

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

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Тюмень – 2022

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Тюменский индустриальный университет»

Научный руководитель: **Туренко Сергей Константинович**
доктор технических наук, профессор
ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», заведующий кафедрой «Прикладная геофизика», г. Тюмень

Официальные оппоненты: **Поляков Евгений Евгеньевич**
доктор геолого-минералогических наук,
главный научный сотрудник
лаборатории научно-методического
сопровождения подсчета запасов
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Москва

Еникеев Борис Николаевич
кандидат технических наук, г. Москва

Ведущая организация: ООО «Тюменский нефтяной научный центр», ПАО «НК Роснефть», г. Тюмень

Защита состоится 26 мая 2023 года в 16 часов 00 минут на заседании диссертационного совета 24.2.419.04 при Тюменском индустриальном университете по адресу: 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 56, Институт геологии и нефтегазодобычи, аудитория 113.

С диссертацией можно ознакомиться на сайте ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» www.tyuiu.ru и в библиотечно-информационном центре по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 72.

Отзывы, заверенные печатью учреждения, в двух экземплярах просим направлять по адресу: 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38, ученому секретарю диссертационного совета 24.2.419.04. Факс: +7 (3452) 39-03-46, e-mail: semenovtv@tyuiu.ru.

Автореферат диссертации разослан 15 апреля 2023 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета 24.2.419.04
кандидат геол.-мин. наук, доцент



Т.В. Семенова

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

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., Козыра В.Ф. и др.), ПАО «Сургутнефтегаз» (Ефимова В.А., Мальшакова А.В., Глебочевой Н.К. и др.), ПАО «Лукойл» (Гильмановой Н.В. и др.), «Шлюмберже» (Макарьчева Г., Езерского Д., Егорова С., Карпкина 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.

Методология и методы исследований

В состав исследований входили:

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 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)).

Теоретическая и практическая значимость 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 итогам 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 Краснотинского 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.

Степень достоверности и апробация результатов работы

Достоверность результатов подтверждается представительностью и надёжностью исходных керновых данных, полученных в аккредитованных по международным стандартам научно-исследовательских лабораториях; использованием современных методов обработки геолого-геофизической информации; согласованностью полученных результатов с теоретическими положениями и опубликованными по теме исследования работами.

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 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. 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.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы диссертационного исследования, сформулированы цели и задачи, рассмотрены методы исследования, показаны научная новизна и практическая значимость работы.

В первой главе «Анализ методик изучения вулканических формаций методами геофизических исследований скважин» выполнено обобщение и критический анализ существующих методик геологической интерпретации данных ГИС в разрезах вулканических формаций.

Многообразие типов пород (вулканогенные (вулканиты) (включают лавы и вулканокластические); осадочно-вулканогенные; вулканогенно-осадочные; осадочные), тектонические дислокации, вторичные преобразования, характеризующиеся неравномерным распределением по площади и разрезу, делают вулканические формации сложным для изучения объектом.

Примеры создания методик геологической интерпретации данных ГИС рассмотрены отечественными и зарубежными исследователями для нефтегазоносных вулканических формаций России, Азербайджана, Грузии, Казахстана, Аргентины, Кубы, Индии, Китая, Японии и других стран. Существующие методики направлены, в основном, на решение задач петрологического расчленения, выделения коллекторов и определения пористости горных пород. Главным отличием зарубежных методик от отечественных является применение специальных методов ГИС: акустических, электрических микросканеров, импульсного нейтронного-гамма спектрометрического (ИНГК-С «литосканера»), широкополосного акустического (АКШ), ядерно-магнитного (ЯМК) каротажей.

Для целевого объекта не исследована возможность повышения информативности методов ГИС с учётом влияния особенностей генезиса и вторичных преобразований на геофизические параметры горных пород. Слабо изучены вопросы определения насыщенности и фильтрационных свойств, не разработана методика оценки эксплуатационных характеристик скважин по данным стандартного комплекса ГИС. Решению этих вопросов с целью повышения достоверности геологической интерпретации данных ГИС в разрезах изучаемой толщи посвящена настоящая диссертация.

Вторая глава «Геолого-геофизическая характеристика вулканогенно-осадочной толщи северо-восточного обрамления Краснотенского свода» посвящена систематизации и комплексному анализу геолого-геофизической информации, накопленной при изучении целевого объекта.

Кратко рассмотрены особенности геолого-тектонического строения и происхождения толщи. Показано, что основными причинами, затрудняющими геологическую интерпретацию данных ГИС являются непостоянный полиминеральный состав и сложная структура пустотного пространства горных пород. Эти факторы обуславливают существенные вариации петрофизических свойств и, как следствие, геофизических параметров.

В третьей главе «Комплексный анализ результатов петрографо-петрофизических исследований горных пород» выполнена статистическая обработка и детальный анализ петрографического описания, взаимосвязей химического, минерального состава, петрофизических свойств горных пород.

Для проведения комплексного анализа автором использованы результаты исследований кернa, выполненные специалистами ТО «СургутНИПИнефть»: петрографическое описание (более 6000м колонок кернa и 1000 шлифов); определения химического (3000 проб), минерального состава (1100 проб) и петрофизических свойств – фильтрационно-ёмкостных (ФЕС), плотностных (7500 образцов), акустических (более 600 образцов), электрических (более 1900 образцов), капиллярных (150 образцов), радиоактивных (более 600 проб).

