

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

На правах рукописи



РАКИТИН ЕВГЕНИЙ АНДРЕЕВИЧ

**МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ
ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ С ТРЕХКОМПОНЕНТНОЙ
ТЕКСТУРНОЙ НЕОДНОРОДНОСТЬЮ ПО ДАННЫМ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ
ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН**

**(на примере отложений хамакинского горизонта нефтегазовых
месторождений Республики Саха (Якутия))**

Специальность 25.00.10 – «Геофизика, геофизические
методы поисков полезных ископаемых»

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени

кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель: доктор геолого-
минералогических наук, доцент
Корнев Владимир Александрович

Тюмень – 2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА 1. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ РЕСПУБЛИКА САХА (ЯКУТИЯ)	9
1.1. Общая геологическая характеристика района исследований	9
1.2. Условия формирования и характеристика строения хамакинского горизонта по разрезу и площади распространения	12
1.3. Характеристика постседиментационных эпигенетических преобразований горных пород хамакинского горизонта.....	19
1.4. Тектурные особенности горных пород хамакинского горизонта	28
Выводы	35
ГЛАВА 2. АНАЛИЗ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ ДЛЯ ЦЕЛИ ПОСТРОЕНИЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ.....	36
2.1. Взаимоотношения тектурных особенностей и фильтрационно- емкостных свойств горных пород хамакинского горизонта	36
2.2. Структурные характеристики и взаимосвязи физико-литологических параметров горных пород хамакинского горизонта.....	43
Выводы	58
ГЛАВА 3. ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД- КОЛЛЕКТОРОВ С ТРЕХКОМПОНЕНТНОЙ ТЕКСТУРНОЙ НЕОДНОРОДНОСТЬЮ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЕЁ ПАРАМЕТРОВ.....	59
3.1. Существующие представления о построении петрофизических моделей текстурно-неоднородных коллекторов.....	59
3.2. Формирование петрофизической модели терригенных пород-коллекторов с трехкомпонентной текстурной неоднородностью	67

3.3. Удельное электрическое сопротивление терригенных пород-коллекторов с глинистыми прослоями и карбонатно-ангидритовыми включениями.....	84
Выводы	88
ГЛАВА 4. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ С ТРЕХКОМПОНЕНТНОЙ ТЕКСТУРНОЙ НЕОДНОРОДНОСТЬЮ	89
4.1. Обоснование методики выделения коллекторов в отложениях хамакинского горизонта	89
4.2. Определение коэффициента пористости терригенных пород-коллекторов с трехкомпонентной текстурной неоднородности	98
4.3. Определение коэффициента нефтегазонасыщенности и оценка характера насыщенности коллекторов хамакинского горизонта	103
Выводы	124
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	125
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	126

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Настоящий период освоения и развития крупной сырьевой базы углеводородов на территории Республики Саха (Якутия) характеризуется вовлечением в разработку залежей углеводородов с коллекторами сложного текстурного и структурного строения. К такому типу залежей относятся отложения хамакинского горизонта, с которым связаны большие перспективы поиска, разведки и добычи углеводородов.

Главной особенностью терригенных пород-коллекторов продуктивных отложений хамакинского горизонта является высокая степень текстурной неоднородности различного масштаба. Наблюдаемые на керне текстуры горных пород представлены как однородными песчаными разностями, так и неоднородными, которые осложнены тонкослоистым распределением глинистых прослоев и очаговыми карбонатно-ангидритовыми включениями постседиментационного эпигенетического происхождения, образовавшимися в результате заполнения пор песчано-алевритовой матрицы горных пород вторичными минералами.

Основная сложность в изучении подобного типа коллекторов геофизическими исследованиями скважин (ГИС) состоит в том, что непроницаемые элементы неоднородности имеют размеры от нескольких миллиметров до 20–25 см, а методы ГИС с небольшим вертикальным разрешением регистрируют интегральные характеристики. В результате получается, что на практике пластопересечения характеризуются параметрами ГИС, отражающими интегральные свойства текстурно-неоднородных горных пород, и керновыми определениями, которые, как правило, направлены на изучение свойств коллекторской части разреза и выполняются на однородных по текстуре образцах керна. Сопоставление параметров однородных образцов с усредненными параметрами ГИС (прямые зависимости типа «керн–ГИС») без учета текстурно-неоднородного строения рассматриваемых коллекторов, как правило, влечет за собой ряд существенных ошибок и погрешностей в

определении подсчетных параметров (коэффициента пористости и нефтегазонасыщенности) по данным ГИС.

В связи с этим вопрос разработки петрофизического обеспечения и методики определения подсчетных параметров терригенных пород-коллекторов с трехкомпонентной текстурной неоднородностью является актуальной научной и практически значимой задачей.

Степень разработанности темы исследования. Изучение текстурно-неоднородных коллекторов занимает одну из ключевых позиций в теории и практике интерпретации данных ГИС сложнопостроенных коллекторов нефти и газа. Значительный вклад в изучение двухкомпонентных сред сложнопостроенных коллекторов, представленных тонкослоистым переслаиванием песчаников и глин, включая разработку теоретических и практических основ интерпретации данных ГИС, разработку методов определения текстурных компонент и построения петрофизических моделей внесли работы таких отечественных исследователей, как А.В. Акиньшина, Д.А. Асташкина, Я.Н. Басина, Е.О. Белякова, Б.Ю. Вендельштейна, В.Н. Дахнова, Т.Ф. Дьяконовой, Б.Н. Еникеева, В.А. Ефимова, Б.И. Извекова, В.Г. Мамяшева, А.В. Мальшакова, В.И. Петерселье, Е.Е. Полякова, Е.А. Романова, Р.А. Резванова, В.В. Семенова, Т.В. Соколовой, А.В. Хабарова, Г.А. Шнурмана и др. Опубликованных работ по описанию и оценке терригенных пород-коллекторов с трехкомпонентной текстурной неоднородностью практически не имеется, не считая работ, где ученые косвенно касаются решения данной проблемы. Соответственно, чтобы достичь эффективного изучения и освоения нефтегазовых залежей, связанных с подобными объектами, требуется разработки соответствующего петрофизического и методического обоснования геологической интерпретации данных ГИС.

Целью исследования является разработка методики определения подсчетных параметров терригенных пород-коллекторов с трехкомпонентной текстурной неоднородностью по результатам комплексного изучения литолого-

петрофизических параметров по керну, интерпретации геофизических методов исследований скважин и промысловой информации.

Основные задачи исследования:

1. Изучить особенности геологического строения терригенных пород-коллекторов месторождений углеводородов Республики Саха (Якутия).

2. Описать влияние текстурной и структурной неоднородности горных пород хамакинского горизонта на их фильтрационно-емкостные и физические свойства.

3. Сформировать петрофизическую модель терригенных пород-коллекторов с трехкомпонентной текстурной неоднородностью и определить её параметры по данным исследований керна и показаниям методов ГИС.

4. Разработать методику определения подсчетных параметров терригенных пород-коллекторов с трехкомпонентной текстурной неоднородностью.

Научная новизна:

1. Выявлены закономерности изменения фильтрационно-емкостных свойств горных пород по разрезу и площади распространения хамакинского горизонта в зависимости от размерности зерен породообразующих минералов, характера распределения и содержания цементирующего материала различного генезиса.

2. Обоснована текстурно-компонентная модель коллекторов хамакинского горизонта, описывающая взаимосвязь содержания трех элементов неоднородности (песчаные прослои, глинистые прослои, карбонатно-ангидритовые включения) в коллекторе и их параметров.

3. Разработаны петрофизические модели пористости и удельного электрического сопротивления терригенных пород-коллекторов с трехкомпонентной текстурной неоднородностью, учитывающие разнонаправленное влияние элементов неоднородности на показания методов ГИС.

4. Разработана методика определения подсчетных параметров терригенных пород-коллекторов с трехкомпонентной текстурной неоднородностью в

отложения хамакинского горизонта нефтегазовых месторождений Республики Саха (Якутия) по данным стандартного комплекса ГИС.

Теоретическая и практическая значимость работы заключается в разработке петрофизического обеспечения определения подсчетных параметров коллекторов хамакинского горизонта, учитывающего их трехкомпонентную текстурную неоднородность, и в повышение достоверности интерпретации данных стандартного комплекса геофизических методов исследований скважин.

Методология и методы исследования. Решение поставленных задач осуществлялось путем обработки и интерпретации данных геофизических методов исследований скважин с использованием результатов опробования и испытания скважин и литолого-петрофизических исследований кернового материала. В процессе работы использовались следующие методы исследования: обработка и интерпретация геолого-геофизической информации; обобщение и анализ проведенных ранее исследований текстурно-неоднородных коллекторов; построение петрофизических моделей емкостных и физических свойств; построение петрофизических зависимостей «кern-ГИС».

Защищаемые положения:

1. Основными факторами, определяющими сложное строение в структурно-текстурном отношении тип коллекторов хамакинского горизонта и широкий диапазон вариации их фильтрационно-емкостных и физических свойств, являются размерность породообразующих зерен, характер распределения и содержание цементирующего материала различного генезиса.

2. Текстурно-компонентная модель и уравнения взаимосвязи петрофизических свойств, учитывающие трехкомпонентную текстурную неоднородность терригенных пород-коллекторов, повышают достоверность интерпретации данных геофизических методов исследований скважин в отложениях хамакинского горизонта.

3. Методика определения подсчетных параметров терригенных пород-коллекторов с трехкомпонентной текстурной неоднородностью исключает систематические погрешности расчета коэффициентов пористости и

нефтегазонасыщенности, обусловленные наличием текстурной неоднородности, и тем самым повышает точность оценки геологических запасов углеводородов в отложениях хамакинского горизонта.

Степень достоверности и апробация работы. Разработанное петрофизическое обеспечение и предложенная методика определения подсчетных параметров терригенных пород-коллекторов с трехкомпонентной текстурной неоднородностью по данным ГИС основаны на результатах обработки и интерпретации данных геофизических методов исследований 67 поисково-разведочных и 230 эксплуатационных скважин Алинского, Восточно-Алинского и Северо-Талаканского месторождений, данных результатов опробования и испытания скважин и литолого-петрофизических исследований кернового материала (проходкой 1950 м, со средним выносом 94 % и 3860 изученных образцов). Методика использована при подсчете запасов углеводородов в отложениях хамакинского горизонта указанных месторождений.

По теме диссертации опубликовано 9 работ, в том числе 4 статьи в ведущих реферируемых ВАК изданиях. Основные положения и результаты выполненных исследований обсуждались на XIV, XV, XVI конференциях молодых специалистов организаций, осуществляющих виды деятельности, связанные с использованием участков недр на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (г. Ханты-Мансийск, 2014, 2015, 2016); всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии нефтегазовому региону» (Тюмень, 2014); IX, X научно-практических конференциях молодых ученых и специалистов «Салмановские чтения» (г. Тюмень, 2015, 2016); XI Всероссийской научно-технической конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России» (г. Москва, 2016); технической конференции SPE «ПЕТРОФИЗИКА XXI: Навстречу новым вызовам» (г. Петергоф, 2016); VIII Всероссийском совещании «Эффективность геофизических методов при региональных и поисковых работах на нефть и газ» (г. Москва, 2017).

ГЛАВА 1. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ РЕСПУБЛИКА САХА (ЯКУТИЯ)

1.1. Общая геологическая характеристика района исследований

Республика Саха (Якутия) в настоящее время является одной из перспективных территорий для поиска и разведки месторождений нефти и газа, обеспечивающих прирост углеводородного сырья нефтегазодобывающей промышленности. Открытие крупных нефтяных и нефтегазовых месторождений определил высокий промышленный потенциал нефтегазоносности Якутии.

В соответствии с принятой схемой нефтегеологического районирования Сибирской платформы, рассматриваемые месторождения углеводородов расположены в Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской НГ провинции [17; 18; 63; 97]. В тектоническом плане они расположены в восточной половине Сибирской платформы, на территории Непского свода и прилегающих смежных участков Непско-Ботуобинской антеклизы [17; 18; 63; 97].

Геологоразведочные работы на территории Республики Саха (Якутии), проводимые с начала 30-х годов и активно продолжающиеся в настоящее время, выявили сложное строение природных резервуаров нефти и газа, обусловленные глобальными и региональными структурными трансформациями. Сложность геологического строения территории обусловлена наличием густой сети разломов, разбивших изучаемые отложения на множество отдельных блоков разной площади. Амплитуда смещения блоков по вертикали уменьшается снизу вверх, что свидетельствует об их древнем заложении.

Многими исследователями [5; 17; 18; 33; 63; 97] подчеркивается, что в настоящее время на территории месторождений не сохранилось ни одной ловушки древнего заложения, синхронной процессам нефтегазообразования. На сегодняшний день они представляют собой зону древних разрушенных залежей, где текущее состояние нефтегазоносности связано с вторичным

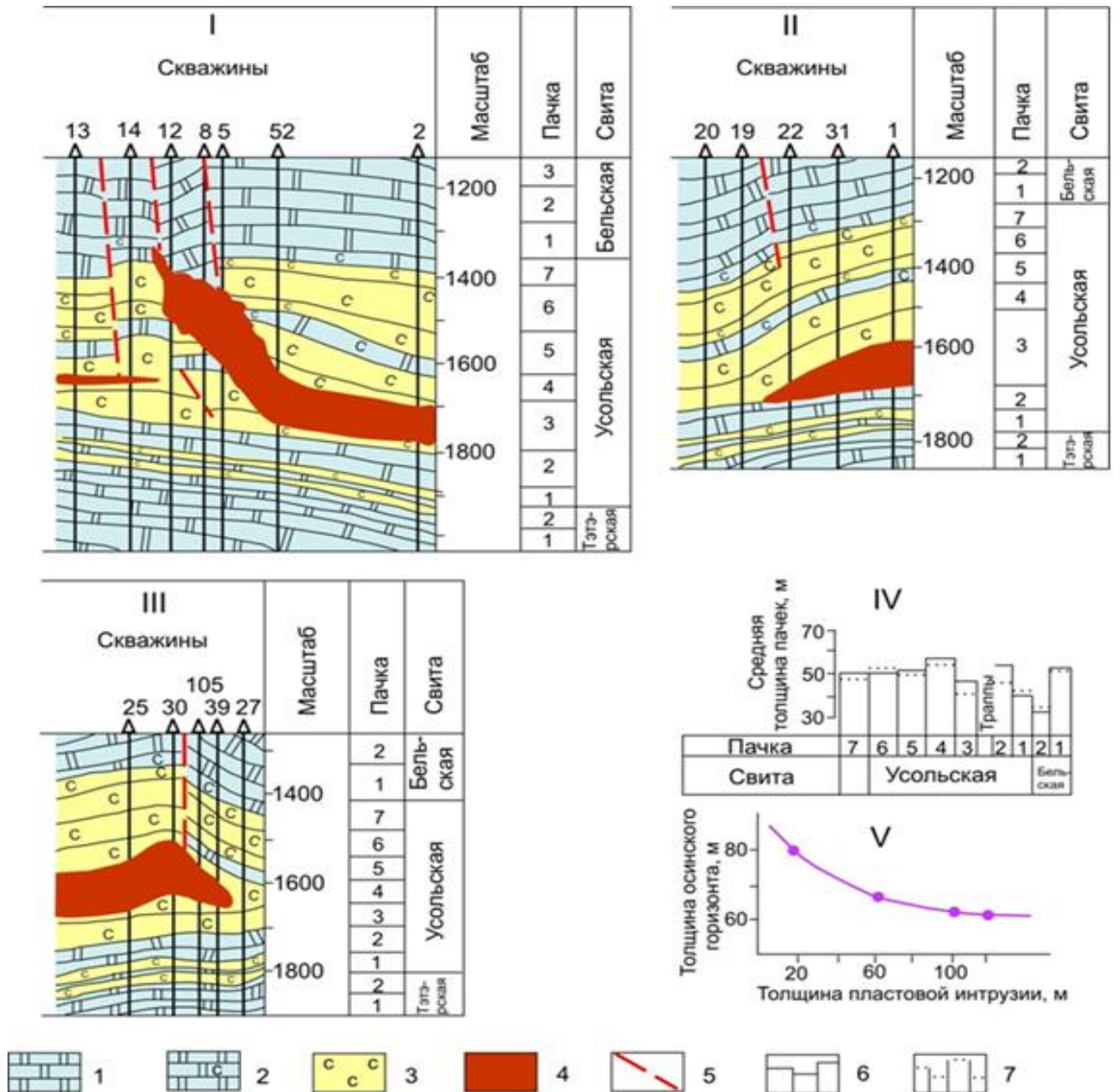
перераспределением углеводородов с последующей миграцией и аккумуляцией в отдельных блоках современных ловушек.

