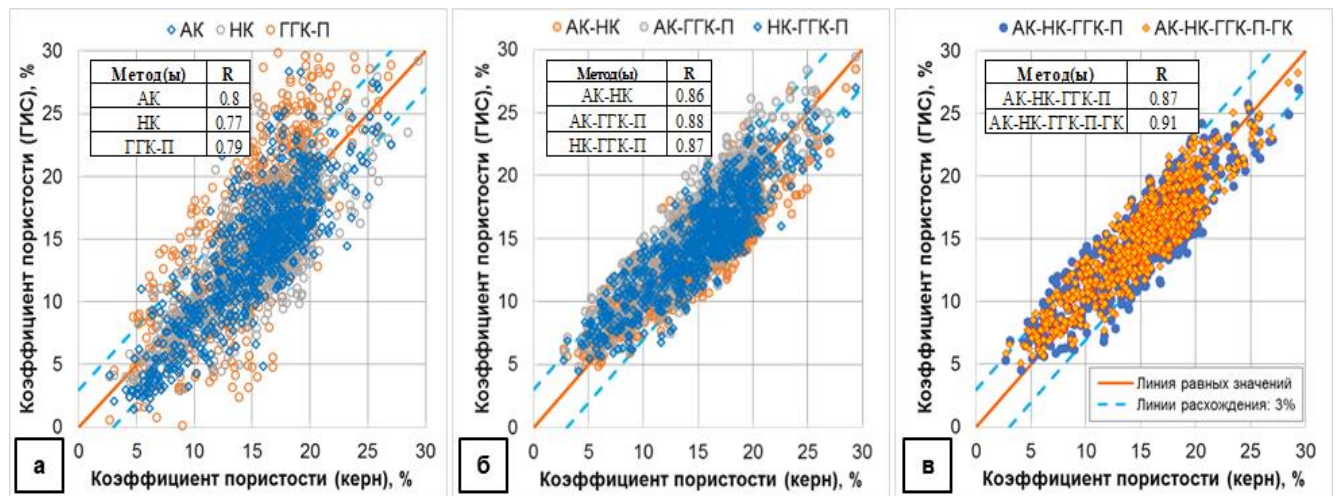


Рисунок 4.13 – Сопоставление $K_{п}$, определённого по ГИС с $K_{п}$ по керну горных пород изучаемой толщи

4.4. Выделение коллекторов

Получение притоков пластовых флюидов является прямым подтверждением наличия интервалов-коллекторов в разрезах скважин [96]. По ПГИ в разрезах изучаемой толщи коллекторы приурочены к петротипам 2-7. Из петротипов 1,8,9,10 притоков пластовых флюидов не получено.

Наличие трещин, каверн и межгранулярных пустот в составе пустотного пространства горных пород изучаемой толщи обуславливает многообразие типов коллектора. Анализ значений $K_{п}$ в интервалах с притоком пластового флюида (рис. 4.14), подтверждённого результатами промыслово-геофизических исследований, позволил выявить два преобладающих типа: А – трещинно-каверновый ($K_{п}=5-12\%$) и Б – трещинно-кавернозно-гранулярный ($K_{п}>12\%$). Схожие данные для изучаемых отложений получены работах [30, 136], где трещинные и трещинно-кавернозно-гранулярные коллекторы условно разделены величиной $K_{п}=12\%$. Особенности структуры пустотного пространства коллекторов отражают фотографии керна в УФ свете на которых нефтенасыщенные участки приурочены как к открытым трещинам (тип А на рис. 4.14), так и к матрице (тип Б на рис. 4.14) горных пород.

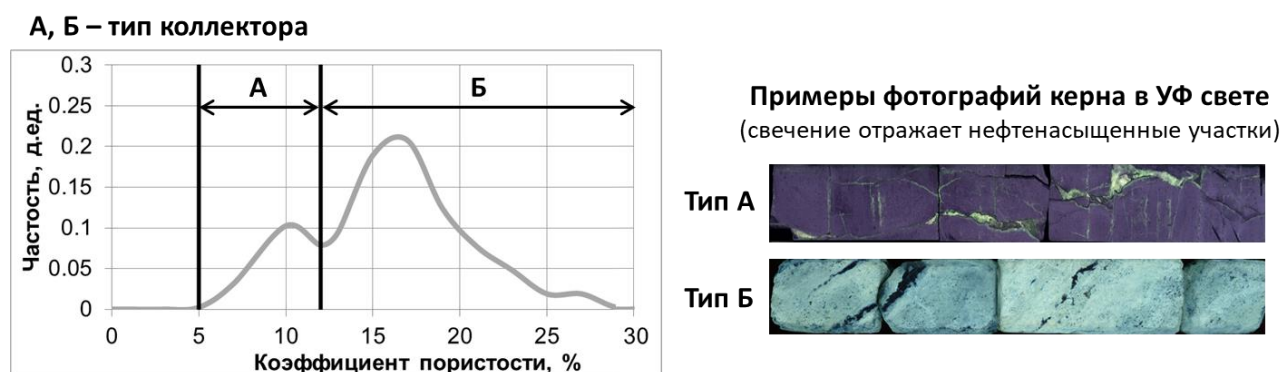


Рисунок 4.14 – Распределение значений $K_{п}$ (а) и примеры фотографий керна (б) интервалов изучаемой толщи с притоком пластового флюида

Трещинно-каверновым коллекторам (тип А на рис.4.14) характерны пониженные ёмкостные свойства. Макроскопическое описание керна и результаты исследований скважин электрическим микросканером отражают присутствие трещин и каверн. При первичном вскрытии таких интервалов возрастает скорость проходки, отмечаются поглощения промывочной жидкости. Наличие макротрещин

и каверн отражает снижение объёмов выноса керна, повышенные дебиты пластовых флюидов при испытаниях, явно несоответствующие пониженным фильтрационным свойствам образцов керна характеризующих непроницаемую матрицу. Рассмотренные признаки свидетельствуют о трещинном и трещинно-каверновом типе эффективной ёмкости коллекторов типа А. Коллекторы типа А представлены лавами с пустотами (петротип 2).

Основной объём приточных интервалов приурочен к трещинно-кавернозно-гранулярным коллекторам (тип Б на рис.4.14) с повышенными ёмкостными свойствами. Их пустотное пространство представлено трещинами, кавернами и межгранулярными порами как первичного, так и постмагматического происхождения. Фильтрационно-ёмкостные свойства матрицы коллекторов типа Б изменяются в широких пределах и существенно влияют на продуктивность горных пород при испытаниях. Рассматриваемая область представлена вулканокластическими, вулканогенно-осадочными породами, преобразованными вулканитами, отложениями коры выветривания (петротипы 3-7).

Прямые качественные признаки отражают проникновение в пласт фильтрата промывочной жидкости, свидетельствующее о подвижности пластовых флюидов в пустотном пространстве горных пород [96]. Наибольшую эффективность среди прямых качественных признаков в разрезе изучаемых отложений показали специальные методики, фиксирующие формирование (расформирование) зоны проникновения. В работе [88] коллекторы трещинного типа выделены методом закачки в пласт раствора меченого вещества (азотнокислого гадолиния). По изменению показаний ННК-Т до и после закачки выделены участки с проникновением фильтрата промывочной жидкости в прискважинную зону пласта, при последующем испытании которых получены притоки нефти.

Признаки проникновения – сужение $d_{\text{СКВ}}$ (вызванное образованием глинистой корки) и радиальный градиент $\rho_{\text{П}}$ в изучаемом разрезе свойственны коллекторам типа Б, однако в целом характеризуются переменной устойчивостью и могут использоваться для выделения коллекторов в комплексе с количественными критериями. Значения $d_{\text{СКВ}}$ приточных (по ПГИ) интервалов снижаются с

увеличением $K_{п}$, $K_{пр}$ (по керну) (рис.4.15). Наиболее отчётливо указанная тенденция проявлена для $K_{пр}$. Для ряда интервалов при увеличении $K_{п}$ сужение $d_{скв}$ не отмечается. Вероятно, при высокой пористости им характерны пониженные фильтрационные свойства, затрудняющие проникновение в пласт фильтрата промывочной жидкости. Увеличение $d_{скв}$ свойственно коллекторам типа А вследствие их повышенной трещиноватости. Для типа Б увеличение $d_{скв}$ отмечено в петротипах 4-7, содержащих повышенные концентрации глинистых минералов.

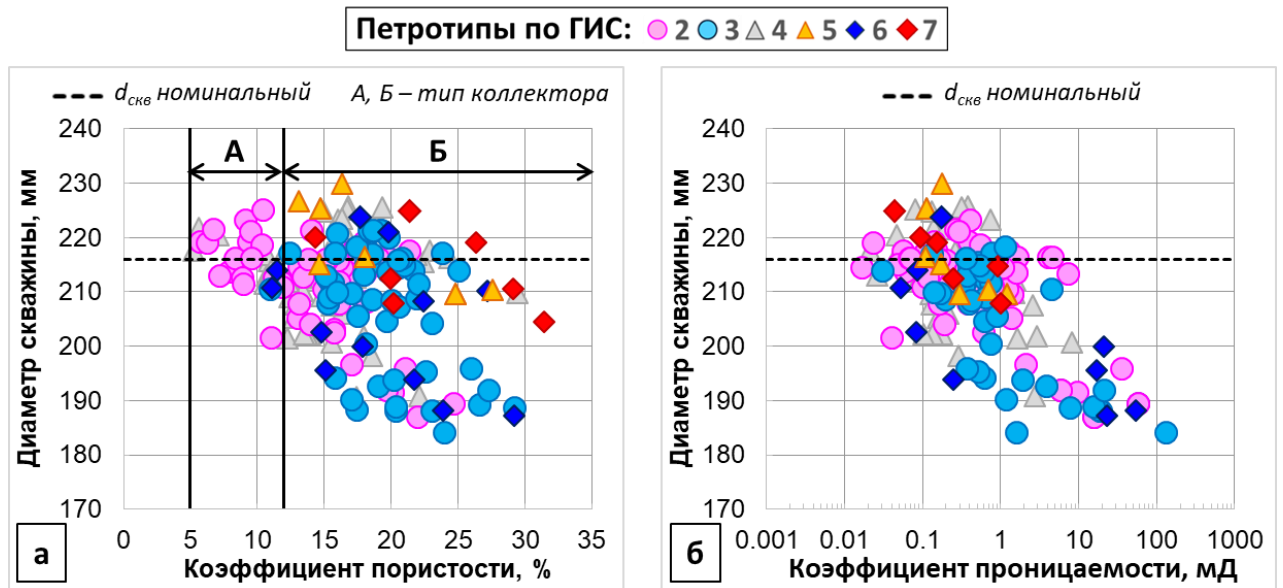


Рисунок 4.15 – Сопоставление $d_{скв}$ с $K_{п}$ (а) и $K_{пр}$ (б) горных пород-коллекторов. 2-7 – петротипы по ГИС (см. рис. 4.4)

На рисунке 4.15 приведены сопоставления значений $\rho_{п}$ по микропотенциал (МПЗ) и микроградиент (МГЗ) зондам (а), по 2.0м и 0.5м зондам ВИКИЗ (б) в коллекторах с различным характером насыщения (подтверждённым по ПГИ). Превышение $\rho_{п}$ (МПЗ) над $\rho_{п}$ (МГЗ) обусловлены влиянием глинистой корки (интервалам превышений характерно сужение $d_{скв}$). При отсутствии корки разность $\rho_{п}$ по МПЗ и МГЗ снижается, достигая отрицательных значений (рис.4.16а). Различие УЭС пластовых вод и фильтрата промывочной жидкости способствует формированию радиального градиента $\rho_{п}$. Сопротивление по 0.5м зонду ВИКИЗ характеризует зону проникновения, по 2.0м зонду – близко к $\rho_{п}$ неизменённой части пласта, поэтому в нефтеносных интервалах показания 2.0м превышают показания 0.5м зонда, в водоносных – наоборот (рис.4.16б).

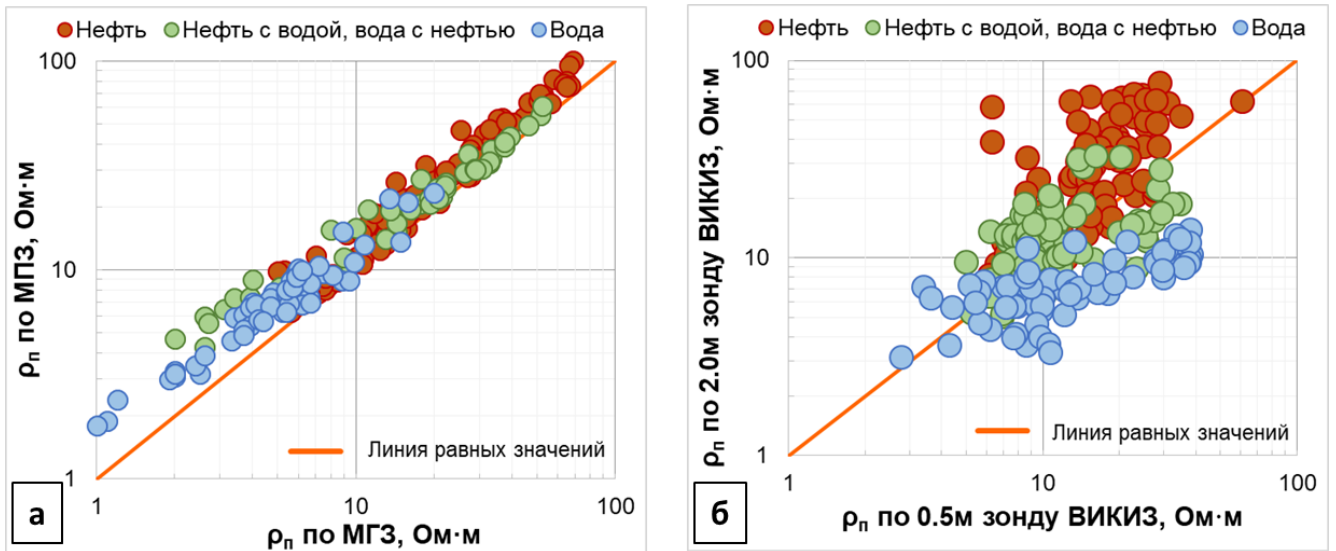


Рисунок 4.16 – Сопоставления $\rho_{п}$ по МПЗ и МГЗ (а), по 2.0м и 0.5м зондам ВИКИЗ (б) в коллекторах с различным характером насыщения

Выделение коллекторов на качественном уровне возможно с использованием параметров поверхностной волны Стоунли, характеризующей движение пластового флюида вдоль стенок скважины [49, 151, 171, 172 и др.]. В работах [68, 136] приведены примеры выделения проницаемых участков изучаемой толщи по превышению интервального времени и коэффициента затухания волны Стоунли относительно фоновых значений в интервалах плотных, непроницаемых пород.

В настоящей работе показана возможность выделения проницаемых интервалов по сопоставлению Δt_s и Δt_{st} с учётом результатов ПГИ и ОПК (рис. 4.17).

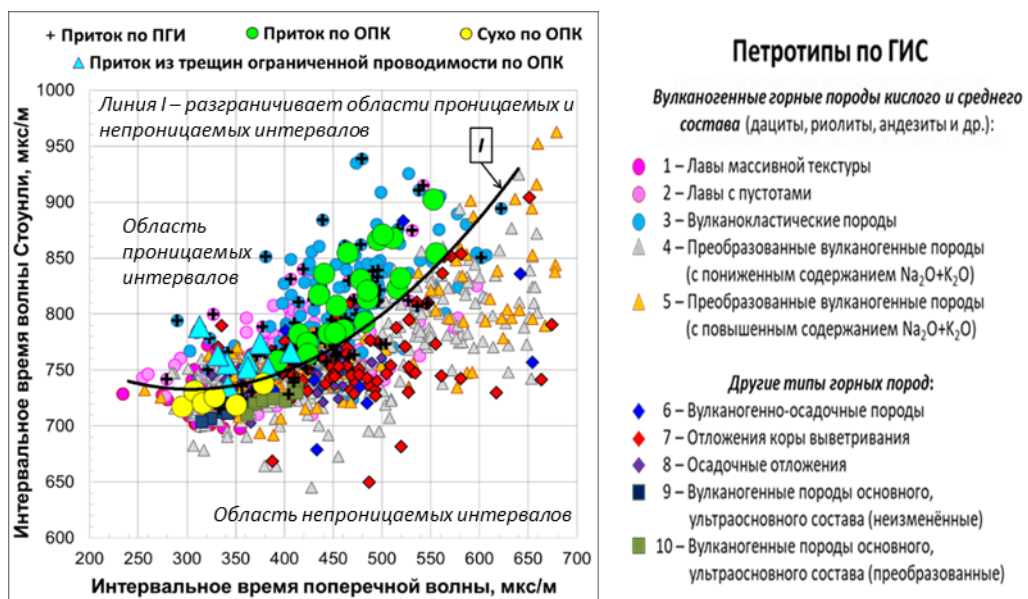


Рисунок 4.17 – Выделение проницаемых интервалов по сопоставлению Δt_s и Δt_{st}

Величина Δt_{st} увеличивается стремительней Δt_s в проницаемых породах, непроницаемым анизотропным характерна обратная картина. В изотропных, Δt_s и Δt_{st} возрастают линейно [149, 151, 171, 172 и др.]. Линия I на рисунке 4.17 разграничивает области проницаемых и непроницаемых горных пород. Приточные интервалы, в том числе трещиноватые, локализованы в области выше линии I. Указанной области принадлежат, в основном, лавы с пустотами, вулканокластические, реже вулканогенно-осадочные породы (петротипы 2, 3, 6). Интервалы с повышенным содержанием снижающих фильтрационные свойства вторичных (глинистых, карбонатных) минералов локализованы ниже линии I. Это обусловлено более интенсивным замедлением поперечных волн вследствие возрастания анизотропии горных пород. К указанной области наиболее часто принадлежат преобразованные вулканиты, вулканогенно-осадочные, осадочные горные породы, отложения коры выветривания (петротипы 4-8).

На основе совместного применения данных ГИС, ПГИ, ОПК с участием автора [70] выработаны количественные критерии выделения коллекторов в разрезах изучаемой толщи (рис.4.18). Линиями I, II, III поле распространения геофизических параметров (δ по ГГК-II, Δt_p по АК) разделено на области (А, Б, В, Г, Д) с различной вероятностью развития коллекторов. Приточные (по ПГИ и ОПК) интервалы локализованы в областях А, Б, В. Область А – наиболее вероятного развития коллекторов, представлена лавами с пустотами, вулканокластическими, частично вулканогенно-осадочными горными породами (петротипы 2, 3, 6). Малая доля приточных интервалов принадлежит области Б, представленной некоторыми разностями преобразованных вулканитов, отложений коры выветривания, вулканогенно-осадочными горными породами (петротипы 4, 6, 7). Область В – вероятного развития коллекторов трещинного типа, представлена лавами (петротипы 1, 2). Области Г, Д отражают неколлекторы. При их испытании притоков пластовых флюидов не получено. Указанные области отражают данные по осадочным горным породам, основным, ультраосновным вулканитам, частично по преобразованным вулканитам, вулканогенно-осадочным горным породам, отложениям коры выветривания (петротипы 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10).

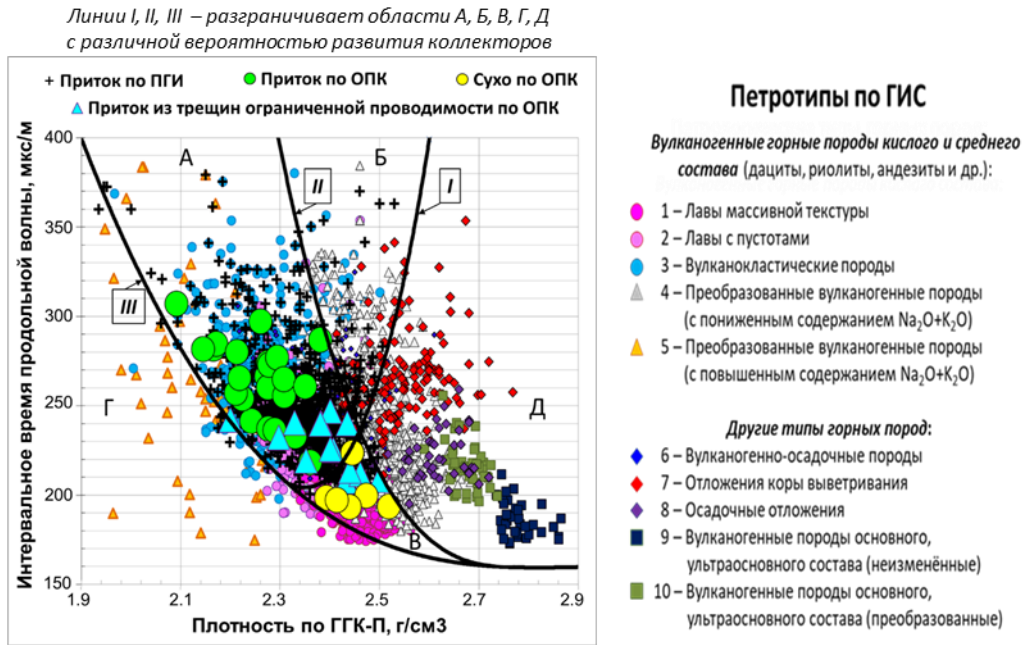


Рисунок 4.18 – Выделение коллекторов по количественным критериям [70]

На практике выделение коллекторов (определение эффективных толщин) производят с использованием граничного значения $K_{п}$ ($K_{п}^{гр}$). Для изучаемых отложений значение $K_{п}^{гр}$ определено с использованием опытов по нефтевытеснению (сопоставлением коэффициентов динамической, эффективной и общей пористости образцов керна), а также рассчитанных по ГИС значений $K_{п}$ приточных и неприточных (по ПГИ) интервалов. Без разделения на петротипы (рис.4.19а) $K_{п}^{гр}=15\%$ при диапазоне неоднозначности 5-25%, что существенно снижает достоверность выделения коллекторов с использованием $K_{п}^{гр}$.

С целью повышения достоверности определения эффективных толщин значения $K_{п}^{гр}$ уточнены с учётом разделения пород на петротипы (рис. 4.19б) [44]. Для лав с пустотами, вулканокластических, вулканогенно-осадочных пород (петротипы 2, 3, 6) $K_{п}^{гр}=13.5\%$, для преобразованных вулканитов, коры выветривания (петротипы 4, 5, 7) $K_{п}^{гр}=16\%$. Диапазоны неоднозначности возрастают от петротипов 3,6 к петротипу 2 и, далее к петротипам 4, 5, 6, 7 в соответствии с усложнением структуры пустот (в зависимости от генезиса) и увеличением содержания снижающих ФЕС вторичных минералов. Выделение коллекторов по полученным значениям $K_{п}^{гр}$ рекомендуется проводить в комплексе с качественными признаками и количественными критериями (рис. 4.15- 4.18).

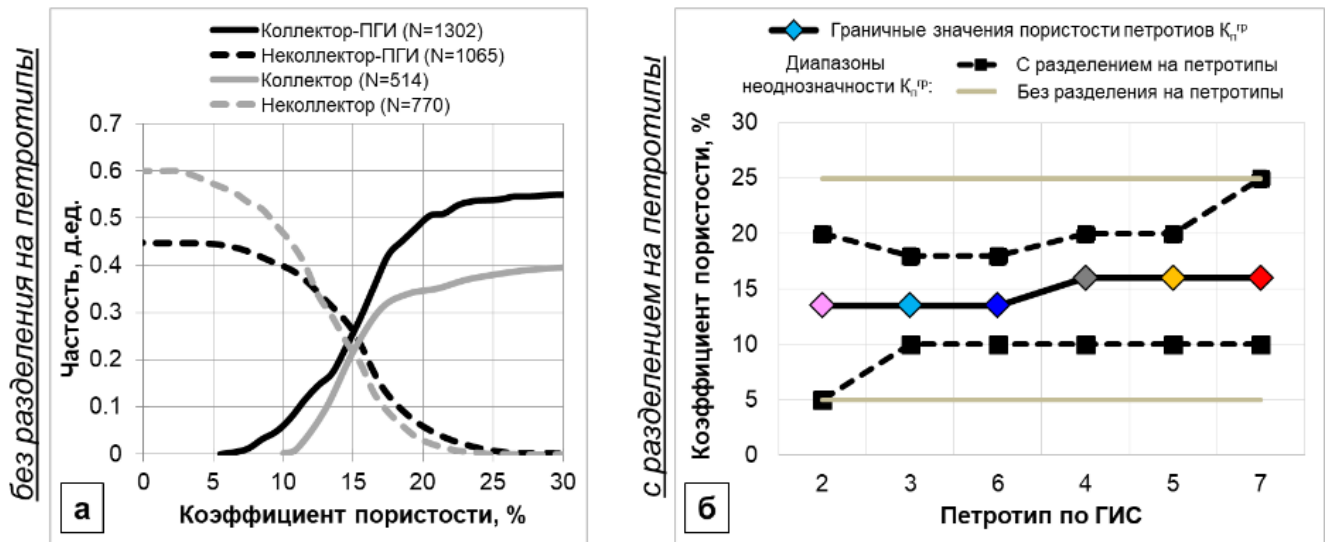


Рисунок 4.19 – Обоснование значений $K_{п}^{ГР}$ без разделения (а) и с разделением горных пород на петротипы. 2-7 – петротипы по ГИС (см. рис.4.4)

Закономерности изменения $K_{п}^{ГР}$ петротипов в зависимости от их генезиса и вторичных преобразований определены для изучаемых отложений впервые.

Примеры выделения коллекторов в разрезах изучаемой толщи приведены на рисунке 4.20. Участок А представлен трещинно-каверновыми (тип А), участок Б – трещинно-кавернозно-гранулярными (тип Б) коллекторами.

Поля на рисунке 4.20: 1, 2 – петротип по ГИС и керну; 3 – фотографии керна в УФ свете; 4 – кривые МКЗ и КВ с нанесением номинального $d_{скв}$; 5 – кривые БК, МБК; 6 – показания большого зонда 2ННК-Т полученные до (чёрная кривая) и после (красная кривая) закачки в пласт меченного вещества (азотнокислого гадолиния); 7 – ФКД; 8 – кривые Δt_s (красная) и Δt_{st} (чёрная), совмещённые в плотных непроницаемых интервалах с нанесением значений $K_{пр}$ образцов керна; 9 – Δt_p и его расчётное граничное значение (линия I на рис. 4.18); 10 – кривая $K_{п}$ по ГИС (АК, НК, ГГК-П, ГК) и результаты определения $K_{п}$ на образцах керна с нанесением $K_{п}^{ГР}$, полученных для каждого петрологического типа горных пород изучаемой толщи (рис. 4.19); 11, 12 – результаты ПГИ и испытаний.

Приточным (по ПГИ) интервалам характерны признаки, отражающие подвижность флюида в пустотном пространстве горных пород: сужение $d_{скв}$; радиальный градиент $\rho_{п}$ по МКЗ и БК, МБК; изменение показаний НК после

закачки меченого вещества; превышение Δt_{st} относительно Δt_s , (поля 4-6, 8 на рис. 4.20). Количественные критерии (поля 9, 10) наиболее эффективны для трещинно-кавернозно-гранулярных коллекторов (участок Б). для трещинно-каверновых необходимо привлекать прямые качественные признаки, а также ФКД (поле 7).