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 кернa, выполненное Кропотовой Е.П., Коровиной Т.А., Шадринной С.В. и др. (2010г.) на обширном фактическом материале. Автором проведена актуализация обобщения с объединением части петротипов на основе общепринятой классификации Малеева Е.Ф. (1980г.) (рис. 1).

Обобщение 2010г.

Выполнили: Кропотова Е.П.,
Коровина Т.А., Шадринна С.В. и др.

Всего кернa описано: 2776,3 м.

№	Тип горной породы
Вулканыты кислого состава (риолиты, дациты и др.)	
1	Лава
2	Перлит
3	Лава выветрелая
4	Туф
5	Кластолава
6	Лавобрекция
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, экстразивные

Вулкано-кластические

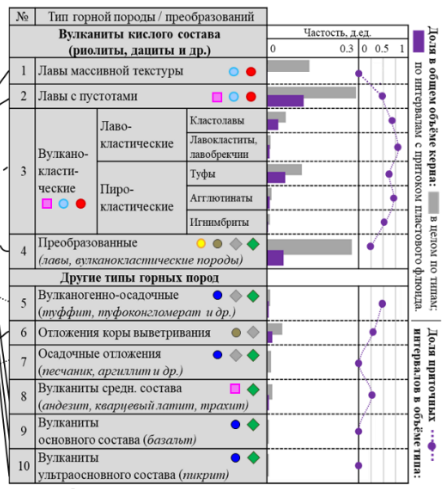
Вулканогенно-осадочные, осадочно-вулканогенные

Осадочные

Обобщение 2022г.

Выполнил автор
(по данным ТО «СургутНИПИнефть»)

Всего кернa описано: 6035,8 м.



Преобладающий тип вторичных преобразований: выщелачивание; альбитизация; окварцевание; микроклиннизация; хлоритизация; пелитизация-гидроглобализация; кальцитизация; сидеритизация

Рисунок 1 – Обобщение результатов петрографического описания кернa изучаемой вулканогенно-осадочной толщи

Выделенным петротипам характерен различный набор вторичных преобразований (цветные фигуры на рис.1). Их особенности для целевого объекта детально изучены Шадриной С.В., Крицким И.Л. и др. (2010-2012гг.). 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 ФЕС.

Анализ обобщения показывает, что основной объём изучаемой толщи слагают вулканиды кислого состава (риолиты, дациты и др.) с преобладанием лав (серые столбцы на рис.1). Доли интервалов с притоком пластового флюида (коллекторов по ПГИ) пропорциональны долям петротипов в общем объёме керна (фиолетовые столбцы на рис. 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.1).

В ходе анализа химического состава петротипов с использованием TAS-диаграммы «сумма щелочей–кремнезём» (рис.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.

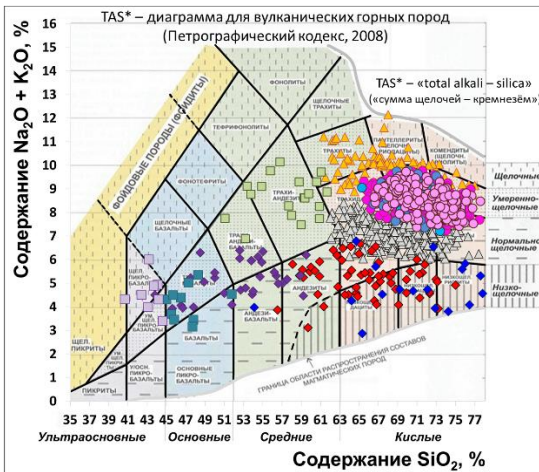


Рисунок 2 – Выделение петротипов с использованием TAS-диаграммы

Таким образом, в результате анализа петрографических особенностей горных пород выделено 11 петротипов (рис. 2), различающихся по генезису и вторичным преобразованиям. 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 2,6, и далее к 3 вероятность развития коллекторов возрастает.

Далее рассмотрены закономерности изменения петрофизических свойств петротипов с учётом их генезиса и вторичных преобразований.

Закономерности изменения ФЕС следующие (рис. 3). Наименьшие значения K_p и K_{pr} характерны для кислых лав массивной текстуры, основных, ультраосновных вулканитов (петротипы 1,10,11), наибольшие – для кислых вулканокластических пород (петротип 3). Повышение K_p и K_{pr} отмечено для части вулканогенно-осадочных пород, средних вулканитов (петротипы 6, 9). Лавам с пустотами (петротип 2) при низком K_p характерно увеличение K_{pr} за счет трещиноватости, а при повышенных значениях K_p снижение K_{pr} , обусловленное кавернностью. Значения K_{pr} горных пород с повышенным содержанием вторичных (глинистых, карбонатных) минералов (петротипы 4, 5, 6, 7, 8) на 1-2 порядка ниже при сопоставимых K_p . Коэффициент водоудерживающей способности ($K_{вс}$) возрастет со снижением K_{pr} [2].