Сочетание разломов различных направлений определило блоковый характер строения осадочного чехла, формирование систем оперирующих разрывов и сдвиговых нарушений, контролировавших флюидодинамику, и в завершении привело к современному распределению залежей углеводородов восточной половины Сибирской платформы.

Характерной особенностью масштабной тектонической активности в рассматриваемом районе, а именно в обстановках растяжения, сжатия или сдвига, является проявление траппового магматизма [16; 17; 18; 59; 97]. Считается [16; 59], что на рассматриваемой территории трапповый магматизм сопровождался активной формой температурного воздействия магматического расплава на вмещающие породы. Так образовались трапповые интрузии пластообразной формы (силлы) и секущие дайки (вертикальные интрузивные тела), проходящие через глубинные разломы древнего заложения [97] (рис. 1.1).

Активное внедрение трапповых интрузией происходило в основном в межсоленосные толщи сульфатно-галогенно-карбонатных формаций верхневедско-нижнекембрийского осадочного комплекса, которые являются региональной покрывкой для всего нефтегазового комплекса более ранних отложений [12]. При внедрении трапповых интрузий во вмещающих породах существенно повышалась температура, изменился термо-барический режим и, как следствие, активизировались геохимические процессы. В результате, под действием температуры и пара, растворялось значительное количество минеральных компонент, обогащающих пластовые воды межсолевых отложений хлоридами, карбонатами и сульфатами.

Согласно представлениям, описанным в работе [19] А.В. Городнова, В.Н. Черноглазова и О.П. Давыдовой, нагретые и насыщенные тяжелые рассолы могли фильтроваться вниз в нефтегазоносные горизонты по существующим тектоническим разломам и временным разрывным нарушениям, образовавшимся в результате интенсивного прогрева вышележающих межсоленосных толщ.



I-III - геологические разрезы, IV - оценка влияния пластовой интрузии на толщины вмещающих её пород, V - график зависимости толщины пород осинского горизонта от толщины пластовой интрузии

- 1 - карбонатные породы, 2 - галогенно-карбонатные породы, 3 - каменная соль, 4 - долериты,
- 5 - разрывные нарушения, 6 - средняя толщина пачек без интрузивных образований,
- 7 - средняя толщина пачек, содержащих интрузивные образования

Рисунок 1.1 – Влияние трапового магматизма на вмещающие кембрийские галогенно-карбонатные породы в пределах Ярактинского и Аянского месторождений [97, с. 175]

Тектонические разломы и временные разрывные нарушения представляли собой транзитный путь для интенсивного вертикального массообмена высококонцентрированных растворов, характеризующийся миграционными процессами перераспределения по литерале.

На рисунке 1.2 схематично показано, как, по мнению авторов [19], происходило влияние траппового магматизма, а именно: формирование отрицательного градиента температур и образование нисходящей фильтрации флюидов в осадочном чехле в направлении от интрузивных тел. По мере удаления от трапповых интрузий на глубину залегания терригенных отложений происходило снижение пластовой температуры. При дальнейшем проникновении и охлаждении из высококонцентрированного нагретого рассола в проницаемых терригенных коллекторах осаждалось значительное количество минеральных компонент различного состава, что приводило к существенному ухудшению их фильтрационно-емкостных свойств [76].

1.2. Условия формирования и характеристика строения хамакинского горизонта по разрезу и площади распространения

Отложения хамакинского горизонта и его аналогов на исследуемой территории имеют ограниченную зону распространения и в стратиграфическом отношении приурочены к осадкам древнего терригенного комплекса венда. В разрезе осадочного чехла проницаемые горные породы хамакинского горизонта выделяются в интервале песчаной пачки паршинской свиты, индексируемом как пласт В10. Покрышкой для залежей углеводородов хамакинского горизонта служат вышезалегающие глинистые породы верхней части паршинской свиты.

Толщина экранирующей пачки увеличивается с северо-запада на юго-восток, по площади изменяется в пределах от 20 до 50 м. По литологическому составу, экранирующая пачка представлена темно-серыми со слабым зеленоватым оттенком аргиллитами, от тонкоотмученных до алевроитистых и слойков и прослоев темно-серых песчаников и алевролитов, от разнозернистых

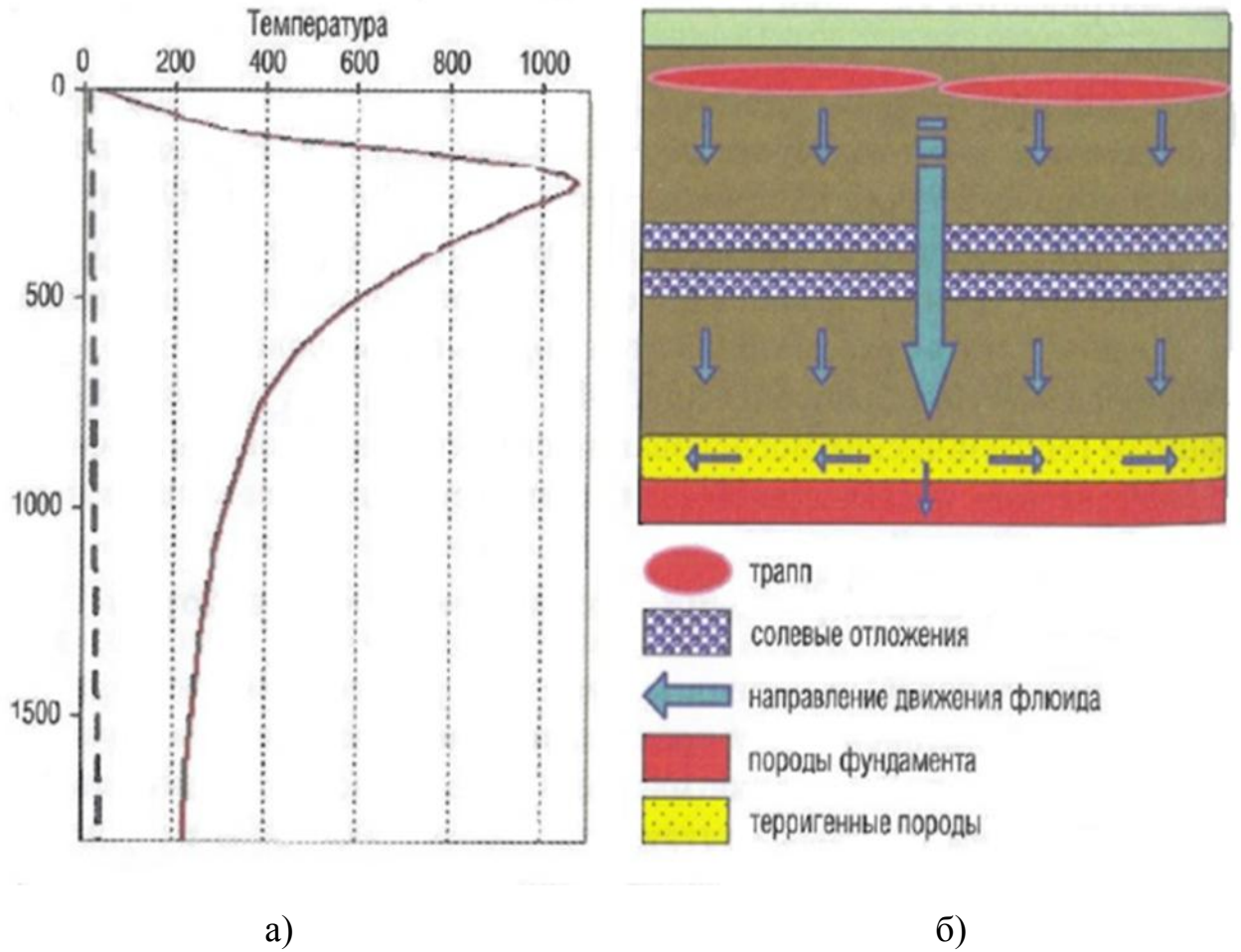


Рисунок 1.2 – Влияние траппового магматизма на формирование поля температур (а) и нисходящую фильтрацию флюидов в осадочном чехле (б) [19, с. 28]

до мелко-крупнозернистых, алевритовых, переходящим в мелкозернистый глинистый алевролит. В аргиллитах отмечается неравномерное распределение тонких линзовидных существенно глинистых. Текстура пологоволнистая и линзовидно-прерывистая, в редких прослоях нарушена мелкими оползаниями, по которым произошло смещение слоев. В целом качество покрышки хорошее и достаточно выдержано по площади, что обеспечивает ей хорошие экранирующие свойства.

Согласно данным полевых геофизических работ и поисково-разведочного бурения, а также сведениям опубликованных работ [18; 97], общая толщина продуктивного горизонта в пределах района исследований изменяется от нескольких до 60 и более м, увеличиваясь в юго-восточном направлении и до полного выклинивания на севере и северо-западе. На рисунке 1.3 схематично изображен геологический профиль строения хамакинского горизонта В10, на котором отражено изменение его суммарной мощности в направлении от северо-запада на юго-восток.

По абсолютным отметкам, поверхность кровли хамакинского горизонта погружается в юго-восточном направлении с а. о. -950 до -2050 м и совместно с этим увеличивается общая толщина пласта по мере уменьшения абсолютных глубин кровли хамакинского горизонта (рис. 1.3). Наиболее высокие отметки кровли пласта отмечаются в центральной части Непского свода, где средняя толщина вскрытого горизонта достигает 5–10 м, а в нескольких скважинах он практически отсутствует в разрезе. Толщина продуктивного хамакинского горизонта, где уже введется промышленная эксплуатация объекта, может варьировать от 28 до 56 м. Этот участок расположен на территории юго-восточной части склона Непского свода, который, согласно известным источникам [18; 97], является перспективным, по величине прогнозируемых запасов углеводородов. Самые низкие отметки кровли пласта наблюдаются в присводовой части Непского свода и прилегающей к ней юго-восточной территории района, включающая в себя погруженные части впадины.

По своему строению, разрез хамакинского горизонта представлен темно-

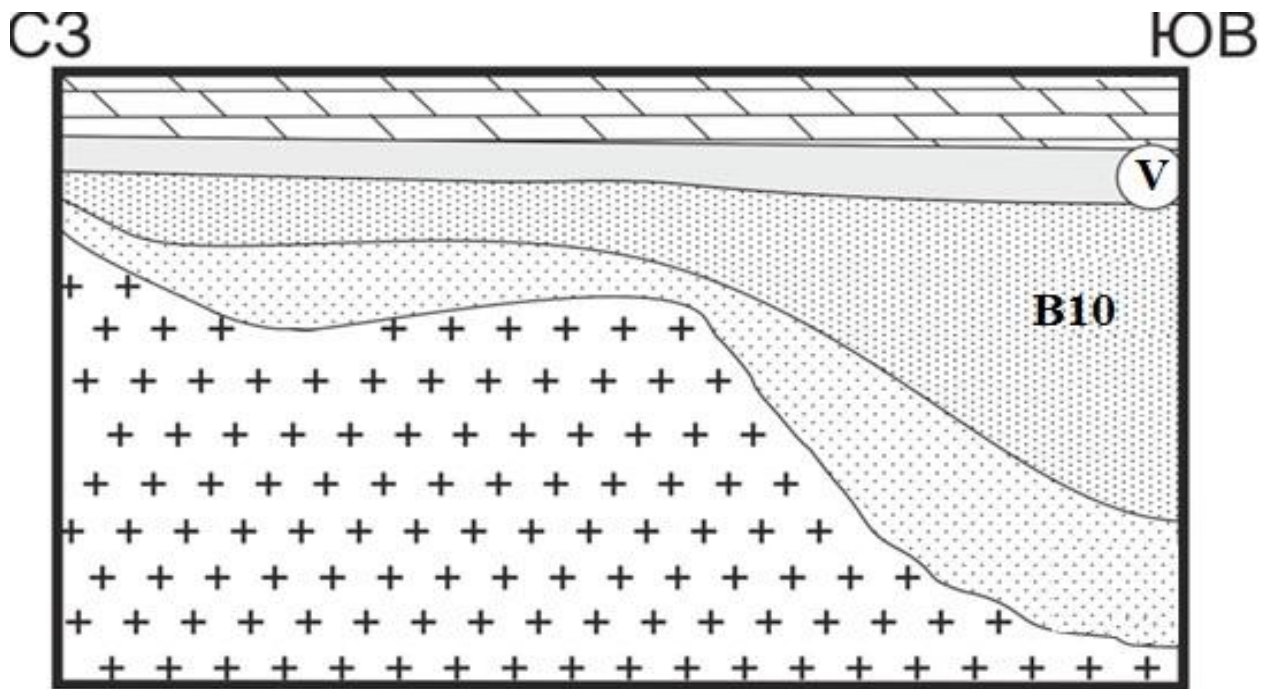


Рисунок 1.3 – Геологический профиль строения хамакинского горизонта В10.

Условные обозначения: В10 – хамакинский горизонт, V – экранирующая глинистая пачка, СЗ и ЮВ – северо-западное и юго-восточное направление

серыми и серыми с буроватым оттенком песчаниками, неравномерно чередующимися с прослоями глинистых алевролитов и аргиллитов. При послойном описании керна выделяются различные по толщине прослой песчаных, алевроитовых и глинистых разностей, отличающихся размером зерен обломочного материала, сортировкой и свойственным им внутренним строением. По мнению большинства исследователей [6; 9; 14; 15; 17; 18; 28; 32; 33; 34; 39; 43; 44; 50; 51; 55; 56; 57; 60; 61; 62; 68; 69; 70; 71; 86; 88; 91; 92; 97], высокая вертикальная и латеральная неоднородность литологического состава и строения изучаемого горизонта возникла в результате сложных литолого-седиментационных условий формирования разреза и последующих стадий эпигенеза горных пород.

По результатам литолого-фациальных исследований и построений седиментационных моделей, опубликованных в работах [43; 50; 51; 56; 57; 62; 68; 71; 86; 88], генезис осадкообразования терригенных отложений определялся как континентальный, в обстановках временных потоков аллювиально-

пролювиального комплекса, так и прибрежно-морской, в обстановках приливно-отливной равнины и прилегающих мелководных участках шельфа дельтового комплекса.

В современном представлении [43] терригенные отложения венда сформировались в условиях развивающейся трансгрессии моря снизу вверх по разрезу, где континентальная обстановка осадконакопления сменилась на прибрежно-морскую. В период формирования хамакинского горизонта большая часть рассматриваемой территории месторождений углеводородов представляла собой прибрежную аккумулятивную равнину, периодически затапливаемую морем. Осадки формировались в водной среде с высоким и средним уровнем энергетической активности, в условиях временных потоков, несколько удаленных от областей сноса, а также в условиях устьевых баров и дельтовых потоков. Поступление терригенного материала приходило со слаборасчлененной поверхности выступающих пород фундамента, расположенных за пределами НБА на севере и северо-западе, такие сведения приведены в работах [92; 97].

На начальном этапе формирование хамакинского горизонта проходило при высоких гидродинамических уровнях водных потоков аллювиально-пролювиального комплекса [70]. Средняя плотность и скорость потоков была достаточно высокой, что способствовало приносу большой массы грубозернистого материала. Характерно это для нижней части пласта, где преобладают преимущественно крупно- и разнозернистые песчаники с примесью гравийного материала до 20–35 %, прослоями до плохо отсортированных и слабо окатанных, с закономерным увеличением зернистости к подошве песчаных прослоев. Текстура неясно слоистая, пологоволнистая и косослоистая, редкие слойки аргиллитов, но в основном крупнозернистые и гравелистые участками массивные. Встречаются единичные обломки аргиллитов зеленовато-серых размером более 2–3 см.

При дальнейшей развивающейся трансгрессии моря обстановка сменилась на преимущественно дельтовую, что привело к снижению динамики водных потоков в дельтовых каналах и к более мелкозернистому составу осадков. Причем

происходило не только утонение гранулометрического состава пород вверх по разрезу, но и осадки становились более кварцевыми, хорошо окатанными и отсортированными, так как осадок подвергался неоднократному перемыву и переотложению.