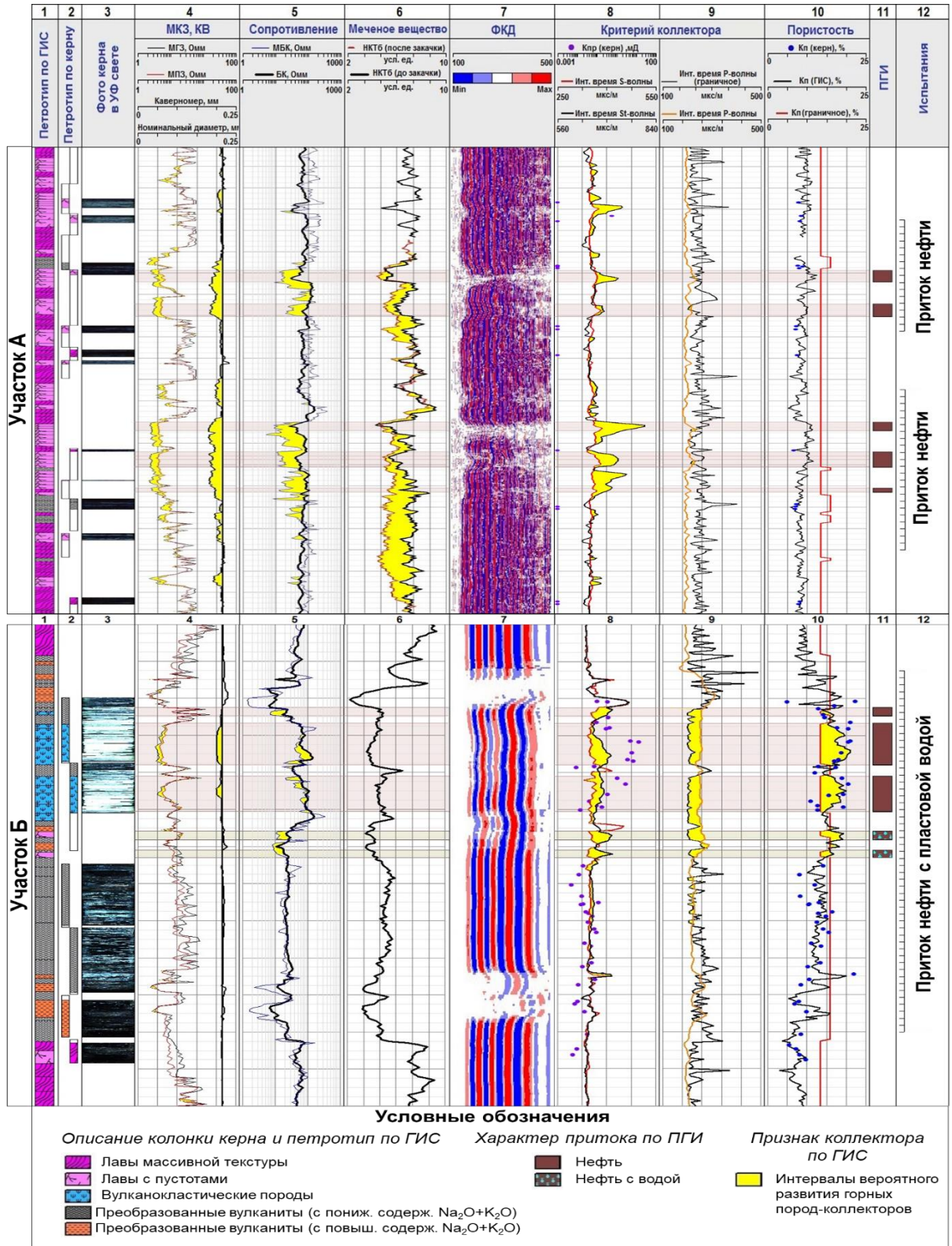


Рисунок 4.20 – Примеры выделения коллекторов в разрезах изучаемой толщи

4.5. Определение типа пустотного пространства и количественная оценка коэффициентов трещинной, каверновой, межгранулярной пористости

Определению типа пустотного пространства горных пород посвящено множество работ, в частности [16, 47, 48, 59, 62, 79, 90, 96, 111, 177]. Для изучаемых отложений определение типа пустотного пространства выполнено [41] с использованием методики, описанной в [21]. В её основе лежит сопоставление Δt_p и δ непористых минералов (рис. 4.21). Главные минералы изучаемых отложений – кварц, КПШ, плагиоклаз. Ограничив поле их рассеяния получена область (между линиями на рис. 4.21), характерная для пород с межгранулярным типом пустот. Тип пустотного пространства определён соотношением рассчитанных по ГИС (по АК и ГГК-П через K_p) $\Delta t_p^{тв.ф.}$ и $\delta_{мин}$ с полученной областью: при расположении расчётных значений внутри неё – тип межгранулярный, ниже – каверновый, выше – трещинный. Это обусловлено особенностями распространения упругой волны: в трещинной среде Δt_p возрастает, в кавернозной – снижается [59, 146].

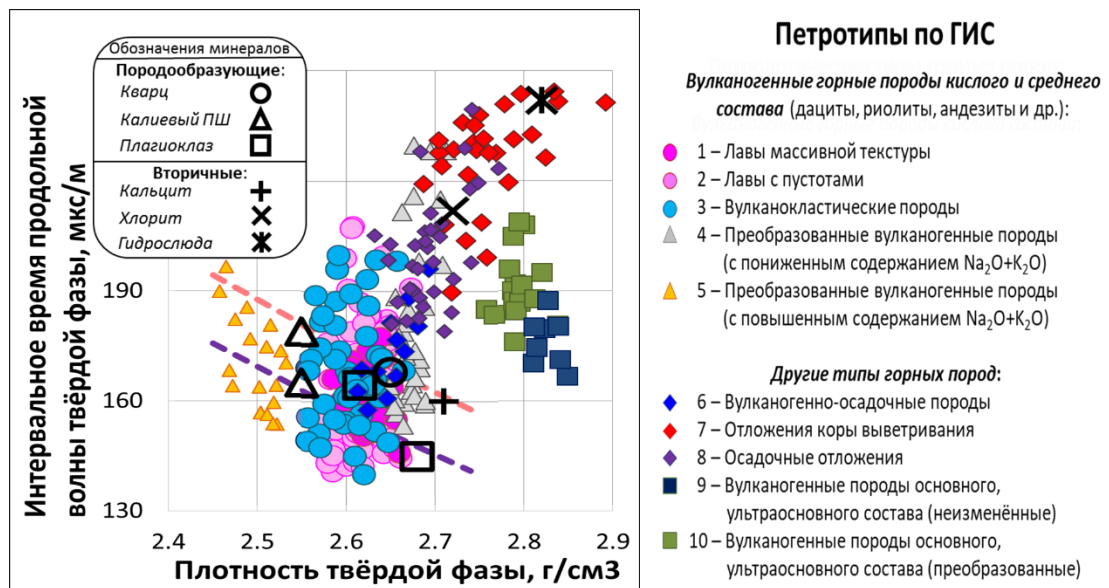


Рисунок 4.21 – Зависимости для определения типа пустотного пространства горных пород изучаемой толщи

Рассмотренные закономерности справедливы для кислых, средних, вулканитов на 85-90% сложенных кварцем и полевыми шпатами (петротипы 1-3). Для преобразованных вулканитов, вулканогенно-осадочных, осадочных пород, отложений коры выветривания (петротипы 4-8) изменения расчётных $\Delta t_p^{тв.ф.}$ и $\delta_{мин}$

обусловлены вариациями минерального состава. Глинистые, карбонатные железистые минералы увеличивают $\delta_{\text{мин}}$. Величина $\Delta t_p^{\text{тв.ф.}}$ возрастает для глинистых и снижается для карбонатных минералов. В основных, ультраосновных вулканитах (петротипы 9, 10) увеличению $\Delta t_p^{\text{тв.ф.}}$ и $\delta_{\text{мин}}$ способствуют повышенные концентрации хлорита, железистых, титанистых минералов.

Вторичные минералы оказывают схожее с трещинами и кавернами влияние на физические свойства горных пород. Так, например, для вулканических отложений Курило-Камчатского региона установлено [134], что процесс пелитизации-гидрослюдизации способствует одновременному увеличению $\Delta t_p^{\text{тв.ф.}}$ и $\delta_{\text{мин}}$ вулканитов (благодаря повышенному удельному весу глинистых минералов и снижению жёсткости акустических контактов).

Оценка коэффициентов трещинной и каверновой пористости ($K_{\text{п}}^{\text{тр}}$, $K_{\text{п}}^{\text{кав}}$) выполнена [41] по методике Добрынина В.М., основанной на различии трещин, каверн, межгранулярных пор по величине коэффициентов сжимаемости [47, 48].

Коэффициент объёмной сжимаемости горной породы определяется в соответствии со следующей формулой [47]:

$$\beta_0 = \frac{K_{\text{п}} \cdot \beta_{\text{п}}}{1 + \frac{\beta_{\text{п}}}{\beta_{\text{ж}} - \mu_{\text{р}} \cdot \beta_{\text{тв}}}} + \beta_{\text{тв}} \quad (4.6)$$

где β_0 – коэффициент объёмной сжимаемости, МПа^{-1} ; $\beta_{\text{п}}$, $\beta_{\text{ж}}$, $\beta_{\text{тв}}$ – коэффициенты сжимаемости пустотного пространства, жидкости и твёрдой фазы, МПа^{-1} ; $\mu_{\text{р}}$ – коэффициент, учитывающий сжимаемость минеральных включений в пустотах.

Скорости распространения упругих волн изменяются в зависимости от вариаций β_0 в соответствии со следующими выражениями [47]:

$$V_p = \frac{1}{\Delta t_p} = \sqrt{\frac{3 \cdot (1 - \nu)}{\beta_0 \cdot \delta_{\text{об}}(1 + \nu)}} \quad (4.7)$$

$$V_s = \frac{1}{\Delta t_s} = \sqrt{\frac{3 \cdot (1 - 2\nu)}{2\beta_0 \cdot \delta_{\text{об}}(1 + \nu)}} \quad (4.8)$$

где V_p , V_s и Δt_p , Δt_s – скорости распространения и интервальные времена продольной и поперечной волн; ν – коэффициент Пуассона.

С учётом условий залегания и минерального состава изучаемых горных пород приняты следующие параметры: $\beta_{ж} = 40 \cdot 10^{-5} \text{ МПа}^{-1}$; $\beta_{тв} = 1.99 \cdot 10^{-5} \text{ МПа}^{-1}$; $\mu_p = 1$; $\nu_{п} = 0.22$; $\delta_{п} = 2.62 \text{ г/см}^3$. Они характеризуют модель горной породы, твёрдая фаза которой представлена смесью кварца, плагиоклаза, КПШ, в соотношении 40:40:20 и не содержит в пустотах минеральных включений. Приведённые данные соответствуют петротипам 1-3, частично 6. Для остальных петротипов 4-10 настроечные коэффициенты необходимо определять с учётом характеристик минералов, составляющих твёрдую фазу и заполняющих их пустотное пространство. Для этого требуется количественно определить минеральный состав.

Коэффициент сжимаемости пустотного пространства породы, содержащей трещины, каверны, межгранулярные поры ($\beta_{п}^{\text{тр-кав}}$), определяется выражением [47]:

$$\beta_{п}^{\text{тр-кав}} = \frac{K_{п}^{\text{тр}}}{K_{п}} \cdot \beta_{\text{тр}} + \frac{K_{п}^{\text{мг}}}{K_{п}} \cdot \beta_{\text{пор}} + \frac{K_{п}^{\text{кав}}}{K_{п}} \cdot \beta_{\text{кав}} \quad (4.9)$$

где $K_{п}^{\text{тр}}$, $K_{п}^{\text{кав}}$, $K_{п}^{\text{мг}}$ – коэффициенты трещинной, каверновой, межгранулярной пористости; $\beta_{\text{тр}}$, $\beta_{\text{пор}}$, $\beta_{\text{кав}}$ – коэффициенты сжимаемости трещин, пор, каверн, МПа^{-1} .

Коэффициент $\beta_{\text{тр}}$ рассчитывается исходя из условий предела прочности на сжатие ($\sigma_{кр}$) минералов, содержащихся в трещинах и препятствующих их смыканию [47]. Для изучаемых отложений:

$$\beta_{\text{тр}} = \frac{(8 \div 135) \cdot 10^{-3}}{P - P_{пл}} = \frac{72 \cdot 10^{-3}}{28} = 259 \cdot 10^{-5} \text{ МПа}^{-1} \quad (4.10)$$

где 8 и $135 \cdot 10^{-3}$ – коэффициенты, полученные для гранита и кварцита; P и $P_{пл}$ – среднее нормальное напряжение и пластовое давление (для условий залегания изучаемых горных пород составляют в среднем соответственно 58 и 30 МПа).

Экспериментальное определение $\sigma_{кр}$ минеральных кристаллов, заполняющих трещины, не производилось. В этом случае по аналогии с карбонатными породами, описанными в работе [47], при расчётах $\beta_{\text{тр}}$ принималось среднее значение коэффициентов сжимаемости для одной из наиболее прочных магматических горных пород кислого состава – гранита (в методике [47] для карбонатных пород использованы характеристики золенгофенского известняка) и кварцита.

Коэффициент сжимаемости каверн $\beta_{\text{кав}}$ рассчитывается по выражению [47]:

$$\beta_{\text{кав}} \approx \frac{3}{2} \cdot \frac{(1 - \nu)}{(1 - 2 \cdot \nu)} \cdot \beta_{\text{м}} \quad (4.11)$$

где ν – коэффициент Пуассона, $\beta_{\text{м}}$ – коэффициент сжимаемости матрицы, содержащей межгранулярные поры и вмещающей в себя каверны.

Согласно работе [47] с ростом $K_{\text{п}}$ отношение $\beta_{\text{м}}/\beta_{\text{ТВ}}$ возрастает. В связи с этим для горных пород с трещинно-каверновым типом пустот ($K_{\text{п}} < 12\%$) принято $\beta_{\text{м}} = 1.15 \cdot \beta_{\text{ТВ}}$, для горных пород с трещинно-кавернозно-гранулярным типом пустот ($K_{\text{п}} > 12\%$) принято $\beta_{\text{м}} = 1.5 \cdot \beta_{\text{ТВ}}$. С учётом этого $\beta_{\text{кав}}$ при $K_{\text{п}} < 12\%$ принят равным $4.84 \cdot 10^{-5} \text{ МПа}^{-1}$, при $K_{\text{п}} > 12\%$ принят равным $\beta_{\text{кав}} = 6.32 \cdot 10^{-5} \text{ МПа}^{-1}$.

Определение $\beta_{\text{пор}}$ выполнено по сопоставлению $K_{\text{п}}$ и $V_{\text{р}}$ (рис. 4.22). Экспериментальные данные получены на образцах керна путём измерений в условиях, приближенных к пластовым. Цветные штриховые линии рассчитаны по выражению 4.7, их шифром служит величина $\beta_{\text{пор}}$. На рисунке 4.22 видно, что экспериментальные данные не укладываются на единую кривую $\beta_{\text{пор}}$. Для исключения влияния вариаций минерального состава на упругие характеристики для определения $\beta_{\text{пор}}$ использовались данные по петротипам 1-3. При превышении значения $K_{\text{п}} = 12\%$ (сплошная линия на рис. 4.22), соответствующего границе перехода от лав (петротипы 1,2) к вулканокластическим породам (петротип 3) характер связи изменяется по причине изменения типа пустотного пространства с трещинно-кавернового ($K_{\text{п}} < 12\%$) на трещинно-кавернозно-гранулярный ($K_{\text{п}} > 12\%$). Значения $\beta_{\text{пор}}$ принятые при расчётах (чёрные штриховые линии на рис. 4.22) составляют: $\beta_{\text{пор}} = 12 \cdot 10^{-5} \text{ МПа}^{-1}$ (при $K_{\text{п}} < 12\%$) и $18 \cdot 10^{-5} \text{ МПа}^{-1}$ (при $K_{\text{п}} > 12\%$).

Для каждой из рассмотренных групп горных пород по выражениям 4.6-4.11 рассчитаны теоретические зависимости $\Delta t_{\text{р}} = f(K_{\text{п}})$ при различных $K_{\text{п}}^{\text{ТР}}$ и $K_{\text{п}}^{\text{КАВ}}$ (рис. 4.23). Вертикальная линия на рисунке 4.23 условно разделяет области горных пород с трещинно-каверновым (при $K_{\text{п}} < 12\%$) и трещинно-кавернозно-гранулярным (при $K_{\text{п}} > 12\%$) типом пустотного пространства, чёрные штриховые – отражают зависимости для горных пород с межгранулярным типом пустот.

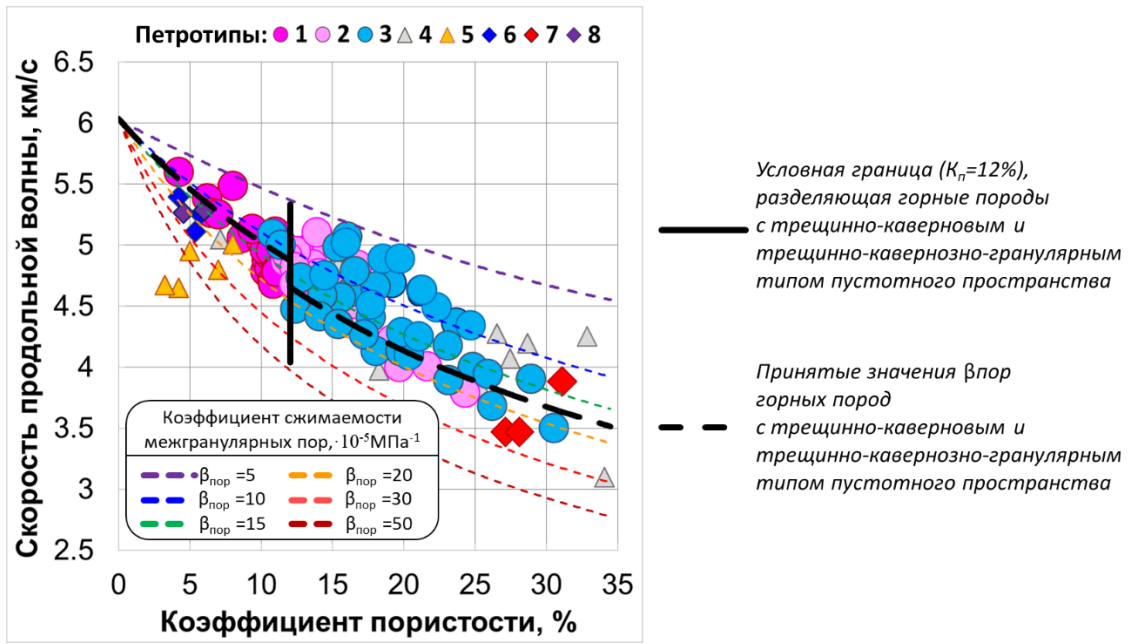


Рисунок 4.22 – Сопоставление теоретических зависимостей V_p от $K_{\text{п}}$ и $\beta_{\text{пор}}$ с данными экспериментальных исследований керна

Также на рисунке 4.23 приведены фактические, полученные по ГИС данные (Δt_p по АК; $K_{\text{п}}$ по НК, ГГК-П) для различных петротипов изучаемой толщи. Видно, что в петротипах 4-10 с повышенным содержанием глинистых, карбонатных, железистых минералов помимо структуры пустотного пространства на геофизические параметры существенно влияет минеральный состав.

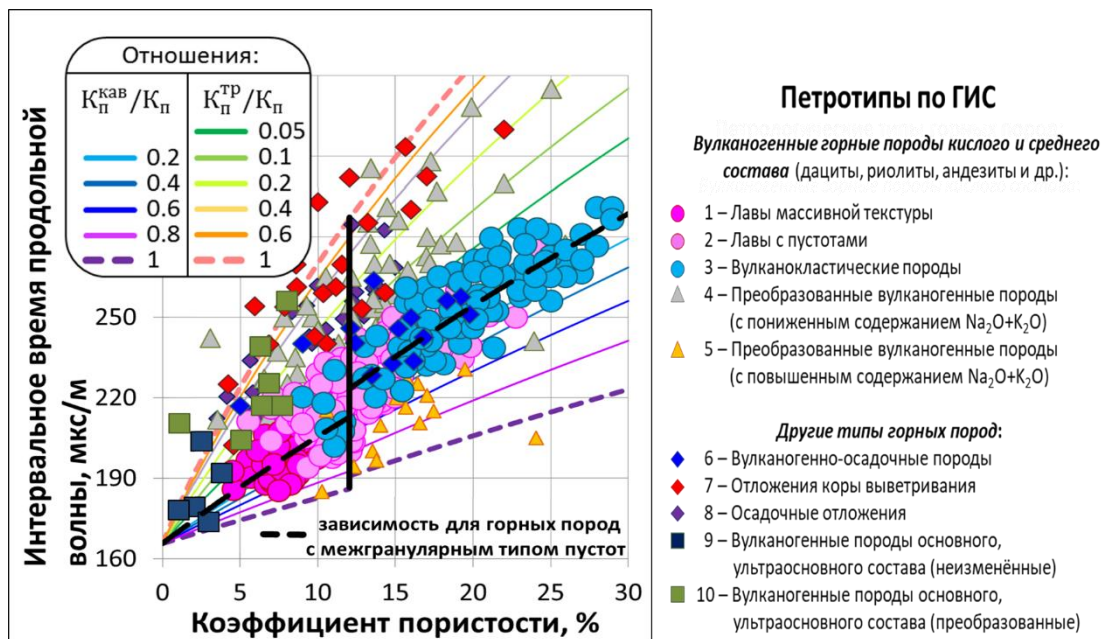


Рисунок 4.23 – Зависимости для определения трещинной и каверновой пористости горных пород изучаемой толщи

Рассматриваемая методика имеет ограничения для пород со смешанным типом пустот, содержащих и трещины, и каверны. Трещины увеличивают β , каверны – уменьшают его. При наличии каверн и трещин их влияние компенсируется [47]. Для высокопористых пород ($K_{п}=20-30\%$), содержащих трещины, коэффициент сжимаемости пустот мало отличается от $\beta_{пор}$ [47]. По данным микроэлектрических сканеров $K_{п}^{тр}$ изучаемых отложений не превышает 1.5%. При этом значение $K_{п}^{тр}/K_{п}$ составляет первые сотые доли единицы.

Существуют ограничения, связанные с особенностями распространения упругих волн в трещиноватых и кавернозных горных породах. Горизонтальные трещины существенно влияют на V_p , V_s , вертикальные – могут не отразиться на показаниях АК [59, 146]. В кавернозных породах на V_p , V_s влияют каверны размером более 3мм, при меньшем размере влияние каверн на показания АК эквивалентно влиянию межгранулярных пор [66]. Для снижения неоднозначности определения типа пустотного пространства и $K_{п}^{тр}$, $K_{п}^{кав}$ рекомендуется использовать данные скважинных сканеров и динамические характеристики упругих волн (амплитуду, коэффициент затухания).

На распределениях $K_{п}^{тр}$, $K_{п}^{кав}$ (рис. 4.24), рассчитанные по методике В.М. Добрынина значения хорошо согласуются с определёнными по данным электрического микросканирования [183]. Расчётные значения $K_{п}^{тр}$ изменяются в диапазоне от 0 до 1.3%, $K_{п}^{кав}$ – в диапазоне от 0 до 12%.

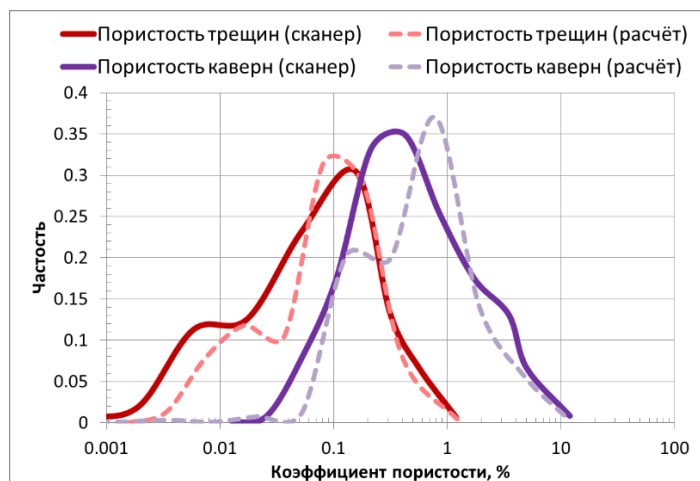


Рисунок 4.24 – Распределения значений коэффициентов трещинной и каверновой пористости горных пород изучаемой толщи

Пример определения типа пустотного пространства и количественной оценки $K_{п}^{тр}$ $K_{п}^{кав}$ горных пород изучаемой толщи приведён на рисунке 4.25.

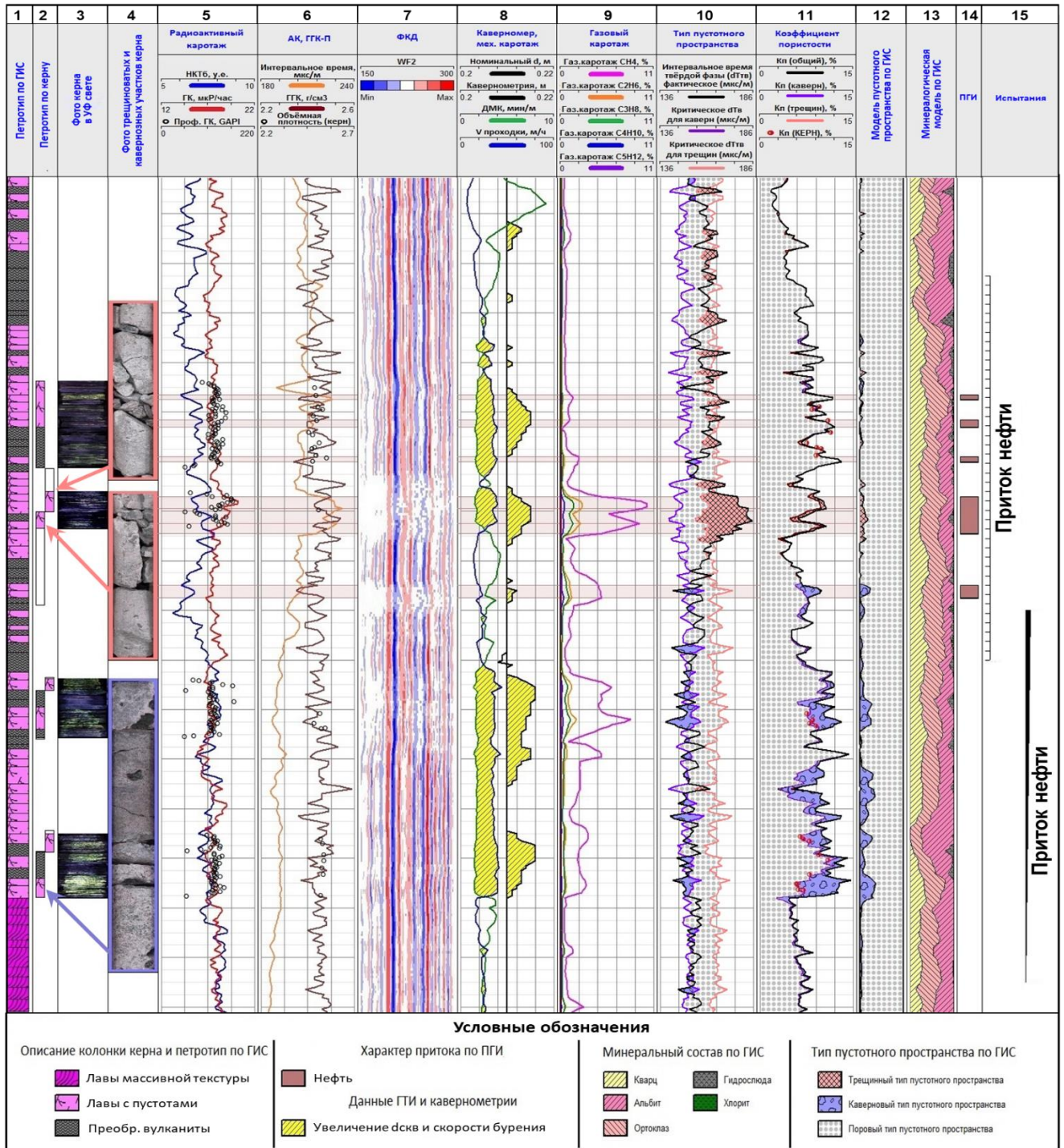


Рисунок 4.25 – Пример качественной и количественной оценки пустотного пространства горных пород изучаемой толщи по данным ГИС

Поля на рисунке 4.25 показывают: 1, 2 – петротип по ГИС и керну; 3, 4 – фотографии керна в УФ и фотографии наиболее трещиноватых и кавернозных интервалов; 5 – кривые НК, ГК с нанесением профильных замеров естественной

радиоактивности керна; 6 – кривые АК, ГГК-П с нанесением $\delta_{об}$ образцов керна; 7 – ФКД; 8 – кривая КВ и номинальный $d_{скв}$; 8, 9 – кривые механического и газового каротажа (по ГТИ); 10 – тип пустотного пространства установленный по ГИС (рис. 4. 21); 11 – кривые $K_{п}^{тр}$, $K_{п}^{кав}$, $K_{п}^{мг}$, рассчитанные по методике В.М. Добрынина по зависимости $\Delta t_p = f(K_{п})$ (рис. 4.23) и $K_{п}$ образцов керна; 12, 13 – модель пустотного пространства и минеральный состав по ГИС; 14, 15 – результаты ПГИ, испытаний.