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

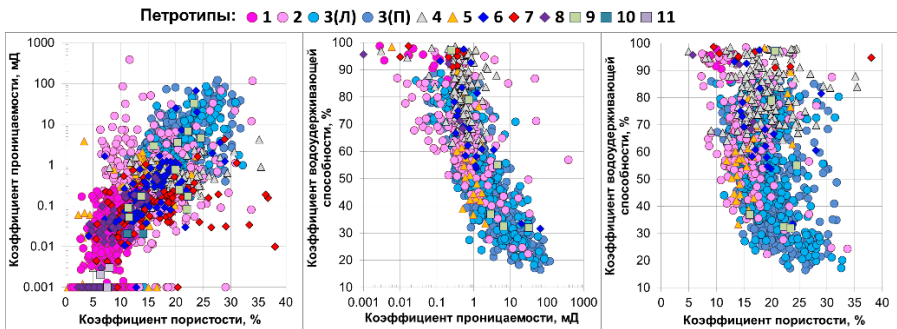


Рисунок 3 – Закономерности изменения ФЕС. 1-11 – петротипы (см. рис. 2)

Закономерности изменения плотностных и акустических свойств (рис.4) показывают, что объёмная плотность ($\delta_{об}$) снижается, а интервальное время продольной волны по породе (Δt_p) возрастает с увеличением пористости от лав к вулканокластическим породам. Вместе с тем на акустические и плотностные свойства существенное влияние оказывает минеральный состав. На распределениях минералогической плотности ($\delta_{мин}$) и интервального времени продольной волны по твёрдой фазе пород ($\Delta t_p^{тв.ф.}$) 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. Увеличение содержания вторичных минералов приводит к существенным отклонениям $\delta_{мин}$ и $\Delta t_p^{тв.ф.}$. В петротипах 4, 6, 7, 8 глинистые минералы увеличивают $\delta_{мин}$ и $\Delta t_p^{тв.ф.}$, карбонатные – увеличивают $\delta_{мин}$ и снижают $\Delta t_p^{тв.ф.}$. В петротипе 5 снижению $\delta_{мин}$ и увеличению $\Delta t_p^{тв.ф.}$ способствует вторичный

микроклин, цеолиты. Единую группу образуют основные, ультраосновные вулканы (петротипы 10, 11). Для неизменённых разностей средние значения $\delta_{\text{мин}}$ и $\Delta t_{\text{р.тв.ф.}}$ составляют 2.78 г/см^3 и 170 мкс/м соответственно. Вторичные минералы (хлорит, кальцит) приводят к снижению $\delta_{\text{мин}}$ и увеличению $\Delta t_{\text{р.тв.ф.}}$.

Наряду с минеральным составом на акустические свойства влияет структура пустотного пространства горных пород. На сопоставлении $\Delta t_{\text{р}}$ - $\delta_{\text{об}}$ для петротипов 2, 3(Л) отмечается отклонение от общей закономерности, обусловленное, вероятно, влиянием трещин, каверн.

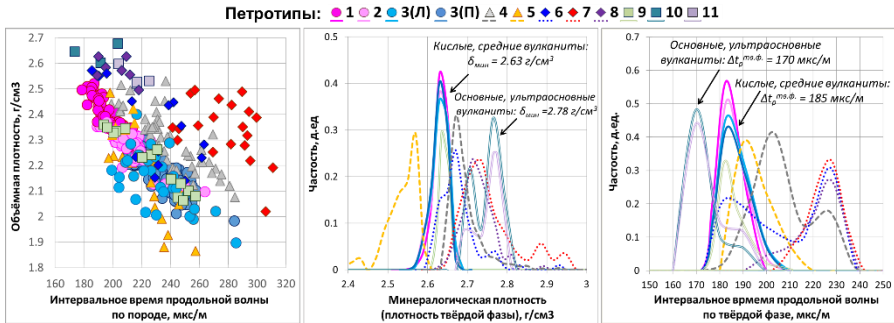


Рисунок 4 – Закономерности изменения плотностных и акустических свойств горных пород. 1-11 – петротипы (см. рис. 2)

Электрические свойства горных пород связаны с вариациями структуры пустотного пространства и типом вторичных преобразований (рис.5) [5, 9, 10]. 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).

Показатели m и n отражают вариации электрического сопротивления при неизменных K_n , K_v (т.е. без учёта влияния насыщающих горную породу флюидов). По значениям показателей m и n рассмотренные выше типы пород условно объединены в группы А, Б, В (рис.5). В группе Б преобладающее влияние на m и n оказывает структура пустотного пространства: в лавах и лавокластических породах (1,2,3(Л)) m возрастает, n снижается при переходе от трещиноватых разностей к кавернозным. Пирокластическим породам (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).

Естественная электрохимическая активность тесно связана с приведённой ёмкостью поглощения (q_n) горных пород. Величина q_n возрастает с увеличением глинистости в ряду: группа В – группа Б – группа А (рис.5).