В то же время, когда происходило снижение речных потоков, происходило накопление тонкообломочных глинистых осадков, которые по разрезу сменяются песчано-алевритовыми прослоями. Существовал и климатический фактор [91], повлиявший на изменения транспортирующей способности рек, с максимальной скоростью переноса обломочного материала, на среднюю и ослабленную. Считается, что климат был семиаридный, семигумидный с переменной влажностью.

По мере опускания поверхности прибрежной аккумулятивной равнины, поток воды со стороны моря увеличивался. В результате поступающий в бассейн осадконакопления песчаный материал подвергался активному действию волн и морского течения в зоне приливно-отливной равнины, а в период ослабления движения из суспензии осаждался тонкодисперсный материал морского происхождения. Такая обстановка осадконакопления способствовала формированию протяжённых и незначительных толщин прослоев тех или иных литологических разностей пород [74]. Поэтому для разреза хамакинского горизонта характерно тонкое ритмичное переслаивание песчано-алеврито-глинистых осадков в геологическом строении пласта, указывающие на устойчивые условия накопления прибрежно-морского бассейна [93].

На момент завершения формирования хамакинского горизонта вся территория была затоплена морем [71]. Присутствие окатанных зерен зеленоватой окраски глауконита, в разрезе большинства скважин верхней части пласта указывают на морские условия седиментации в момент завершения формирования пласта.

В целом из всего вышесказанного следует, что начально-трансгрессивный этап развития бассейна осадконакопления и последовательная смена режима седиментации осадков обусловили сложное строение природных резервуаров

нефти и газа древних отложений, которое выражено как в разрезе пласта, так и по площади. Это подтверждается тем, что многие уже открытые и разведанные залежи углеводородов в отложениях хамакинского горизонта зачастую не выдержаны по площади распространения и к тому же в зонах максимальных толщин не всегда прослеживаются промышленные притоки углеводородов.

Дополнительно стоит отметить, что история формирования изучаемых отложений представляла собой длительный и сложный процесс, насыщенный тектоническими событиями рассматриваемого региона, которые в корне изменили структурный облик древних отложений. Большинство открытых залежей углеводородов в отложениях изучаемого горизонта на рассматриваемой территории относятся к пластово-блоковому и структурно-литологическому типу, изолированному литологическими и тектоническими экранами [17, с. 121]. В работе коллектива авторов [17, с. 121] отмечено, что определяющими факторами ограничения нефтегазоносности залежей являются литологическое замещение коллекторов на непроницаемые породы и ограничения дизъюнктивными нарушениями. Поэтому для открытых современных месторождений УВ и разведанных площадей Республики Саха (Якутия) характерно строение экранированных отдельных блоков залежей нефти и газа, гидродинамически-изолированных, имеющих самостоятельные газожидкостные контакты.

Современное состояние терригенных коллекторов пласта В10 сформировано в результате не только седиментационных процессов, но и постседиментационными эпигенетическими преобразованиями горных пород, которые с разной степенью интенсивности и по-разному воздействовавшие на формирование и сохранение пород-коллекторов в разрезе продуктивных отложений.

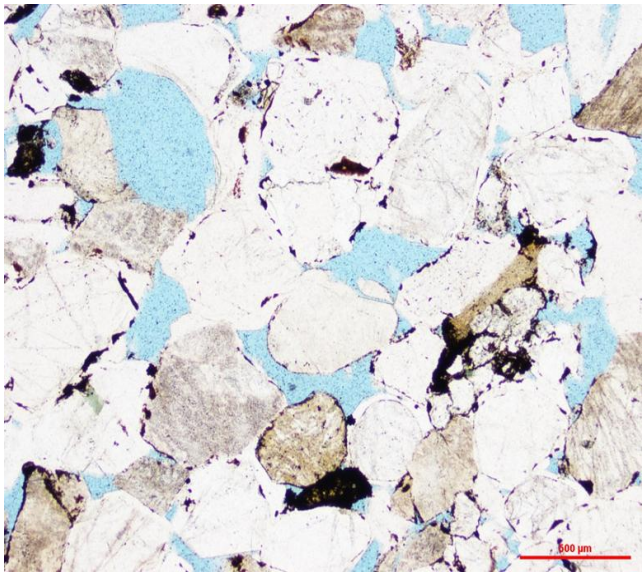
Согласно опубликованным данным и результатам исследований [11; 14; 32; 33; 34; 43; 76; 77], процессы преобразования привели к существенным изменениям как в структурном, так в текстурном плане осадочных горных пород, чем обусловлено крайняя изменчивость коллекторских свойств горных пород как по разрезу одной скважины, так и по площади залежи углеводородов в целом.

1.3. Характеристика постседиментационных эпигенетических преобразований горных пород хамакинского горизонта

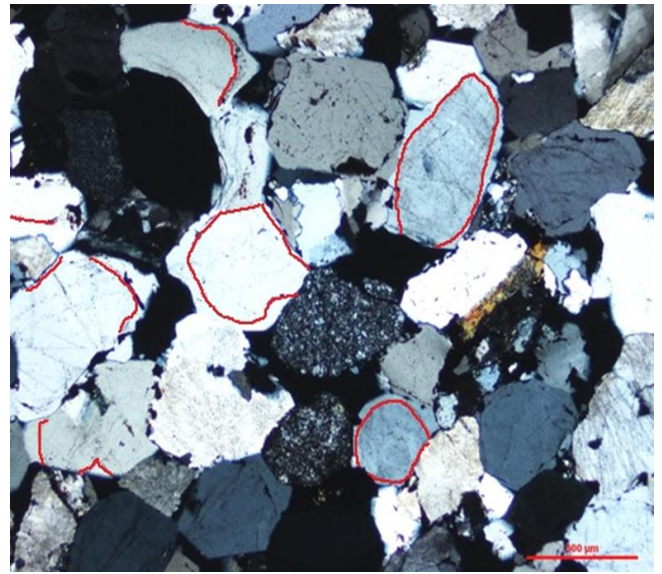
Основными процессами постседиментационных эпигенетических преобразований горных пород, которые характерны для терригенных отложений хамакинского горизонта, являются: 1) регенерация кварцевых зерен; 2) выщелачивание полевого шпата; 3) процессы карбонатизации, ангидритизации и галитизации. Согласно опубликованным результатам исследований в 2014 г. Е.С. Коновальцевой [43], которые заключались в анализе спектра химических элементов горных пород по шлифам на растровом электронном микроскопе, перечисленные выше постседиментационные эпигенетические преобразования горных пород изучаемых отложений имели стадийный характер и проходили по, возможно, следующему сценарию.

Наиболее широко и интенсивно в терригенных коллекторах хамакинского горизонта распространены процессы регенерации кварцевых зерен, с которыми связано укрепление обломочного материала и образование довольно прочного кремнистого скелета горной породы [80; 81; 91; 95].

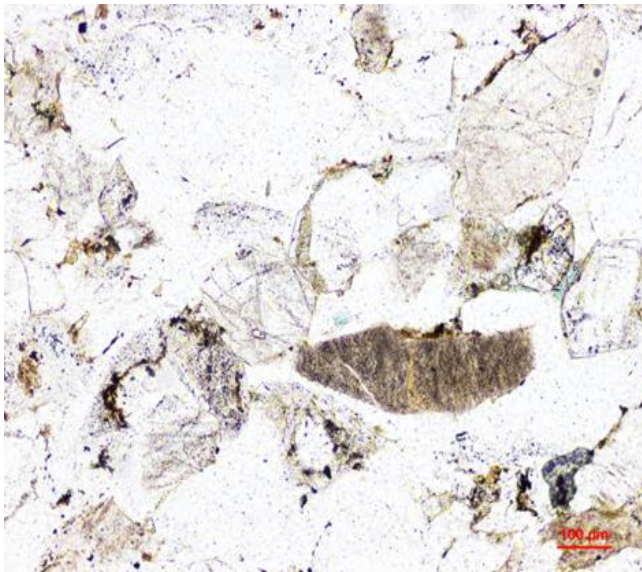
В петрографических шлифах (рис. 1.4, а, б) регенерация кварца наблюдается частичная и полная, за счет отложения кремнезема со стороны порового пространства породы, регенерационные каемки частично или полностью восстанавливают кристаллографические грани зерен. По форме регенерационные каемки сплошные, широкие и шиповидные, а также в виде тонких прерывистых наростов, иногда только зачаточные размером от 0,01 до 0,05 мм, иногда двойные, шириной до 0,1 мм, а в отдельных образцах толщины до 0,3 мм и более. От основного зерна регенерационные каемки отделяются четкими или слабозаметными самостоятельными пленками глинистого материала, или цепочками пылеватых включений частично пигментированного битумом. Наличие признаков битума свидетельствует о длительной истории формирования, частичном разрушении залежей продуктивных пластов и вторичном перераспределении углеводородов. Обломочные зерна кварца часто



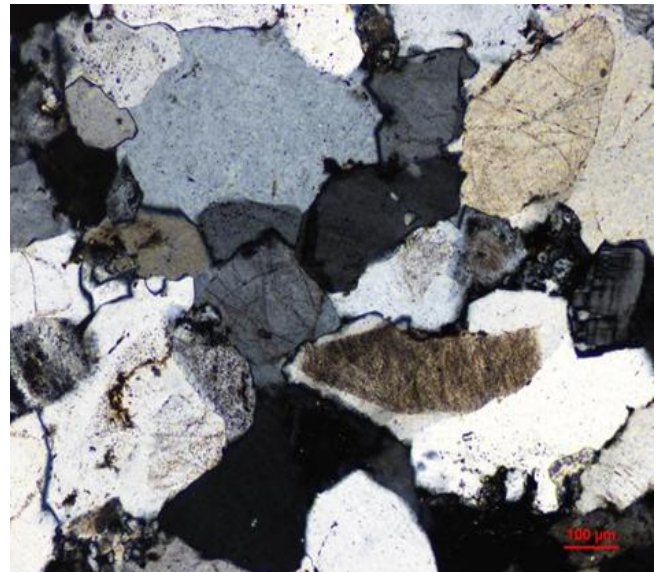
а) Н-



б) Н+



в) Н-



г) Н+

Рисунок 1.4 – Фотографии шлифа. Песчаник олигомиктовый средне-крупнозернистый (а, б) и мелко-среднезернистый (в, г) с кварцевым конформно-регенерационным и глинистым цементом

соприкасаются друг с другом регенерационными каемками, образуя точечный и полулинейный контакт. Благодаря такому сцеплению, жесткость обломочного каркаса увеличилась, что позволило предохранить горную породу от уплотнения с глубиной погружения и сохранить коллекторские свойства.

Важно отметить, что характерная регенерация кварца прослоями развивалась интенсивно, но неравномерно, также умеренно и слабо. В более крупнозернистых разностях песчаников регенерация кварца происходила с меньшей интенсивностью, что имело более положительный эффект. Как отмечено в статье [46], рост регенерационных каемок в горных породах приводит к сокращению тонких поровых каналов на стыках крупных зерен, за счет чего усиливается прочность обломочного каркаса породы. Для образцов с изначально низкими гранулометрическими характеристиками в мелкозернистых прослоях песчаника и алевролита регенерация кварца оказала большое влияние. Часть мелких пор уменьшилась, широко развит кварцевый конформно-регенерационный тип цементации. Впрочем, если длительность процесса регенерации была велика, емкость породы значительно уменьшилась, первичное поровое пространство занял кварцевый цемент, а агрегирование породообразующих зерен привело к кварцитоподобной и мозаичной структуре породы (рис. 1.4, в, г).

Помимо регенерации кварца, в рассматриваемом разрезе развивались и процессы выщелачивания полевого шпата. Процесс выщелачивания сопровождался активным разрушением полевых шпатов как наиболее неустойчивых минералов в породах с лучшей проницаемостью, обеспечивающей вынос растворенного вещества. В петрографических шлифах поры выщелачивания наблюдаются на обломках полевого шпата в виде сетчатых зерен (рис. 1.5).

Очевидно, что частичное выщелачивание полевого шпата играет положительную роль в формировании пустотного пространства породы. Процесс выщелачивания способствовал разуплотнению породы, образованию новых, вторичных пор. Однако выщелачивание полевых шпатов отмечается не

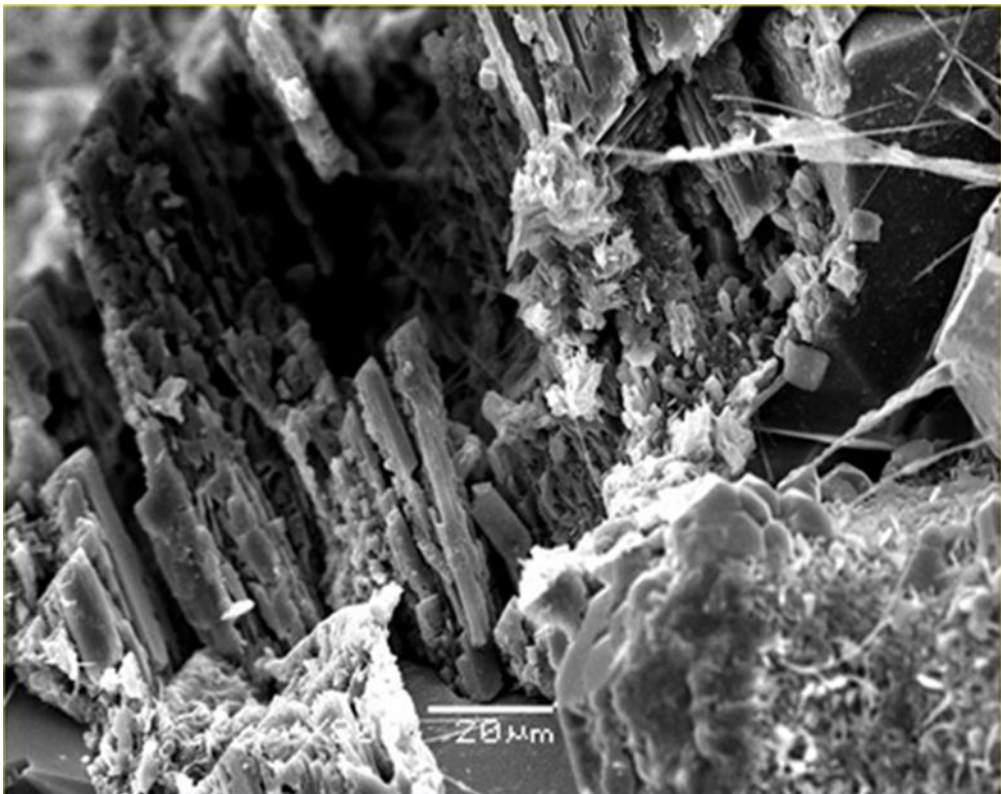
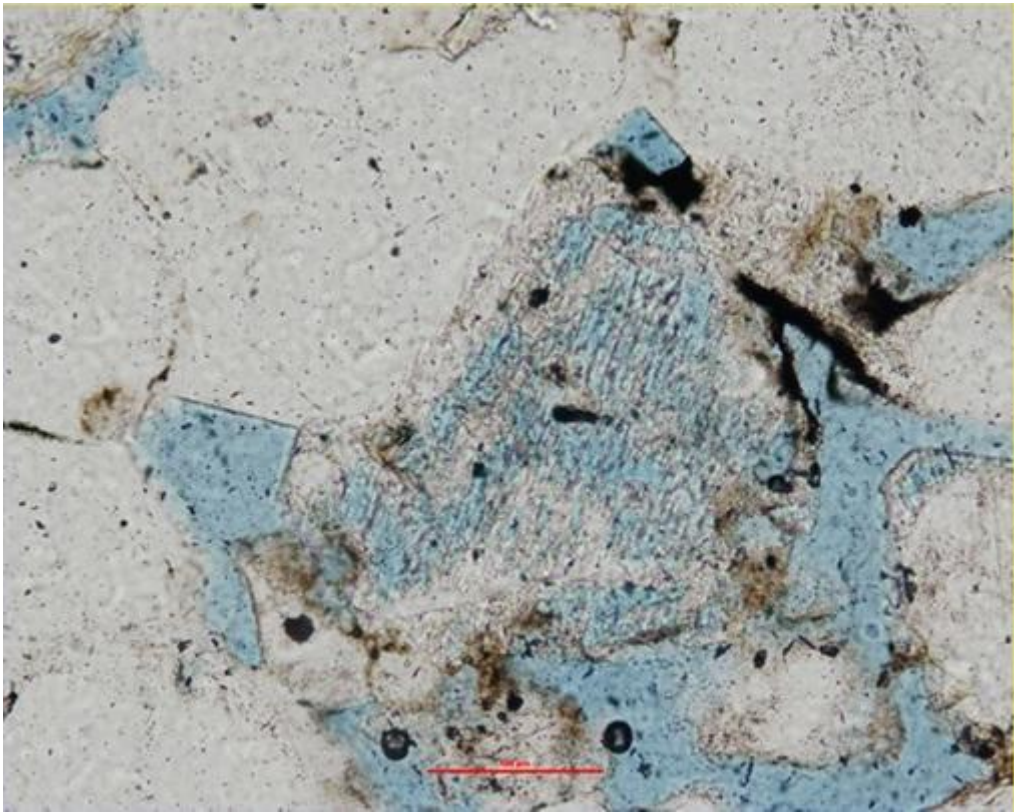


Рисунок 1.5 – Фотографии шлифа. Внутризерновое выщелачивание полевого шпата (образуется сетчатое зерно) в разнозернистом песчаник

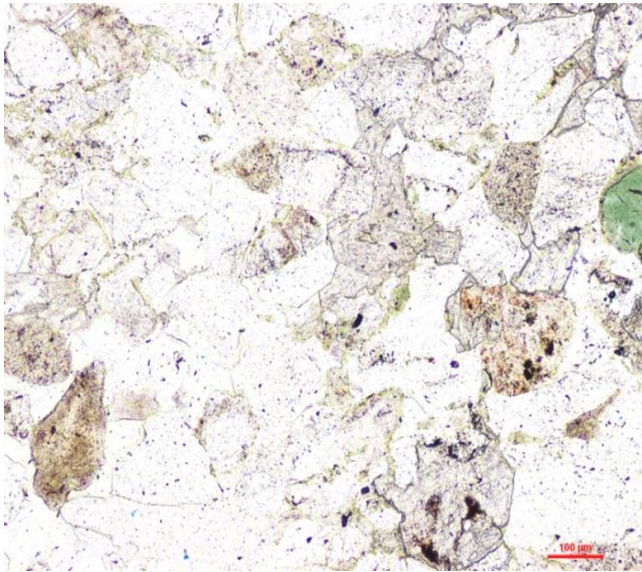
повсеместно, иногда только на единичных зернах, и с последующим замещением на минеральные новообразования.