Выделенным по рассмотренным методикам трещиноватым и кавернозным интервалам характерно увеличение $d_{скв}$, скорости проходки и содержания УВ по ГТИ, а также нарушения осей синфазности на ФКД. Трещиноватые интервалы характеризуются снижением выноса керна (по описанию породы представлены кислыми лавами с развитой системой открытых трещин). Кавернозные интервалы содержат пустоты дегазации и выщелачивания размером 5-25 мм. Наличие коллекторов в выделенных участках подтверждается результатами ПГИ и испытаний. В интервалах преобразованных вулканитов изменения Δt_p обусловлены влиянием минерального состава, притоков пластового флюида из них не получено.

Таким образом, оценку пустотного пространства изучаемых отложений необходимо выполнять с учётом особенностей минерального состава петротипов. Рассмотренные способы определения типа пустотного пространства (рис. 4.21) и $K_{п}^{тр}$, $K_{п}^{кав}$ (рис. 4.23) настроены на вулканиты кислого, среднего состава, минеральный состав которых на 85-90% представлен кварцем, КППШ, плагиоклазом (петротипы 1,2,3). Петротипам 4-10 характерны повышенные содержания глинистых, карбонатных, железистых минералов, оказывающих схожее с трещинами, кавернами влияние на параметры ГИС.

Учёт влияния вторичных минералов (по петротипам 4-10) на параметры ГИС позволил снизить неопределённость оценки $K_{п}^{тр}$, $K_{п}^{кав}$ и впервые для изучаемых отложений усовершенствовать способ определения типа пустотного пространства горных пород.

Полученные результаты позволили повысить точность выделения в разрезах скважин изучаемой толщи перспективных для опробования интервалов и прогноза их эксплуатационных характеристик по данным ГИС.

4.6. Определение коэффициента проницаемости

Сложная структура пустотного пространства горных пород изучаемой толщи существенно снижает точность определения $K_{пр}$ по его связи с $K_{п}$. Коэффициент детерминации связи $K_{пр}=f(K_{п})$, полученной на образцах керна, составляет 0.52. При неизменном значении $K_{п}$ вариации $K_{пр}$ достигают 3-4 порядков (рис. 4.26).

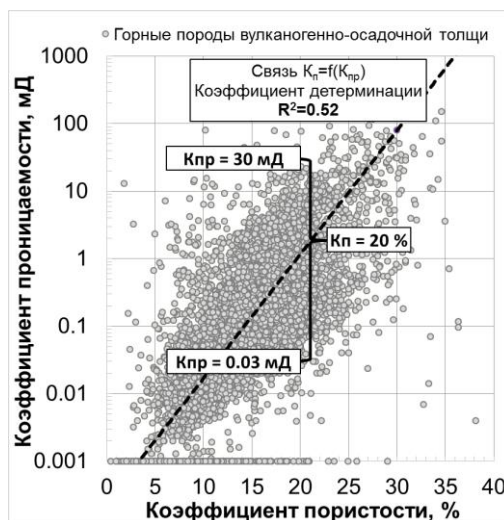


Рисунок 4.26 – Связь $K_{пр}=f(K_{п})$ образцов керна горных пород изучаемой толщи

Для более точного прогноза $K_{пр}$ необходимо использовать связи ёмкостных и фильтрационных свойств, учитывающие особенности внутреннего строения пустотного пространства горных пород. Такие связи основаны на различных (гранулярных, капиллярных) структурных моделях пустот. В отличие от гранулярных моделей, параметры которых определяются конфигурацией слагающих породу частиц, в основе капиллярных лежит моделирование пустотного пространства, представленного пучками непересекающихся капилляров различного размера, формы, пространственной ориентации [110].

Капиллярные модели более эффективны, так как характеризуют макроскопические характеристики пористой среды [110]. Наиболее простая модель параллельных капилляров постоянного сечения Козени-Кармана применима для описания неконсолидированных пористых сред. При вычислении $K_{пр}$ сцементированных горных пород, характеризующихся широким диапазоном размеров пустот, предположение о постоянстве сечения пустотных каналов является грубым приближением и может приводить к погрешностям [48, 110].

В вулканических горных породах крупные пустоты могут быть соединены тонкими каналами (сужениями), причём различие размеров пустот и соединяющих их каналов увеличивается со снижением $K_{пр}$ (рис. 3.20, 3.21). Исходя из этого для описания взаимосвязей фильтрационных и ёмкостных свойств изучаемых отложений выбрана гантельная модель, описывающая пустотное пространство как взаимосвязанную систему тел пустот (макрокапилляров) и соединяющих их каналов (микрокапилляров) [9]. Модель учитывает различия эквивалентных сечений (ёмкостных, фильтрационных, электрических) макро- и микрокапилляров, связанных между собой в силу электрогидродинамической аналогии. Соотношения сечений определяются электрической извилистостью пустотного пространства – расширением токовых линий в крупных пустотах и сужением в соединяющих каналах. Для сравнения в модели капилляров постоянного сечения Козени-Кармана увеличение электрической извилистости обусловлено увеличением длины токопроводящих путей (рис. 4.27).

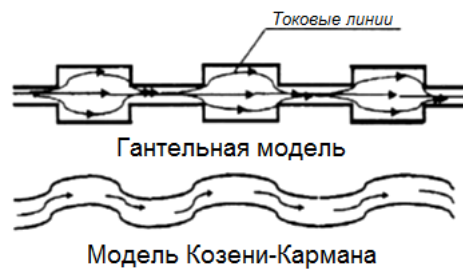


Рисунок 4.27 – Особенности распространения токовых линий в различных структурных моделях пустотного пространства [9]

Коэффициент проницаемости при использовании гантельной модели рассчитывается по следующей формуле [10].

$$K_{пр} = A \cdot \frac{P_w}{P_{п}^2} = A \cdot \frac{K_{п}^{2m}}{(K_{п} \cdot K_{в.св.})^w} \quad (4.12)$$

где $K_{п}$, $K_{пр}$, $K_{в.св.}$ – коэффициенты пористости, проницаемости, связанной водонасыщенности; $P_{п}$, P_w и m , w – параметры пористости, влажности и показатели степени в их зависимостях от $K_{п}$ и объёмной влажности, A – параметр, учитывающий долю микрокапилляров занятых связанной водой.

Для адаптации выражения (4.12) к изучаемым отложениям использованы результаты исследований керна, включающие определение K_{Π} , $K_{\text{пр}}$ с поправкой, учитывающей эффект проскальзывания газа, P_{Π} (общий объём выборки более 1900 образцов). Коэффициент связанной водонасыщенности определён по капиллярным кривым (рис. 3.14) [7]. Так как капиллярные исследования выполнены в ограниченном объёме, для расширения выборки произведён пересчёт коэффициента водоудерживающей способности с использованием зависимости, полученной на образцах керна с парным определением $K_{\text{вс}}$ и $K_{\text{в.св.}}$, аналогичная зависимость получена для $K_{\text{во}}$ (рис. 4.28а). При необходимости величина $K_{\text{в.св.}}$ может быть пересчитана в $K_{\text{во}}$ по зависимости на рисунке 4.28б.

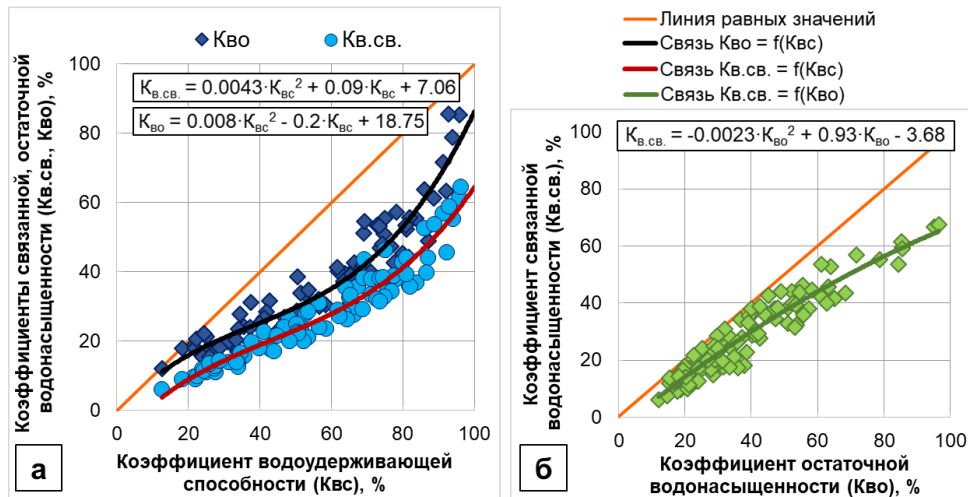


Рисунок 4.28 – Зависимости $K_{\text{в.св.}}=f(K_{\text{вс}})$, $K_{\text{во}}=f(K_{\text{вс}})$ (а), $K_{\text{в.св.}}=f(K_{\text{во}})$ (б) горных пород изучаемой толщи

Подбор параметров A , m , w в уравнении (4.12) выполнен по уравнению регрессии петрофизических параметров: по оси абсцисс $-\lg(K_{\Pi} \cdot K_{\text{в.св.}})$, по оси ординат $-\lg(P_{\Pi} \cdot \sqrt{8 \cdot K_{\text{пр}}})$ (рис. 4.29а). Полученное уравнение имеет вид:

$$\lg\left(\frac{\sqrt{8 \cdot K_{\text{пр}}}}{K_{\Pi}^m}\right) = -1.496 \cdot \lg(K_{\Pi} \cdot K_{\text{в.св.}}) + 0.515 \quad (4.13)$$

На рисунке 4.29б сопоставлены измеренные на керне и рассчитанные с использованием гантельной модели значения $K_{\text{пр}}$. Для сравнения приведены данные расчёта $K_{\text{пр}}$ по модели Тимура-Коутса. Последняя не учитывает наличие сужений между крупными пустотами, что приводит к занижению расчётных

значений радиуса поровых каналов и $K_{пр}$ [9]. При высоких $K_{пр}$ результаты расчёта по рассматриваемым моделям схожи. При переходе к горным породам с низкими фильтрационными свойствами расхождение увеличивается по причине снижения доли крупных пустот и возрастания доли сужений в составе пустотного пространства. Расчёты по гантельной модели, учитывающей наличие сужений между крупными пустотами, соответствуют результатам керновых измерений во всём диапазоне изменения $K_{пр}$. Коэффициенты корреляции связи измеренных и расчётных $K_{пр}$ по моделям Тимура-Коутса и гантельной составляют 0.78 и 0.9.

Исключение составляют интенсивно трещиноватые (по петрографическому описанию керна) образцы (чёрные точки на рис. 4.29, 4.30). Открытые трещины способствуют увеличению фильтрационных свойств горных пород при слабом изменении ёмкостных. В связи с этим данные по интенсивно трещиноватым образцам не учитывались при подборе уравнения адаптации (рис. 4.29а).

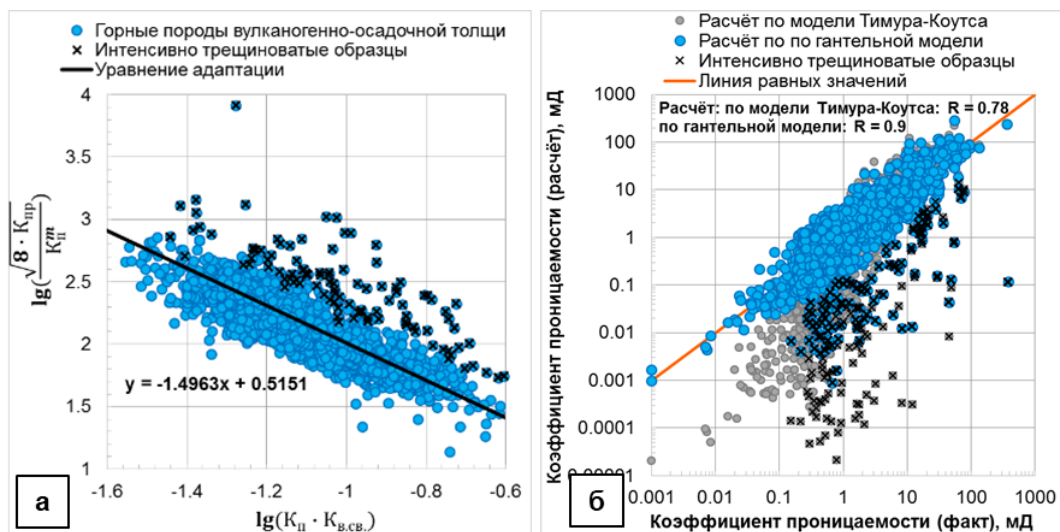


Рисунок 4.29 – Подбор параметров уравнения для расчёта $K_{пр}$ (а) и сопоставление результатов расчёта с данными измерений $K_{пр}$ на образцах керна (б)

На рисунке 4.30а приведены рассчитанные с использованием выражения 4.13 (параметр m принят равным 2.2) зависимости $K_{пр}$ от $K_{п}$ с учётом $K_{в.св.}$ (цветные линии) и результаты определения $K_{п}$ и $K_{пр}$ с учётом $K_{в.св.}$ образцов керна (точки).

Для горных пород с трещинно-кавернозно-гранулярным типом пустотного пространства ($K_{п} > 12\%$) гантельная модель хорошо описывает фактические данные (область Б на рис.4.30а). В горных породах с трещинно-каверновым типом пустот

($K_p \leq 12\%$) (область А на рис.4.30а) основной вклад в фильтрацию вносят открытые трещины, что приводит к занижению расчётных $K_{пр}$ относительно фактических.

Для расчёта $K_{пр}$ таких пород предложена эмпирическая зависимость $K_{пр}$ по ГДИ от $K_{п}^{ТР}$ по ГИС (рис. 4.30б). Проницаемость по ГДИ оценена с использованием индикаторных диаграмм (ИД). Трещиноватым интервалам характерна нелинейная форма ИД, поэтому расчёт $K_{пр}$ в упрощённом виде произведён по начальному (прямолинейному) участку ИД [78]. Расчёт $K_{п}^{ТР}$ выполнен по методике В.М. Добрынина (рис. 4.23). Величина $K_{пр}$ получена по интервалам с выполненными ГДИ, $K_{п}^{ТР}$ – по приточным участкам в интервалах ГДИ. Наличие притока пластового флюида установлено по ПГИ. Схожие зависимости выявлены для вулканитов площадей Самгори, Телети в Грузии [79] и гранитоидов месторождения Белый Тигр [75, 89]. Указанным горным породам характерны низкие ёмкостные свойства матрицы (K_p по керну не превышает 10%). С увеличением содержания открытых трещин, определяющих фильтрационные свойства, возрастает $K_{пр}$ и продуктивность скважин.

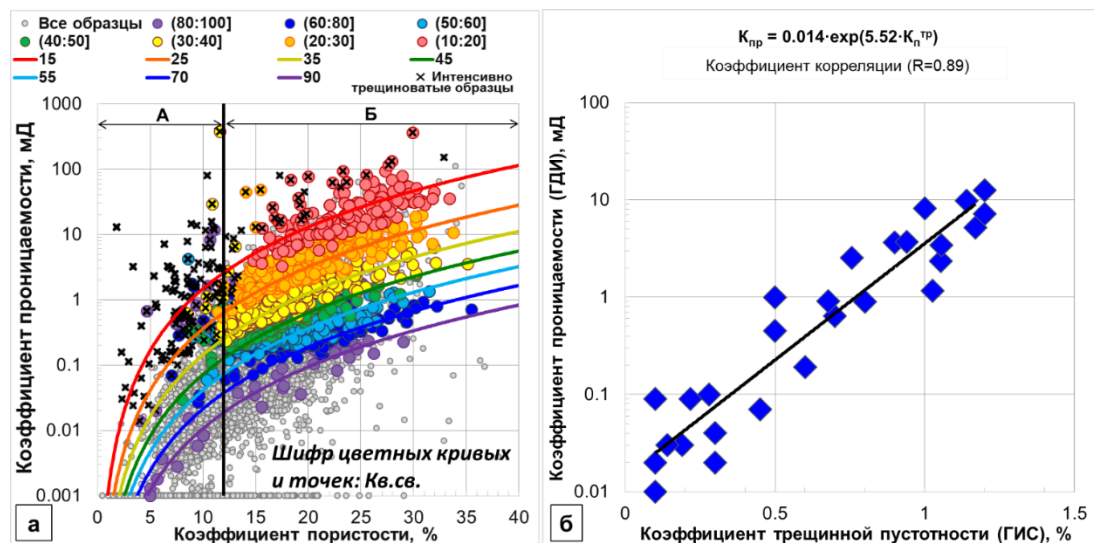


Рисунок 4.30 – Зависимости для определения $K_{пр}$ по ГИС для горных пород с трещинно-кавернозно-гранулярным ($K_p > 12\%$) (а) и трещинно-каверновым ($K_p \leq 12\%$) (б) типом пустотного пространства.

Предложенный способ определения $K_{пр}$ [39] по данным стандартного комплекса ГИС, учитывающий структуру пустотного пространства горных пород применён впервые и составляет научную новизну.

Ключевой параметр полученной зависимости – $K_{в.св.}$ предложено определять по стандартному комплексу ГИС с использованием трёхмерной эмпирической зависимости связанной водонасыщенности, приходящейся на твёрдую фазу горных пород ($V_{в.св.}^{тв.ф.}$) от $\delta_{мин}$ по ГГК-П и γ по ГК (рис. 4.31). Значения $K_{п}$ и $K_{в.св.}$ получены по керну в пластопересечениях с количеством образцов 2 и более.

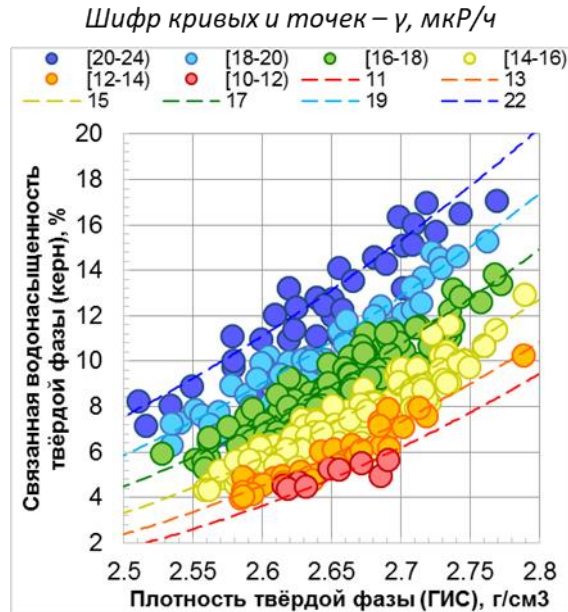


Рисунок 4.31 – Зависимость для определения $K_{в.св.}$ по данным ГИС

Величина $V_{в.св.}^{тв.ф.}$ связана с $K_{в.св.}$ следующим соотношением:

$$V_{в.св.}^{тв.ф.} = \frac{K_{в.св.} \cdot K_{п}}{(1 - K_{п})} \quad (4.14)$$

Зависимость $K_{в.св.} = f(K_{п}, \delta_{мин} \text{ по ГГК-П}, \gamma \text{ по ГК})$ отражает закономерности изменения петрофизических свойств в зависимости от особенностей генезиса и вторичных преобразований горных пород изучаемой толщи отложений. Величина γ снижается с увеличением ФЕС от лав массивной текстуры к лавам с пустотами и вулканокластическим породам. Процессы альбитизации и выщелачивания, способствующие сохранению и улучшению ФЕС (уменьшению $K_{в.св.}$) снижают γ при несущественном изменении $\delta_{мин}$. В выщелоченных разностях снижение γ и $K_{в.св.}$ пропорционально интенсивности их выщелачивания. Процесс карбонатизации, негативно влияющий на ФЕС, способствует увеличению $\delta_{мин}$ при низких значениях γ . Микроклинизированным, цеолитсодержащим породам

характерно увеличение $K_{в.св.}$, γ при пониженных значениях $\delta_{мин}$. В глинистых вулканитах величины $K_{в.св.}$, $\delta_{мин}$ и γ возрастают от хлоритизированных к пелитизированным-гидрослюдизированным разностям.

Сопоставление рассчитанных по зависимости и измеренных на керне значений $K_{в.св.}$ показало их удовлетворительную сходимость (рис. 4.32). Точность определения $K_{в.св.}$ изменяется в зависимости от петротипа. Расхождения по вулканогенным, вулканогенно-осадочным породам (петротипы 1-7) укладываются в диапазон $\pm 15\%$. Расчётные величины $K_{в.св.}$ осадочных отложений (петротип 8) занижены вследствие снижения γ минералов, слагающих осадочный материал.

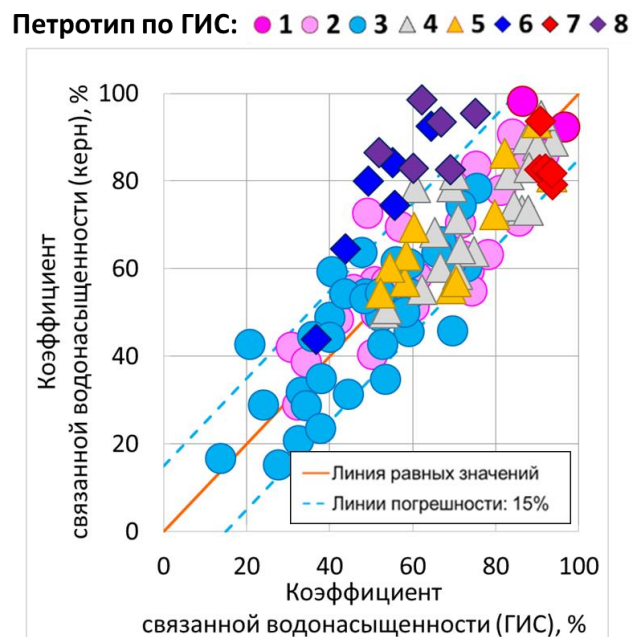


Рисунок 4.32 – Сопоставление рассчитанных по ГИС и измеренных на керне значений $K_{в.св.}$ 1-8 – петротипы по ГИС (см. рис. 4.4)

Расчёт $K_{пр}$ по гантельной модели в сравнении с расчётом по зависимости $K_{пр}=f(K_{п})$ позволяет существенно повысить достоверность определения фильтрационных свойств горных пород. При сопоставлении рассчитанных по ГИС и измеренных на керне значений $K_{пр}$ коэффициент корреляции составляет 0.78 (по зависимости $K_{пр}=f(K_{п})$ – 0.47). Зависимость линейна во всём диапазоне изменения $K_{пр}$ (рис.4.33а). Результаты расчёта согласуются с данными ГДИ и специальных методов ГИС (ЯМК, АКШ). Расчёт $K_{пр}$ по ЯМК выполнен через $K_{п}$ и $K_{п}^{эфф}$ [152, 177], по АКШ – с использованием параметров волны Стоунли [68, 121, 149, 151, 154,

171, 172]. При сопоставлении с керном коэффициент корреляции для ЯМК составляет 0.79, для АКШ – 0.66 (рис. 4.33б). Спорадическое превышение $K_{пр}$ по ЯМК и по связи $K_{пр}=f(K_{п}, K_{в.св.})$ относительно керновых данных отмечено в интервалах, содержащих крупные (не охарактеризованные образцами керна) каверны – пустоты дегазации и выщелачивания.

В ряде интервалов превышение $K_{пр}$ по АКШ относительно керновых данных обусловлено влиянием открытых макротрещин ($K_{п}$ и $K_{пр}$ по керну не превышают 12% и 0.1мД, по испытаниям получены притоки пластовых флюидов дебитом до 50 м³/сут). По этой причине расчёт $K_{пр}$ таких интервалов целесообразно производить по АКШ, либо по зависимости $K_{пр}=f(K_{п}^{TP})$ для трещиноватых пород.

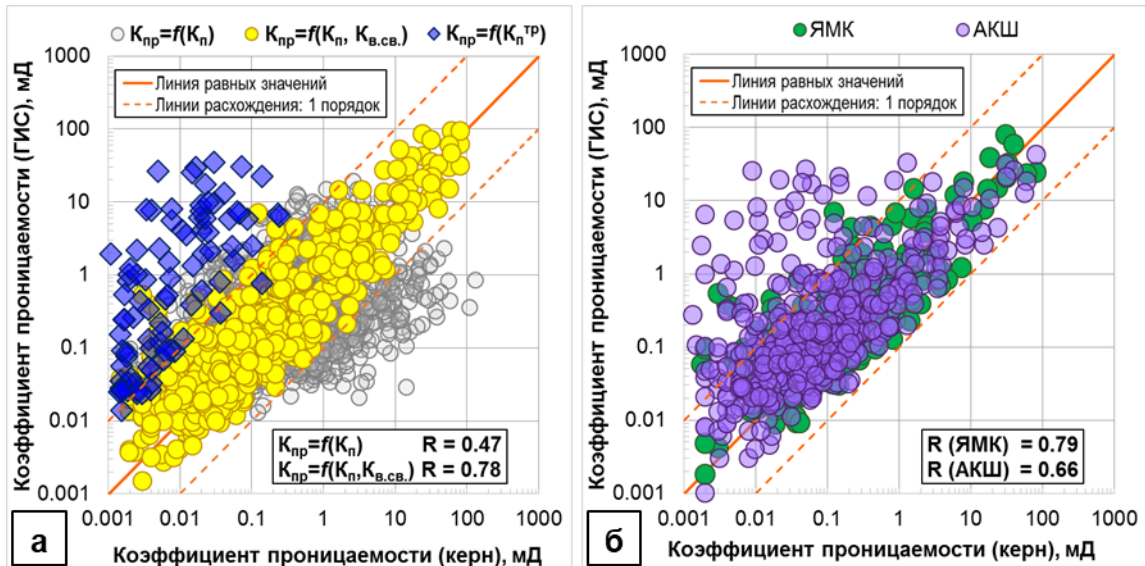


Рисунок 4.33 – Сопоставление $K_{пр}$ измеренных на керне и рассчитанных по ГИС

Рассмотренные особенности изучаемых отложений необходимо учитывать при определении $K_{пр}$ по данным ГИС. В горных породах с трещинно-кавернозно-гранулярным типом пустотного пространства ($K_{п}>12\%$) результаты расчёта $K_{пр}$ по ЯМК, АКШ и зависимости $K_{пр}=f(K_{п}, K_{в.св.})$ (гантельная модель) сопоставимы. В породах с трещинно-каверновым типом пустот ($K_{п}<12\%$), измеренные на керне и рассчитанные по ЯМК, по зависимости $K_{пр}=f(K_{п}, K_{в.св.})$, отражают фильтрационные свойства матрицы, не соответствующие фактической продуктивности горных пород при испытаниях скважин. В связи с этим, расчёт $K_{пр}$ трещиноватых интервалов необходимо производить по АКШ, либо по зависимости $K_{пр}=f(K_{п}^{TP})$.