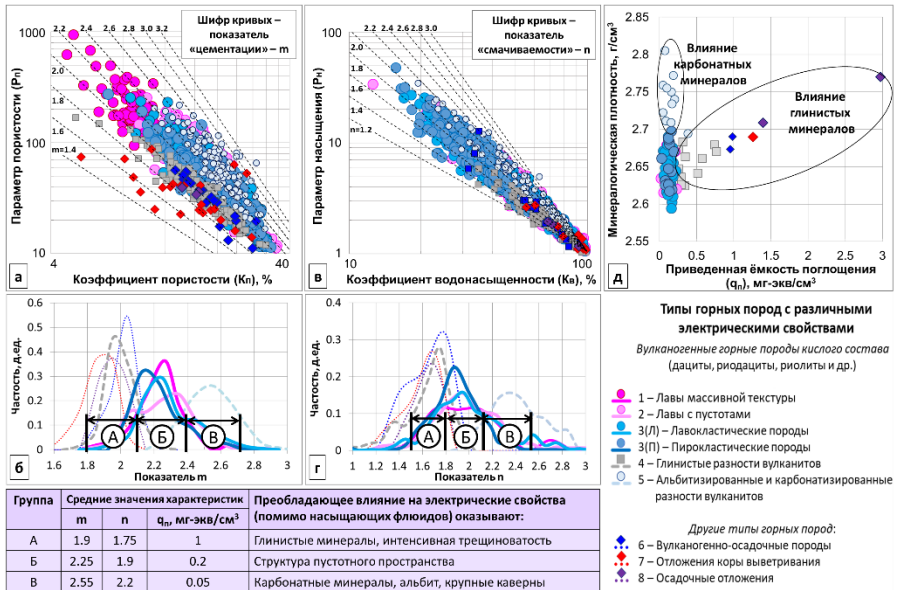


Рисунок 5 – Закономерности изменения электрических свойств горных пород

Закономерности изменения радиоактивных свойств отражают вариации вещественного состава, обусловленные особенностями генезиса и вторичных преобразований горных пород [3]. Общая радиоактивность (γ) и содержание естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ) – калия, урана, тория (K, U, Th) исследованы на порошковых пробах, особенности генезиса и вторичных преобразований горных пород установлены по описаниям шлифов. Величина γ и содержания ЕРЭ снижаются в ряду: кислые вулканы (петротипы 1-5) – вулканогенно-осадочные породы (петротип 6) – средние вулканы (петротип 9) – осадочные отложения (петротип 8) – вулканы основного состава (петротипы 10,11). 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 (ССО), пелитизации-гидрослюдизации и, далее к микроклинизации. В этом 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.

Рассмотренные 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.

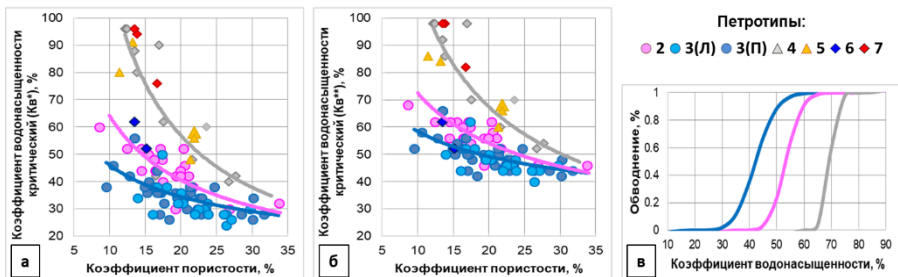
Закономерности изменения капиллярных свойств. Для изучаемых отложений выполнен анализ капиллярных кривых. Установлено, что коэффициент кривизны и входное капиллярное давление возрастают с усложнением структуры пустотного пространства и снижением ФЕС в ряду: вулканокластические – вулканогенно-осадочные горные породы – лавы с пустотами – преобразованные вулканиты – отложения коры выветривания – осадочные отложения – лавы массивной текстуры.

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. Полученные кривые ОФП аппроксимированы выражениями:

$$K_{\text{пр(отн)}}^{\text{в}} = \left(\frac{K_{\text{в}} - K_{\text{во}}}{1 - K_{\text{во}} - K_{\text{но}}} \right)^a ; \quad K_{\text{пр(отн)}}^{\text{н}} = \left(\frac{1 - K_{\text{в}} - K_{\text{но}}}{1 - K_{\text{во}} - K_{\text{но}}} \right)^b \quad (1)$$

где, $K_{\text{пр(отн)}}^{\text{в}}$ и $K_{\text{пр(отн)}}^{\text{н}}$ – ОФП по воде и нефти; $K_{\text{в}}$, $K_{\text{во}}$, $K_{\text{но}}$ – коэффициенты текущей, остаточной водонасыщенности, остаточной нефтенасыщенности; a , b – эмпирические коэффициенты (изменяются в зависимости от петротипа).

По выражениям (1) рассчитаны (по данным таблицы на рис.6) осреднённые фазовые проницаемости через которые вычислены осреднённые функции обводнения (рис.6в) для объединённых (на основе сходства ФЕС) групп (I, II, III) петротипов. 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.6а, б) и получены уравнения зависимостей (рис. 6). Рассмотренные закономерности изменения критических значений водонасыщенности петротипов получены для изучаемых отложений впервые и составляют научную новизну.



Группа	Петротипы	Зависимости критических $K_{\text{в}}$ от $K_{\text{п}}$		Данные для расчёта ОФП			
		$K_{\text{в}}^*$	$K_{\text{в}}^{**}$	$K_{\text{во}}$	$K_{\text{но}}$	a	b
I	3(Л), 3(П)	$K_{\text{п}} = 121,55 \cdot (K_{\text{в}}^*)^{-0,419}$	$K_{\text{п}} = 103,67 \cdot (K_{\text{в}}^{**})^{-0,249}$	21.8	35.8	4	3
II	2,6	$K_{\text{п}} = 293,86 \cdot (K_{\text{в}}^*)^{-0,661}$	$K_{\text{п}} = 191,48 \cdot (K_{\text{в}}^{**})^{-0,422}$	37.4	28.8	4	3.5
III	4,5,7	$K_{\text{п}} = 1144,3 \cdot (K_{\text{в}}^*)^{-1,002}$	$K_{\text{п}} = 584,67 \cdot (K_{\text{в}}^{**})^{-0,721}$	61.2	18.1	4.5	3.5

Рисунок 6 – Зависимости критических значений $K_{\text{в}}$ ($K_{\text{в}}^*$, $K_{\text{в}}^{**}$) от $K_{\text{п}}$ (а, б) и осреднённые функции обводнения (в). 2-7 – петротипы (см. рис. 2)

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».