На последующих стадиях эпигенеза происходило интенсивное постседиментационное минералообразование, вторичное по отношению к регенерации кварца и выщелачиванию полевого шпата - это карбонатизация и ангидритизация. Примесь карбонатного материала в основном представлена новообразованными минералами доломита, реже кальцитом пойкилитовой структуры. Ангидрит в поровом пространстве горных пород тонко рассеян, образует сростки шестоватых кристаллов и включений.

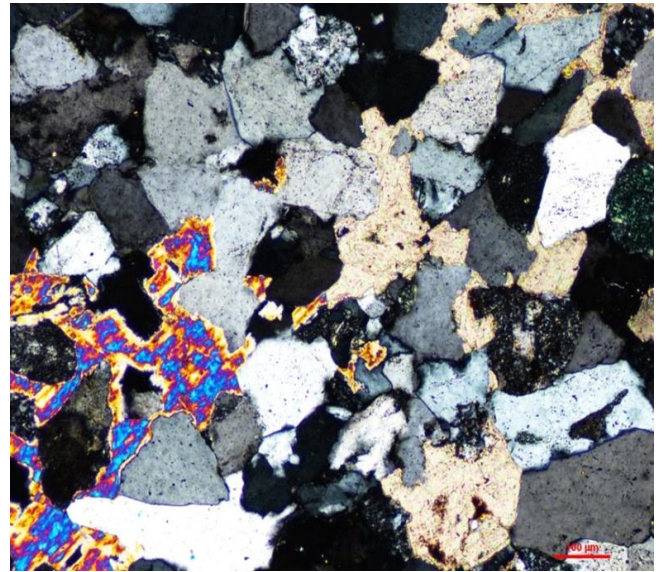
Кристаллы минеральных новообразований корродируют как регенерационные каемки кварца, так и поры выщелачивания в зернах полевого шпата, что хорошо наблюдается в петрографических шлифах (рис. 1.6). При этом все свободное поровое пространство горных пород заполнялось карбонатными минералами и ангидритом, тем самым привело к существенному ухудшению коллекторских свойств. В отдельных случаях, когда процессы были интенсивны, происходило полное залечивание порового пространства, с базальным типом цементации, и тогда горная порода становилась неколлектором.

По петрографическим шлифам (рис. 1.6–1.7), исследованных в отделе литологии Тюменского отделения «СургутНИПИнефть», установлено, что процессы карбонатизации и ангидритизации приурочены к одним и тем же участкам изучаемого разреза. Процесс ангидритизации проходил после заполнения порового пространства карбонатными минералами. На это указывает распределение ангидрита в центральных частях пор, а доломита по периметру (рис. 1.7, а, б). На завершающих стадиях эпигенетических процессов отмечается заполнение остаточных пор галитом, о чем свидетельствует появление кристаллов галита в центральных частях пор, выполненных ангидритом (рис. 1.7, в, г).

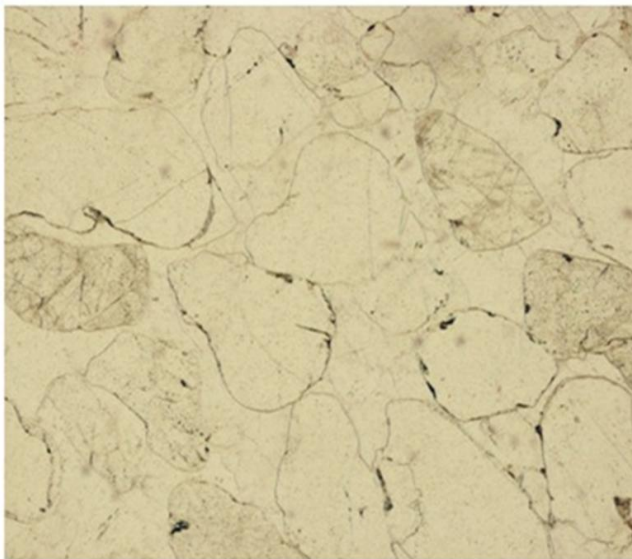
Сложность диагностики галита, даже путем совместного анализа лабораторных исследований керна и данных методов ГИС [19; 24; 31; 82; 90], не позволяет составить достаточно полной картины о закономерностях его распределения в разрезе изучаемых отложений. Тем не менее, можно



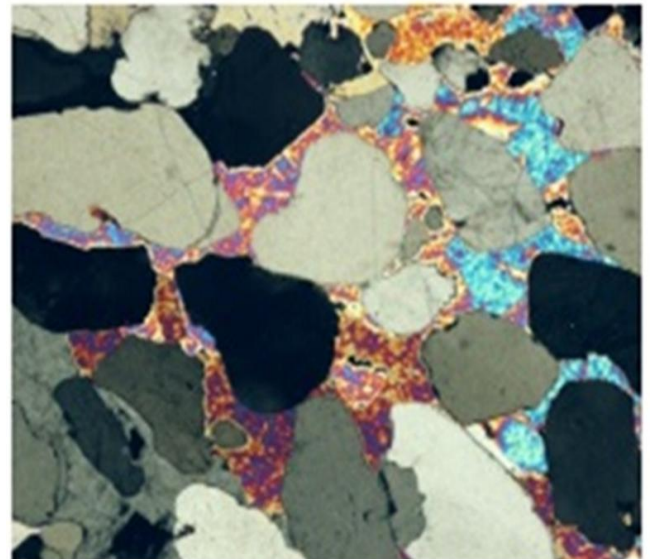
а) Н-



б) Н+

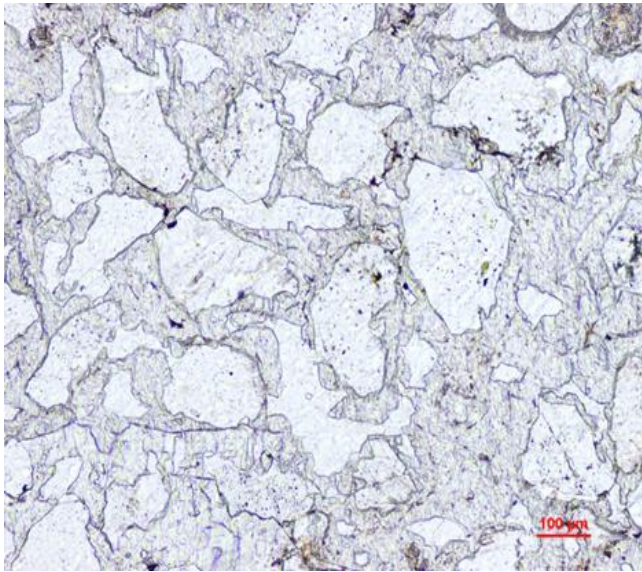


в) Н-

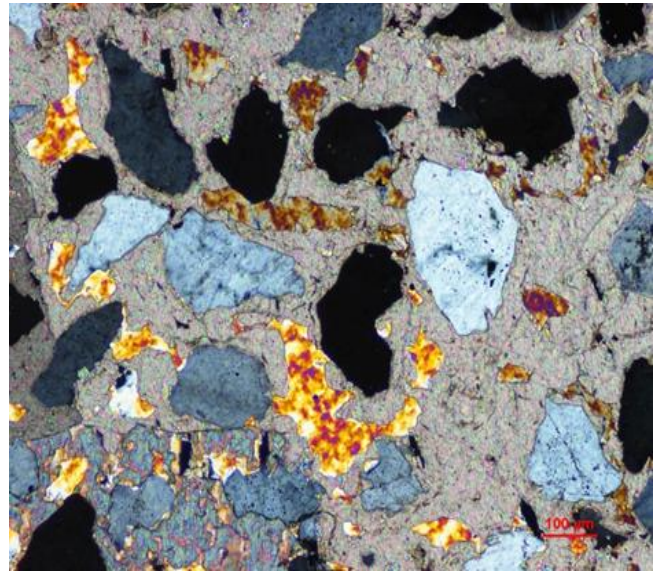


г) Н+

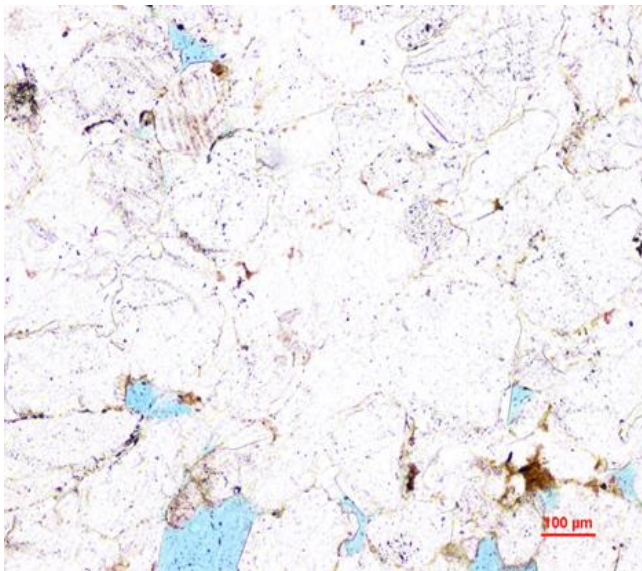
Рисунок 1.6 – Фотографии шлифа. Песчаник мезомиктовый мелкозернистый алевритистый (а, б) и крупнозернистый олигомиктово-кварцевый (в, г) с базальным карбонатно-ангидритовым цементом



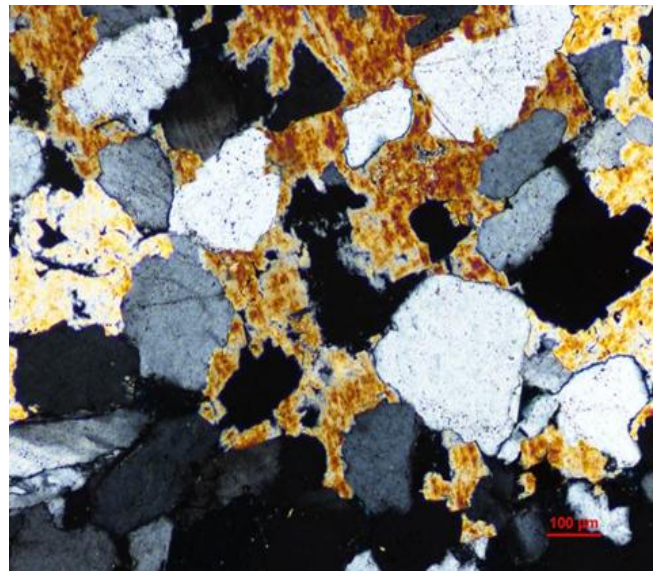
а) Н-



б) Н+



в) Н-



г) Н+

Рисунок 1.7 – Фотографии шлифа. Песчаник олигомиктовый среднезернистый с кварцевым, глинистым и с очаговым сульфатно-карбонатным цементом.

а, б – кристаллы ангидрита внутри карбонатного цемента (прорастают сквозь доломит), увеличение 100;

в, г – кристаллы галита внутри ангидритового цемента (прорастают сквозь ангидрит), увеличение 100

предположить, что характер распределения его аналогичен карбонатам и ангидриту, то есть очаговый или сплошной (в отдельных прослоях), что также подтверждается словами Е.С. Коновальцевой: «преимущественное развитие галита в карбонатизированных и сульфатизированных частях разреза» [43, с. 113].

На сегодняшнее время опубликовано достаточное количество данных, свидетельствующей о сложной природе развития и степени распространения постседиментационных эпигенетических процессов в разрезе древних терригенных отложений венда. Многими исследователями отмечено [3; 11; 14; 32; 33; 34; 43; 76; 77], что распространения минеральных новообразований в разрезе древних терригенных отложений происходило крайне неравномерно и связано с рядом нескольких геологических факторов.

Так в работе А.С. Анциферова [3] главной причиной появления минеральных новообразований подсолевых терригенных коллекторов считается термобарический метаморфизм рассолов. По мнению автора, когда пластовые температуры и давления в их недрах значительно снизились, в осадок могло выпасть значительное количество минеральных компонент, вследствие того, что водорастворимость большинства из них, при изменении термобарических условий, существенно снижается.

К другим аспектам распространения вторичных минералов автор Н.Я. Янкова [100] относит структурный план рассматриваемой территории месторождений углеводородов. Н.Я. Янковой определено, что «в наиболее погруженных областях палеорельефа соответствуют наибольшие толщины засоленного коллектора» [100, с. 22]. Кроме того, автор учитывает и седиментационный фактор, с которым связаны процессы эпигенетического преобразования горных пород. Как пишет Н.Я. Янкова, «в разрезе нет засоленных мелкозернистых коллекторов» [100, с. 22].

Вместе с тем, по вопросу изучения вторичных процессов и их распространения в разрезе древних отложений, в работах В.В. Самсонова [76; 77] большое внимание уделяется тектоническому фактору. В.В. Самсонов пишет: «довольно отчетливая зональность в характере развития вторичных

цементирующих минералов продуктивных песчаников вызвана по всей вероятности, влиянием дизъюнктивных нарушений» [77, с. 21]. Указанное допущение вполне соответствует теоретическими представлениями [45; 78; 99] о том, что повышенная концентрация вторичных новообразованных минералов в разрезах продуктивных отложений является индикатором последствия глубинного воздействия флюида в тектонически-активных зонах и активизированных системах разломов. А раз речь ведется о столь древних терригенных отложениях, распространенных на большой территории тектонически активной зоны [59], то такое предположение авторов весьма уместно. Дополнительно к этому авторами данной статьи приведены сведения, указывающие на то, что процессы карбонатизации, сульфатизации и засоления могли быть связаны с потоками насыщенных рассолов, поступивших из вышележающих галогено-карбонатных отложений в следствие траппового магматизма.

В ходе исследования микроэлементного состава горных пород кварцевого древнего терригенного комплекса венда А.В. Ивановской [32–34] была выявлена интересная закономерность. А.В. Ивановской установлено, что «дифференциация СаО и MgO синхронна по времени и достигает максимальных значений в венде в связи с активизацией тектонических процессов и привнесом карбонатов и сульфатов» [32, с. 112].