Примеры определения $K_{пр}$ горных пород изучаемой толщи приведены на рисунке 4.34. На участке А преобладают горные породы с трещинно-кавернозно-гранулярным типом пустотного пространства ($K_{п} > 12\%$), на участке Б – с трещинно-каверновым ($K_{п} < 12\%$).

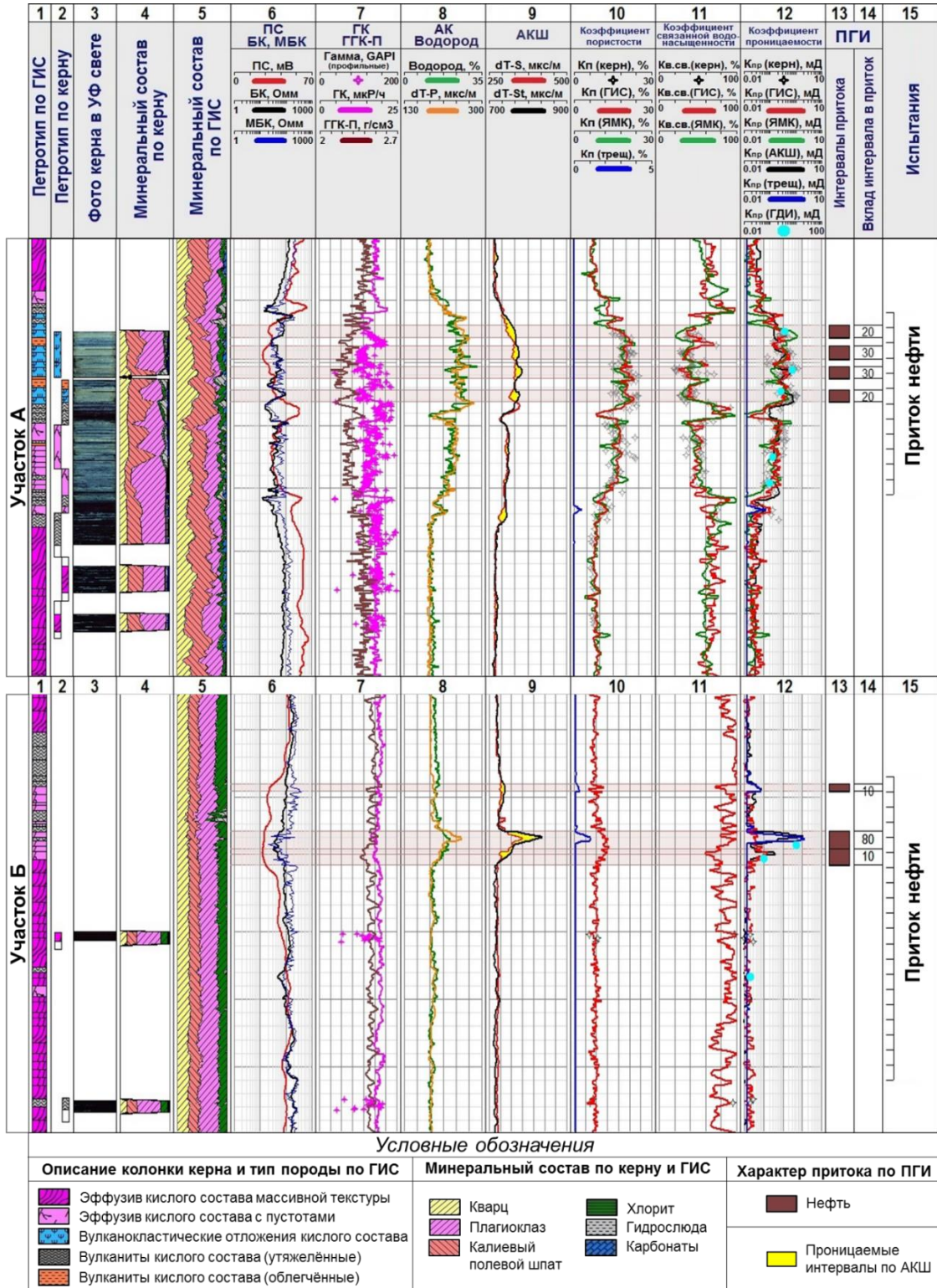


Рисунок 4.34 – Примеры определения $K_{пр}$ горных пород изучаемой толщи по данным ГИС

Поля на рисунке 4.34: 1, 2 – петротип по ГИС и керну; 3 – фотографии керна в УФ свете; 4, 5 – минеральный состав по керну и ГИС, 6 – кривые ПС, БК, МБК; 7 – кривые ГК, ГГК-П и профильные измерения естественной радиоактивности керна; 8 – кривые АК, НК; 9 – кривые Δt_s и Δt_{st} , совмещённые в интервалах плотных, непроницаемых горных пород; 10, 11, 12 – кривые $K_{п}$, $K_{в.св.}$, $K_{пр}$, рассчитанные по ЯМК (зелёные), по комплексу методов АК, НК, ГГК-П, ГК (красные) с нанесением результатов измерений $K_{п}$, $K_{в.св.}$, $K_{пр}$ на образцах керна (ромбовидные точки). В поле 12 приведены результаты расчёта $K_{пр}$ по зависимости от $K_{п}^{тр}$ (рис. 4.30б) (синяя кривая) и по АКШ (чёрная кривая) с нанесением результатов определения $K_{пр}$ прямым опробованием пласта на кабеле (круглые точки). Поля 13-15 отражают результаты ПГИ и испытаний. Кривые $K_{п}$, $K_{в.св.}$, $K_{пр}$ (красные в полях 10-12) рассчитаны по стандартному комплексу ГИС: $K_{п}$ – по системе уравнений 4.1; $K_{в.св.}$ – по данным методов ГГК-П, ГК с использованием эмпирической зависимости (рис. 4.31); $K_{пр}$ – по гантельной модели (рис. 4.30а). Величина $K_{п}^{тр}$ (синяя кривая в поле 10) рассчитана по методике В.М. Добрынина (рис. 4.23).

Из рисунка 4.34 следует, что результаты расчёта $K_{пр}$ горных пород с трещинно-кавернозно-гранулярным типом пустотного пространства ($K_{п} > 12\%$) (участок А) по зависимости $K_{пр} = f(K_{п}, K_{в.св.})$ (гантельная модель) согласуются с данными керна, ГИС (ЯМК, АКШ), ОПК. Для горных пород с трещинно-каверновым типом пустот ($K_{п} < 12\%$) (участок Б) оценку $K_{пр}$ корректно производить с учётом трещинной пористости по зависимости $K_{пр} = f(K_{п}^{тр})$ или по АКШ. Притоки пластового флюида (по ПГИ) получены из наиболее проницаемых интервалов, при этом с увеличением расчётных значений $K_{пр}$ возрастает вклад интервалов в приток (поле 14 на рис. 4.34).

Полученные результаты являются важнейшей составляющей оценки эксплуатационных характеристик горных пород изучаемой толщи по данным ГИС.

4.7. Определение коэффициента нефтенасыщенности и характера насыщения

Коэффициент (водо-) нефтенасыщенности определяют, в основном, по удельному электрическому сопротивлению горных пород. Помимо содержания и минерализации воды, степени насыщения углеводородами на величину УЭС влияет ряд факторов – минеральный состав, включения органического вещества, минералов с электронным типом проводимости и другие [55, 175].

Анализ электрических зависимостей $P_{п}=f(K_{п})$ и $P_{н}=f(K_{в})$ и соответствующих им показателей «цементации» m и «смачиваемости» n образцов керна изучаемых отложений показал (рис. 3.10), что на величину УЭС горных пород изучаемой толщи помимо состава насыщающих флюидов влияет тип пустотного пространства и вторичные преобразования [37, 43, 45, 46]. По значениям показателей m и n выделены группы горных пород (А, Б, В) с различными электрическими свойствами [46]. В группе Б преобладающее влияние на m и n оказывает структура пустотного пространства: m возрастает, n снижается при переходе от трещиноватых разностей к кавернозным. Интенсивная трещиноватость, глинизация, повышенные содержания, цеолитов, пирита снижают m и n (группа А); крупные каверны, альбитизация, карбонатизация – увеличивают m и n (группа В).

Определение коэффициента (водо-) нефтенасыщенности горных пород изучаемой толщи выполнено с использованием зависимости $\rho_{п}$ (по ГИС) и объёмного водонасыщения ($W_{в}=K_{в} \cdot K_{п}$) (по образцам керна с сохранённым насыщением, отобранного по изолирующей технологии) (рис. 4.35). Контроль качества (определение зоны возможного загрязнения образцов) осуществлялся с использованием флуоресцирующих индикаторных добавок. Применение изолирующей технологии обеспечивает сохранение естественной насыщенности и характера смачиваемости керна, что позволяет определить $K_{в}$ ($K_{в}=1-K_{п}$) образцов прямым способом [135]. С учётом выявленных по керну закономерностей для групп (А, Б, В) горных пород с различными электрическими свойствами получены [38] зависимости $\rho_{п}=f(W_{в})$, учитывающие влияние типа пустотного пространства и вторичных преобразований на $\rho_{п}$ горных пород. Зависимости построены по

интервалам мощностью не менее 1.8м с количеством определений K_B 2 и более. Значения K_{Π} определены по керну, ρ_{Π} – по ГИС.

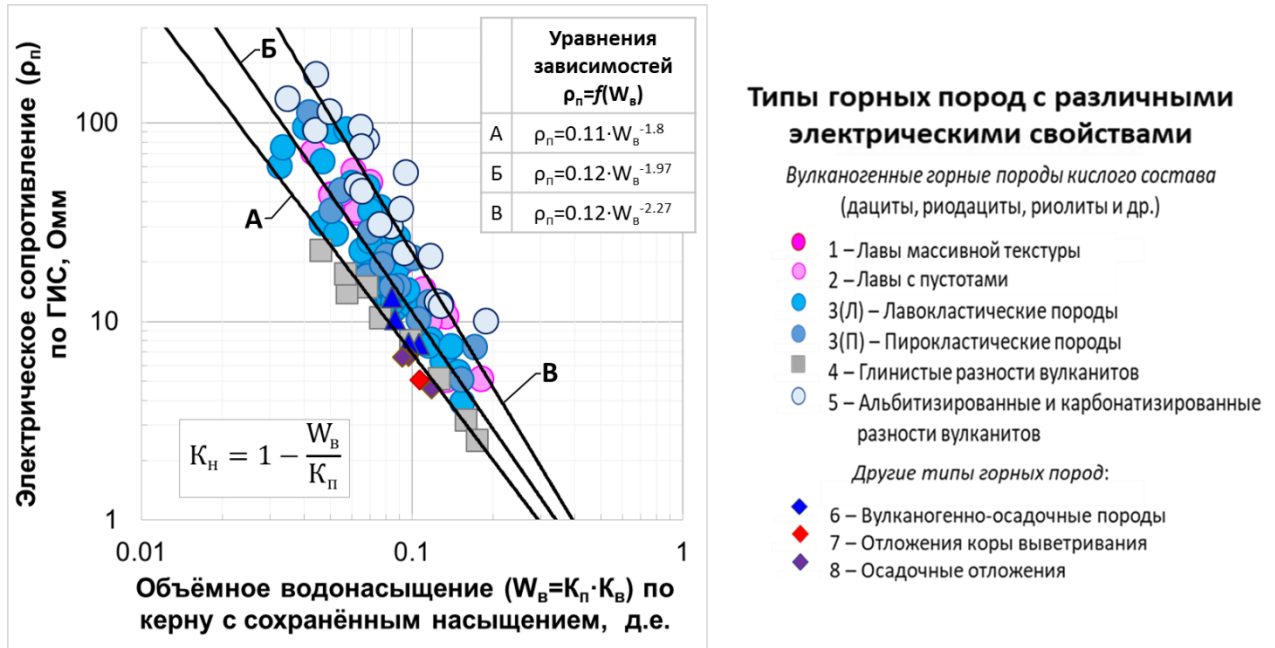


Рисунок 4.35 – Зависимости для расчёта K_H горных пород изучаемой толщи

Расчёт K_H с использованием зависимостей $\rho_{\Pi}=f(W_B)$ производят по формуле:

$$K_H = 1 - \frac{W_B}{K_{\Pi}} \quad (4.15)$$

При расчётах K_H по ГИС выбор типа зависимости $\rho_{\Pi}=f(W_B)$ (группы А, Б, В) рекомендуется производить с учётом типа пустотного пространства и вторичных преобразований. Тип пустот по ГИС возможно определить рассмотренными выше способами (рис.4.21, 4.23), тип преобразований по минерально-компонентой модели (система уравнений 4.1), либо по СГК с использованием значений отношений ЕРЭ: Th/К, U/К (рис. 3.13).

Зависимость $\rho_{\Pi}=f(W_B)$ относительно $\rho_{\Pi}=f(K_{\Pi})$ и $\rho_{\Pi}=f(K_B)$ полученных на экстрагированных образцах стандартного размера (диаметр, высота 30мм) позволяет учесть масштабный эффект [32, 84] – увеличение ρ_{Π} по ГИС, обусловленное влиянием крупных каверн (стандартные образцы керна не в полном объёме характеризуют каверны, размер которых может быть сопоставим с собственным размером образцов (рис. 4.36а)), а также характер смачиваемости горных пород в естественных условиях залегания. Соответствие большей части

данных по экстрагированным и с сохранённой насыщенностью образцам керна свидетельствует о преобладании гидрофильного типа смачиваемости в горных породах изучаемой толщи (рис. 4.36б). Вместе с тем, для ряда образцов с сохранённой водонасыщенностью, показатель «смачиваемости» n выше относительно экстрагированных, зависимость $P_n=f(K_B)$ по ним на рисунке 4.36б показана красной линией. Образцы представлены альбитизированными, карбонатизированными вулканитами (группа В) зон предельного нефтенасыщения. Увеличение гидрофобных свойств твёрдой фазы в результате альбитизации вулканитов также отмечено в работе [140]. Экстракция частично изменила исходный тип смачиваемости образцов, что привело к снижению показателя n . Рассмотренное явление часто встречается в негидрофильных горных породах [103].

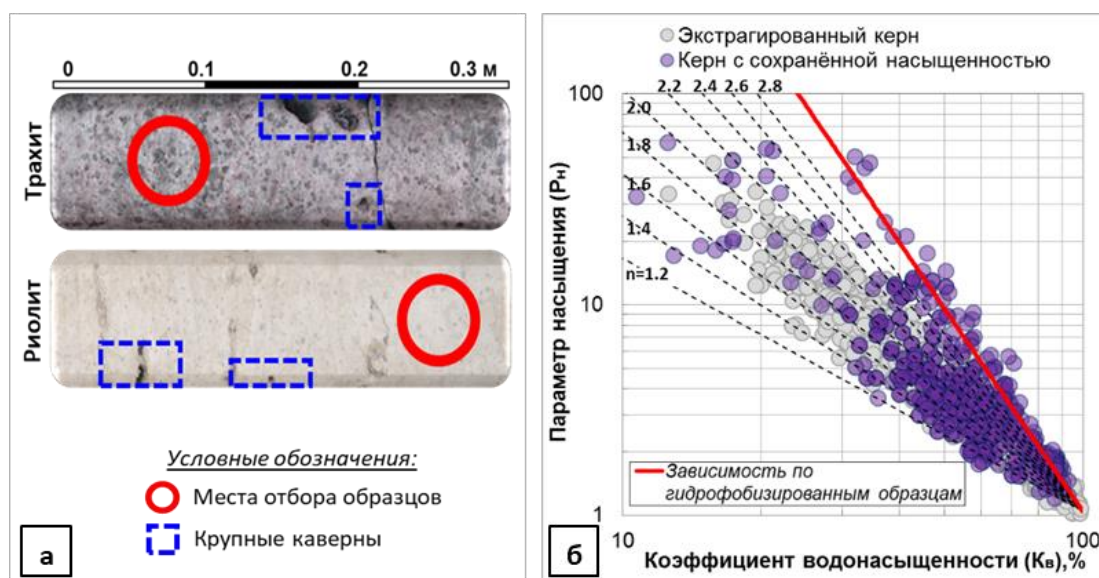


Рисунок 4.36 – Примеры наличия каверн, не охарактеризованных образцами керна стандартного размера (а), сопоставление P_n и K_B образцов керна после экстракции и с сохранённым насыщением (б)

Предложенный подход позволяет существенно повысить достоверность определения коэффициента нефтенасыщенности. Результаты расчёта K_n по предлагаемой методике согласуются с прямыми определениями (на образцах керна с сохранённой насыщенностью) [38]. Относительно расчёта по стандартным зависимостям $P_n=f(K_n)$, $P_n=f(K_B)$ без учёта типа пустотного пространства и вторичных преобразований расхождение K_n достигают $\pm 20\%$ абс. (рис.4.37).

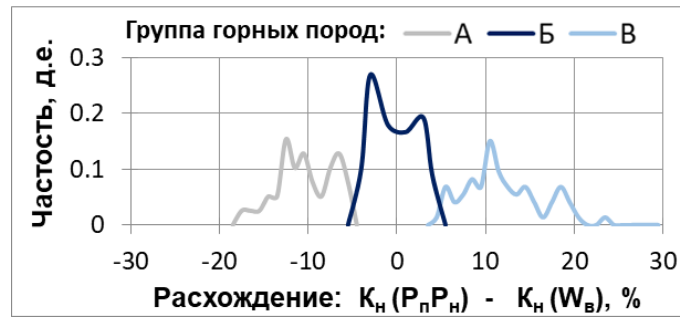


Рисунок 4.37 – Расхождение результатов расчёта K_n по стандартной и предлагаемой методикам

Определение характера насыщения горных пород-коллекторов изучаемой толщи выполнено на основе полученных в результате обработки кривых ОФП зависимостей критических значений K_v (K_v^* , K_v^{**}) от K_p (рис.3.18б, в) и результатов определения K_v и K_p по данным ГИС с учётом генезиса и вторичных преобразований петротипов. Это позволило существенно повысить достоверность определения характера насыщения и выделения эффективных нефтенасыщенных толщин. Полученные результаты подтверждены данными ПГИ и испытаний скважин (рис.4.38).

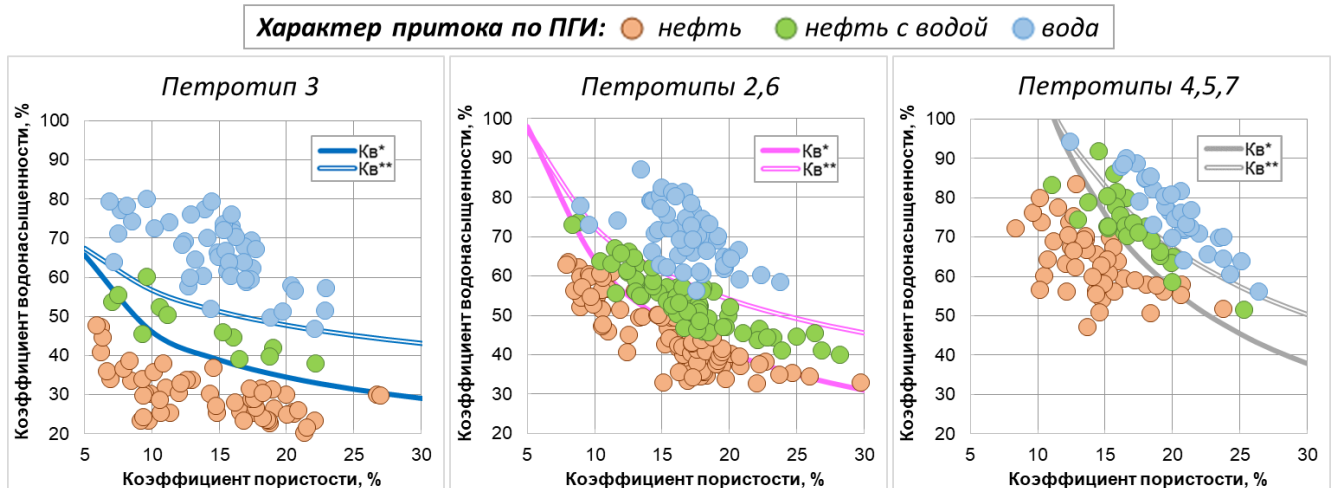


Рисунок 4.38 – Сопоставления K_v с K_p различных петротипов изучаемой толщи с разделением по характеру насыщения (составу притока)

На рисунке 4.39 приведены примеры определения K_n и характера насыщения в разрезах изучаемой вулканогенно-осадочной толщи.

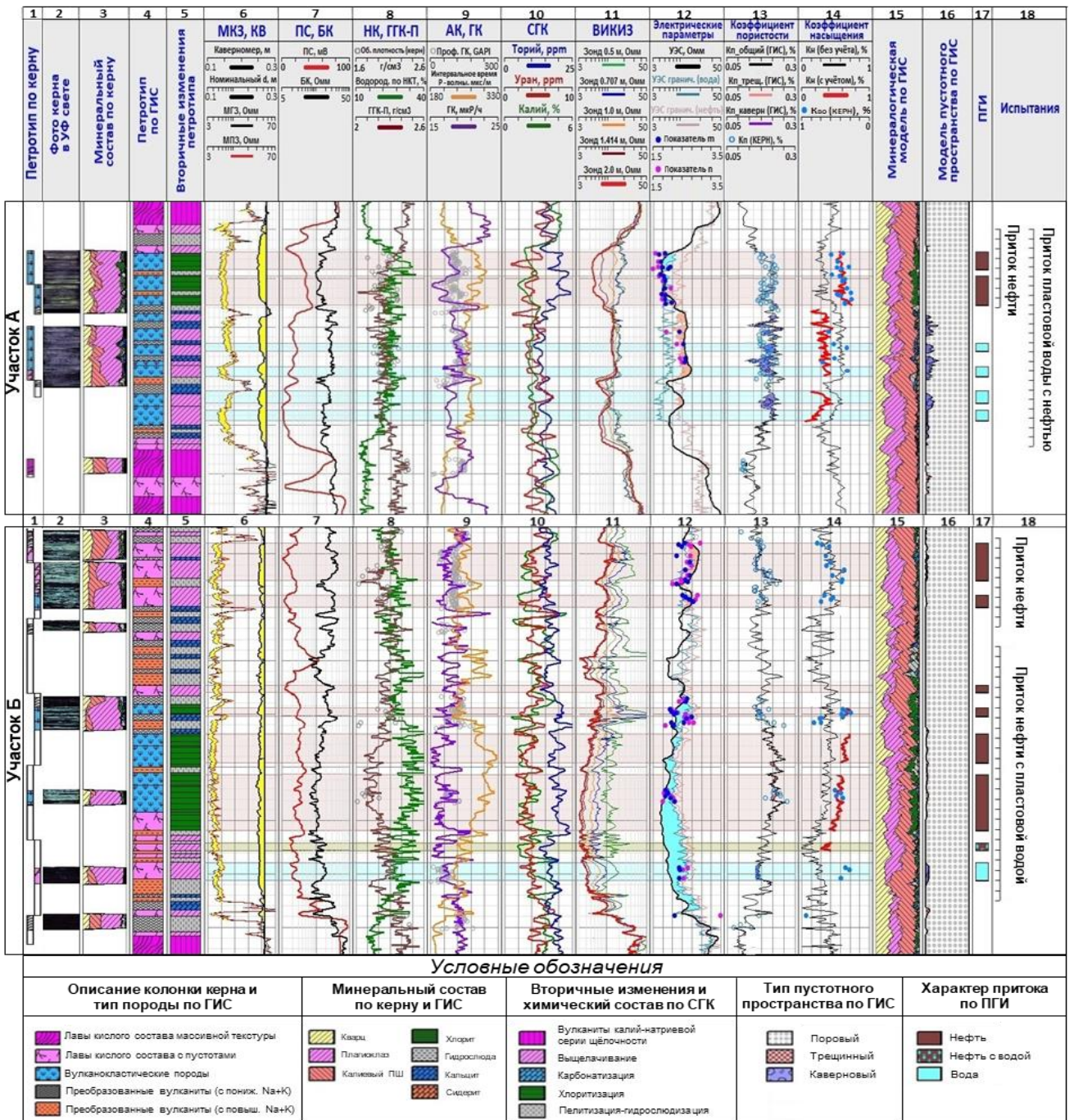


Рисунок 4.39 – Примеры определения K_n и характера насыщения горных пород изучаемой толщи по данным ГИС

Поля на рисунке 4.39 показывают: 1, 4 – петротип по керну и ГИС; 2 – фотографии керна в УФ свете; 3, 15 – минеральный состав по керну и ГИС; 5 – тип вторичных преобразований, идентифицированный по SGK (рис.3.13); 6 – кривые KV, MK3; 7 – кривые PS, BK; 8 – кривые НК, ГГК-П, значения $\delta_{об}$ образцов керна; 9 – кривые АК, GK; 10 – кривые содержаний Th, U, K по SGK; 11 – кривые ВИКИЗ; 12 – кривые $\rho_{п}$ по ВИКИЗ (чёрная), критических $\rho_{п}$ для нефтенасыщенных – $\rho_{п}^*$

(коричневая) и водонасыщенных $\rho_{п}^{**}$ (синяя) горных пород, значения показателей «цементации» m (синие точки) и «смачиваемости» n (розовые точки) образцов. Критические значения $\rho_{п}$ получены путём пересчёта критических $K_{в}$ (рис. 3.18б, в) согласно [18, 96]. В случае превышения $\rho_{п}$ над граничным для нефти ($\rho_{п}^*$) – горная порода нефтенасыщена, снижения $\rho_{п}$ ниже граничного для воды ($\rho_{п}^{**}$) – водонасыщена. Поле 13 – расчётная кривая $K_{п}$ с разделением на трещинную, каверновую, межгранулярную составляющую и значения $K_{п}$ образцов керна (точки); 14 – кривые $K_{н}$, рассчитанные по стандартным зависимостям $R_{п}=f(K_{п})$, $R_{н}=f(K_{в})$ (чёрная) с учётом типа пустотного пространства и вторичных преобразований горных пород по зависимостям $\rho_{п}=f(W_{в})$ (рис. 4.35) (красная), значения $K_{во}$ образцов керна (точки); 16 – модель пустотного пространства по данным ГИС; 17,18 – результаты ПГИ, испытаний.

В верхнем интервале перфорации участка А и нижнем участка Б приток нефти получен из коллекторов с $\rho_{п}$, характерным для водоносных интервалов. Нефтенасыщение горных пород подтверждается послойным петрографическим описанием и фотографиями керна в УФ свете. По керну и ГИС в рассматриваемых интервалах повышено содержание хлорита, что объясняет снижение $\rho_{п}$. В нижней зоне участка А приток воды получен из интервалов с $\rho_{п}$, характерным для нефтенасыщенных коллекторов. По керну породы представлены вулканитами без признаков нефтенасыщения, характеризующимися наличием макрокаверн (пустот выщелачивания, дегазации) и повышенным содержанием карбонатных минералов. Указанные факторы способствуют увеличению $\rho_{п}$. На всех участках (А, Б) $\rho_{п}$ изменяется в соответствии с изменением показателей m и n образцов керна, что подтверждает достоверность полученных результатов. На кривой ПС хлоритизированным зонам свойственно увеличение показаний, карбонатизированным и выщелоченным – снижение.

Учёт влияния типа пустотного пространства и вторичных преобразований на $\rho_{п}$ горных пород изучаемой толщи позволил повысить точность определения $K_{н}$, корректно оценить объём запасов нефти. Результаты определения $K_{н}$ и характера насыщенности по данным ГИС подтверждаются испытаниями и ПГИ скважин.

Блок-схема геологической интерпретации данных ГИС

Методика геологической интерпретации данных ГИС в разрезах вулканических формаций (на примере вулканогенно-осадочной толщи северо-восточного обрамления Красноленинского свода) с учётом элементов научной новизны пошагово отражена на блок-схеме (рис.4.40). В отличие от аналогов, методика учитывает влияние генезиса и вторичных преобразований на вещественный состав, структуру пустотного пространства, петрофизические и, как следствие, геофизические параметры горных пород (**шаг 0** на рис.4.40), что позволяет повысить достоверность геологической интерпретации данных ГИС.