Четвёртая глава «Методика геологической интерпретации данных геофизических исследований скважин» посвящена разработке методики геологической интерпретации данных ГИС в разрезах вулканогенно-осадочной толщи северо-восточного обрамления Красноленинского свода.

Сущность методики состоит в следующем. Начальным шагом (после оценки качества данных) геологической интерпретации ГИС является **петрологическое расчленение разреза**. Оно выполнялось в несколько этапов.

На первом этапе выполнена оценка чувствительности методов ГИС к вариациям петрофизических свойств петротипов. С этой целью проведена кластеризация (иерархическая, методом Уорда) горных пород изучаемой толщи по геофизическим параметрам [12]: естественной радиоактивности по ГК, водородосодержанию (W) по НК, плотности по ГГК-П, интервальному времени продольной волны по АК, электрическому сопротивлению (ρ_n) по боковому каротажу (БК). В результате выделено 10 статистически значимых групп – петротипов по ГИС. Количественная оценка (методом перекрёстного анализа) их соответствия петрографическому описанию керна показала, что стандартным комплексом ГИС (АК, НК, ГГК-П, ГК, БК) могут быть выделены 10 петротипов (из 11 выявленных по керну в главе 3). При выделении по ГИС средние вулканы распределяются среди кислых, образуя с ними единую группу. Основные и ультраосновные образуют единую группу, разделяясь при этом на неизменённые и преобразованные разности.

На втором этапе с использованием керновых данных для выделенных по ГИС петротипов установлены наиболее вероятные диапазоны изменения содержаний минералов и ёмкостных свойств (K_n) (рис. 7). Диапазоны являются количественными критериями разделения горных пород на петротипы.



Рисунок 7 – Количественные критерии разделения горных пород на петротипы

На третьем этапе выполнено определение минерального состава и K_p с использованием минерально-компонентной модели, 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. Решение системы выполнялось в рамках оптимизационного подхода (минимизацией отклонений между измеренными и синтетическими кривыми ГИС) [1].

Адаптация модели для изучаемых отложений включала: определение перечня минералов; введение ограничений на их максимальные содержания; обоснование (*проведено впервые* с использованием специально подобранной коллекции образцов керна) значений петрофизических констант (Δt_p , W , δ , γ , Th/K , U/K) компонентов твёрдой фазы горных пород (таблица).

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

№ п/п	Компонент*	Δt_p , мкс/м	W , %	δ , г/см ³	γ , мкР/ч	Th/K	U/K
1	Кварц	160.1	-2	2.63	18	20	6
		159 – 166	-4 – 1	2.62 – 2.66	12 – 19.9	15.1 – 23.1	5.5 – 7.8
2	Калиевый полевой шпат (КПШ)	172.5	-1	2.55	34.5	1.8	0.7
		168.9 – 174	-2 – 2	2.5 – 2.58	32.2 – 36	1.6 – 2.1	0.5 – 0.8
3	Плагиоклаз	162.5	-0.5	2.61	6	35	10
		157 – 164	-2 – 1	2.59 – 2.71	0.9 – 8	32.9 – 35.6	9.1 – 11.9
4	Хлорит	229.7	39.6	2.74	14	11.5	3.3
		218 – 247	35 – 47	2.7 – 2.79	10.2 – 17	10.6 – 12.9	2.7 – 4.2
5	Гидрослюда, ССО	253.5	21.3	2.88	29.5	4	1.6
		231 – 277.5	19 – 23	2.75 – 2.92	27 – 31.5	3.8 – 4.9	1.2 – 1.9
6	Карбонатные минералы	141.3	7	3.2	1.1	20	7
		131.3 – 154.2	0.5 – 12.2	2.78 – 3.92	0 – 1.6	18.1 – 21.6	6.3 – 7.2

*Перечень минеральных компонентов установлен на керне по данным рентгеноструктурного анализа (РСА).

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_p и 6 минеральных компонентов: кварц, КПШ, плагиоклаз, хлорит, гидрослюда-ССО, карбонатные минералы. Результаты расчёта согласуются с измеренными на керне, расхождения не превышают 3% (для K_p) 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 метода ГК (расчёт по АК, НК, ГГК-П) не снижает точности определения K_p ($\pm 3.5\%$), точность определения минерального состава снижается существенно.

В отличие от существующего способа расчёта (по АК, НК, ГГК-П) учёт выявленных на керне закономерностей изменения радиоактивных свойств горных пород (глава 3) позволил дополнить систему уравнений методами ГК, СГК и, как следствие, повысить достоверность определения минерального состава и коэффициента пористости горных пород.

В сравнении с применением парных сопоставлений геофизических параметров предлагаемая методика позволяет повысить достоверность выделения по ГИС петротипов 1, 7-10 на 3-5%, петротипов 2-6 на 10-25%.

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.

Выделение коллекторов (определение эффективных толщин). По ПГИ коллекторы приурочены к петротипам 2-7. Из петротипов 1, 8, 9, 10 притоков пластовых флюидов не получено. Анализ значений K_p приточных интервалов выявил два типа коллектора: тип А – трещинно-каверновый ($K_p=5-12\%$) и Б – трещинно-кавернозно-гранулярный ($K_p>12\%$). Тип А представлен лавами (петротип 2), тип Б – вулканогенно-осадочными породами и различными вулканитами (петротипы 3-7). Прямые качественные признаки (сужение диаметра скважины, радиальный градиент ρ_p) свойственны типу Б, однако в целом характеризуются переменной устойчивостью и могут использоваться для выделения коллекторов в комплексе с количественными критериями.