Обобщая вышеизложенное, можно констатировать следующее, что геологические аспекты природы эпигенетических процессов для рассматриваемых отложений до сих пор остаются открытыми и требуют дальнейшего изучения. Однако, на фоне значительного количества работ, многие исследователи все-таки сходятся в мнении, считая, что интенсивность эпигенетических процессов в низележающих подсолевых продуктивных терригенных отложениях, в первую очередь, могла быть связана с проявлением тектонической активности рассматриваемого региона, сопровождающейся трапповым магматизмом, о котором уже было сказано выше, в разделе 1.1.

Подводя итог вышеизложенному, можно заключить, что процессы постседиментационного эпигенетического преобразования горных пород хамакинского горизонта оказали существенное влияние на фильтрационно-емкостные свойства и стали причиной формирования в песчаниках третьей компоненты текстурной неоднородности (агрегатов очаговой или пятнистой формы), о которой подробно будет изложено в следующем параграфе главы.

1.4. Текстурные особенности горных пород хамакинского горизонта

Первое, на что обращают внимание многие исследователи при изучении литолого-петрографических характеристик осадочных горных пород, – это текстура. В работе Н.В. Логвиненко [52, с. 96] определение термина «текстура» трактуется следующим образом: «текстура – это сложение осадочной породы, обусловливаемое ориентировкой, взаимным расположением составных частей, а также способом выполнения пространства». Именно текстура, которая наблюдается на обнаженных участках горных пород, несет основную информационную нагрузку, определяя анизотропность поведения фильтрационно-емкостных и физических свойств [65; 66].

Характерная особенность геологического строения терригенных коллекторов хамакинского горизонта – их высокая степень текстурной неоднородности, обусловленная сочетанием литолого-седиментационных факторов и проявлением постседиментационных эпигенетических преобразований осадочных горных пород слагаемых разрез.

В песчаниках хамакинского горизонта первичные осадочные текстуры связаны с неравномерным распределением линзочек, тонких слойков и прослоев аргиллитов темно-зеленовато-серого цвета, тонкоотмученных до грубого переслаивания песчаников с аргиллитами алевритистыми, толщиной от нескольких миллиметров до 20–30 см (рис. 1.8).

Чередование песчаных и глинистых прослоев в разрезе хамакинского горизонта, как было уже отмечено выше, обусловлено сложной обстановкой

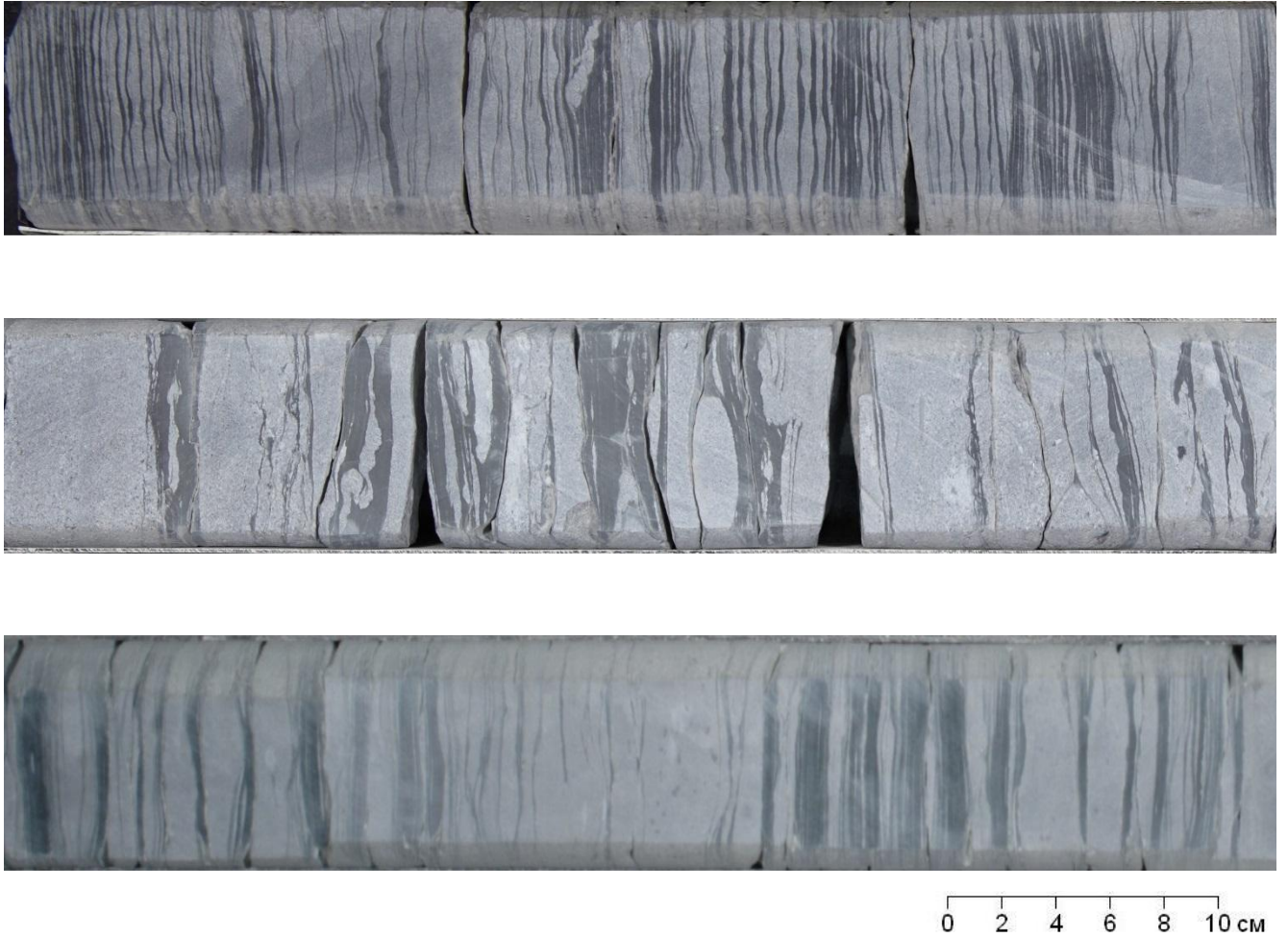


Рисунок 1.8 – Примеры неравномерного распределения тонких глинистых прослоев на керне горных пород хамакинского горизонта

седиментации осадков - это начально-трансгрессивные условия осадконакопления и приливно-отливная равнина, которая впоследствии затапливалась морем.

О.М. Мятчин [61] в своей работе пишет, что для отложений хамакинского горизонта, формировавшихся в межприливной зоне осадконакопления, характерно «равномерное переслаивание илового и песчаного материала с характерной косоволнистой (флазерной), линзовидной, горизонтально-волнистой текстурой». По мнению автора и ряда других исследователей [86; 88], разрез хамакинского горизонта формируется несколькими группами фаций: 1 – смешанные илового – песчаные отложения (равномерное переслаивание); 2 – илового-алевритовые отложения; 3 – иловые отложения; 4 – приливных каналов (разнозернистые песчаники).

По керну, горные породы изучаемых отложений характеризуются неравномерным переслаиванием песчаного и тонкодисперстного глинистого материала, параллельно-тонкослоистой и полого-волнистой, прослоями линзовидно-взмученной текстурой. Толщина слойков темно-серых аргиллитов редко превышает 0,5 м. В некоторых прослоях отмечаются уплощенные обломки аргиллитов темно-зеленоватого цвета в виде включений, длиной до 2-6 см, что свидетельствует об активном гидродинамическом режиме осадконакопления.

На рисунке 1.9 приведено распределение толщин глинистых прослоев в керне горных пород хамакинского горизонта, измеренных инструментально – линейкой на полноразмерных образцах. Всего измерений проведено на более 60 образцах полноразмерного керна, длиной от 10 до 50 см. Основная область распределения приходится на первые сантиметры от 0,5 до 12 см, с модальным значением порядка 3 см.

Вторичные текстуры в рассматриваемых отложениях сформированы в результате проявления постседиментационных эпигенетических преобразований горных пород, с которыми связано образование включений и агрегатов очаговой или пятнистой формы, наблюдаемых как на фотографии колонки керна, так и на микроуровне в образцах и шлифах (рис. 1.10).

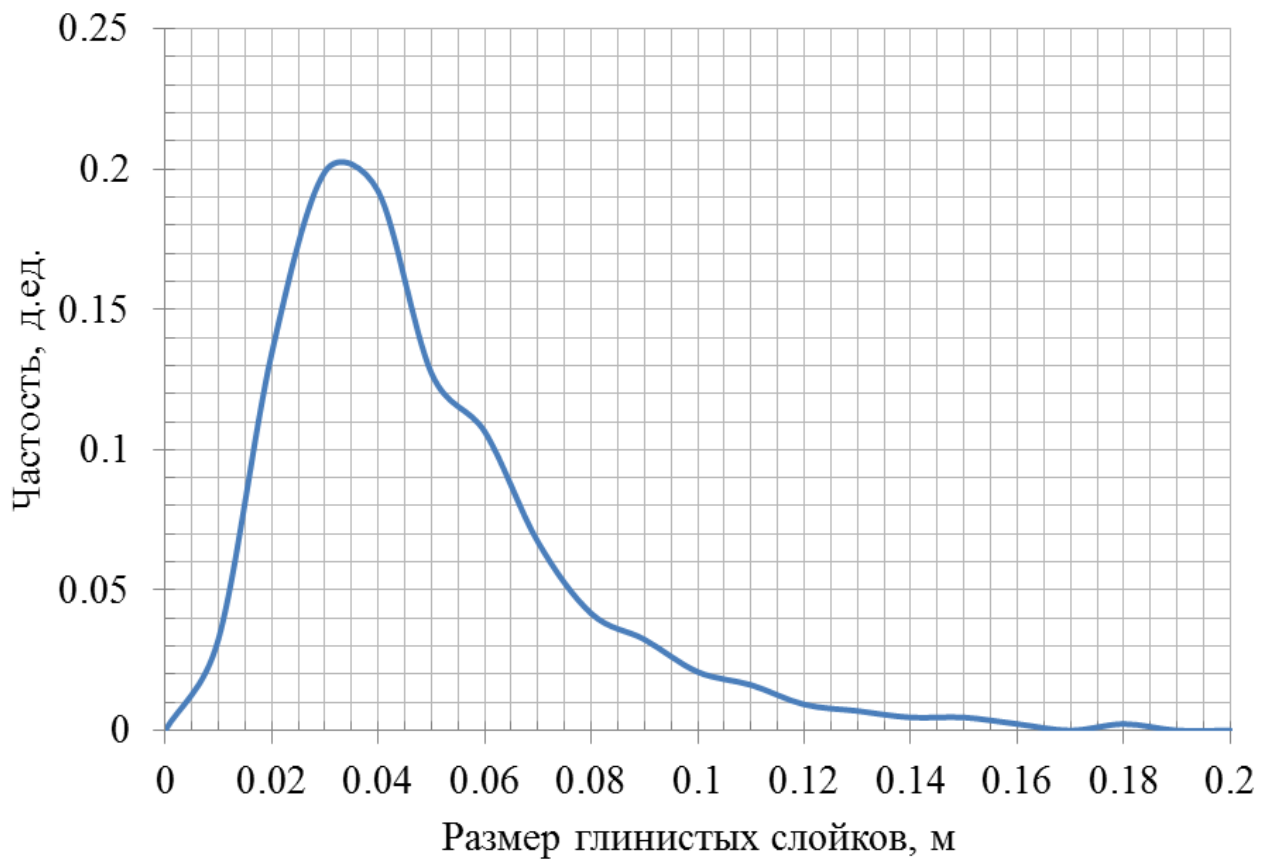


Рисунок 1.9 – Распределение толщин глинистых прослоев измеренных на керне горных пород хамакинского горизонта

Пятнистая текстура с очагами светло-серого цвета визуальнo выделяется на фоне темно-серого цвета песчано-алевритового материала. На поверхности керна размер пятен составляет от 1–2 до 10–16 см. В нефтенасыщенных интервалах округлые белесые пятна не насыщены углеводородами, что визуальнo отмечается по фотографиям керна в ультрафиолете.

По результатам микроскопического изучения горных пород в шлифах установлено, что пятнистая текстура формируется за счет неравномерного распределения полиминерального цементирующего материала в песчано-алевритовой матрице породы, который по составу представлен в основном карбонатами и ангидритом, а также присутствием галита. Характерная белесость очагов обусловлена довольно обильным тонкорассеянным ангидритом, который в поровом пространстве породы образует сростки шестоватых кристаллов и включений. В таких очагах все поровое пространство практически целиком заполнено в разных соотношениях каким-либо из перечисленных цементирующих материалов, свободных пор практически нет.

На рисунке 1.11 приведено сопоставление содержания цементирующих минералов, образующих пятнистую текстуру горных пород хамакинского горизонта. Из рис. 1.11 видно, что большая часть точек группируется в области высоких значений ангидритовой составляющей. Другая часть выборки образует большой разброс значений на поле, из которого следует, что полиминеральный цементирующий материал определяется присутствием всех минералов совместно.

Таким образом, в разрезе изучаемых отложений хамакинского горизонта, по фотографиям полноразмерного керна и результатам литолого-петрофизических исследований, были выделены следующие типы текстурных элементов неоднородности горных пород: песчаные прослои, глинистые прослои и карбонатно-ангидритовые включения.



Рисунок 1.10 – Распределение пятнистых включений по фотографии колонки керна, образцов и на микроуровне в шлифах горных пород хамакинского горизонта

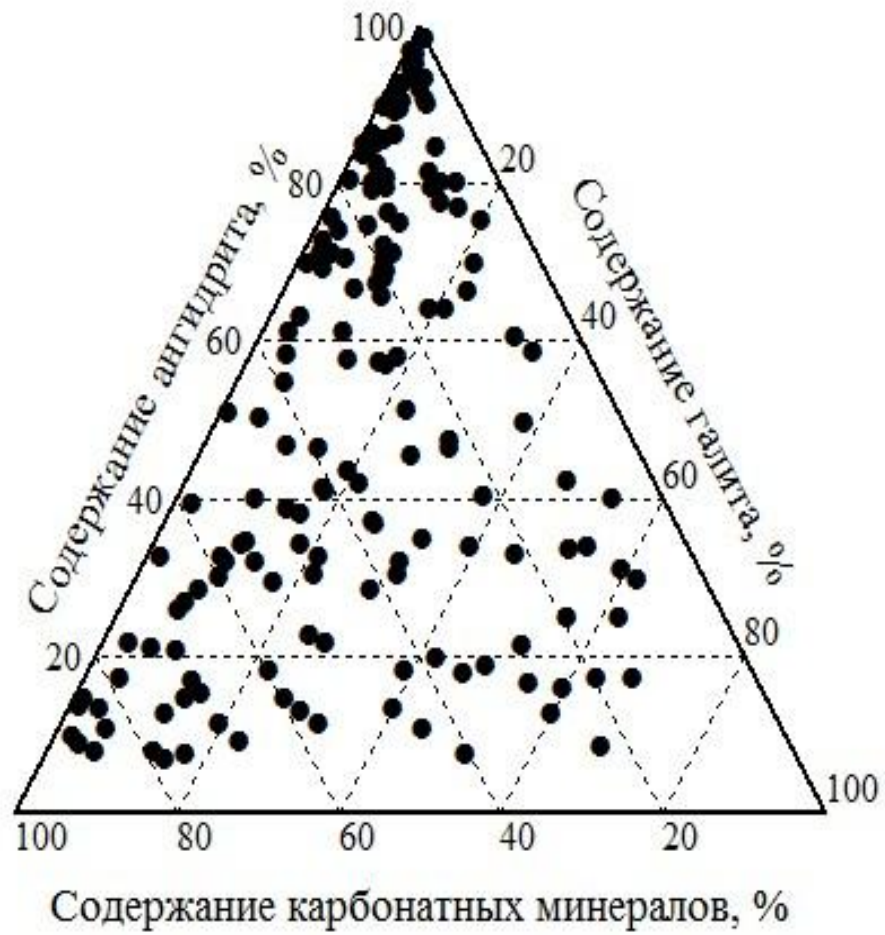


Рисунок 1.11 – Треугольная диаграмма вещественного состава цементирующей части горных пород хамакинского горизонта с вторичной текстурой

Выводы

1. Изучаемые отложения хамакинского горизонта характеризуются достаточно сложным и неравномерным геологическим строением, высокой вертикальной и латеральной изменчивостью литологического состава. Неравномерное чередование различных по толщине прослоев литологических разностей в разрезе хамакинского горизонта обусловлено сложными процессами седиментации, а именно трансгрессивным режимом осадконакопления, которое в последствие отразилось на гранулометрическом и вещественном составе пород-коллекторов. Различие в гранулометрическом составе горных пород хорошо прослеживается по вертикальному разрезу, где в основании пласта залегают преимущественно крупно- и разномерные песчаники с примесью гравийного материала, слабо отсортированные, а вверх по разрезу они сменяются на более мелкозернистые разности песчаника с прослоями алевролитов и аргиллитов.