Рисунок 4.40 – Блок-схема геологической интерпретации данных ГИС в разрезах вулканических формаций (на примере целевого объекта)

Полученные в главе 4 результаты обосновывают второе защищаемое положение: «Методика геологической интерпретации данных ГИС, учитывающая генезис и вторичные преобразования позволяет повысить достоверность определения подсчётных параметров (эффективных толщин, коэффициентов пористости, нефтенасыщенности) и фильтрационных свойств (коэффициентов абсолютной и фазовых проницаемостей) горных пород вулканогенно-осадочной толщи северо-восточного обрамления Красноленинского свода».

Выводы по главе 4

Разработанная методика геологической интерпретации данных ГИС в разрезах вулканических формаций (на примере вулканогенно-осадочной толщи северо-восточного обрамления Красноленинского свода) в отличие от аналогов позволила:

- усовершенствовать (благодаря включению методов ГК, СГК и обоснованию значений петрофизических констант Δt_p , W , δ , γ , Th/K , U/K) минерально-компонентную модель изучаемых отложений. С использованием минерально-компонентной модели на основе различий минерального состава и ёмкостных свойств с использованием выделены петрологические типы горных пород (петротипы). Точность выделения петротипов повышена в сравнении со стандартной методикой (применением парных сопоставлений параметров ГИС);
- уточнить с учётом разделения горных пород на петротипы граничные значения коэффициента пористости и оценить диапазоны неоднозначности выделения эффективных толщин с использованием K_p^{TP} . Рассмотрены особенности применения прямых качественных признаков и количественных критериев выделения коллекторов в различных петротипах изучаемой толщи;
- усовершенствовать способы определения типа пустотного пространства и оценки коэффициентов трещинной и каверновой пористости с учётом влияния вторичных минералов, оказывающих схожее с трещинами и кавернами влияние на геофизические параметры. Оценка K_p^{TP} и $K_p^{КАВ}$ выполнена по адаптированной для изучаемых отложений методике В.М. Добрынина для горных пород с трещинно-каверновым и трещинно-кавернозно-гранулярным типом пустотного пространства получены теоретические зависимости $\Delta t_p = f(K_p)$ при различных значениях K_p^{TP} и $K_p^{КАВ}$;
- разработать способ определения $K_{пр}$ по данным стандартного комплекса ГИС, учитывающий особенности структуры пустотного пространства изучаемых отложений. Для горных пород с трещинно-каверновым типом пустот ($K_p < 12\%$) предложена эмпирическая зависимость $K_{пр}$ по ГДИ от K_p^{TP} по ГИС; для

горных пород с трещинно-кавернозно-гранулярным типом пустот ($K_p > 12\%$) выполнена адаптация гантельной модели с учётом существенных различий размеров тел пустот и соединяющих их фильтрационных каналов. Для определения ключевого параметра гантельной модели – $K_{в.св.}$ по данным ГИС предложена зависимость $K_{в.св.} = f(K_p, \delta_{мин} \text{ по ГГК-П, } \gamma \text{ по ГК})$. Результаты расчёта $K_{пр}$ согласуются с керном, специальными методами ГИС (ЯМК, АКШ), ГДИ;

- обосновать зависимости для определения K_n , учитывающие влияние типа пустотного пространства и вторичных преобразований на электрическое сопротивление горных пород. Полученные зависимости ρ_n (по ГИС) от W_v (по образцам керна с сохранённым насыщением, отобранного по изолирующей технологии) относительно стандартных $R_n = f(K_p)$ и $R_n = f(K_v)$ позволяют избежать погрешностей при определении электрического сопротивления пластовой воды, учесть масштабный эффект (увеличение ρ_n по ГИС обусловленное влиянием крупных каверн), характер смачиваемости горных пород в естественных условиях залегания (для нефтенасыщенных вулканитов, преобразованных процессами альбитизации, карбонатизации отмечено изменение характера смачиваемости после экстракции, что является причиной превышения ρ_n по ГИС относительно экстрагированных образцов керна).

Полученные научные результаты позволяют существенно повысить достоверность определения подсчётных параметров и фильтрационных свойств горных пород изучаемой толщи путём углублённого исследования и учёта влияния особенностей генезиса и вторичных преобразований на геофизические параметры.

ГЛАВА 5. ПРАКТИЧЕСКАЯ АПРОБАЦИЯ РАЗРАБОТАННОЙ МЕТОДИКИ ПРИ ПРОГНОЗЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК СКВАЖИН

Практическая апробация разработанной методики включала прогноз эксплуатационных характеристик – начальной продуктивности, обводнённости скважин по данным стандартного комплекса ГИС.

Для прогноза эксплуатационных характеристик необходимо определить следующие параметры: $K_{п}$, $K_{н}$, $K_{но}$, $K_{во}$, $K_{пр}$, ОФП по воде и нефти, функцию содержания воды в притоке. По функции f_v определяют критические значения водонасыщенности, соответствующие началу обводнения притока и завершению экономически наиболее выгодного режима эксплуатации [3, 67]. Из рассмотренных параметров по данным ГИС определяют $K_{п}$, $K_{пр}$, $K_{во}$, $K_{н}$. Прогноз остальных осуществляют с использованием зависимостей, установленных по результатам петрофизических исследований керна [3, 67].

Применительно к отложениям изучаемой толщи определение указанных параметров может быть выполнено с использованием полученных в главах 3, 4 научных результатов: определение $K_{п}$ по системе уравнений 4.1; $K_{во}$ – путём пересчёта через $K_{в.св.}$ (рис. 4.28б); $K_{в.св.}$ – по зависимости от $K_{п}$, $\delta_{мин}$ по ГГК-П, γ по ГК (рис. 4.31); $K_{пр}$ – с учётом структуры пустотного пространства по зависимостям от $K_{п}$, $K_{в.св.}$ (для трещинно-кавернозно-гранулярных коллекторов ($K_{п}>12\%$)), либо от $K_{п}^{тр}$ (для трещинно-каверновых коллекторов ($K_{п}<12\%$)) (рис. 4.30); $K_{н}$ – по зависимостям $\rho_{п}=f(W_v)$, учитывающим тип пустотного пространства и вторичных преобразований горных пород (рис. 4.35). Прогноз $K_{но}$ выполнен по зависимости от $K_{во}$ (рис. 3.16). Величины ОФП по воде и нефти рассчитаны по выражениям 3.6, 3.7. Содержание воды в притоке по выражению 3.8с учётом вязкостей воды и нефти. При расчётах коэффициента продуктивности в коллекторах трещинно-кавернового типа ($K_{п}<12\%$) значение насыщенности подвижным флюидом условно принято 90% (при доле связанной воды 10%). Содержание воды в притоке для трещинно-каверновых коллекторов не определялось.

Указанные параметры определены по данным стандартного комплекса ГИС (АК, НК, ГГК-П, ГК, ЭК (ЭМК)), что позволяет использовать их при расчётах эксплуатационных характеристик большей части скважин, как поисково-разведочных, так и эксплуатационных.

Расчёт коэффициента продуктивности ($K_{\text{прод}}$) выполнен по следующему выражению [78, 96 и др.]:

$$K_{\text{прод}} = \frac{Q}{P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot K_{\text{пр}} \cdot h_{\text{эфф}}}{\mu \cdot \lg\left(\frac{R_k}{r_c}\right)} \quad (5.1)$$

где $K_{\text{прод}}$ – коэффициент продуктивности, $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$; Q – дебит жидкости, $\text{м}^3/\text{сут}$; $P_{\text{пл}}$ и $P_{\text{заб}}$ – пластовое и забойное давление, МПа; $K_{\text{пр}}$ – коэффициент проницаемости, 10^{-15} м^2 ; $h_{\text{эфф}}$ – эффективная толщина, м; μ – вязкость жидкости в пластовых условиях, $\text{Па} \cdot \text{с}$; R_k и r_c – радиус дренирования и радиус скважины, м.

Таким образом, определив по ГИС параметры $h_{\text{эфф}}$ и $K_{\text{пр}}$ (при известных величинах $P_{\text{пл}}$, $P_{\text{заб}}$, μ , R_k , r_c), возможно выполнить прогноз $K_{\text{прод}}$ и сопоставить его с фактической производительностью скважин. Такое сопоставление для горных пород изучаемой толщи приведено на рисунке 5.1а. Прогнозный $K_{\text{прод}}$ определён по выражению 5.1. Величина $h_{\text{эфф}}$ соответствует мощности выделенных по ГИС (с использованием методик, описанных в п. 4.4) коллекторов (с контролем наличия притока по ПГИ), $K_{\text{пр}}$ – сумме определённых по ГИС значений $K_{\text{пр}}$ коллекторов в интервалах перфорации. Фактический $K_{\text{прод}}$ определён по ГДИ с использованием индикаторных диаграмм (по начальному участку ИД через выражение 5.1.) [78].

Сопоставления результатов расчёта (с разделением горных пород на петротипы) с фактическими показателями работы скважин показывают высокую степень их сходимости (рис. 5.1а). Зависимость линейна во всём диапазоне изменения $K_{\text{прод}}$. Коэффициент корреляции составляет 0.85. Значения $K_{\text{прод}}$ возрастают с увеличением ФЕС от преобразованных вулканитов, коры выветривания (петротипы 4, 5, 7) к лавам, вулканогенно-осадочным, вулканокластическим породам (петротипы 2, 3, 6).

Увеличение фактических значений $K_{\text{прод}}$ относительно расчётных обусловлено, вероятно, влиянием макротрещин на фильтрационные свойства горных пород. Учёт макротрещин (по данным стандартного комплекса ГИС) затруднителен в интервалах с трещинно-кавернозно-гранулярным типом пустотного пространства, характеризующихся повышенными ёмкостными свойствами матрицы ($K_{\text{п}} > 12\%$). Снижение фактических значений $K_{\text{прод}}$ относительно расчётных свидетельствует, вероятно, о загрязнении призабойной зоны пласта (ПЗП). В ряде интервалов по результатам прямых опробований пласта на кабеле зафиксирован эффект избыточного пластового давления вследствие загрязнения ПЗП. Для восстановления фильтрационных свойств в таких интервалах рекомендуется проводить технологические операции по очистке ПЗП.

Оценка прогнозного содержания воды в притоке выполнена суммированием расчётных значений ОФП (по воде и нефти) коллекторов в интервалах перфорации. Сопоставление фактических (по результатам испытаний скважин) и прогнозных значений обводнённости представлено на рисунке 5.1б. Зависимость линейна во всём диапазоне изменения обводнённости. Коэффициент корреляции 0.83 свидетельствует о хорошей сходимости расчётных результатов с фактическими. В интервалах с существенным превышением фактической обводнённости над прогнозной при детальном анализе промысловых данных выявлены заколонные перетоки из водонасыщенной части пласта.

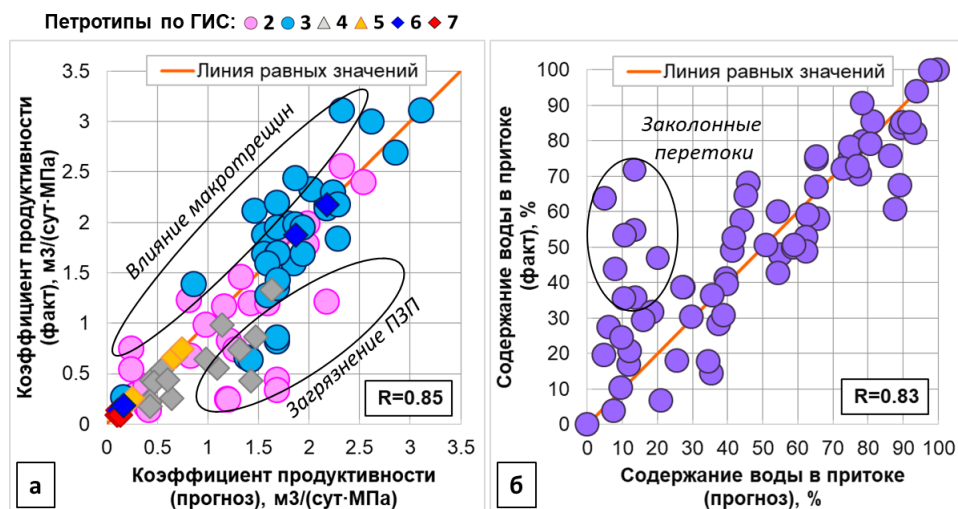


Рисунок 5.1 – Сопоставление прогнозных и фактических значений коэффициента продуктивности (а) и содержания воды в притоке (б). 2-7 – петротип (см. рис.4.4)

Приведены практические примеры оценки эксплуатационных характеристик изучаемых отложений по данным ГИС (рис. 5.2, 5.3).

Поля на рисунке 5.2 показывают: 1,2 – петротип по ГИС и керну; 3 – фотографии керна в УФ свете; 4, 5, 6, 7 – кривые ПС, БК, ГК, ГГК-П, АК, НК, ВИКИЗ; 8, 9, 10 – кривые $K_{п}$, $K_{пр}$, $K_{в.св.}$ (рассчитаны по данным стандартного комплекса ГИС с использованием предлагаемой методики) с нанесением результатов определения $K_{п}$, $K_{пр}$, $K_{в.св.}$ на образцах керна; 11 – кривая $K_{н}$, рассчитанная по предлагаемой зависимости $\rho_{п=f}(W_{в})$ (чёрная), с нанесением критических значений $K_{н}$ ($K_{н}^*=1-K_{в}^*$, $K_{н}^{**}=1-K_{в}^{**}$), установленных по результатам обработки кривых ОФП (рис. 3.18б,в). В случае превышения $K_{н}$ над граничным для нефти ($K_{н}^*$) (коричневая кривая) – горная порода нефтенасыщена, снижения $K_{н}$ ниже граничного для воды ($K_{н}^{**}$) (синяя кривая) – водонасыщена. Поле 12 – кривые фазовых проницаемостей по воде (синяя) и нефти (коричневая), вычисленные через ОФП (по выражениям 3.6 и 3.7) и $K_{пр}$; 13 – прогнозное содержание воды в притоке (выделено синей заливкой), рассчитанное через ОФП по выражению 3.8; 14,15 – результаты ПГИ и испытаний. Интервалы-коллекторы выделены цветными заливками: нефтенасыщенные – коричневой, нефте-водонасыщенные – зелёной, водонасыщенные – синей.

Из рисунка 5.2 следует, что результаты геологической интерпретации данных ГИС (петрологическое расчленение, выделение коллекторов, расчёт $K_{п}$, $K_{пр}$, $K_{в.св.}$) по предлагаемой методике согласуются с данными керновых исследований. Результаты расчёта фазовых проницаемостей подтверждаются данными ПГИ и испытаний скважин. Прогнозные значения эксплуатационных характеристик близки к фактическим: фактический (полученный по ГДИ при обработке ИД), коэффициент продуктивности верхнего нефтенасыщенного интервала составил 1.18, прогнозный – 1.14 м³/(сут·МПа). Фактическое содержание воды в притоке (обводнённость) интервала с двухфазным насыщением – 16%, прогнозное – 19%.

На рисунке 5.3 выполнено сравнение результатов промышленной оценки изучаемых горных пород по стандартной и разработанной методикам.

Поля на рисунке 5.3 схожи с рисунком 5.2 за исключением полей 4,5,11, где выполнено сравнение $h_{эфф}$ и $K_{пр}$ определённых по стандартной и предлагаемой в настоящей работе методикам геологической интерпретации данных ГИС

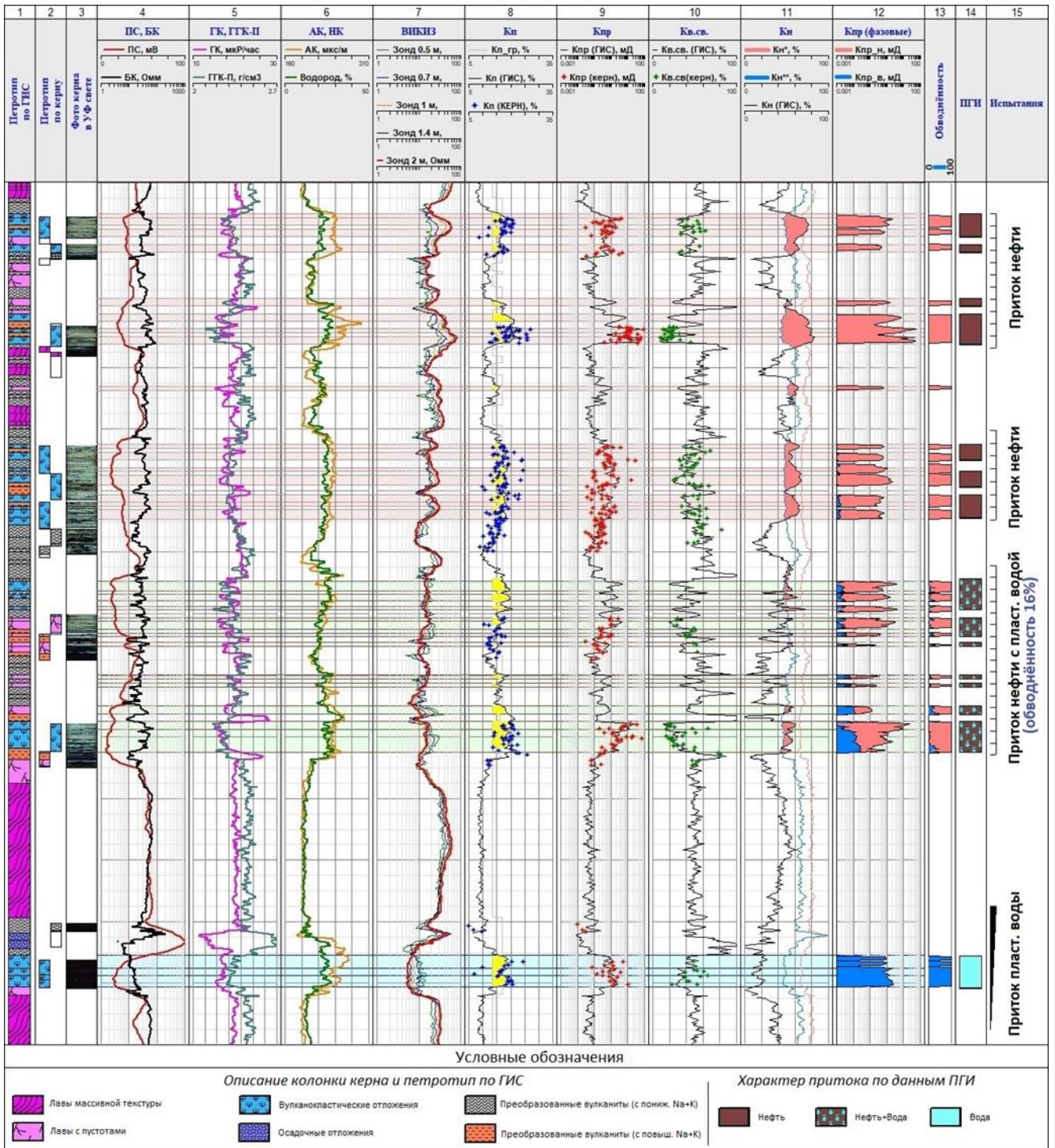


Рисунок 5.2 – Пример практической апробации разработанной методики при прогнозе эксплуатационных характеристик горных пород изучаемой толщи

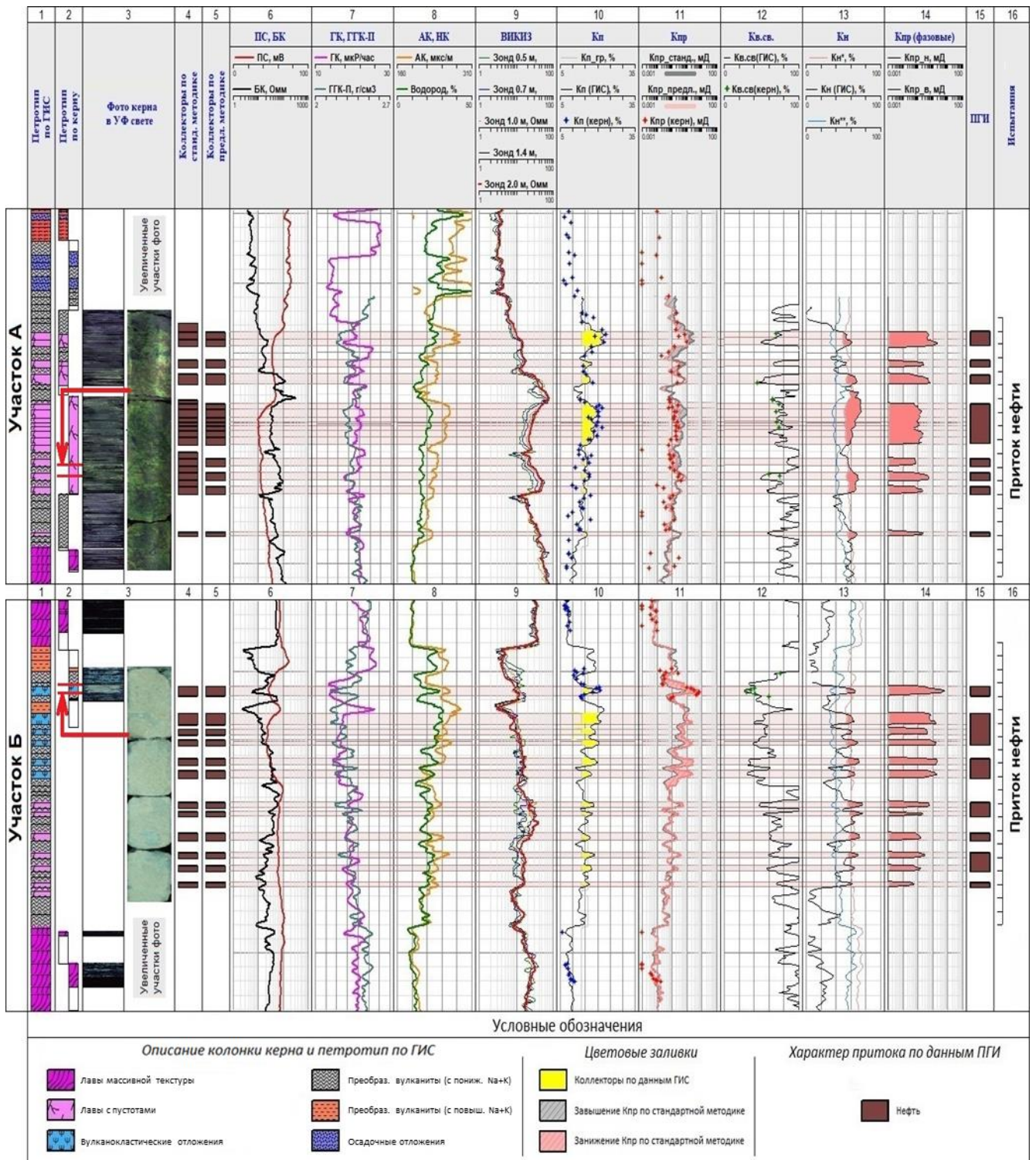


Рисунок 5.3 – Сравнение результатов прогноза эксплуатационных характеристик изучаемых горных пород по стандартной и разработанной методикам

На участке А коллекторы представлены лавами, на участке Б – вулканокластическими породами (лавобрекчиями, лавокластитами) (сверху) и лавами (снизу). Рассчёт по стандартной зависимости $K_{пр} = f(K_{п})$, не учитывающей особенности структуры пустотного пространства приводит к завышению $K_{пр}$

относительно фактических значений (по керну) в лавах (серая заливка в поле 11 участка А) и занижению в вулканокластических отложениях (розовая заливка в поле 11 участка Б). Усложнение структуры пустотного пространства от вулканокластических пород к лавам подтверждается снижением $K_{пр}$ образцов керна (поле 11), сменой однородного характера нефтенасыщения рассеянным (поле 3). Рассчитанные с учётом структуры пустотного пространства значения $K_{пр}$ близки результатам керновых измерений. Для рассмотренных участков выполнен прогноз добычи нефти по стандартной и предлагаемой методикам (рис. 5.4). Видно, что прогноз по предлагаемой методике, в отличие от стандартной, точнее согласуется с фактическими данными добычи. При прогнозе по стандартной методике за 48 месяцев дефицит добычи из участка А превышает 4 тыс. т нефти. За тот же период дополнительная добыча из участка Б составила около 2.5 тыс. т нефти. В данном случае применение разработанной методики позволило увеличить точность прогноза добычи пластовых флюидов.

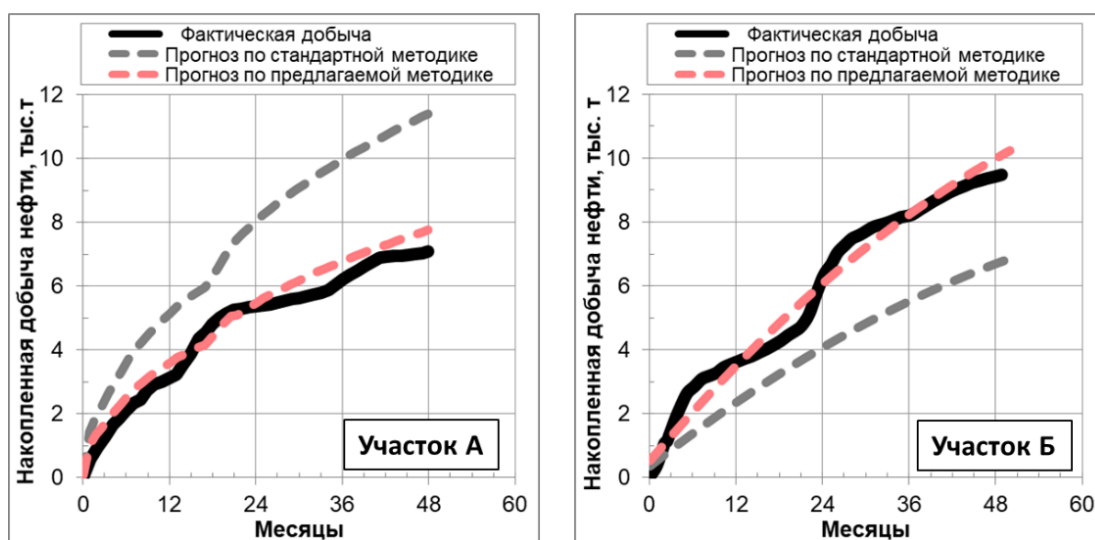


Рисунок 5.4 – Сравнение результатов фактической и прогнозной добычи нефти

Полученные в главах 3, 4, 5 результаты совместно подтверждают **третье защищаемое положение**: «Повышение достоверности определения фильтрационных свойств на основе учёта структуры пустотного пространства горных пород открывает возможность прогноза начальной продуктивности и обводнённости скважин по данным стандартного комплекса ГИС (АК, НК, ГГК-П, ГК, ЭК (ЭМК))».

Выводы по главе 5

Практическая апробация разработанной методики геологической интерпретации данных ГИС показала:

- разработанная методика позволяет с приемлемой для решения производственных задач точностью прогнозировать эксплуатационные характеристики скважин - начальную продуктивность и обводнённость по данным стандартного комплекса ГИС, включающего АК, НК, ГГК-П, ГК, ЭК (ЭМК);
- прогнозные эксплуатационные характеристики согласуются с фактическими показателями работы скважин. Разработанная методика в сравнении со стандартной позволяет существенно повысить точность прогноза добычи пластовых флюидов и, как следствие, улучшить качество проектирования разработки месторождений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполненные исследования позволили решить поставленные задачи и получить следующие результаты.

1. Показано, что сложное геологическое строение целевого объекта (неравномерное пространственное распределение петротипов в совокупности с развитием гипергенных, гидротермально-метасоматических процессов) обусловлено различиями генезиса и вторичных преобразований горных пород. Вариации указанных факторов при отсутствии их учёта существенно снижают информативность и затрудняют геологическую интерпретацию методов ГИС.