На практике выделение коллекторов производят с использованием граничного значения K_p ($K_p^{гп}$). Для изучаемых отложений значение $K_p^{гп}$ определено с использованием опытов по нефтевытеснению (сопоставлением коэффициентов динамической, эффективной и общей пористости образцов керна), а также рассчитанных по ГИС значений K_p приточных и неприточных (по ПГИ) интервалов. Без разделения на петротипы (рис.8а) $K_p^{гп}=15\%$ при диапазоне неоднозначности 5-25%, что существенно снижает достоверность выделения коллекторов (эффективных толщин) с использованием $K_p^{гп}$.

С целью повышения достоверности определения эффективных толщин значения $K_p^{гп}$ уточнены с учётом разделения пород на петротипы (рис. 8б) [8]. Для лав с пустотами, вулканокластических, вулканогенно-осадочных пород (петротипы 2, 3, 6) $K_p^{гп}=13.5\%$, для преобразованных вулканитов, коры выветривания (петротипы 4, 5, 7) $K_p^{гп}=16\%$. 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. Закономерности изменения $K_p^{гп}$ петротипов в зависимости от их генезиса и вторичных преобразований определены для изучаемых отложений впервые.

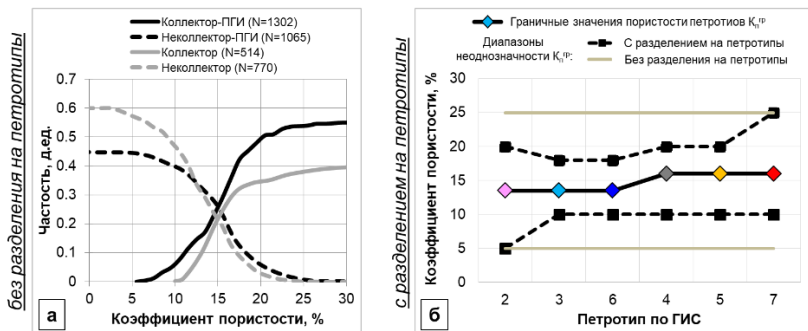


Рисунок 8 – Обоснование значений $K_p^{гп}$. 2-7 – петротип по ГИС (см. рис.7)

Тип пустотного пространства определён на основе сопоставления Δt_p и δ непористых минералов (рис.9а). Главные минералы изучаемых отложений – кварц, КПШ, плагиоклаз. Ограничением поля рассеяния минералов получена область (между линиями на рис.9а), характерная для пород с межгранулярным типом пустот. Тип пустот определён соотношением рассчитанных по ГИС (по АК и ГГК-П через K_n) $\Delta t_p^{тв.ф.}$ 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.

Оценка коэффициентов трещинной и каверновой пористости ($K_n^{тр}$, $K_n^{кав}$) выполнена по методике Добрынина В.М., основанной на различии трещин, каверн, межгранулярных пор по величине коэффициентов сжимаемости (β). В результате петрофизической настройки по акустическим исследованиям керна выявлено различие β пород с трещинно-каверновым и трещинно-кавернозно-гранулярным типом пустот. Указанные группы условно разделены значением $K_n=12\%$ (вертикальная линия на рис.9б). Для каждой группы рассчитаны теоретические зависимости $\Delta t_p=f(K_n)$ при различных $K_n^{тр}$ и $K_n^{кав}$ (рис. 9б).

Рассмотренные способы определения типа пустот и $K_n^{тр}$, $K_n^{кав}$ настроены на вулканиты кислого и среднего состава, минеральный состав которых на 85-90% представлен кварцем, КПШ, плагиоклазом (петротипы 1,2,3). Остальным петротипам характерны повышенные содержания глинистых, карбонатных, железистых минералов, оказывающих схожее с трещинами, кавернами влияние на параметры ГИС. Так, например, глинизация вулканитов способствует одновременному увеличению δ и Δt_p (благодаря повышенному удельному весу глинистых минералов и снижению жёсткости акустических контактов пород).

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

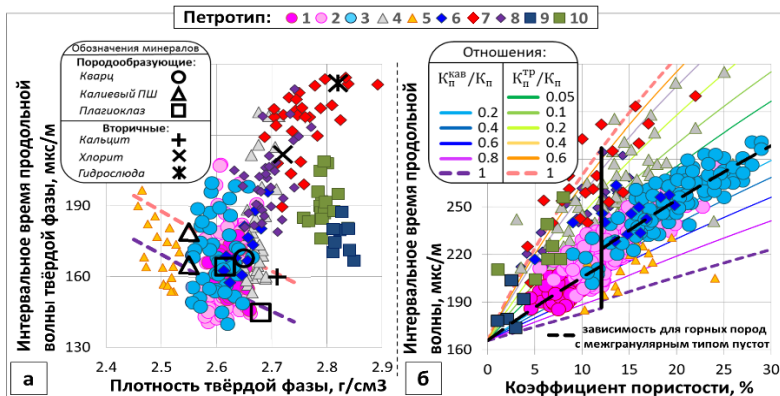


Рисунок 9 – Зависимости для определения типа пустотного пространства (а) и $K_n^{тр}$, $K_n^{кав}$ (б). 1-10 – петротип по ГИС (см. рис. 7)

Определение коэффициента проницаемости. Вулканогенным породам свойственна сложная структура пустотного пространства: различия размеров тел пустот (установленные в шлифах) и каналов их соединяющих (оценённые по капиллярным исследованиям) могут достигать 3-4 порядков. В связи с этим $K_{пр}$ предложено определять по гантельной модели, описывающей пустотное пространство, как взаимосвязанную систему тел пустот (макрокапилляров) и соединяющих их каналов (микрокапилляров). Для горных пород с трещинно-кавернозно-гранулярным типом пустот ($K_n > 12\%$) гантельная модель хорошо описывает фактические данные (область Б на рис. 10а). В породах с трещинно-каверновым типом пустот ($K_n \leq 12\%$) (область А на рис. 10а) 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 $K_n^{ТР}$ по ГИС (рис. 10б).