2. Сложное строение природных резервуаров углеводородов хамакинского горизонта, наряду с влиянием седиментационных условия осадконакопления, обусловлено активным влиянием эпигенетических процессов преобразования горных пород-коллекторов, от которых в частности зависит их неоднородность, как в текстурном, так и структурном плане. Широкое развитие кварцевой регенерации, произошедшее на более ранних этапах эпигенеза, способствовало образованию прочного кремнистого скелета и препятствовало геостатическому уплотнению горных пород с глубиной погружения. Остальные вторичные процессы только усложнили структуру порового пространства и привели к значительно ухудшению коллекторских свойств.

3. Горные породы-коллекторы в разрезе хамакинского горизонта характеризуются тремя типами текстурной неоднородности: а) однородные песчаные и алевролитовые разности; б) песчаные и алевролитовые разности, содержащие глинистый материал в виде слойков и включений; в) песчаные и алевролитовые разности с очаговым характером распространения карбонатно-ангидритового цемента.

ГЛАВА 2. АНАЛИЗ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ ДЛЯ ЦЕЛИ ПОСТРОЕНИЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

2.1. Взаимоотношения текстурных особенностей и фильтрационно-емкостных свойств горных пород хамакинского горизонта

Для оценки влияния текстурной неоднородности горных пород хамакинского горизонта на фильтрационно-емкостные свойства и их взаимосвязи проведено разделение всей коллекции образцов на три группы, каждая из которых сформирована по результатам макроскопического описания образцов и фотографий полноразмерного керна (рис. 2.1).

Первая группа образцов представляет собой однородные по текстуре литологические разности песчаника и алевролита с дисперсным распределением цементирующего материала, две другие группы – неоднородные образцы. Ко второй группе относились горные породы, содержащие тонкослоистое распределение в песчано-алевролитовой матрице образцов глинистого материала в виде линз и тонких прослоев. Третья группа представляла образцы, песчано-алевролитовая матрицы которых содержат карбонатно-ангидритовые включения.

На рисунке 2.2 приведены парные сопоставления коэффициентов пористости (K_p), проницаемости ($K_{пр}$), водоудерживающей способности ($K_{вс}$) образцов горных пород с разделением всех точек по цвету, отвечающем за текстурные особенности одной из выборки образцов. Как видно из рисунка 2.2, на каждом поле сопоставлений K_p – $K_{пр}$, $K_{пр}$ – $K_{вс}$ и K_p – $K_{вс}$ отмечается сильный разброс значений, а разделение на отдельные группы однородных и неоднородных образцов не выявляло существенных различий в поведение точек на графиках, вследствие того, что области точек каждой группы образцов в большой степени перекрывают друг друга.

На сопоставлении K_p – $K_{пр}$ на фоне закономерного увеличения K_p происходит заметное уменьшение поля рассеивания в области высокопроницаемых с малыми значениями остаточной воды образцов.

а)



б)



в)



Рисунок 2.1 – Фотографии образцов горных пород хамакинского горизонта, с разделением на группы однородных (а), с глинистыми прослоями (б) и с карбонатно-ангидритовыми включения (в)

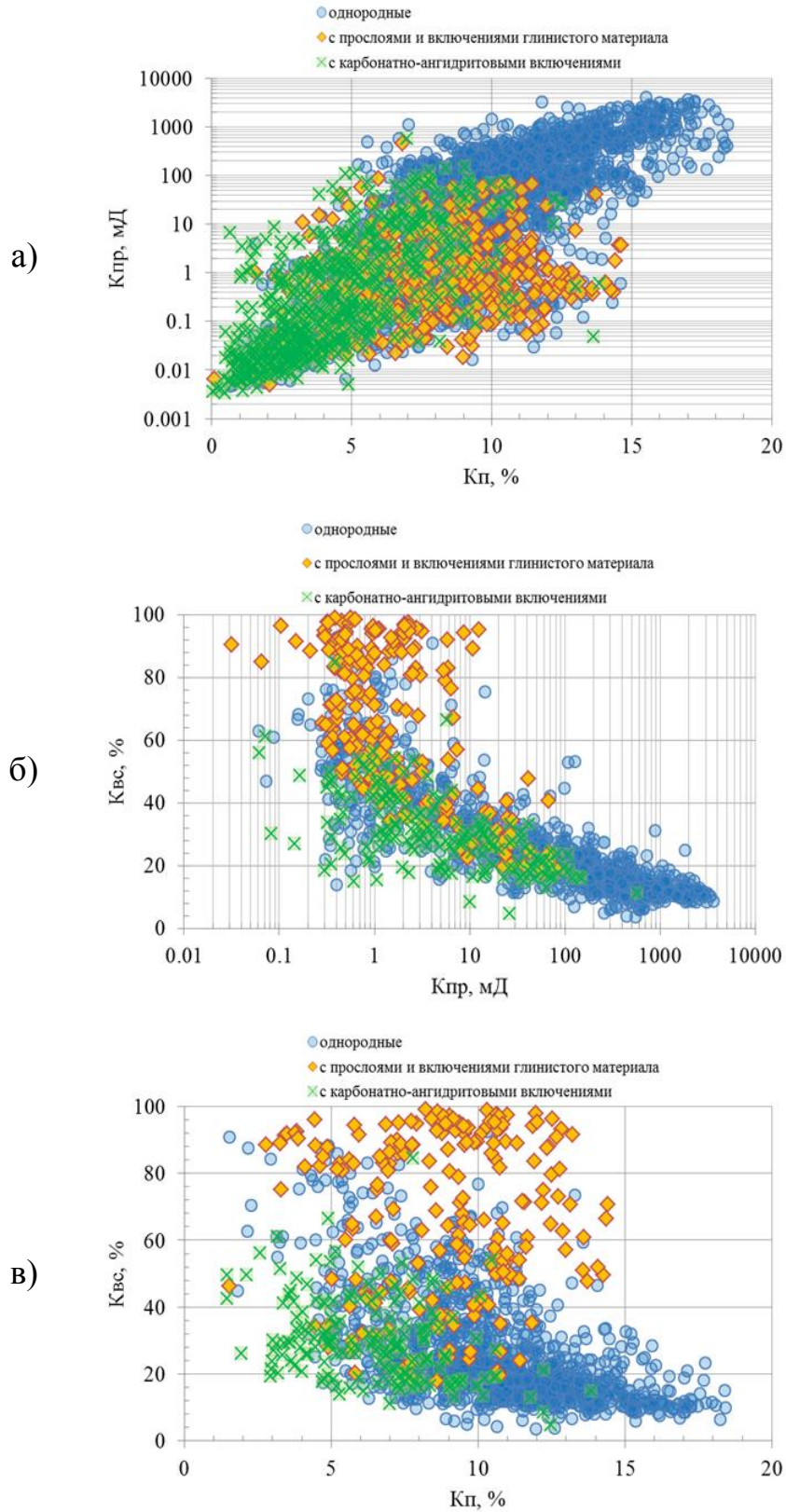


Рисунок 2.2 – Сопоставления фильтрационно-емкостных свойств текстурно-однородных и текстурно-неоднородных образцов горных пород хамакинского горизонта

Существенный разброс значений наблюдается в диапазоне K_p от 4 до 14 %. Так, например, $K_{пр}$ при K_p 10 % может меняться на 5 порядков, а $K_{вс}$ от 4 до 98 %. Образцы, содержащие глинистые прослои и карбонатно-ангидритовые включения, накладываются на точки однородных разностей в области невысоких фильтрационно-емкостных свойств. При этом большая часть однородных образцов характеризуется преимущественно высокими значениями K_p и $K_{пр}$.

На сопоставлении $K_{пр}$ - $K_{вс}$ наблюдается тенденция к связи между этими параметрами, если $K_{пр}$ больше 5 мД. Для низкопроницаемых образцов наблюдается значительная дисперсия точек, свидетельствующая о разной морфологии и поверхностных свойствах цементирующих минералов.

По сопоставлению K_p - $K_{вс}$ видно, что текстурная неоднородность горных пород хамакинского горизонта существенно меняет характер зависимости. Поле точек на сопоставлении K_p - $K_{вс}$ делится на три области. Образцы, содержащие глинистые прослои, обладают высокими значениями $K_{вс}$, при K_p от 3 до 14 %. Образцы, содержащие карбонатно-ангидритовые включения, группируются в области относительно невысоких значений K_p - $K_{вс}$. Во многих образцах $K_{вс}$ ниже 10 %, с чем связана интенсивность происходящих эпигенетических процессов, что, с одной стороны, усложнило структуру порового пространства, а с другой, – повысило гидрофобные свойства пород.

На рисунке 2.3 приведено сопоставление коэффициента пористости и глинистости ($K_{гл}$) образцов горных пород хамакинского горизонта, построенное также с разделением их по характеру текстурной неоднородности. Сюда же на сопоставление нанесена палетка E.C. Thomas S.J. Stieber [102], описывающая взаимосвязь между пористостью и содержанием дисперсного и слоистого распределения глинистого материала в горной породе. Вершины треугольной диаграммы обозначены жирными точками, характеризующие: желтая точка – чистый песчаник (пористость равна пористости скелета); фиолетовая точка – песчаник, поры которого полностью заполнены глиной (дисперсная глинистость полностью занимает объем пор скелета); красная точка – чистая глина (пористость равна пористости глин). Черной линией обозначена линия

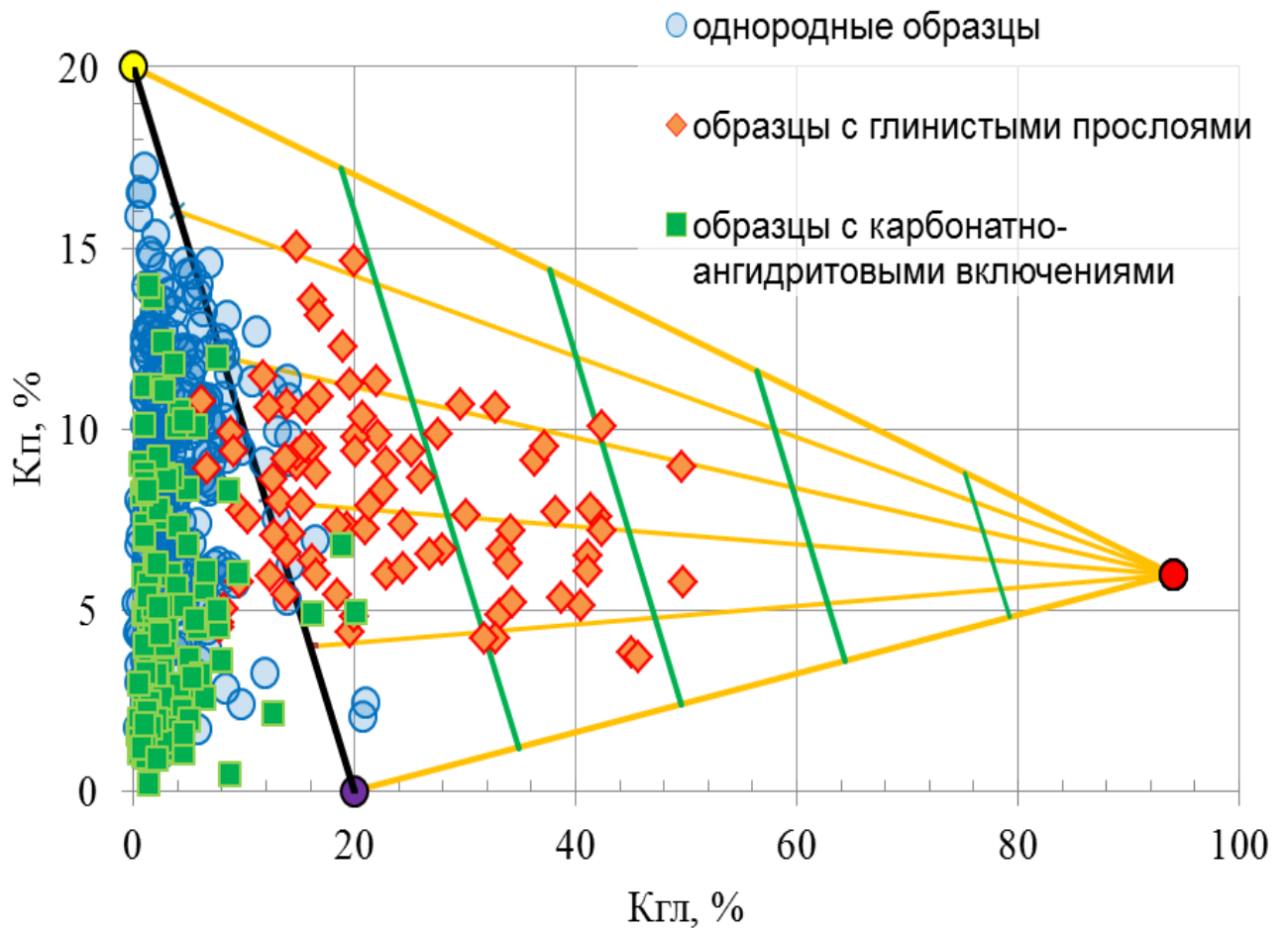


Рисунок 2.3 – Сопоставление коэффициента пористости K_p и объемной глинистости K_{gl} , текстурно-однородных и текстурно-неоднородных горных пород хамакинского горизонта. Палетка Е.С. Thomas S.J. Stieber [102]

пористости скелета, оранжевыми и зелеными обозначены линии равных значений доли песчаника и слоистой глинистости соответственно.

Как видно из сопоставления, большая часть точек, относящихся к однородным образцам и образцам с карбонатно-ангидритовыми включениями, имеет небольшие значения $K_{гл}$ (до 10 %). При этом значения $K_{п}$ этих двух групп образцов имеют существенный разброс независимо от содержания глинистого цемента. Другая часть точек, лежащая в поле палетки E.C. Thomas S.J. Stieber, характеризует образцы, которые по описанию представлены песчаниками средне- и мелкозернистыми с тонкими слойками, линзочками и уплощенными обломками аргиллита. Видно, что значения $K_{п}$ для этой группы образцов слабо меняются в зависимости от увеличения $K_{гл}$.

Теперь рассмотрим другой случай, когда из общей выборки образцов, заведомо исключены образцы, которые содержат глинистые прослойки и обломки аргиллитов. На рисунке 2.4 приведено сопоставление коэффициента пористости и суммарного содержания в породе цемента ($K_{ц}$) в однородных образцах и образцах с карбонатно-ангидритовыми включениями в виде кросс-плота Б.Ю. Вендельштейна [36]. Шифром линий на рисунке 2.4 являются значения $K_{пск} = K_{п} + K_{ц}$ и $\eta = K_{ц}/(K_{ц} + K_{п})$, шифр точек содержание вторичных минералов в цементирующей части горной породы, а именно суммарное содержание карбонатных минералов, ангидрита и галита.

Из рисунка 2.4 видно, что по мере заполнения порового пространства горных пород цементирующим материалом, который представлен полиминеральным составом глинистых и вторичных минералов, $K_{п}$ стремится к нулю. Причем, при постоянстве значений $K_{п}$ содержание вторичных минералов тем больше, чем изначально больше пористость скелета горных пород.

Таким образом, изучение основных петрофизических свойств с разделением образцов горных пород по характеру текстурной неоднородности показало, что широкая изменчивость фильтрационно-емкостных свойств горных пород хамакинского горизонта определяется взаимосвязанными элементами текстурной и структурной неоднородности.