2. По данным лабораторных исследований керн в результате анализа петрографических особенностей горных пород (структур, текстур, химического состава, распространения по площади и др.) выделены петротипы различные по генезису и вторичным преобразованиям.

3. Для петротипов впервые выявлены закономерности изменения химического, минерального состава, структуры пустотного пространства, петрофизических свойств (фильтрационно-ёмкостных, плотностных, акустических, электрических, радиоактивных, капиллярных). Полученные результаты являются основой геологической интерпретации данных ГИС в разрезах изучаемых отложений.

4. Разработана методика геологической интерпретации геофизических исследований скважин, основанная на учёте генезиса и вторичных преобразований горных пород вулканогенно-осадочной толщи северо-восточного обрамления Краснотенинского свода.

5. Предложен и опробован способ выделения петротипов по данным ГИС с использованием минерально-компонентной модели изучаемых отложений. С учётом разделения на петротипы уточнены количественные критерии выделения коллекторов и определения характера насыщения, усовершенствованы способы определения типа пустотного пространства и коэффициентов каверновой, трещинной пористости.

6. Впервые предложен способ определения коэффициента проницаемости по данным стандартного комплекса ГИС (АК, НК, ГГК-П, ГК), учитывающий особенности структуры пустотного пространства вулканогенных горных пород.

7. Предложенные подходы к геологической интерпретации данных ГИС позволили существенно повысить достоверность определения подсчётных параметров и фильтрационных свойств изучаемых отложений.

8. Практическая апробация показала, что разработанная методика позволяет прогнозировать начальный коэффициент продуктивности и обводнённость скважин по данным ГИС. Точность прогноза сопоставима с результатами ГДИ и испытаний скважин.

9. Одним из направлений для дальнейшего повышения достоверности геологической интерпретации данных ГИС вулканических формаций является дополнение стандартного комплекса современными методами – импульсным нейтрон-нейтронным, гамма-гамма литоплотностным, а также включение в него специальных методов каротажа (АКШ, ИНГК-С, ЯМК, микросканеров) с созданием соответствующей петрофизической основы.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- $K_{п}$, $K_{п}^{эф}$, $K_{п}^{дин}$ – коэффициенты общей, эффективной, динамической пористости горных пород;
- $K_{п}^{тр}$, $K_{п}^{кав}$, $K_{п}^{мг}$ – коэффициенты трещинной, каверновой, межгранулярной пустотности горных пород;
- $K_{пр}$ – коэффициент проницаемости горной породы;
- $K_{в}$, $K_{н}$ – коэффициенты водо-, нефтенасыщенности горной породы;
- $K_{в.св.}$ – коэффициент связанной водонасыщенности горной породы (доля пор, заполненная плёнкой смачивающей воды и двойным электрическим слоем [7, 56]);
- $K_{во}$ – коэффициент остаточной водонасыщенности горной породы ($K_{в}$ при максимально возможном для залежи капиллярном давлении [58]);
- $K_{вс}$ – коэффициент водоудерживающей способности горной породы;
- $K_{но}$ – коэффициент остаточной нефтенасыщенности горной породы;
- $W_{в}$ – объёмная влажность горной породы;
- $P_{п}$, $P_{н}$, P_{w} – параметры пористости, насыщения, влажности;
- δ , W , γ – плотность, водородосодержание, естественная радиоактивность;
- $P_{е}$, $q_{п}$ – фотоэлектрический фактор, приведённая ёмкость поглощения;
- $\Delta U_{пс}$, $\rho_{п}$ – амплитуда собственных потенциалов, электрическое сопротивление;
- $\Delta t_{р}$, Δt_{s} , Δt_{st} – интервальные времена продольной, поперечной, Стоунли упругих волн;
- β_0 – коэффициент объёмной сжимаемости горной породы;
- T_2 , $P_{к}$ – время поперечной релаксации протонов водорода, капиллярное давление;
- $K_{прод}$, $f_{в}$ – коэффициент продуктивности, содержание воды в притоке;
- ГИС – геофизические исследования скважин;
- ГТИ – геолого-технические исследования скважин;
- ГДИ – гидродинамические исследования скважин;
- ЕРЭ – естественные радиоактивные элементы;
- ОФП – относительная фазовая проницаемость;
- ПГИ – промыслово-геофизические исследования скважин;
- ЯМР – ядерно-магнитный резонанс;

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Опубликованные

1. Абросимова, О.О. Резервуары углеводородов в эрозионно-тектонических выступах доюрских пород юго-восточной части Западно-Сибирской плиты / О.О. Абросимова, Е.В. Белова // Геология нефти и газа. – 2000. – № 3. – С. 17-21.
2. Авербух, Б.М. Методика поисков залежей углеводородов в погребённых корях выветривания вулканогенных пород / Б.М. Авербух, Г.Я. Шилов, Р.С. Надиров // Геология нефти и газа. – 1994. – № 7. – С. 30-37.
3. Актуальные вопросы петрофизики сложнопостроенных коллекторов / под ред. И.Г. Шнурмана. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2010. – 306 с.
4. Алексеев, А.Д. Методические основы построения объёмных петрофизических моделей нетрадиционных и сложнопостроенных коллекторов по результатам исследований керна / А.Д. Алексеев, А.Е. Гаврилов // ПРОНЕФТЬ. – 2019. – №3. – С. 25-34.
5. Андреев, В.И. Распределение естественных радиоактивных элементов в твёрдых вулканитах и радиогенных газах из вулканов и гидротерм Камчатки и Курил: монография / В.И. Андреев. – Петропавловск-Камчатский : КамГУ им. Витуса Беринга, 2013. – 158 с.
6. Арбузов, С.И. Геохимия радиоактивных элементов : учебное пособие / С.И. Арбузов, Л.П. Рихванов. – Томск : Изд-во ТПУ, 2011. – 300 с.
7. Афанасьев, В.С. Теоретическое и экспериментальное обоснование обобщённой петрофизической модели капиллярного давления при дренировании углеводородов в гранулярной пористой среде / В.С. Афанасьев // НТВ «Каротажник». – 2016. – № 11. – С. 50-93.
8. Афанасьев, В.С. Теоретическое и экспериментальное обоснование определения относительной фазовой проницаемости по кривым капиллярного давления / В.С. Афанасьев, С.В. Афанасьев // НТВ «Каротажник». – 2018. – № 6. – С. 50-72.
9. Ахметов, Р.Т. Гантельная модель пустотного пространства природных резервуаров нефти и газа / Р.Т. Ахметов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 5. – С. 31-35.
10. Ахметов, Р.Т. Прогноз абсолютной проницаемости гранулярных коллекторов на основе гантельной модели пустотного пространства / Р.Т. Ахметов, Л.Е. Кнеллер // НТВ «Каротажник». – 2013. – № 7(229). – С. 75-88.
11. Беккина, С.М. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности доюрского фундамента в пределах Широкого Приобья : автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук : 25.00.12 / Беккина Светлана Маратовна. – Уфа, 2010. – 23с.
12. Белоусов, А.Б. Эксплозивные извержения вулканов Курило-Качатского региона: механизм, динамика, закономерности образования отложений : автореф. дис. ... д-ра геол.-мин. наук : 25.00.01 / Белоусов Александр Борисович. – Москва, 2006. – 45 с.
13. Белоусов, А.Ф. Вулканические формации / А.Ф. Белоусов, А.П. Кривенко, З.Г. Полякова; под. Ред. Ю.А. Кузнецова. – Новосибирск : Наука, 1982. – 281 с.
14. Бембель, С.Р. Сейсмогеологические критерии геометризации продуктивных участков доюрского комплекса на примере северо-восточной части Красноленинского свода Западной Сибири / С.Р. Бембель // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 7. – С. 68-72.

15. Богомаз, Е.Ф. Обоснование методики литологического расчленения пород доюрского фундамента по данным ГИС / Е.Ф. Богомаз, Ф.Я. Боркун, Е.В. Смирнова // Недропользование XXI век. – 2015. – № 3(53). – С. 76-81.
16. Боронин, П.А. Выделение интервалов трещиноватости и обоснование параметров трещин отложений доюрского комплекса / П.А. Боронин, Н.В. Гильманова, Н.Ю. Москаленко // Известия вузов. Нефть и газ. – 2021. – № 1. – С. 9–19.
17. Брехунцов, А.М. Закономерности размещения залежей нефти и газа Западной Сибири / А.М. Брехунцов, Б.В. Монастырев, И.И. Нестеров (мл.) // Геология и геофизика. – 2011. – № 52(8). – С. 1001-1012.
18. Вендельштейн, Б.Ю. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов / Б.Ю. Вендельштейн, Р.А. Резванов. – М. : Недра, 1978. – 319 с.
19. Вендельштейн, Б.Ю. Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов / Б.Ю. Вендельштейн. – М. : Недра, 1966. – 206 с.
20. Верник, Л.И. Литологические особенности пород-коллекторов осадочно-вулканогенной толщи среднего эоцена Притбилисского района / Л.И. Верник, М.Э. Гринберг, О.Л. Кузнецов // Геология нефти и газа. – 1985. – № 8. – С. 44-48.
21. Выделение коллекторов в метаморфических породах в южной зоне северо-восточного обрамления Красноленинского свода / А.П. Кондаков, В.А. Ефимов, А.Ш. Джаманов, С.В. Шадрина // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 5. – С. 51-56.
22. Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири / А.В. Ступакова, А.В. Соколов, Е.В. Соболева [и др.] // Георесурсы. – 2015. – № 2. – С. 63-76.
23. Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа : атлас / ГП ХМАО НАЦ РН им. В.И.Шпильмана. – Ханты-Мансийск : ИздатНаукаСервис, 2004. – 172 с.
24. Геология и нефтенасыщение в породах триаса Рогожниковского ЛУ / Т.А. Коровина, Е.П. Кропотова, Е.А. Романов, С.В. Шадрина // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири : материалы международной академической конференции (Тюмень, 11-13 октября 2006 г.). – Екатеринбург, 2006. – С. 138-142.
25. Геохимические и термогеодинамические критерии прогноза нефтегазоносности фундамента Западной Сибири / В.Л. Чирков, И.Н. Горбунов, С.В. Шадрина [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 4. – С. 41-45.
26. Гильманова, Н.В. Разработка методов литологического расчленения и межскважинной корреляции геологических разрезов терригенных и вулканогенно-осадочных отложений на основе данных исследований скважин : дис. ... канд. геол.-мин. наук : 25.00.10 / Гильманова Наталья Вячеславовна. – Тюмень, 2007. – 303 с.
27. Гилязова, С.М. О влиянии тектоники на формирование Рогожниковского месторождения / С.М. Гилязова, А.В. Сиднев // Успехи современного естествознания. – 2009. – № 10. – С. 47-49.
28. Гиматудинов, Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш.К. Гиматудинов. – М.: Недра, 1971. – 312 с.
29. Гитис, Л.Х. Статистическая классификация и кластерный анализ / Л.Х. Гитис. – М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2003. – 157 с.
30. Глебочева, Н.К. Структура емкостного пространства эффузивных коллекторов по данным ГИС / Н.К. Глебочева, В.М. Теленков, Э.Р. Хаматдинова // НТВ «Каротажник». – 2009. – № 6(183). – С. 3-10.

31. Гринберг, М.Э. Морфология порового пространства и фильтрационно-ёмкостные свойства пород-коллекторов и флюидоупоров Притбилисского нефтяного района / М.Э. Гринберг, Г.К. Цицишвили // Геология нефти и газа. – 1988. – № 4. – С. 54-57.
32. Гурбатова, И.П. Масштабные и анизотропные эффекты при экспериментальном изучении физических свойств сложнопостроенных карбонатных коллекторов : автореф. дис. ... канд. тех. наук : 25.00.17 / Гурбатова Ирина Павловна. – Москва, 2011. – 26с.
33. Дахнов, В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин / В.Н. Дахнов. – М. : Недра, 1982. – 448 с.
34. Дзюбло, А.Д. Прогнозная оценка нефтегазоносности юрских и доюрских отложений на севере Западной Сибири / А.Д. Дзюбло, В.В. Черепанов, В.Л. Шустер // Современное состояние наук о Земле: материалы международной конференции (г. Москва 01-04 февраля 2011 г.). – Москва : Изд-во МГУ. – 2011. – С. 2119-2120.
35. Дмитриевский, А.Н. Доюрский комплекс Западной Сибири – новый этаж нефтеносности: монография / А.Н. Дмитриевский, В.Л. Шустер, С.А. Пунанова. – Саарбрюкен : LAP LAMBERT, 2012. – 144 с.
36. Добрыдень, С.В. Влияние постмагматических преобразований на фильтрационно-ёмкостные свойства и распределение естественных радиоактивных элементов в вулканогенных горных породах / С.В. Добрыдень // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 8. – С. 12-17.
37. Добрыдень, С.В. О факторах, влияющих на достоверность определения характера насыщенности коллекторов вулканогенных отложений по данным ГИС / С.В. Добрыдень, В.А. Ефимов // Современные технологии нефтегазовой геофизики: материалы научно-практической конференции (г. Тюмень 18-19 мая 2017 г.). – Тюмень : Изд-во ТИУ. – 2017. – С. 62-66.
38. Добрыдень, С.В. Определение коэффициента нефтенасыщенности вулканогенных горных пород по данным геофизических исследований скважин / С.В. Добрыдень, С.К. Туренко // Нефтяное хозяйство. – 2022. – №2. – С. 42-45.
39. Добрыдень, С.В. Определение коэффициента проницаемости вулканогенных горных пород по данным геофизических исследований скважин / С.В. Добрыдень, С.К. Туренко, Т.В. Семёнова // Нефтяное хозяйство. – 2022. – №3. – С. 43-46.
40. Добрыдень, С.В. Определение минерального состава вулканогенных пород по данным геофизических исследований скважин / С.В. Добрыдень // НТВ «Каротажник». – 2022. – №1(315). – С. 23-37.
41. Добрыдень, С.В. Особенности строения вулканогенных коллекторов и оценка их пустотного пространства по данным геофизических исследований скважин / С.В. Добрыдень // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 10. – С. 37-42.
42. Добрыдень, С.В. Петрологическое расчленение вулканогенных пород по результатам геофизических исследований скважин / С.В. Добрыдень // Современные технологии нефтегазовой геофизики: материалы научно-практической конференции (г. Тюмень 02-03 декабря 2020 г.). – Тюмень : Изд-во ТИУ. – 2021. – С. 95-102.
43. Добрыдень, С.В. Повышение достоверности определения коэффициента нефтегазонасыщенности вулканогенных пород по данным ГИС / С.В. Добрыдень // Салмановские чтения: материалы XII научно-практической конференции (г. Тюмень 29-30 марта 2018 г.). – Тюмень : Изд-во СибНАЦ. – 2019. – С. 18-23.
44. Добрыдень, С.В. Повышение точности выделения коллекторов в разрезах вулканогенных отложений / С.В. Добрыдень, С.К. Туренко, Т.В. Семёнова // Нефтяное хозяйство. – 2022. – №9. – С. 54-57.

45. Добрыдень, С.В. Причины снижения электрического сопротивления нефтенасыщенных вулканогенных пород / С.В. Добрыдень // XVII конференция молодых специалистов, работающих в организациях, осуществляющих деятельность, связанную с использованием участков недр на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры : сборник материалов конференции (г. Ханты-Мансийск 23-26 мая 2017 г.). – Новосибирск : Параллель. – 2017. – С. 91-94.
46. Добрыдень, С.В. Электрическое сопротивление и естественная электрохимическая активность вулканогенных горных пород / С.В. Добрыдень // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 11. – С. 76-81.
47. Добрынин, В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа / В.М. Добрынин. – М. : Недра, 1970. – 239 с.
48. Добрынин, В.М. Петрофизика / В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Д.А. Кожевников. – М. : Недра, 1991. – 368 с.
49. Добрынин, С.В. Оценка проницаемости и эффективной пористости по данным широкополосного акустического каротажа / С.В. Добрынин, А.В. Стенин // НТВ «Каротажник». – 2008. – № 4. – С. 45.
50. Еникеев, Б.Н. Настройка и решение обратной петрофизической задачи на основе использования сочетания параметрических и непараметрических взаимосвязей [Электронный ресурс] / Б.Н. Еникеев // Режим доступа : http://petrogloss.narod.ru/Enikeev1_SEG2003.htm.
51. Ефимов, В.А. Комплексование результатов геолого-технологических и геофизических исследований для выделения вулканогенных коллекторов / В.А. Ефимов, Н.В. Гильманова, Я.И. Гильманов // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 4. – С. 26-28.
52. Ефимов, В.А. Особенности петрофизического обеспечения интерпретации ГИС разреза вулканогенных пород (на примере отложений триаса Рогожниковского месторождения) / В.А. Ефимов // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири : матер. международной академической конференции (Тюмень, 11-13 октября 2006 г.). – Екатеринбург, 2006. – С. 147-151.
53. Ефимов, В.А. Ядерно-физическая характеристика вулканогенных горных пород / В.А. Ефимов // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 8. – С. 108-110.
54. Жеро, О.Г. Тектоника доюрского фундамента Западно-Сибирской плиты в связи с нефтегазоносностью палеозоя и триас-юрских отложений : дис. ... д-ра. геол.-мин. наук : 04.00.17 / Жеро Олег Генрихович. – Новосибирск, 1984. – 494с.
55. Зарипов, О.Г. Влияние литологии пород-коллекторов на удельное электрическое сопротивление пластов / О.Г. Зарипов, В.П. Сонич // Нефтяное хозяйство. – 2001. – №9. – С. 18-21
56. Злочевская, Р.И. Связанная вода в глинистых грунтах / Р.И. Злочевская. – М. : Издательство Московского университета, 1969. – 176 с.
57. Зубков, М.Ю. Вторичные коллекторы тектоно-гидротермального происхождения в кровельной части доюрского комплекса Западно-Сибирской плиты и способы их прогноза / М.Ю. Зубков // Геология нефти и газа. – 2015. – № 6. – С. 78–95.
58. Зубков, М.Ю. Понятие «остаточная водонасыщенность» и возможность её определения в лабораторных условиях / М.Ю. Зубков // НТВ «Каротажник». – 2015. – № 7(253). – С. 63-78.
59. Ивакин, Б.Н. Акустический метод исследования скважин / Б.Н. Ивакин, Е.В. Карус, О.Л. Кузнецов. – М. : Недра, 1978. – 320 с.

60. Использование подхода поэтапного литологического расчленения разреза вулканогенно-осадочных отложений / Г.А. Смоляков, Н.В. Гильманова, П.А. Боронин, А.В. Сивкова // Известия вузов. Нефть и газ. – 2022. – № 1. – С. 51-66.
61. Итенберг, С.С. Интерпретация результатов каротажа в трещинно-каверновых эффузивных породах / С.С. Итенберг, Г.А. Шнурман // Интерпретация результатов каротажа сложных коллекторов / С.С. Итенберг, Г.А. Шнурман. – М.: Недра. – 1984. – С. 180–188.
62. Князев, А.Р. Опыт выделения трещинных коллекторов в карбонатных породах по данным стандартного каротажа и сканеров / А.Р. Князев, А.Н. Некрасов // НТВ «Каротажник». – 2019. – № 5(299). – С. 40-54.
63. Коболев, В.П. Теплофизические свойства вулканогенных горных пород и некоторые аспекты их геологической интерпретации : дис. ... канд. геол.-мин. наук : 04.00.08 / Коболев Владимир Павлович. – Киев, 1984. – 222 с.
64. Кобранова, В.Н. Петрофизика / В.Н. Кобранова. – М. : Недра, 1986. – 392 с.
65. Кожевников, Д.А. Программа обработки данных гамма-спектрометрии нефтегазовых скважин «ЕРЭ-Win»: руководство пользователя / Д.А. Кожевников, Н.Е. Лазуткина. – М. : РГУ им. И.М. Губкина, 1997. – 31 с.
66. Козяр, В.Ф. Теоретические основы определения каверновой ёмкости по данным акустического каротажа / В.Ф. Козяр, Н.В. Козяр // НТВ «Каротажник». – 2016. – № 9. – С. 147-155.
67. Количественная оценка добывных характеристик коллекторов нефти и газа по петрофизическим данным и материалам ГИС / Л.М. Дорогиницкая, Т.Н. Дергачева, А.Р. Анашкин [и др.]. – Томск : STT, 2007. – 278 с.
68. Количественная оценка параметров нетрадиционных пород-коллекторов / В.Ф. Козяр, В.М. Теленков, В.В. Егоров, Н.В. Козяр // НТВ «Каротажник». – 2007. – № 10. – С. 49-60.
69. Комплекс электромагнитных и геохимических методов для нефтепоисковых исследований в Западной Сибири / М.И. Эпов, Е.Ю. Антонов, Н.Н. Неведрова, [и др.] // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5-6. – С. 962-977.
70. Кондаков, А.П. Выделение коллекторов в вулканогенно-осадочной толще центральной зоны северо-восточного обрамления Красноринского свода по результатам геофизических исследований, анализа керн и испытаний / А.П. Кондаков, В.А. Ефимов, С.В. Добрыдень // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 1. – С. 29-34.
71. Кондрушкин, Ю.М. Коллекторские свойства эффузивных пород месторождения Мурадханлы / Ю.М. Кондрушкин, Л.А. Буряковский, Л.Г. Крутых // Геология нефти и газа. – 1987. – № 7. – С. 35-39.
72. Коробов, А.Д. Гидротермальный литогенез в областях наземного вулканизма / А.Д. Коробов. – Саратов : Изд-во Саратов. ун-та, 2019. – 120 с.
73. Кос, И.М. Сейсмогеологическое строение доюрских образований Рогожниковского лицензионного участка / И.М. Кос, Н.М. Белкин, Н.К. Курышева // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО : матер. седьмой научно-практической конференции (Ханты-Мансийск, 2-5 декабря 2003 г.). – Екатеринбург, 2004. – С. 153-163.
74. Костерина, В.А. Применение гамма-спектрометрии для изучения вулканогенно-осадочных пород / В.А. Костерина, Д.А. Кожевников // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 3. – С. 59-60.
75. Кошляк, В.А. Гранитоидные коллекторы нефти и газа / В.А. Кошляк. – Уфа. : Тау, 2002. – 242 с.

76. Крinoчкин, В.Г. Триасовый сейсмокомплекс Среднего Приобья / В.Г. Крinoчкин, Е.А. Голубева, М.В. Кармацких // Геофизика. – 2001. – № 2. – С. 73-77.
77. Критерии оценки перспектив промышленной нефтегазоносности кровельной части доюрского комплекса Западно-Сибирской плиты / М.Ю. Зубков, М.Ф. Печеркин, В.В. Шелепов // Опыт повышения эффективности разработки нефтяных месторождений Западной Сибири : матер. Научно-практической конференции геологов, посвящённой памяти В.У. Литвакова (Тюмень, апрель 1999 г.). – Тюмень, 1999. – С. 122-140.
78. Крылов, А.П. Проектирование разработки нефтяных месторождений / А.П. Крылов, П.М. Белаш, Ю.П. Борисов. – М. : Гостоптехиздат, 1962. – 430 с.
79. Крылова, О.В. Разработка методики определения литологического состава и коллекторских свойств вулканогенно-осадочных пород по данным промысловой геофизики (на примере среднеэоценовых отложений месторождений Грузии) : дис. ... канд. геол.-мин. наук : 04.00.12 / Крылова Ольга Васильевна. – Грозный, 1983. – 151 с.
80. Лимбергер, Ю.А. Трещинные коллекторы: выделение и изучение в разрезах скважин / Ю.А. Лимбергер // Oil & Gas Journal Russia. – 2008. – №4. – С. 18-26
81. Литологические особенности вулканического триасового НГК на территории ХМАО (Западная Сибирь) / Н.П. Яковлева, Г.П. Мясникова, А.В. Тугарева, Г.А. Чернова // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории : матер. VII Всероссийского литологического совещания (Новосибирск, 28-31 октября 2013 г.). – Новосибирск, 2013. – С. 326-330.
82. Макроизучение нефтенасыщенных вулканитов доюрского комплекса Сидермской площади Рогожниковского месторождения / А.М. Карлов, И.Ш. Усманов, Е.Н. Трофимов [и др.] // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО : матер. десятой научно-практической конференции (Ханты-Мансийск, 13-17 ноября 2007 г.). – Екатеринбург, 2008. – С. 295-307.
83. Малеев, Е.Ф. Вулканиты: справочник / Е.Ф. Малеев. – М. : Недра, 1980. – 240 с.
84. Мальшаков, А.В. Особенности определения коэффициента нефтегазонасыщенности карбонатных коллекторов с каверновой пористостью по данным электрометрии скважин / А.В. Мальшаков, Ю.А. Бутолина, А.П. Вилесов // Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы : сб. науч. тр. / сост. Б.Н. Еникеев. – М. : ООО «ЕАГЕ Геомодель», 2015. – С. 96-116.
85. Михайлец, Н.М. Формирование залежей углеводородов в породах коры выветривания фундамента Западной Сибири / Н.М. Михайлец // Экспозиция нефть газ. – 2012. – № 5(23). – С. 54-56.
86. Моделирование геологического разреза, типа коллектора доюрского фундамента при нефтегазопрогнознопоисковых работах в окраинной восточной части ХМАО-Югры (на примере Тыньярской площади) / В.А. Ирбэ, В.И. Конюхов, С.Ф. Кулагина, Е.А. Тепляков, Г.Е. Толубаева // Вестник недропользователя ХМАО. – 2008. – № 19. – С. 24-29.
87. Морфология среднеэоценового коллектора и особенности разработки месторождения Самгори / М.Э. Гринберг, Д.Ю. Папава, М.И. Шенгелия [и др.] // Геология нефти и газа. – 1991. – № 3. – С. 20-25.
88. Мосунов, А.Ю. Создание технологии исследования и методики выделения проницаемых интервалов в доюрских коллекторах трещинно-порового типа по данным специальных ГИС / А.Ю. Мосунов, В.А. Ефимов // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО : матер. восьмой научно-практической конференции (Ханты-Мансийск, 16-18 ноября 2004 г.). – Екатеринбург, 2005. – С. 219-226.

89. Нгуен, Х.Б. Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр: по данным каротажа : автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук : 25.00.10 / Нгуен Хыу Бинь. – Томск, 2013. – 22с.
90. Нечай, А.М. Вопросы количественной оценки вторичной пористости трещиноватых коллекторов нефти и газа / А.М. Нечай // Прикладная геофизика. – 1964. – № 38. – С. 201-213.
91. Николаева, Е.В. Опыт исследования и освоения доюрского основания Рогожниковского месторождения / Е.В. Николаева // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 6. – С. 16-18.
92. Оптимизация кустового бурения на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении по данным совместного анализа сейсмических атрибутов и ГИС с применением алгоритмов нейронных сетей / А.В. Пинчук, Е.А. Пылев, Е.Е. Поляков [и др.] // Геология нефти и газа. – 2022. – № 2. – С. 17-30.
93. Оценка коллекторских свойств пласта путём настройки и решения систем петрофизических уравнений на ЭВМ / Б.Н. Еникеев, А.С. Кашик, Л.В. Чукина, И.М. Чуринова. – М : ВНИИОЭНГ, 1985. – 71 с.
94. Пермь-триасовые эффузивы – новый важный нефтегазоносный комплекс прироста запасов и добычи углеводородов Западной Сибири / Н.Я. Медведев, Ю.А. Курьянов, Ю.Н. Карогодин, В.З. Кокшаров // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО : матер. девятой научно-практической конференции (Ханты-Мансийск, 27-29 сентября 2005 г.). – Екатеринбург, 2006. – С. 147-157.
95. Перспективы нефтеносности триасовых отложений Северо-Рогожниковского месторождения / В.Н. Вахрушева, Л.П. Захарова, Е.Е. Оксенойд, И.И. Одношевная // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: материалы девятой научно-практической конференции (Ханты-Мансийск 27-29 сентября 2005 г.). – Екатеринбург : ИздатНаукаСервис. – 2006. – С. 55-58.
96. Петерсилье, В.И. Методические рекомендации по подсчёту геологических запасов нефти и газа объёмным методом / В.И. Петерсилье, В.И. Проскун, Г.Г. Яценко. – Москва – Тверь : ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 262 с.
97. Петерсилье, В.И. О физических и коллекторских параметрах туфогенных пород / В.И. Петерсилье // Геология нефти и газа. – 1983. – № 6. – С. 46-50.
98. Петтиджон, Ф. Дж. Осадочные породы : пер. с англ. / Ф.Д. Петтиджон; под ред. И.М. Симановича, П.П. Тимофеева. – М. : Недра, 1981. – 751 с.
99. Пирсон, С. Дж. Учение о нефтяном пласте : пер. с англ / С.Дж. Пирсон; под ред. М.М. Кускова, В.Н. Дахнова, И.М. Муравьева. – М. : Гостоптехиздат, 1961. – 570 с.
100. Поспелов, В.В. Кристаллический фундамент: геолого-геофизические методы изучения коллекторского потенциала и нефтегазоносности / В.В. Поспелов. – Москва-Ижевск : Институт компьютерных исследований; НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. – 260 с.
101. Применение комплекса радиоактивных методов исследований скважин для оценки емкостных свойств терригенных коллекторов Западной Сибири (на примере пласта ПК19) / Г.А. Калмыков, К.В. Коротков, М.Ю. Ревва, В.М. Теленков // Геология нефти и газа. – 2009. – №1. – С. 36-46
102. 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.