Ключевой параметр гантельной модели – коэффициент связанной водонасыщенности ($K_{в.св.}$) предложено определять по стандартному комплексу ГИС с использованием зависимости $K_{в.св.} = f(K_n, \delta_{мин}, \gamma)$ по ГК-П, γ по ГК).

Расчёт $K_{пр}$ по гантельной модели в сравнении с расчётом по зависимости $K_{пр} = f(K_n)$ позволяет существенно повысить достоверность определения фильтрационных свойств горных пород. При сопоставлении рассчитанных по ГИС и измеренных на керне значений $K_{пр}$ коэффициент корреляции (R) составляет 0.78 (по зависимости $K_{пр} = f(K_n)$ $R = 0.47$). Результаты расчёта согласуются с данными ГДИ и специальных методов ГИС (ЯМК, АКШ).

Предложенный способ определения $K_{пр}$ [7] по данным стандартного комплекса ГИС, учитывающий структуру пустотного пространства горных пород, применён впервые и составляет научную новизну.

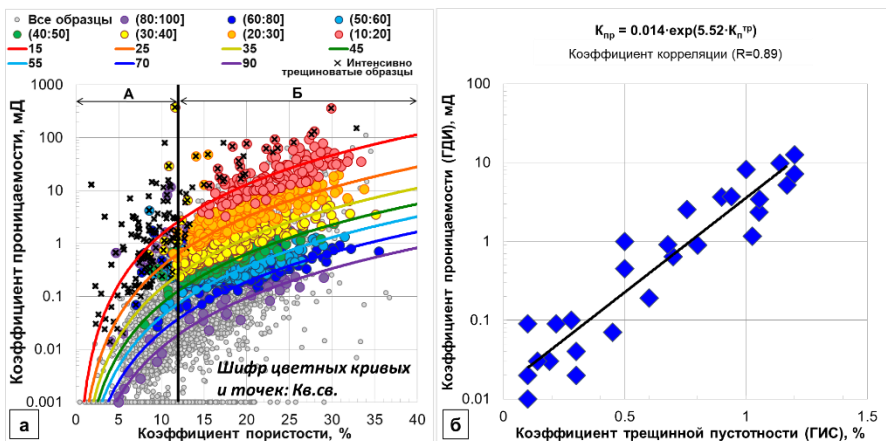


Рисунок 10 – Зависимости для определения $K_{пр}$ по ГИС для горных пород с трещинно-кавернозно-гранулярным ($K_n > 12\%$) (а) и трещинно-каверновым ($K_n \leq 12\%$) (б) типом пустотного пространства.

Определение коэффициента (водо-) нефтенасыщенности выполнено по зависимости ρ_n (по ГИС) от объёмного водонасыщения ($W_B = K_B \cdot K_n$) (по образцам керна с сохранённым насыщением, отобранного по изолирующей технологии) (рис. 11а). С учётом выявленных по керну закономерностей для 3-х групп (А, Б, В) (рис. 5) с различными электрическими свойствами получены зависимости $\rho_n = f(W_B)$, учитывающие влияние типа пустотного пространства и вторичных преобразований на ρ_n горных пород [6, 11]. При расчётах в скважинах тип пустот возможно определить рассмотренным выше способом (рис.9), тип преобразований по минерально-компонентной модели.

Зависимость $\rho_n = f(W_B)$ относительно зависимостей $P_n = f(K_n)$ и $P_n = f(K_B)$, полученных на экстрагированных образцах стандартного размера (диаметр, высота 30мм), позволяет учесть масштабный эффект (увеличение ρ_n по ГИС обусловленное влиянием крупных каверн) и характер смачиваемости горных пород в естественных условиях залегания (для нефтенасыщенных вулканитов, преобразованных процессами альбитизации, карбонатизации (тип 5 на рис.11) отмечено частичное изменение характера смачиваемости после экстракции).

Предложенный подход позволяет существенно повысить достоверность определения коэффициента нефтенасыщенности. Относительно расчёта по стандартным зависимостям $P_n = f(K_n)$, $P_n = f(K_B)$ без учёта типа пустот и вторичных преобразований расхождение K_n достигают $\pm 20\%$ абс. (рис.11б).

Определение характера насыщения коллекторов выполнено на основе зависимостей критических значений K_B (K_B^* , K_B^{**}) от K_n (рис. 6а, б) и результатов определения K_B и K_n 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 определения характера насыщения подтверждаются данными ПГИ и испытаний скважин.