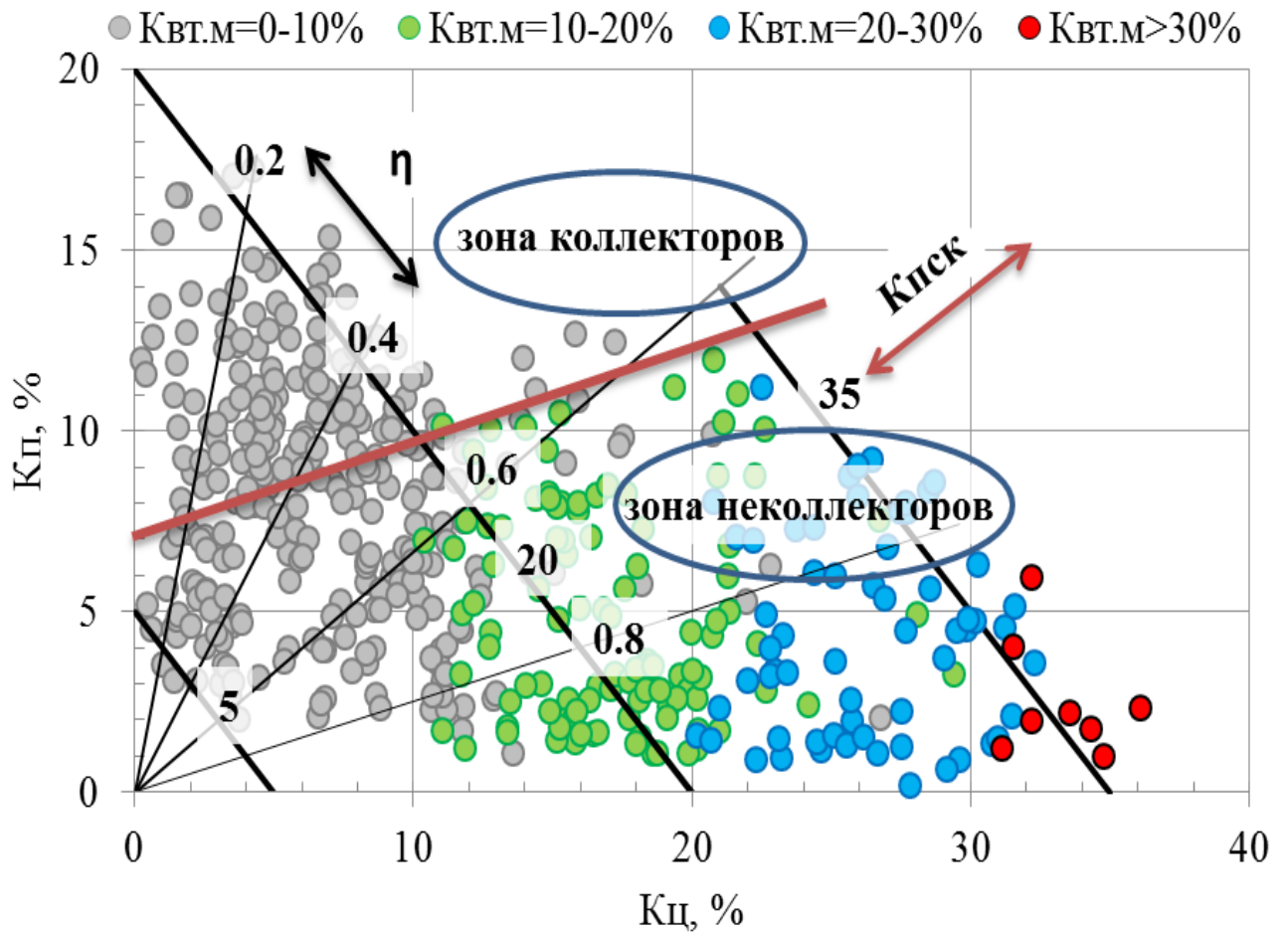


Рисунок 2.4 – Сопоставление коэффициента пористости с содержанием цементирующего материала в образцах однородной текстуры и образцах с карбонто-ангидритовыми включениями. Шифр точек – содержание вторичных минералов. Кросс-плот Б.Ю. Вендельштейна

Со структурной неоднородностью горных пород хамакинского горизонта, прежде всего, связана высокая неоднозначность поведения взаимосвязей петрофизических параметров, как для текстурно-однородных, так и для текстурно-неоднородных образцов.

Текстурная неоднородность, визуально наблюдающаяся на образцах керна горных пород хамакинского горизонта, подтверждает необходимость рассматривать горную породу как единую целостную систему, состоящую из песчано-алевритовой матрицы и распределённых в ней глинистых прослоев и карбонатно-ангидритовых включений. Наличие последних в большей степени оказывает влияние на величину показаний методов ГИС. В вопросе петрофизического обеспечения интерпретации данных методов ГИС это влияние необходимо учитывать.

2.2. Структурные характеристики и взаимосвязи физико-литологических параметров горных пород хамакинского горизонта

Общеизвестно, что закономерность поведения фильтрационно-емкостных свойств горных пород и их структурных особенностей в терригенных коллекторах изначально определены условиями осадконакопления, минеральным составом и гранулометрическим распределением, а также формой и взаимным расположением частиц, слагающих твердую фазу.

Для оценки влияния гранулометрического состава на фильтрационно-емкостные свойства горных пород хамакинского горизонта на рисунке 2.5 приведены сопоставления K_p – $K_{пр}$ и K_p – $K_{вс}$, построенные при разных диапазонах размера породообразующих частиц. Вся выборка образцов, охарактеризованная определениями ФЕС и гранулометрическим составом, была поделена по среднему диаметру зерен на четыре диапазона размерности зерен, образующих каркас (скелет) горной породы [36]: тонкозернистые ($D_z=0,05$ – $0,1$ мм), мелкозернистые ($D_z=0,1$ – $0,25$ мм), среднезернистые ($D_z=0,25$ – $0,5$ мм) и крупнозернистые ($D_z=0,5$ – 1 мм).

Гранулометрический состав горных пород хамакинского горизонта варьируется в широком диапазоне от мелкозернистых алевритистых существенно глинистых до средне- и крупнозернистых с примесью зерен гравийной размерности. Коэффициент пористости для всех четырех групп образцов распределен в примерно одинаковом диапазоне. При одном том же значении K_p горная порода может быть сложена как крупным, так и средне- и мелкообломочным материалом. Однако, при сопоставлении этого параметра с $K_{пр}$ и $K_{вс}$, образуется некоторая закономерность расположения точек в зависимости от размера породообразующих зерен.

По сопоставлениям K_p – $K_{пр}$ и K_p – $K_{вс}$ видно, что с увеличением среднего размера зерен параметры $K_{пр}$ и $K_{вс}$ образцов горных пород хамакинского горизонта заметно улучшаются. Так, у группы крупнозернистых образцов песчаников, представленных точками желтого цвета на графиках, значения $K_{пр}$ на порядок выше при постоянстве K_p относительно других групп, и эти образцы обладают более низкими значениями $K_{вс}$.

Для среднезернистых и мелкозернистых образцов $K_{пр}$ и $K_{вс}$ изменяются в соответствии с уменьшением K_p , что, вероятно, связано с процессами уплотнения и цементации.

Для группы тонкозернистых образцов, которые по литологии представлены алевролитами и алевритистыми песчаникам, значения ФЕС значительно хуже. Как видно из сопоставлений, образцы этой группы обладают более низкими значениями $K_{пр}$ и заметно высокими значениями $K_{вс}$. Это означает, что большая часть образцов относится к неколлекторам.

Полагая, что каркас матрицы горной породы есть сумма песчаной и алевролитовой фракции, то такое поведение и деление точек на группы можно объяснить изменением плотности упаковки песчано-алевритовой матрицы, которое обусловлено соотношением содержания в горной породе зерен песчаной и алевритовой размерности (рис. 2.6).

Исходя из данных, представленных на графиках, можно сделать вывод, что размер и сортировка зерен, которые определяют плотность упаковки песчано -

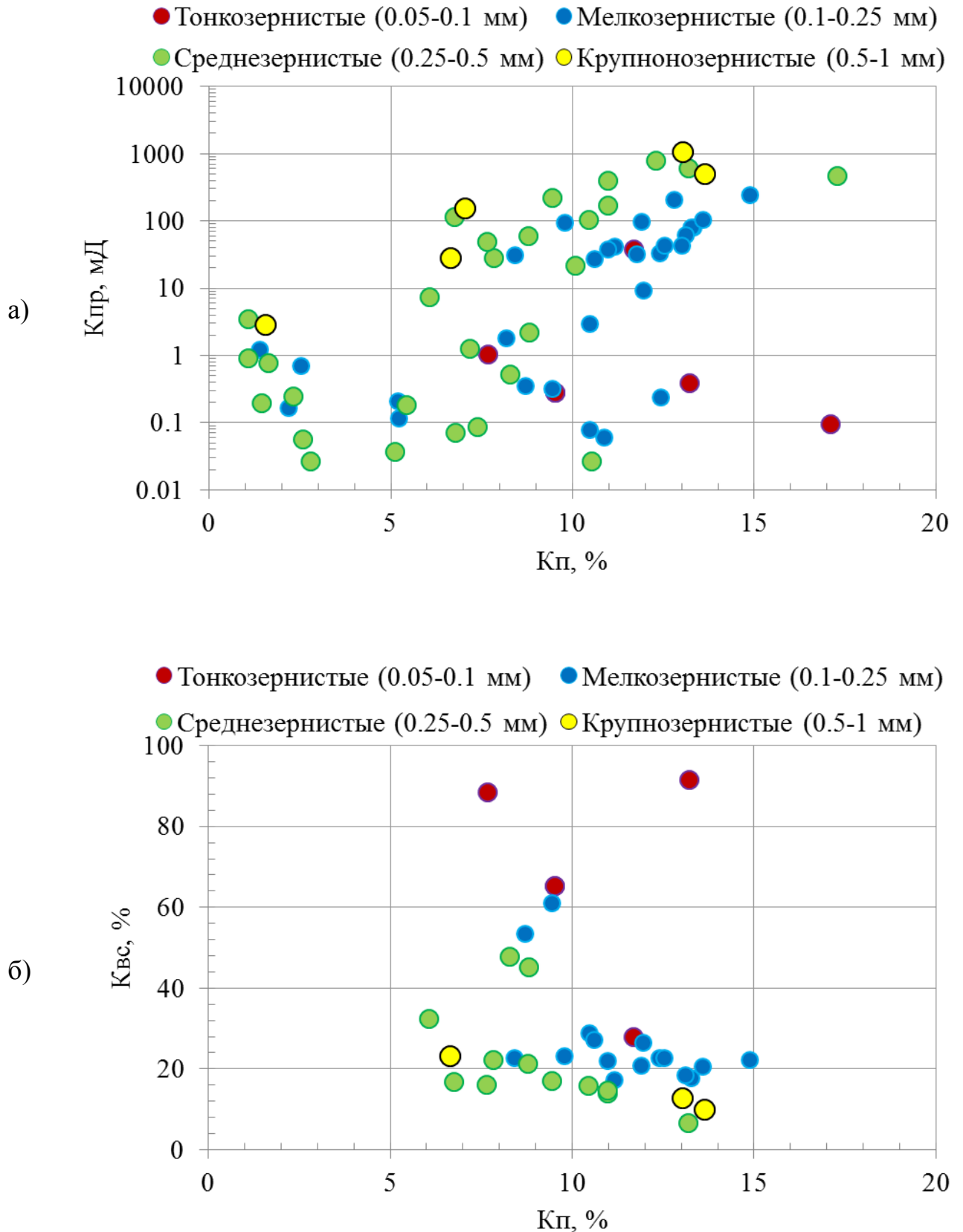


Рисунок 2.5 – Сопоставление коэффициента пористости и проницаемости (а) и коэффициента пористости и водоудерживающей способности (б) при разных диапазонах размера породообразующих частиц

алевритовой матрицы, являлись первостепенными и определяющими факторами для структурных особенностей контролирующих фильтрационно-емкостные свойства горных пород хамакинского горизонта. Существенное изменение коэффициентов $K_{пр}$ и $K_{вс}$ при постоянстве значений $K_{п}$ обусловлено уменьшением размера зерен породообразующих минералов, что способствует усложнению структуры порового пространства при постоянном его объеме.

Структурные особенности песчано-алевролитовой матрицы горных пород хамакинского горизонта тесно связаны и с эпигенетическими процессами, в частности регенерацией кварца.

На рисунке 2.7 приведено сопоставление содержания регенерационного кварца и среднего диаметра зерен горных пород. Из графика видно, что между параметрами наблюдается тенденция к связи, а именно: чем меньше размер зерен, слагающих каркас горной породы, тем заметно больше содержания регенерационного кварца. Это обстоятельство свидетельствует о том, что процесс регенерации кварца интенсивно развивался в хорошо отсортированных мелкозернистых песчано-алевритовых разностях, причем в крупнозернистых интервалах проявился лишь отчасти.

С одной стороны, можно сказать, что процесс регенерации кварца при малом его проявлении оказал в большей степени положительный эффект, т.е. способствовал увеличению жесткости обломочного каркаса терригенной породы и сохранению коллектора от геостатического уплотнения с глубиной погружения. Однако в основном процесс регенерации кварца, в меру интенсивности своего проявления, существенно усложнил структуру порового пространства горных пород, которая, в первую очередь, связана с изменением её конфигурации и усложнением сообщаемости пор между собой [72; 84].

При изучении петрографических шлифов отмечено, что в местах, где содержание регенерационного кварца значительно, широко развит конформный и инкорпорационный межзерновой контакт породообразующих зерен, между которыми в основном распространены пустоты, которые, как правило, бывают изолированными, и при этом содержание другого цементирующего материала

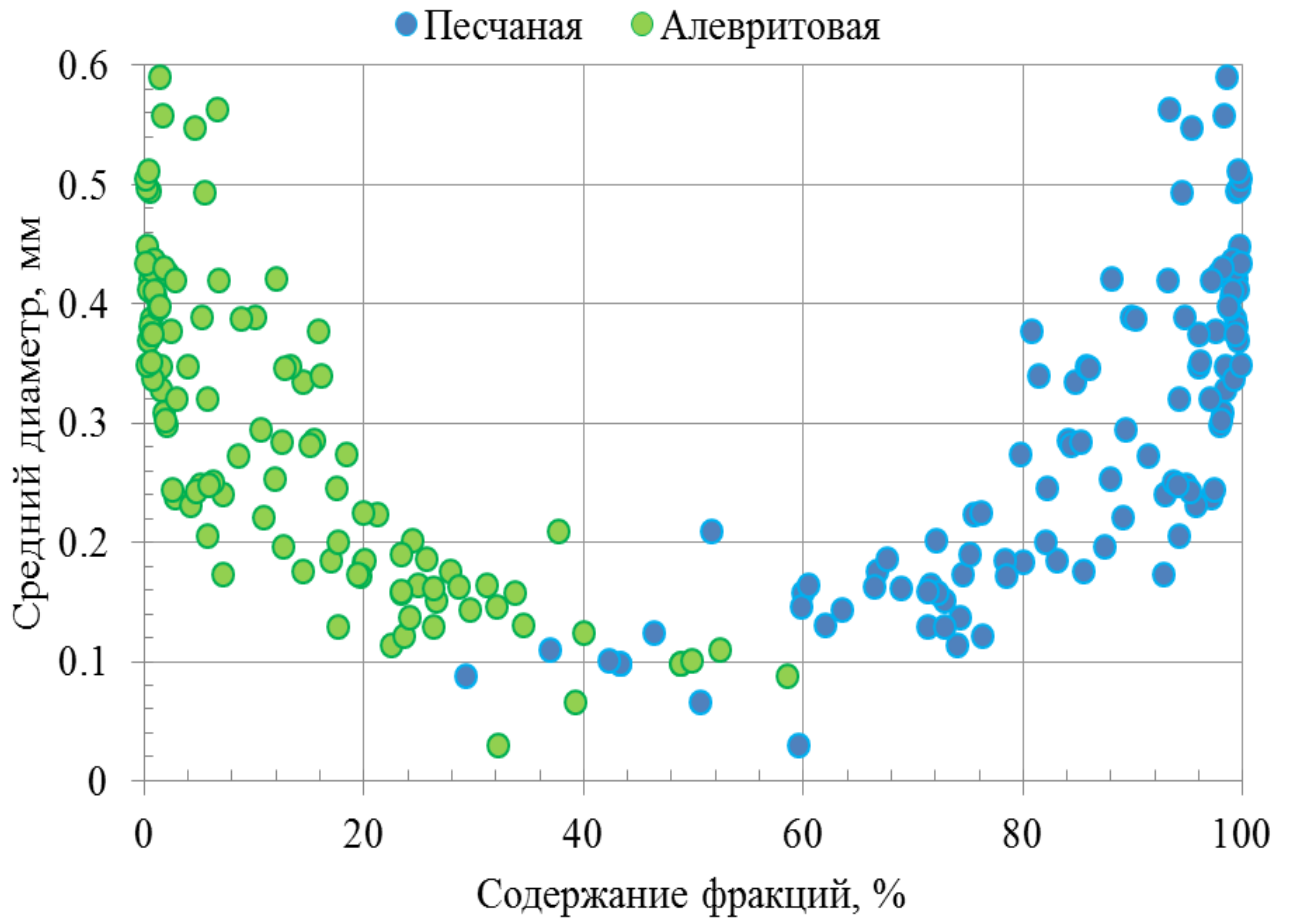


Рисунок 2.6 – Сопоставление среднего диаметра зерен с содержанием фракций в образцах горных пород хамакинского горизонта

незначительно.