103. Проблемы петрофизического обоснования по керну и ГИС начальной нефтенасыщенности негидрофильных коллекторов / Т.Ф. Дьяконова, Л.К. Бата, И.П. Гурбатова [и др.] // НТВ «Каротажник». – 2019. – № 1(295). – С. 85-97.
104. Проняков, В.А. Комплексное исследование параметров коллекторов доюрских образований Южного Мангышлака при подсчёте запасов нефти и газа : дис. ... канд. геол.-мин. наук : 04.00.17 / Проняков Виктор Анатольевич. – Шевченко, 1984. – 156с.
105. Разумова, В.Н. Древние коры выветривания и гидротермальный процесс / В.Н. Разумова. – М. : Наука, 1977. – 156 с.
106. Расчёт петрофизических свойств вулканогенных пород по результатам капиллярных исследований / Л.А. Сарафанова, Е.А. Романов, О.С. Абрамова, Т.Н. Игнатьева // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО : матер. девятой научно-практической конференции (Ханты-Мансийск, 27-29 сентября 2005 г.). – Екатеринбург, 2006. – С. 229-234.
107. Расчёт петрофизической инверсии на основании гибридных моделей в вулканогенных породах кислого состава доюрского комплекса Западной Сибири / В.Ю. Руденко, Д.Е. Гуренцов, С.С. Гаврилов [и др.] // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2021. – № 4 (71). – С. 41-48.
108. Разумова, В.Н. Древние коры выветривания и гидротермальный процесс / В.Н. Разумова. – М. : Наука, 1977. – 156 с.
109. Резванов, Р.А. Состояние и проблемы петрофизического изучения доюрского фундамента на примере месторождения Шаимского района Западной Сибири / Р.А. Резванов, О.А. Смирнов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 4. – С. 20-24.
110. Ромм, Е.С. Структурные модели пустотного пространства горных пород / Е.С. Ромм. – Л. : Недра, 1985. – 240 с.
111. Сеидов, В.М.О. Об определении петрофизических параметров эффузивных коллекторов на основе промыслово-геофизических данных / В.М.О. Сеидов // Образование и наука в России и за рубежом. – 2019. – № 3(51). – С. 425-435.
112. Сидоров, Д.А. Петромагнитная характеристика пород доюрского основания центральных и южных районов Западной Сибири / Д.А. Сидоров // Горные ведомости. – 2018. – № 3. – С. 52-63.
113. Систематика и классификация магматических пород: учебное пособие / Н.И. Кузоватов, Ю.В. Уткин, А.И. Чернышов [и др.]. – Томск : Томский государственный университет, 2013. – 97 с.
114. Смыслов, А.А. Радиогеохимические исследования : методические рекомендации / А.А. Смыслов., В.К. Титова, И.Б. Савинова. – М. : Министерство геологии СССР, 1974. – 144 с.
115. Смыслов, А.А. Уран и торий в земной коре / А.А. Смыслов. – Л. : Недра, 1974. – 231 с.
116. Состояние изученности и современные взгляды на строение, состав и перспективы доюрских отложений западной части Сургутского района (Рогожниковский лицензионный участок) / Е.П. Кропотова, Т.А. Коровина, Е.А. Романов, И.В. Федорцов // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО : матер. девятой научно-практической конференции (Ханты-Мансийск, 27-29 сентября 2005 г.). – Екатеринбург, 2006. – С. 136-146.
117. Судакова, В.В. Тектоническое строение северной части Красноленинского свода по данным сейсморазведки 3D / В.В. Судакова // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 4. – С. 21-25.
118. Сурков, В.С. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты / В.С. Сурков, О.Г. Жеро. – М. : Недра, 1986. – 149 с.

119. Сусанина, О.М. Геологическое строение доюрского комплекса Западной Сибири по гравиметрическим и магнитометрическим данным : автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук : 25.00.10 / Сусанина Ольга Михайловна. – Москва, 2012. – 25с.
120. Тектоника фундамента Западно-Сибирской геосинеклизы / В.С. Бочкарев, И.И. Нестеров (мл.), А.М. Брехунцов // Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геохимическая эволюция и проблемы нефтегазоносности : матер. Всероссийской научной конференции (Тюмень, 29 сентября -2 октября 2008 г.). – Тюмень-Новосибирск, 2008. – С. 26-28.
121. Теленков, В.М. Оценка емкостных свойств эффузивных и карбонатных коллекторов / В.М. Теленков, В.Ф. Козяр, П.А. Зезюлина // НТВ «Каротажник». – 2011. – № 3(201). – С. 34-45.
122. Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ : методическое руководство / Ельцов И.Н., Жмаев С.С., Петров А.Н. [и др.] / под. ред. М.И. Эпова, Ю.Н. Антонова. – Новосибирск : НИЦ ОИГГМ СО РАН, 2000. – 121 с.
123. Титаева, Н.А. Ядерная геохимия: учебник / Н.А. Титаева. – М. : Изд-во МГУ, 2000. – 336 с.
124. Томилова, Н.Н. Вещественный состав и фильтрационно-ёмкостные свойства вулканогенных коллекторов Вилюйской синеклизы / Н.Н. Томилова, М.П. Юрова // Геология нефти и газа. – 2015. – № 2. – С. 86-90.
125. Топорков, В.Г. Применение метода ЯМР при оценке петрофизических характеристик пород-коллекторов нефти и газа / В.Г. Топорков, С.Ю. Рудаковская // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 4(171). – С. 12-22.
126. Трусова, И.Ф. Петрография магматических и метаморфических горных пород / И.Ф. Трусова, В.И. Чернов. – М. : Недра, 1982. – 272 с.
127. Турышев, В.В. Особенности распределения радиоактивных элементов в изверженных породах как основа их литологической типизации (на примере доюрского комплекса отложений Западной Сибири) / В.В. Турышев // НТВ «Каротажник». – 2019. – № 3(297). – С. 3-17.
128. Условия формирования залежей углеводородов в доюрских отложениях на Рогожниковском лицензионном участке / Е.П. Кропотова, Т.А. Коровина, Н.В. Гильманова, С.В. Шадрин // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО : матер. десятой научно-практической конференции (Ханты-Мансийск, 13-17 ноября 2007 г.). – Екатеринбург, 2008. – С. 372-383.
129. Уткин, Ю.В. Вулканогенные обломочные породы (систематика, строение, генетические типы) : учебное пособие / Ю.В. Уткин. – Томск : Томский государственный университет, 2017. – 142 с.
130. Фомин, Ю.А. Некоторые особенности поведения урана и тория в вулканогенных образованиях Северо-Восточного горного обрамления Минусинской котловины / Ю. А. Фомин // Известия Томского политехнического института. – 1976. – Т. 289. – С. 101-106.
131. Фомин, Ю.А. Распределение урана и тория в вулканогенно-интрузивных породах Северо-Минусинской впадины (на примере одного из палеовулканов центрального типа) / Ю. А. Фомин // Известия Томского политехнического института. – 1976. – Т. 260. – С. 55-58.
132. Фролова, Ю.В. Закономерности преобразования состава и свойств вулканогенных пород в гидротермально-магматических системах Курило-Камчатской островной дуги / Ю.В. Фролова, В.М. Ладыгин, С.Н. Рычагов // Вестн. Моск. ун-та. Сер.4. – 2011. – № 6. – С. 52-60.

133. Фролова, Ю.В. Особенности состава, строения и свойств вулканогенно-обломочных пород / Ю.В. Фролова // Вестн. Моск. ун-та. Сер.4. – 2008. – № 1. – С. 30-38.
134. Фролова, Ю.В. Петрофизические преобразования вулканогенных пород под воздействием гидротермальных процессов / Ю.В. Фролова, В.М. Ладыгин, С.Н. Рычагов // Материалы IV Всероссийского симпозиума по вулканологии (Петропавловск-Камчатский, 22-27 сентября 2009 г.). – Петропавловск-Камчатский, 2009. – С. 821-824.
135. 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.
136. Хаматдинова, Э.Р. Разработка методики изучения эффузивных коллекторов Западной Сибири по данным ГИС : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.10 / Хаматдинова Эльвира Рафисовна. – Тверь, 2010. – 95 с.
137. Шадрина, С.В. К вопросу о геодинамической обстановке образования магматитов Рогожниковского ЛУ по новым геохимическим данным / С.В. Шадрина // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО : матер. двенадцатой научно-практической конференции (Ханты-Мансийск, 7-21 ноября 2008 г.). – Екатеринбург, 2009. – С. 219-223.
138. Шадрина, С.В. Новые данные о фундаменте северо-восточного обрамления Краснотеннинского свода / С.В. Шадрина, А.П. Кондаков // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 94-99.
139. Шадрина, С.В. Состав, строение, возраст пород доюрского основания северо-восточного обрамления Краснотеннинского свода / С.В. Шадрина // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4. – С. 27-33.
140. Шадрина, С.В. Формирование коллекторов в вулканогенных породах под влиянием гидротермальных растворов / С.В. Шадрина, И.Л. Крицкий // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 8. – С. 18-21.
141. Шилов, Г.Я. Генетические модели осадочных и вулканогенных пород и технология их фациальной интерпретации по геолого-геофизическим данным / Г.Я. Шилов, И.С. Джафаров. – М. : Информационный центр ВНИИГеосистем, 2001. – 394 с.
142. Шнип, О.А. Образование коллекторов в фундаменте нефтегазоносных территорий / О.А. Шнип // Геология нефти и газа. – 1995. – № 6. – С. 35-37.
143. Шуматбаев, К.Д. Комплексное изучение структуры пустотного пространства карбонатных отложений на примере месторождения им. Р. Требса / К.Д. Шуматбаев, О.Е. Кучурина, Л.М. Шишлова // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 91-93.
144. Шустер, В.Л. Обоснование перспектив нефтегазоносности юрско-палеозойских отложений и образований фундамента Западной Сибири / В.Л. Шустер, С.А. Пуланова // Георесурсы. – 2016. – № 4. – С. 337-345.
145. Элланский, М.М. Использование многомерных связей в нефтегазовой геологии / М.М. Элланский, Б.Н. Еникеев. – М. : Недра, 1991. – 205 с.
146. Юматов, А.Ю. Распространение упругих продольных волн в пористых горных породах с трещинами и кавернами : дис. ... канд. физ.-мат. наук : 01.04.12 / Юматов Аркадий Юрьевич. – Москва, 1984. – 131 с.
147. Юрова, М.П. Особенности освоения и разработки вулканогенных газовых залежей Вилуйской синеклизы / М.П. Юрова, Н.Н. Томилова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 12. – С. 53-56.

148. Application of Borehole Images for the Evaluation of Volcanic Reservoirs: A Case Study from the Deccan Volcanics, Cambay Basin, India / A. Pal, N. Machin, S. Sinha, C. Shrivastva // AAPG Annual Convention and Exhibition, Long Beach, California, USA, April 1–4, 2007
149. Bala, M.J. Can We Determine Permeability with the Stoneley Wave Slowness from Acoustic Full Waveform / M.J. Bala // 72th EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2010. 143. Barcelona, 2010
150. Benyamin, B. Facies distribution approach from log and seismic to identification hydrocarbon distribution in volcanic fracture / B. Benyamin // 9th SPWLA Japan Formation Evaluation SYMP, March 15-18, 2007
151. Brambilla, F. Advanced logging technology combined with integrated formation evaluation analyses provides confident petro physical information in the giant gas discoveries the Levantine Basin / F. Brambilla, E. Tuyrin // 12th Offshore Mediterranean Conference and Exhibition in Ravenna, Italy, March 25-27, 2015
152. Coates, G. R. NMR logging : principles and applications / G.R. Coates, L.H. Xiao, M.G. Prammer. – Houston : Halliburton Energy Services, 1999. – 356 p.
153. Computing Gas in Place in a Complex Volcanic Reservoir in China / L. G. Wang, F.P. Yang, J. Zhao [et. al.] // SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, Beijing, 2006
154. Endo, T. Evaluation of Formation Permeability from borehole Stoneley Waves / T. Endo // Journal of Geography. – 2006. – № 1. – P. 383-399.
155. Enikeev, B.N. Some Petrophysical Aspects of the Interpretation of Volcanic Rocks and their Weathering Crusts / B.N. Enikeev // 7th EAGE Conference & Exhibition Understanding the Harmony of the Earth's Resources through Integration of Geosciences. Saint Petersburg, April 11-14 2016
156. Evaluating volcanic reservoirs / M.Y. Farooqui, H. Hou, G. Li [et. al.] // Oilfield Review. – 2009. – № 1. – P. 36-47.
157. Fisher, R. V. Pyroclastic Rocks / R.V. Fisher, H.U. Schmincke . – Berlin : Springer, 1984. – 465 p.
158. Fusing Geologic Knowledge and Seismic in Searching for Subtle Hydrocarbon Traps in India's Cambay Basin / A.S. Negi, S.K. Sahu, P.D. Thomas [et. al.] // The Leading Edge 25. – 2006. – № 7. – P. 872-880.
159. Hyndman, D. W. Petrology of Igneous and Metamorphic Rocks / D.W. Hyndman. – New York City : Hill Higher Education, 1985. – 533 p.
160. Infante, L. Seismic expression of The Kora Miocene submarine volcano, New Zealand / L. Infante // Oil Exploration Conference (Houston, 20-25 April 2017). – Houston, 2017. – P. 78-96.
161. Kawamoto T. Distribution and alteration of the volcanic reservoir in the Minami-Nagaoka gas field / T. Kawamoto // Journal of The Japanese Association for Petroleum Technology. – 2001. – № 1. – P. 46-55.
162. Kozhevnikov, D.A. Complex Reservoirs Studies and Evaluation / D.A. Kozhevnikov, N.E. Lazutkina, T.F. Sokolova // Russian Log Interpretation Workshop at 36th SPWLA Annual Symposium 26 June 1995, Paris
163. Mitsuhata, Y. Magnetotelluric Survey for Exploration of a Volcanic-Rock Reservoir in the Yurihara Oil and Gas Field, Japan / Y. Mitsuhata, K. Matsuo, M. Minegishi // Geophysical Prospecting 47. – 1999. – № 2. – P. 195-218.
164. New Methodology to Explore Gasbearing Volcanic Reservoir in Xujiaweizi Fault Depression of the Northern Songliao Basin / C.J. Jiang, X.Y. Feng, Y. Zhan [et. al.] // Petroleum & Geology Oilfield Development in Daqing, July 19-21, 2007

165. Petrophysical Characterization of a Complex Volcanic Reservoir / G. X. Li, Y.H. Wang, J. Zhao [et. al.] // SPWLA 48th Annual Logging Symposium, Austin, Texas, June 3–6, 2007
166. Petrophysics characteristics of Paleozoic complex traps of urman-archin oil and gas zone / N. Kayurov, V. Glinskikh, K. Sukhorukova // 8th International Siberian Early Career GeoScientists Conference, Novosibirsk, June 13-24, 2016
167. Physical and chemical variations of volcanic rocks from historical eruptions of Klyuchevskoy volcano, Kamchatka / J.V. Bergal-Kuvikas, M.S. Churikova, V.N. Gordeychik [et. al.] // Abstracts XIILL ISES (Petropavlovsk-Kamchatsky, 11-15 September 2020). – Petropavlovsk-Kamchatsky, 2020. – P. 65.
168. Rodriguez, A.L. Look Ahead VSP, Inversion, and Imaging from ZVSP and OVSP in a Surface Basalt Environment: Neuquen Basin, Argentina / A.L. Rodriguez, M. Galaguza, A. Sanchez // SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, April 15–18, 2007
169. Soewono, S. Application of the Dual Porosity Concept for Well Log Interpretation of Jatibarang Volcanic Tuff / S. Soewono // Proceedings : 16th Ann. Conv., Indonesian Petr. Assoc. (Jakarta, 3-4 December 1987). – Jakarta, 1993. – P. 87-106.
170. Srugoa, P. Processes Controlling Porosity and Permeability in Volcanic Reservoirs from the Austral and Neuquen Basins, Argentina / P. Srugoa, P. Rubinstein // AAPG Bulletin. – 2007. – № 1. – P. 115-129.
171. Tang, X.M. Determining formation shear-wave transverse isotropy from Stoneley-wave measurements / X.M. Tang // Geophysics. – 2004. – № 68. – P. 118-126.
172. Tang, X.M. Estimating formation permeability and anisotropy from borehole Stoneley waves / X.M. Tang, D. Patterson // SPWLA 45th Annual Logging Symposium, June 6-9, 2004
173. The alteration of effusive rocks due to acidic leaching by shallow thermal waters, the Baranskii geothermal system, Iturup island / V.M. Ladygin, J.V. Frolova, S.N. Rychagov // Journal of Volcanology and Seismology. – 2014. – № 1. – P. 17-33.
174. The influence of hydrothermal argillization on the physical and mechanical properties of tuffaceous rocks: a case study from the Upper Pauzhetsky thermal field, Kamchatka / J.V. Frolova, M.S. Chernov, V.N. Sokolov, R.A. Kuznetsov // Bulletin of Engineering Geology and the Environment. – 2021. – № 2. – P. 1635-1651.
175. The Lowdown on Low-Resistivity Pay / A. Boyd, H. Darling, J. Tabanou [et. al.] // Oilfield Review. – 1995. – № 7(3). – P. 4-18.
176. Thomson, K. Volcanic Features of North Rockall Through: Application of Visualisation Techniques on 3D Seismic Reflection Data / K. Thomson // Bulletin of Volcanology. – 2005. – № 62(2). – P. 116-128.
177. Tiab, D. Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties / D. Tiab, E.C. Donaldson. – Oxford. : Elsevier, 2004. – 889 p.
178. Volcanic Rock-Hosted Natural Hydrocarbon Resources: A Review / J. Liu, P. Wang, Y. Zhang [et. al.] // Environmental Science. – 2013. – № 4. – P. 151-179.
179. Watanabe Y. Distribution and characteristic features of volcanic rocks in and around the Minami Nagaoka Gas Field from the view point of reservoir geology / Y. Watanabe // Journal of The Japanese Association for Petroleum Technology. – 2006. – № 1. – P. 76-84.
180. Zhang, H. Xujiaweizi Depression Deep Volcanic Rock Weathering Crust Research / H. Zhang, D. Jin, X.J. Zhao // Advanced Materials Research. – 2013. – Vol. 848. – № 11. – P. 297-301.

Фондовые

181. Анализ, систематизация и геологическая интерпретация результатов лабораторных исследований керна по лицензионным участкам в Западной Сибири (систематизация результатов изучения Рогожниковско-Ляминской зоны в 2007-2009 годах) : отчёт о НИР / М.В. Салмин, Е.П. Кропотова, И.В. Федорцов, К.А. Костеневич, С.В. Шадрина и др. – Тюмень : ОАО «Сургутнефтегаз», 2010. – 482 с.

182. Обработка и интерпретация данных сейсморазведочных работ МОВ ОГТ ЗД по Рогожниковскому, Быстринскому лицензионных участков, проведённых в полевой сезон 2008-2009 гг.» : отчёт о НИР / Ответственный исполнитель Н. Н. Минченков. – Тюмень : ОАО «Сургутнефтегаз», 2009. – 290 с.

183. Оптимизация методики интерпретации геолого-геофизического скважинного материала в отложениях вулканогенного комплекса Рогожниковского месторождения : отчёт о НИР / Д. Езерский, С. Егоров, Е.А. Саламатина, Р.И. Тухтаев, Е.А. Карпекин. – Москва : компания «Шлюмберже», 2009. – 57 с.

184. Опытные-методические работы по исследованию доюрских отложений Рогожниковского месторождения с применением ЯМР и АКШ : отчёт о НИР / Р.Т. Хаматдинов, В.М. Теленков, В.Ф. Козяр, А.В. Малинин. – Тверь : ООО «Нефтегазгеофизика», 2005. – 151 с.

185. Петрофизическая модель вулканогенных пород доюрских отложений Рогожниковского месторождения : отчёт о НИР / Г. Макарычев и др. – Москва : компания «Шлюмберже», 2007. – 79 с.

186. Пояснительная записка к петрофизическому обеспечению и результаты интерпретации геофизических исследований скважин отложений тюменской свиты и триаса Рогожниковского месторождения : отчёт о НИР / В.А. Ефимов, А.В. Мальшаков, Н.В. Гильманова, Е.А. Савинов, И.В. Мальшакова, Н.В. Липчинская. – Тюмень : ОАО «Сургутнефтегаз», 2006. – 110 с.

187. Совершенствование методики количественной интерпретации данных ГИС триасовых отложений Рогожниковского месторождения : отчёт о НИР / В.М. Теленков, В.Ф. Козяр. – Тверь : ООО «Нефтегазгеофизика», 2008. – 57 с.

188. Создание геолого-геофизических моделей доюрского основания Западной Сибири с целью выявления новых нефтегазоперспективных объектов на основе инновационных технологий обработки и интерпретации геолого-геофизических данных : отчёт о НИР / Ответственный исполнитель Ю. А. Цибмалюк. – Тюмень : ФГБУ «ЗапСибНИИГГ», 2016. – 2916 с.

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 0.1 – Распределение объёмов геологических запасов углеводородов в различных типах горных пород фундамента в мире и в ХМАО.....	5
Рисунок 1.1 – Сравнение ФЕС осадочных и вулканогенных горных пород	15
Рисунок 1.2 – Особенности методик петрологического расчленения изучаемой толщи	19
Рисунок 1.3 – Сходство внутреннего строения пород вулканических формаций .	31
Рисунок 2.1 – Карта абсолютных отметок с элементами тектонического районирования (а) и акустического импеданса (б) поверхности доюрского основания Рогожниковской площади	35
Рисунок 2.2 – Строение выброса пирокластического материала извержений вулканов Толбачик 1975-1976 года (а) и Этна 2021 года (б).....	37
Рисунок 2.3 – Карта размеров обломков пирокластических пород вулканогенно-осадочной толщи	37
Рисунок 2.4 – Структурно-текстурные особенности горных пород вулканогенно-осадочной толщи	39
Рисунок 2.5 – Гидротермальные преобразования горных пород вулканогенно-осадочной толщи	41
Рисунок 2.6 – Распределения (а) и сопоставления (б) $K_{п}$, $K_{пр}$, $K_{вс}$ горных пород изучаемой толщи	42
Рисунок 2.7 – Распределения массового содержания минералов в горных породах изучаемой толщи	43
Рисунок 2.8 – Распределения $\delta_{об}$ (а), $\delta_{мин}$ (б) и их сопоставление с $K_{п}$ (в) образцов керна	43
Рисунок 2.9 – Зависимости $P_{п}=f(K_{п})$ (а), $P_{н}=f(K_{в})$ (б) и распределения значений m , n (в) образцов керна	44
Рисунок 2.10 – Примеры аномалий ПС фильтрационного (а) и окислительно-восстановительного (б) происхождения	46

Рисунок 2.11 – Распределения $\Delta U_{\text{пс}}$ (а), $\rho_{\text{п}}$ (б) и γ (в) горных пород вулканогенно-осадочной толщи	47
Рисунок 2.12 – Распределения δ по ГГК-П (а), W по 2ННК-Т (б), $\Delta t_{\text{р}}$ по АК (в) в объёме (а) и твёрдой фазе (б) горных пород вулканогенно-осадочной толщи	47
Рисунок 2.13 – Геолого-геофизическая характеристика отложений вулканогенно-осадочной толщи северо-восточного обрамления Красноленинского свода	48
Рисунок 3.1 – Обобщение результатов петрографического описания керна изучаемой вулканогенно-осадочной толщи	52
Рисунок 3.2 – Выделение петротипов с использованием TAS-диаграммы	53
Рисунок 3.3 – Сопоставление содержаний Na_2O с K_2O в горных породах изучаемой толщи	55
Рисунок 3.4 – Минеральный состав горных пород изучаемой толщи.....	57
Рисунок 3.5 – Сопоставление содержаний минералов в горных породах изучаемой толщи	57
Рисунок 3.6 – Распределения значений $K_{\text{п}}$ (а), $K_{\text{пр}}$ (б), $K_{\text{вс}}$ (в) горных пород изучаемой толщи	59
Рисунок 3.7 – Сопоставления $K_{\text{п}}$, $K_{\text{пр}}$, $K_{\text{вс}}$, $K_{\text{п}}^{\text{эфф}}$ горных пород изучаемой толщи. 59	
Рисунок 3.8 – Сопоставление $K_{\text{п}}$, $K_{\text{пр}}$, $K_{\text{вс}}$, $K_{\text{п}}^{\text{эфф}}$ горных пород изучаемой толщи с учётом характера постмагматических преобразований.....	61
Рисунок 3.9 – Сопоставления $K_{\text{п}}$, $\Delta t_{\text{р}}$ с $\delta_{\text{об}}$ (а, б) и распределения $\delta_{\text{мин}}$, $\Delta t_{\text{р}}^{\text{тв.ф.}}$ (в, г) горных пород изучаемой толщи	62
Рисунок 3.10 – Зависимости $P_{\text{п}}=f(K_{\text{п}})$, $P_{\text{н}}=f(K_{\text{в}})$ и распределения соответствующих им показателей m , n (а-г), сопоставление $\delta_{\text{мин}}$ с $q_{\text{п}}$ (д) горных пород изучаемой толщи	65
Рисунок 3.11 – Распределение урана в вулканитах среднего (а –андезитобазальт) и кислого состава (б – кварцевый порфир).....	67
Рисунок 3.12 – Сопоставление содержаний Na_2O и K_2O с разделением по общей радиоактивности.....	68
Рисунок 3.13 – Сопоставления содержаний ЕРЭ между собой (а-в) и общей радиоактивности с содержанием породообразующих минералов (г-е) горных пород	

изучаемой толщи с разделением по характеру постмагматических преобразований	70
Рисунок 3.14 – Схема интерпретации кривой капиллярного давления	72
Рисунок 3.15 – Зависимости $P_{к0}$ (а) и m (б) от ФЕС	73
Рисунок 3.16 – Зависимость $K_{но}$ от $K_{во}$ для горных пород изучаемой толщи	74
Рисунок 3.17 – Функции ОФП для различных петротипов	75
Рисунок 3.18 – Осреднённые функции обводнения (а) и зависимости критических K_v (K_v^* , K_v^{**}) от $K_{п}$ (б, в).	76
Рисунок 3.19 – Сравнение ФЕС горных пород с однородным и рассеянным нефтенасыщением	79
Рисунок 3.20 – Статистические распределения размеров пустот горных пород изучаемой толщи	79
Рисунок 3.21 – Зависимость $K_{пр}$ от отношения размеров тел пустот к размерам каналов их соединяющих (а) и от размера фильтрующих пустот (б)	80
Рисунок 3.22 – Совместный анализ результатов имидж-анализа и капиллярных исследований для образцов с различной структурой пустотного пространства....	81
Рисунок 3.23 – Совместный анализ результатов ЯМР и капиллярных исследований образцов вулканогенных пород с различной структурой пустотного пространства	82
Рисунок 4.1 – Пример сопоставления основной и повторной записи кривых ГИС	88
Рисунок 4.2 – Распределения геофизических параметров в опорном пласте	88
Рисунок 4.3 – Сопоставление $\rho_{п}$ по ВИКИЗ и изорезистивной методике (а), распределения значений параметров зоны проникновения (б)	89
Рисунок 4.4 – Результаты кластеризации горных пород изучаемой толщи по геофизическим параметрам	90
Рисунок 4.5 – Оценка чувствительности ГИС к выделенным по керну петротипам	91
Рисунок 4.6 – Количественные критерии разделения горных пород на петротипы	92