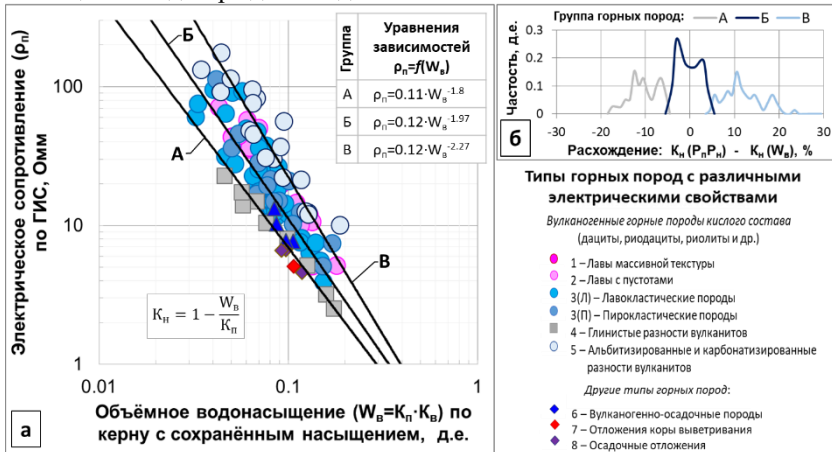


Рисунок 11 – Зависимости для расчёта K_n (а) и расхождение результатов расчёта K_n по стандартной и предлагаемой методикам (б)

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.12). 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.12), что позволяет повысить достоверность геологической интерпретации ГИС.



Рисунок 12 – 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».

В пятой главе «Практическая апробация разработанной методики при прогнозе эксплуатационных характеристик скважин» представлены результаты апробации разработанной методики при оценке эксплуатационных характеристик скважин – начальной продуктивности и обводнённости.

С использованием разработанной методики геологической интерпретации данных ГИС по стандартному комплексу (АК, НК, ГГК-П, ГК, ЭЖ (ЭМК)) рассчитаны эксплуатационные характеристики скважин – коэффициент продуктивности и содержание воды в притоке (обводнённость). Расчёт фазовых проницаемостей выполнен по выражениям (1) и по зависимостям, учитывающим структуру пустотного пространства горных пород (рис.10).

Сопоставления результатов расчёта с фактическими показателями (по ГДИ и испытаниям скважин) показывают высокую степень их сходимости (коэффициенты корреляции превышают 0.8). Коэффициент продуктивности возрастает с увеличением ФЕС от преобразованных вулканитов, отложений коры выветривания (петротипы 4, 5 ,7) к лавам, вулканогенно-осадочным, вулканокластическим горным породам (петротипы 2, 3, 6). Установлено, что отклонения прогнозных характеристик от фактических обусловлены влиянием макротрещин на фильтрационные свойства, загрязнением призабойной зоны пласта, заколонными перетоками. Приведены практические примеры оценки эксплуатационных характеристик изучаемых отложений по данным ГИС.

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, ЭЖ (ЭМК))»*.

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 Красноленинского 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 (ИННК), гамма-гамма литоплотностным (ГГК-ЛП), а также включение в него специальных методов каротажа (АКШ, ИНГК-С, ЯМК, микросканеров) с созданием соответствующей петрофизической основы.

СПИСОК РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в изданиях, рекомендованных ВАК РФ:

1. Добрыдень, С.В. Определение минерального состава вулканогенных пород по данным геофизических исследований скважин / С.В. Добрыдень // НТВ «Каротажник». – 2022. – №1(315). – С. 23-37.

Публикации в изданиях, рекомендованных ВАК РФ и индексируемых в международной системе цитирования Scopus:

2. Кондаков, А.П. Выделение коллекторов в вулканогенно-осадочной толще центральной зоны северо-восточного обрамления Красноленинского свода по результатам геофизических исследований скважин, анализа керна и испытаний / А.П. Кондаков, В.А. Ефимов, С.В. Добрыдень // Нефтяное хозяйство. – 2020. – №1. – С. 29-34.

3. Добрыдень, С.В. Влияние постмагматических преобразований на фильтрационно-емкостные свойства и распределение естественных радиоактивных элементов в вулканогенных горных породах / С.В. Добрыдень // Нефтяное хозяйство. – 2020. – №8. – С. 12-17.

4. 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.

5. Добрыдень, С.В. Электрическое сопротивление и естественная электрохимическая активность вулканогенных горных пород / С.В. Добрыдень // Нефтяное хозяйство. – 2020. – №11. – С. 76-81.

6. Добрыдень, С.В. Определение коэффициента нефтенасыщенности вулканогенных пород по данным геофизических исследований скважин / С.В. Добрыдень, С.К. Туренко // Нефтяное хозяйство. – 2022. – №2. – С. 42-45.

7. Добрыдень, С.В. Определение коэффициента проницаемости вулканогенных горных пород по данным геофизических исследований скважин / С.В. Добрыдень, С.К. Туренко, Т.В. Семенова // Нефтяное хозяйство. – 2022. – №3. – С. 43-46.

8. Добрыдень, С.В. Повышение точности выделения коллекторов в разрезах вулканогенных отложений / С.В. Добрыдень, С.К. Туренко, Т.В. Семенова // Нефтяное хозяйство. – 2022. – №9. – С. 54-57.

Публикации в сборниках научных трудов и материалов конференций:

9. 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.

10. 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.

11. 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.

12. 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

Формат 60x84/24. Бумага офисная. Печать цифровая.

Тираж 100 экз. Заказ 77.

Отпечатано с готового набора в типографии

ООО «MDM-print»

625000, г. Тюмень, ул. Республики, 86, корп.1.

Тел. +7 (3452) 21-59-83