Рисунок 4.7 – Сопоставление расчётных и измеренных значений петрофизических свойств горных пород изучаемой толщи	95
Рисунок 4.8 – Сопоставление расчётных и измеренных содержаний компонентов в горных породах изучаемой толщи	98
Рисунок 4.9 – Сравнение результатов выделения петротипов по существующей и предлагаемой методикам.....	99
Рисунок 4.10 – Пример петрологического расчленения горных пород изучаемой толщи по данным стандартного комплекса ГИС.....	100
Рисунок 4.11 – Зависимости геофизических параметров δ по ГГК-П, W по НК, Δt_p по АК от $K_{п}$ по керну	101
Рисунок 4.12 – Трёхмерные зависимости для определения $K_{п}$ по данным ГИС..	102
Рисунок 4.13 – Сопоставление $K_{п}$, определённого по ГИС с $K_{п}$ керну горных пород изучаемой толщи	102
Рисунок 4.14 – Распределение значений $K_{п}$ (а) и примеры фотографий керна (б) интервалов изучаемой толщи с притоком пластового флюида	103
Рисунок 4.15 – Сопоставление $d_{скв}$ с $K_{п}$ (а) и $K_{пр}$ (б) горных пород-коллекторов	105
Рисунок 4.16 – Сопоставления $\rho_{п}$ по МПЗ и МГЗ (а), по 2.0м и 0.5м зондам ВИКИЗ (б) в коллекторах с различным характером насыщения	106
Рисунок 4.17 – Выделение проницаемых интервалов по сопоставлению Δt_s и Δt_{st}	106
Рисунок 4.18 – Выделение коллекторов по количественным критериям	108
Рисунок 4.19 – Обоснование значений $K_{п}^{гр}$ без разделения (а) и с разделением горных пород на петротипы	109
Рисунок 4.20 – Примеры выделения коллекторов в разрезах изучаемой толщи .	110
Рисунок 4.21 – Зависимости для определения типа пустотного пространства горных пород изучаемой толщи.....	111
Рисунок 4.22 – Сопоставление теоретических зависимостей V_p от $K_{п}$ и $\beta_{пор}$ с данными экспериментальных исследований керна.....	115
Рисунок 4.23 – Зависимости для определения трещинной и каверновой пористости горных пород изучаемой толщи	115

Рисунок 4.24 – Распределения значений коэффициентов трещинной и каверновой пористости горных пород изучаемой толщи.....	116
Рисунок 4.25 – Пример качественной и количественной оценки пустотного пространства горных пород изучаемой толщи по данным ГИС	117
Рисунок 4.26 – Связь $K_{пр}=f(K_{п})$ образцов керна горных пород изучаемой толщи	119
Рисунок 4.27 – Особенности распространения токовых линий в различных структурных моделях пустотного пространства	120
Рисунок 4.28 – Зависимости $K_{в.св.}=f(K_{вс})$, $K_{во}=f(K_{вс})$ (а), $K_{в.св.}=f(K_{во})$ (б) горных пород изучаемой толщи	121
Рисунок 4.29 – Подбор параметров уравнения для расчёта $K_{пр}$ (а) и сопоставление результатов расчёта с данными измерений $K_{пр}$ на образцах керна (б).....	122
Рисунок 4.30 – Зависимости для определения $K_{пр}$ по ГИС для горных пород с трещинно-кавернозно-гранулярным ($K_{п}>12\%$) (а) и трещинно-каверновым ($K_{п}\leq 12\%$) (б) типом пустотного пространства.	123
Рисунок 4.31 – Зависимость для определения $K_{в.св.}$ по данным ГИС	124
Рисунок 4.32 – Сопоставление рассчитанных по ГИС и измеренных на керне значений $K_{в.св.}$	125
Рисунок 4.33 – Сопоставление $K_{пр}$ измеренных на керне и рассчитанных по ГИС	126
Рисунок 4.34 – Примеры определения $K_{пр}$ горных пород изучаемой толщи по данным ГИС.....	127
Рисунок 4.35 – Зависимости для расчёта $K_{н}$ горных пород изучаемой толщи.....	130
Рисунок 4.36 – Примеры наличия каверн, не охарактеризованных образцами керна стандартного размера (а), сопоставление $P_{н}$ и $K_{в}$ образцов керна после экстракции и с сохранённым насыщением (б)	131
Рисунок 4.37 – Расхождение результатов расчёта $K_{н}$ по стандартной и предлагаемой методикам.....	132
Рисунок 4.38 – Сопоставления $K_{в}$ с $K_{п}$ различных петротипов изучаемой толщи с разделением по характеру насыщения (составу притока)	132

Рисунок 4.39 – Примеры определения K_n и характера насыщения горных пород изучаемой толщи по данным ГИС.....	133
Рисунок 4.40 – Блок-схема геологической интерпретации данных ГИС в разрезах вулканических формаций (на примере целевого объекта)	135
Рисунок 5.1 – Сопоставление прогнозных и фактических значений коэффициента продуктивности (а) и содержания воды в притоке (б)	141
Рисунок 5.2 – Пример практической апробации разработанной методики при прогнозе эксплуатационных характеристик горных пород изучаемой толщи.....	143
Рисунок 5.3 – Сравнение результатов прогноза эксплуатационных характеристик изучаемых горных пород по стандартной и разработанной методикам	144
Рисунок 5.4 – Сравнение результатов фактической и прогнозной добычи нефти	145

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 3.1 – Объём петрографо-петрофизических исследований керна.....	50
Таблица 4.1 – Средние значения и диапазоны изменения петрофизических констант компонентов изучаемых горных пород	96

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

Приложение 1 – Химический и минеральный состав твёрдой фазы горных пород вулканогенно-осадочной толщи	169
Приложение 2 – Общая радиоактивность, содержание ЕРЭ с учётом минерального состава твёрдой фазы и вторичных преобразований горных пород вулканогенно-осадочной толщи	170

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1 – Химический и минеральный состав твёрдой фазы горных пород вулканогенно-осадочной толщи

№ петротипа	Наименование петротипа		Массовое содержание оксидов, %							Массовое содержание минералов, %								
			SiO ₂	Al ₂ O ₃	Na ₂ O	K ₂ O	CaO	Fe ₂ O ₃	MgO	Ti ₂ O	Кварц	КПШ	Плаги-оклаз	Хло-рит	Гидро-слюда	ССО	Каль-цит	Сиде-рит
1	Вулканогенные горные породы кислого состава (дациты, риолиты и др.)	Лавы массивной текстуры	$\frac{71.4}{65.5 - 77.5}$	$\frac{12.6}{10 - 14.8}$	$\frac{3.42}{1 - 8.2}$	$\frac{5.2}{0.3 - 8.1}$	$\frac{0.8}{0.02 - 3.1}$	$\frac{3.87}{0.6 - 6.9}$	$\frac{0.1}{0 - 0.9}$	$\frac{0.37}{0.2 - 0.82}$	$\frac{28.8}{18 - 40.4}$	$\frac{27.9}{7 - 46.1}$	$\frac{32.8}{10.9 - 60.3}$	$\frac{7.4}{0.2 - 13.3}$	$\frac{0.36}{0 - 4.1}$	$\frac{0.1}{0 - 0.2}$	$\frac{0.7}{0 - 3.7}$	$\frac{0.71}{0 - 4.7}$
2		Лавы с пустотами	$\frac{72.1}{66.6 - 79.2}$	$\frac{12.9}{10.6 - 15.7}$	$\frac{3.8}{0.9 - 8.1}$	$\frac{4.69}{0.9 - 7.7}$	$\frac{0.79}{0.01 - 2.9}$	$\frac{3.64}{0.39 - 6.1}$	$\frac{0.12}{0 - 0.62}$	$\frac{0.36}{0.2 - 0.71}$	$\frac{27.6}{15.8 - 39.6}$	$\frac{21.4}{4.8 - 46.5}$	$\frac{40.4}{7.6 - 70.1}$	$\frac{8.5}{0.3 - 14.7}$	$\frac{0.38}{0 - 3.87}$	$\frac{0.1}{0 - 0.4}$	$\frac{0.69}{0 - 4.1}$	$\frac{0.6}{0 - 4.3}$
3		Вулкано-кластические	Лаво-кластические	$\frac{70.4}{65.3 - 74.7}$	$\frac{13.6}{11.2 - 15.7}$	$\frac{4.51}{2.2 - 6.7}$	$\frac{3.9}{1.82 - 6.7}$	$\frac{0.77}{0.01 - 2.5}$	$\frac{2.99}{1.24 - 5.1}$	$\frac{0.11}{0 - 0.41}$	$\frac{0.35}{0.2 - 0.48}$	$\frac{32.2}{15.7 - 46.4}$	$\frac{23.1}{5.0 - 43.3}$	$\frac{36.1}{13.4 - 61.3}$	$\frac{9.2}{0.7 - 14.9}$	-	$\frac{0.62}{0 - 3.1}$	$\frac{0.59}{0 - 3.9}$
			Пиро-кластические	$\frac{70.7}{66.5 - 75.9}$	$\frac{13.3}{10.9 - 16}$	$\frac{4.61}{2.24 - 6.4}$	$\frac{3.99}{2.5 - 7.2}$	$\frac{0.64}{0.07 - 2.8}$	$\frac{3.97}{0.87 - 6.2}$	$\frac{0.18}{0 - 0.9}$	$\frac{0.37}{0.25 - 0.7}$	$\frac{31.4}{18.1 - 49.8}$	$\frac{26.2}{3.1 - 45.3}$	$\frac{29.6}{4.5 - 61.1}$	$\frac{9.6}{3.2 - 15.0}$	$\frac{0.9}{0 - 4.9}$	$\frac{0.3}{0 - 0.9}$	$\frac{0.68}{0 - 4.1}$
4		Преобразованные	С пониж. содерж-ем Na ₂ O+K ₂ O	$\frac{67.7}{62.0 - 76.3}$	$\frac{14.2}{9.7 - 20.4}$	$\frac{2.4}{0.22 - 7.9}$	$\frac{4.3}{0.26 - 7.9}$	$\frac{1.2}{0.07 - 5.7}$	$\frac{4.8}{1 - 9.9}$	$\frac{0.24}{0 - 1.9}$	$\frac{0.39}{0.2 - 0.98}$	$\frac{38.9}{16.7 - 71.7}$	$\frac{21.7}{5.3 - 49.9}$	$\frac{19.6}{0 - 46.4}$	$\frac{17.1}{3.1 - 35.7}$	$\frac{12.9}{0.7 - 45.7}$	$\frac{2.3}{0 - 11.1}$	$\frac{1.97}{0.4 - 16.6}$
5	С повыш. содерж-ем Na ₂ O+K ₂ O		$\frac{68.2}{61.3 - 77.0}$	$\frac{14.1}{11.0 - 19.0}$	$\frac{1.93}{0.2 - 8.1}$	$\frac{7.9}{2.2 - 11.0}$	$\frac{0.71}{0.03 - 3.1}$	$\frac{3.4}{0.5 - 6.8}$	$\frac{0.11}{0 - 0.37}$	$\frac{0.41}{0.2 - 0.72}$	$\frac{19.3}{3.3 - 33.7}$	$\frac{46.6}{22.6 - 71.7}$	$\frac{22.7}{0 - 60.6}$	$\frac{5.45}{0 - 20.6}$	$\frac{2.74}{0 - 15.0}$	-	$\frac{0.47}{0 - 3.4}$	$\frac{1.28}{0 - 4.54}$
6	Вулканогенно-осадочные породы		$\frac{69.7}{54.1 - 81.3}$	$\frac{14.06}{9.3 - 27.9}$	$\frac{1.52}{0.2 - 2.97}$	$\frac{3.28}{2.46 - 4.5}$	$\frac{1.92}{0.02 - 8.0}$	$\frac{4.79}{0.7 - 7.9}$	$\frac{0.84}{0.15 - 3.4}$	$\frac{0.52}{0.28 - 1.7}$	$\frac{45.2}{5.1 - 74.4}$	$\frac{13.3}{0 - 28.2}$	$\frac{13.6}{0 - 39.9}$	$\frac{24.3}{5.5 - 40.8}$	$\frac{16.1}{1.2 - 44.1}$	$\frac{4.2}{1.1 - 7.1}$	$\frac{4.7}{0.6 - 16.9}$	-
7	Отложения коры выветривания		$\frac{65.4}{33.5 - 79.1}$	$\frac{18.72}{9.9 - 25.6}$	$\frac{0.41}{0.2 - 1.0}$	$\frac{4.73}{2.27 - 6.2}$	$\frac{0.17}{0.03 - 1.5}$	$\frac{7.03}{0.8 - 28.7}$	$\frac{0.35}{0 - 1.26}$	$\frac{0.43}{0.2 - 1.2}$	$\frac{49.1}{7.3 - 76.1}$	$\frac{16.8}{0 - 32.1}$	$\frac{5.47}{0 - 30.3}$	$\frac{1.5}{0 - 11.6}$	$\frac{23.7}{2.3 - 76}$	$\frac{1.3}{0 - 11.1}$	$\frac{0.3}{0.6 - 2.2}$	$\frac{13.3}{1.4 - 70.6}$
8	Осадочные отложения		$\frac{52.4}{43.8 - 59.5}$	$\frac{15.7}{9.7 - 25.4}$	$\frac{2.29}{0.3 - 3.95}$	$\frac{2.83}{1.1 - 4.8}$	$\frac{5.34}{0.32 - 25}$	$\frac{9.01}{3.5 - 13.3}$	$\frac{4.13}{0.5 - 6.9}$	$\frac{1.01}{0.38 - 1.5}$	$\frac{21.3}{4.6 - 70.3}$	$\frac{4.2}{0 - 16.6}$	$\frac{18.8}{2.6 - 34.9}$	$\frac{29.7}{4.7 - 52.3}$	$\frac{27.6}{2.7 - 68.4}$	$\frac{5.14}{0 - 38.9}$	$\frac{7.95}{0 - 23.7}$	$\frac{0.7}{0 - 6.1}$
9	Вулканогенные породы среднего состава (андезиты, кварцевые латиты)		$\frac{57.13}{51.1 - 61.7}$	$\frac{15.5}{15.3 - 18.4}$	$\frac{5.87}{4.2 - 7.3}$	$\frac{3.05}{1.4 - 4.3}$	$\frac{3.37}{0.6 - 12.0}$	$\frac{7.5}{1.8 - 10.7}$	$\frac{0.79}{0.1 - 2.57}$	$\frac{0.59}{0.3 - 1.08}$	$\frac{15.3}{1.9 - 21.1}$	$\frac{11.3}{6.9 - 23.0}$	$\frac{60.8}{55.8 - 64.9}$	$\frac{14.1}{11.1 - 16.4}$	$\frac{1.7}{0 - 2.7}$	$\frac{1.2}{1.1 - 7.1}$	$\frac{2.4}{0 - 9.5}$	$\frac{0.47}{0 - 4.4}$
10	Вулканогенные породы основного состава (базальты)		$\frac{47.14}{45 - 51.8}$	$\frac{13.3}{10.2 - 14.6}$	$\frac{2.95}{2.52 - 3.4}$	$\frac{1.46}{0.38 - 2.6}$	$\frac{8.93}{5.1 - 13.7}$	$\frac{10.64}{7.9 - 13.2}$	$\frac{5.68}{1 - 10.4}$	$\frac{1.29}{0.7 - 2.6}$	$\frac{14.8}{14 - 18.9}$	$\frac{1.4}{0 - 2.7}$	$\frac{41.8}{38.1 - 44.9}$	$\frac{16.1}{12 - 28.3}$	-	-	$\frac{14.7}{8.5 - 24.2}$	-
11	Вулканогенные породы ультраосновного состава (пикриты)		$\frac{42.3}{34.7 - 44.6}$	$\frac{14.0}{10.6 - 16}$	$\frac{3.29}{2.86 - 3.8}$	$\frac{1.1}{0.28 - 1.6}$	$\frac{9.12}{3.04 - 19}$	$\frac{11.1}{10 - 12.6}$	$\frac{7.25}{2.7 - 13.3}$	$\frac{1.07}{0.8 - 1.23}$	$\frac{13.1}{10.9 - 14.8}$	-	$\frac{35.3}{30.9 - 42.4}$	$\frac{23.9}{13.6 - 28.4}$	-	-	$\frac{12.5}{8.1 - 22.5}$	-

В числителе приведены средние значения, в знаменателе – диапазоны изменения.

Приложение 2 – Общая радиоактивность, содержание ЕРЭ с учётом минерального состава твёрдой фазы и вторичных преобразований горных пород вулканогенно-осадочной толщи

Тип породы	Тип пост-магматического процесса	γ, пг-эквRa/г	Содержание ЕРЭ			Отношения содержаний ЕРЭ			Минеральный состав твёрдой фазы горных пород, %						
			Калий, %	Уран, г/т	Торий, г/т	Торий / Уран	Уран / Калий	Торий / Калий	Кварц	КПШ	НПШ	Хлорит	ССО	Гидро-слюда	Кальцит, сидерит
Вулканы кислого состава – дациты, риодациты, риолиты и др. (петротипы 1-5)	Альбитизация, карбонатизация, окварцевание	$\frac{4.84}{4.0 - 5.6}$	$\frac{1.27}{0.56 - 2.2}$	$\frac{4.56}{3.7 - 5.2}$	$\frac{14.8}{11.8 - 17.4}$	$\frac{3.26}{2.4 - 3.9}$	$\frac{4.2}{1.8 - 9.2}$	$\frac{13.54}{5.7 - 29.5}$	$\frac{16.2}{2.9 - 21.2}$	$\frac{9.7}{0 - 23.6}$	$\frac{60.0}{47.5 - 67.9}$	$\frac{3.4}{1.1 - 9.1}$	$\frac{0.5}{0 - 1.5}$	$\frac{0.5}{0 - 2.0}$	$\frac{7.9}{1.0 - 15.1}$
	Хлоритизация, выщелачивание	$\frac{6.71}{5.6 - 7.9}$	$\frac{2.62}{1.7 - 3.6}$	$\frac{5.52}{4.7 - 6.5}$	$\frac{18.3}{16.1 - 20.9}$	$\frac{3.33}{2.8 - 3.9}$	$\frac{2.18}{1.6 - 2.9}$	$\frac{7.17}{5.3 - 9.2}$	$\frac{27.9}{14.2 - 38.7}$	$\frac{15.0}{0.2 - 30.7}$	$\frac{41.4}{19.5 - 63.3}$	$\frac{17.7}{9.9 - 40.7}$	$\frac{0.76}{0 - 2.0}$	$\frac{3.3}{0.7 - 11.1}$	$\frac{5.9}{0.9 - 7.9}$
	Выщелачивание	$\frac{7.05}{6.2 - 7.6}$	$\frac{3.43}{3.4 - 4.6}$	$\frac{5.47}{4.99 - 6.0}$	$\frac{16.9}{15.6 - 18.7}$	$\frac{3.09}{2.8 - 3.4}$	$\frac{1.66}{1.1 - 2.5}$	$\frac{5.1}{3.5 - 7.5}$	$\frac{39.8}{22.1 - 62.1}$	$\frac{23.1}{12.5 - 35.2}$	$\frac{28.4}{12.4 - 45.6}$	$\frac{9.5}{8.1 - 11.2}$	$\frac{0.1}{0 - 0.3}$	$\frac{2.5}{1.4 - 4.1}$	$\frac{2.2}{0.5 - 5.1}$
	Вулканы К-Na серии	$\frac{8.04}{7.6 - 8.5}$	$\frac{3.97}{3.5 - 4.4}$	$\frac{6.28}{5.62 - 6.7}$	$\frac{18.6}{17.3 - 19.6}$	$\frac{2.97}{2.7 - 3.2}$	$\frac{1.59}{1.3 - 1.8}$	$\frac{4.7}{4.1 - 5.5}$	$\frac{33.6}{18.8 - 48.5}$	$\frac{23.3}{17.2 - 35.7}$	$\frac{34.5}{19.5 - 47.5}$	$\frac{10.1}{6.3 - 12.5}$	$\frac{0.05}{0 - 0.1}$	$\frac{1.9}{1.4 - 2.4}$	$\frac{0.7}{0.6 - 0.9}$
	Пелитизация – гидрослюдилизация	$\frac{8.48}{7.5 - 9.8}$	$\frac{4.3}{3.7 - 5.4}$	$\frac{6.36}{4.3 - 7.9}$	$\frac{19.7}{18.3 - 21.4}$	$\frac{3.15}{2.5 - 4.22}$	$\frac{1.49}{0.96 - 1.72}$	$\frac{4.62}{3.6 - 5.5}$	$\frac{59.1}{43.3 - 74.9}$	$\frac{17.1}{14.5 - 20.9}$	$\frac{3.8}{1.7 - 5.9}$	$\frac{1.6}{0.1 - 9.13}$	$\frac{1.1}{0.5 - 4.4}$	$\frac{17.4}{6.4 - 28.5}$	$\frac{2.1}{1.5 - 2.8}$
	Развитие ССО	$\frac{7.4}{7.1 - 7.8}$	$\frac{4.49}{3.9 - 4.7}$	$\frac{4.2}{3.6 - 4.8}$	$\frac{17.48}{16.0 - 18.3}$	$\frac{4.2}{3.7 - 4.5}$	$\frac{0.94}{0.81 - 1.2}$	$\frac{3.92}{3.4 - 4.6}$	$\frac{19.8}{10.0 - 41.9}$	$\frac{25.5}{16.0 - 35.6}$	$\frac{28.0}{4.0 - 43.9}$	$\frac{10.0}{0.1 - 28.5}$	$\frac{7.8}{1.3 - 44.1}$	$\frac{1.2}{0.1 - 2.1}$	$\frac{2.6}{0.9 - 6.7}$
	Вулканы К серии	$\frac{8.69}{7.9 - 9.4}$	$\frac{5.49}{4.6 - 6.5}$	$\frac{5.64}{4.98 - 6.1}$	$\frac{17.4}{15.6 - 19.0}$	$\frac{3.1}{2.7 - 3.54}$	$\frac{1.03}{0.9 - 1.22}$	$\frac{3.19}{2.6 - 3.8}$	$\frac{47.9}{24.6 - 71.7}$	$\frac{35.8}{22.5 - 45.5}$	$\frac{7.2}{1.6 - 21.6}$	$\frac{5.6}{1.4 - 9.8}$	$\frac{0.76}{0 - 2.0}$	$\frac{4.0}{1.8 - 7.3}$	$\frac{2.9}{1.3 - 5.4}$
	Микроклинизация	$\frac{10.03}{9.3 - 11.3}$	$\frac{6.53}{5.6 - 9.2}$	$\frac{6.96}{6.3 - 7.6}$	$\frac{17.7}{16.8 - 18.5}$	$\frac{2.56}{2.3 - 2.88}$	$\frac{1.08}{0.87 - 1.3}$	$\frac{2.74}{2.4 - 3.2}$	$\frac{36.9}{10.1 - 56.7}$	$\frac{40.5}{34.4 - 45.9}$	$\frac{6.2}{0 - 21.7}$	$\frac{2.5}{0 - 9.9}$	$\frac{1.3}{0 - 2.1}$	$\frac{3.6}{1.8 - 7.3}$	$\frac{2.6}{0 - 6.8}$
<i>В целом по вулканогенным породам кислого состава</i>		$\frac{7.46}{4.0 - 11.3}$	$\frac{3.7}{0.56 - 9.2}$	$\frac{5.7}{3.6 - 7.9}$	$\frac{17.64}{11.8 - 21.4}$	$\frac{3.14}{2.3 - 4.5}$	$\frac{1.92}{0.81 - 9.2}$	$\frac{6.05}{2.4 - 29.5}$	$\frac{34.7}{2.9 - 74.9}$	$\frac{19.6}{0 - 45.9}$	$\frac{32.5}{1.6 - 67.9}$	$\frac{11.2}{0.1 - 40.8}$	$\frac{2.2}{0 - 44.1}$	$\frac{5.9}{0.1 - 28.5}$	$\frac{4.1}{0 - 15.1}$
Вулканы среднего состава – андезиты и др. (петротип 9)		$\frac{6.17}{4.6 - 10.8}$	$\frac{3.2}{3.0 - 4.1}$	$\frac{3.95}{3.5 - 4.3}$	$\frac{14.2}{13.3 - 15.0}$	$\frac{3.61}{3.3 - 4.1}$	$\frac{1.12}{0.97 - 1.3}$	$\frac{4.02}{3.4 - 4.3}$	$\frac{20.1}{14.2 - 29.5}$	$\frac{20.4}{18.2 - 35.6}$	$\frac{35.8}{29.3 - 45.9}$	$\frac{1.5}{0 - 11.3}$	$\frac{7.4}{1.5 - 16}$	$\frac{26.9}{0 - 39.2}$	$\frac{2.1}{0 - 7}$
Вулканы основного состава – базальты (петротип 10)		$\frac{1.5}{1.4 - 1.7}$	$\frac{0.9}{0.8 - 0.98}$	$\frac{1.16}{0.6 - 1.34}$	$\frac{2.92}{2.04 - 3.8}$	$\frac{2.47}{2.22 - 2.7}$	$\frac{1.38}{0.94 - 1.8}$	$\frac{3.5}{2.1 - 4.9}$	$\frac{14.3}{10.9 - 18.9}$	$\frac{1.4}{0 - 2.7}$	$\frac{38.8}{27 - 44.9}$	$\frac{3.3}{0.2 - 8.8}$	$\frac{0.5}{0.2 - 0.7}$	$\frac{24.3}{9.2 - 28.6}$	$\frac{11.7}{7.7 - 22.5}$
Вулканогенно-осадочные отложения (петротип 6)		$\frac{6.2}{4.5 - 7.7}$	$\frac{3.3}{1.3 - 4.7}$	$\frac{4.5}{2.8 - 5.5}$	$\frac{14.2}{12.8 - 16.2}$	$\frac{3.27}{2.45 - 4.6}$	$\frac{1.48}{0.81 - 3.1}$	$\frac{4.72}{3.2 - 10.2}$	$\frac{30.4}{3.0 - 64.5}$	$\frac{17.6}{2.3 - 32.6}$	$\frac{23.9}{2.3 - 45.9}$	$\frac{11.5}{1.6 - 43.3}$	$\frac{0.43}{0 - 0.92}$	$\frac{12.4}{4.7 - 39.2}$	$\frac{4.9}{0.5 - 13}$
Осадочные отложения (петротип 8)		$\frac{2.8}{2.4 - 3.2}$	$\frac{1.6}{1.3 - 1.9}$	$\frac{1.89}{1.8 - 1.95}$	$\frac{6.4}{4.8 - 7.9}$	$\frac{3.33}{2.62 - 4.1}$	$\frac{1.22}{1.04 - 1.4}$	$\frac{3.93}{3.7 - 4.2}$	$\frac{21.9}{4.6 - 70.3}$	$\frac{6.8}{1.7 - 28.1}$	$\frac{22.9}{1.6 - 41.6}$	$\frac{25.6}{2.7 - 68.4}$	$\frac{0.46}{0 - 2.98}$	$\frac{20.0}{4.7 - 52.3}$	$\frac{12.4}{0.6 - 94.5}$

В числителе приведены средние значения, в знаменателе – диапазоны изменения.