Емкостные и фильтрационные свойства горных пород изучаемых отложений определяются не только теми особенностями, о которых было сказано выше, но и количеством, а также степенью заполнения порового пространства матрицы породы цементирующим материалом.

В ходе изучения петрофизических данных по керну было установлено, что сцементированы зерна сложным, по вещественному составу, цементом. В основном во всем разрезе хамакинского горизонта, и в текстурно-однородных и в неоднородных участках разреза, повсеместно распространен поровый и порово-пленочный глинистый тип цементации. Глинистый комплекс цементирующих минералов представлен хлорито-гидрослюдистым составом с примесью смешаннослойных образований до 8 %. Глинистый цемент образует тонкие сплошные пленки на зернах, заполняя поровое пространство породы.

В качестве цементирующего материала также выступают минералы доломита, ангидрита и галита, причем, как уже говорилось выше, перечисленные минералы заполняют межзерновое пространство неравномерно, образуя очаговый тип распределения.

На рисунке 2.8 приводится взаимосвязь между коэффициентом пористости и относительной глинистости $\eta_{гд}$, построенная при разном диапазоне диаметра породообразующих зерен твердой фазы горных пород (а) и с разницей содержания в цементирующем материале вторичных минералов (б).

По первому графику (рис. 2.8, а) видно, что с уменьшением среднего диаметра зерен твердой фазы породы связано увеличение степени заполнения порового пространства матрицы тонкодисперсным глинистым материалом. Чем меньше зернистость песчаника, тем больше вероятность наличия в поровом пространстве горных пород глинистых минералов.

Для второго графика (рис. 2.8, б) характерна другая тенденция, которая указывает на то, что размер зерен твердой фазы горной породы является определяющим фактором и для развития эпигенетических процессов в горных породах, приводящих к соответствующим изменениям и в структуре и в объеме

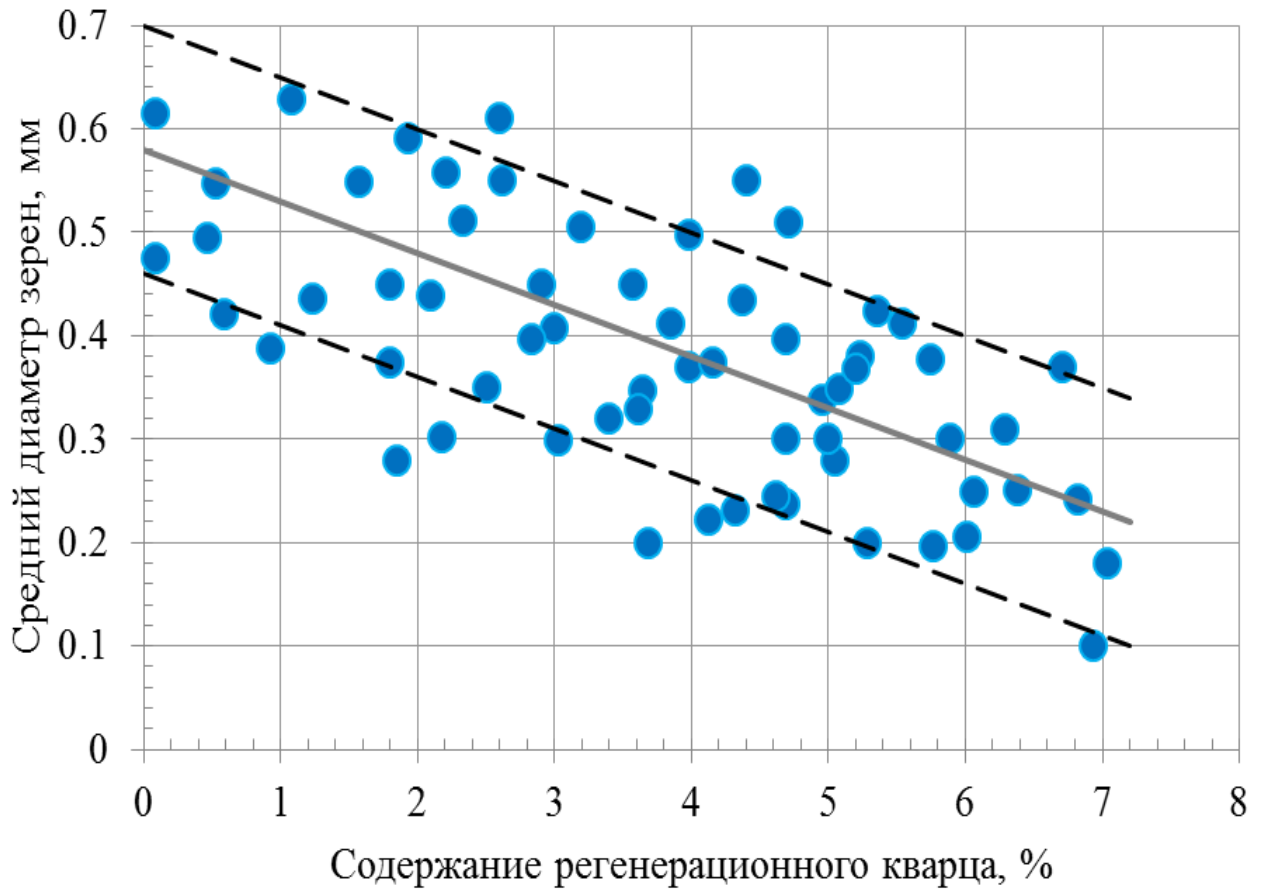


Рисунок 2.7 – Сопоставление среднего диаметра зерен с содержание регенерационного кварца в образцах горных пород хамакинского горизонта

порового пространства.

Особо нужно отметить высокое содержание вторичных минералов (до 36 %) в образцах с относительной глинистостью $\eta_{\text{гл}}$ от 0 до 0,2 д. е. Как следует из первого рисунка 2.8 (а), этот диапазон характерен для средне- и крупнозернистых песчаников. Пористость этих пород может изменяться от 0,2 до 18 %, и такой разброс значений прежде всего связан с заполнением порового пространство горной породы вторичными минералами.

Указанные особенности позволяют сделать вывод, что, чем крупнее размер породообразующих зерен твердой фазы и, соответственно ему больше объем порового пространства горных пород, тем больше вероятность развития вторичных процессов, с которыми связано в первую очередь заполнение порового пространства горных пород новообразованными вторичными минералами, последствием которого являются ухудшение коллекторских свойств и образование вторичной текстуры.

На рисунке 2.9 приводятся взаимосвязи $K_{\text{п}}-K_{\text{пр}}$ и $K_{\text{п}}-K_{\text{вс}}$, построенные при разном содержании глинистого цемента (а, б) и вторичных минералов (в, г) в образцах горных пород. Построенные графики свидетельствуют о том, что взаимосвязи между коллекторскими свойствами и содержанием цементирующих минералов различного генезиса существенно отличаются. Влияние глинистого цемента на $K_{\text{пр}}$ и $K_{\text{вс}}$ значительно больше, чем содержание вторичных минералов. Глинистые минералы обладают достаточно большой удельной поверхностью, по сравнению с вторичными минералами. Это способствует рост $K_{\text{вс}}$ образцов. При этом $K_{\text{пр}}$, как правило, становится значительно ниже.

Для образцов, содержащих вторичные минералы в цементирующем материале горной породы, наблюдается другая картина. Как видно из рисунка 2.9 (в, г), основная часть образцов, в которых содержание вторичных минералов больше 10 %, в основном обладают невысокими значениями коллекторских свойств и фактически большая часть этих образцов коллекторами не являются. Однако, часть образцов могут оставаться коллекторами, если распределение

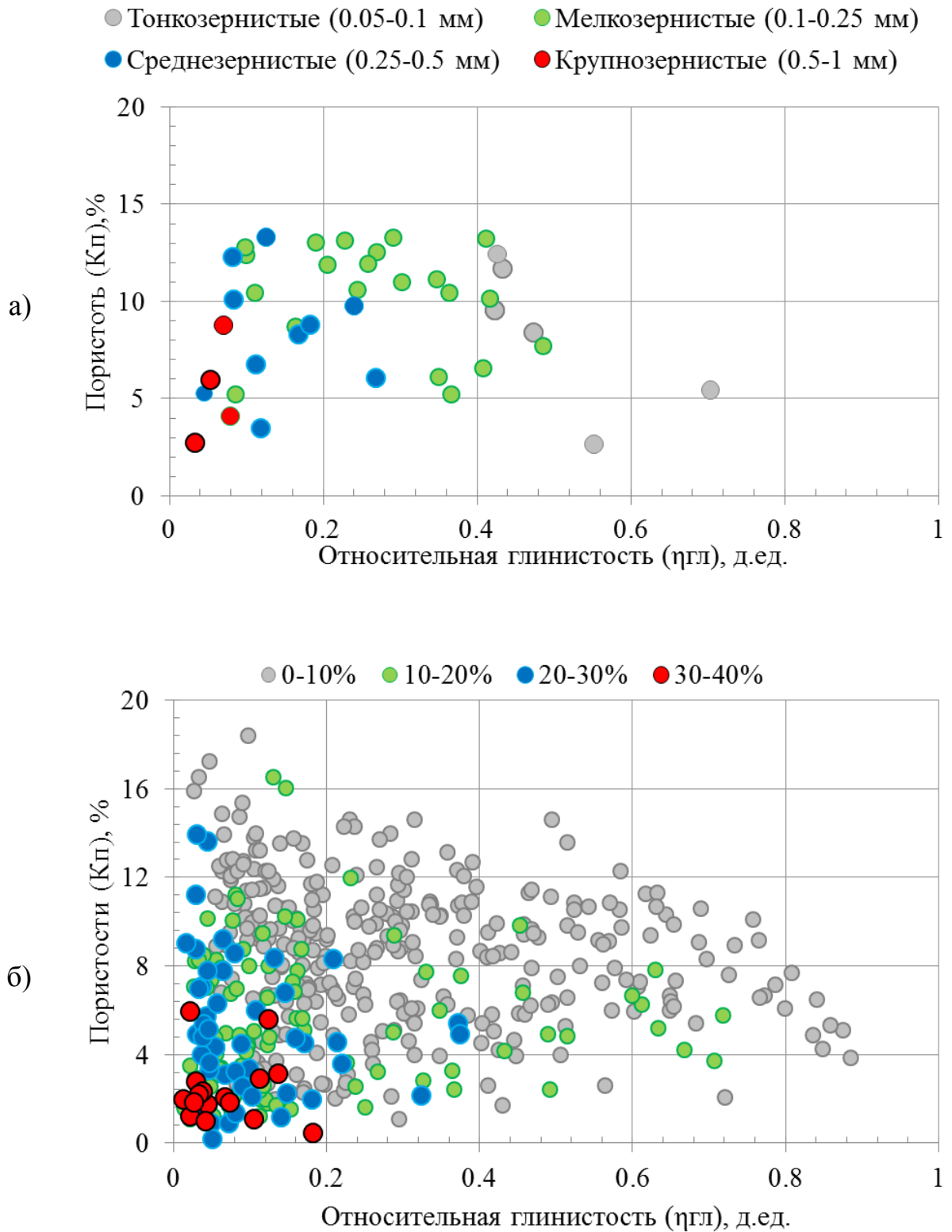


Рисунок 2.8 – Сопоставление пористости и относительной глинистости для горных пород хамакинского горизонта. Шифр точек: а – средний диаметр зерен, б – содержание вторичных минералов

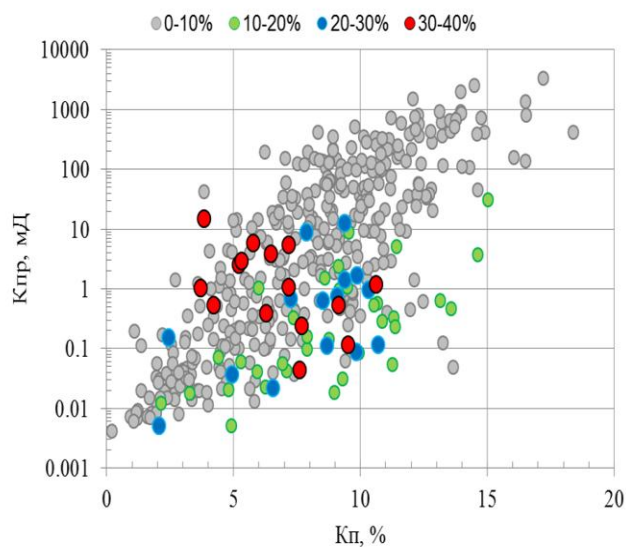
вторичных минералов имеет не повсеместный характер, а очаговый. В таком случае цементация зерен вторичными минералами локализуется фрагментами на небольших участках, которые на полноразмерном керне и по фотографии шлифов выглядят как пятна. Остальная часть горной породы за пределами светло-серых очагов или пятен содержит большое количество свободных пор, что обеспечивает средние значения K_p и высокие значения $K_{пр}$, даже при большом содержании вторичных минералов.

На значения $K_{вс}$, наряду с глинистыми минералами, заметное влияние оказывают вторичные минералы, заполняющие поровое пространство горных пород. На рисунке 2.9 (г) видно, что с увеличением содержания вторичных минералов точки на сопоставлении K_p – $K_{вс}$ смещаются в сторону малых значений $K_{вс}$. Вероятно, этому способствует частичная гидрофобизация порового пространства горных пород.

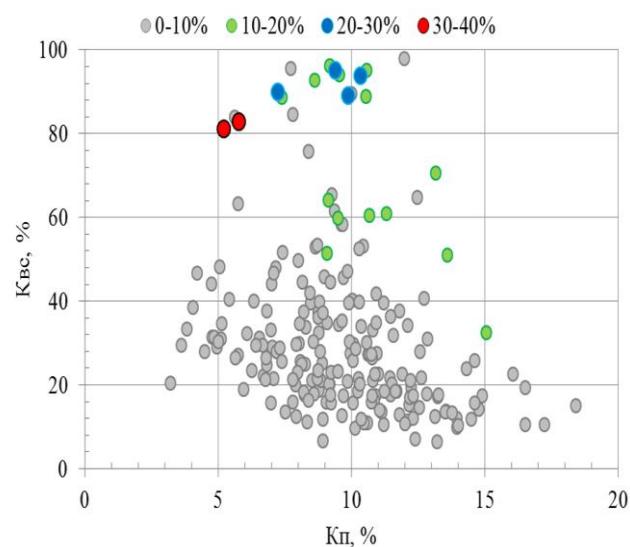
Таким образом, с учетом вышеизложенного, можно выделить два основных фактора, определяющих структурные характеристики горных пород хамакинского горизонта, от которых собственно зависит изменчивость и неоднозначность поведения фильтрационно-емкостных свойств на сопоставлениях: седиментационный и эпигенетический. Причем последний фактор в большей степени зависит от первого.

Минеральный состав породообразующей части горных пород представлен преимущественно кварцем, в частности, олигомиктовым и мономинеральным кварцевым. Примесь полевых шпатов незначительна, не больше 13 %, представлена микроклином, слабо измененным в разной степени процессами пелитизации и хлоритизации. Обломки пород представлены микроагрегатным халцедоном, микрокристаллическим кварцем, которые в некоторой степени повышают общую кремнистость горных пород. Общее их содержание не превышает 8–11 %.

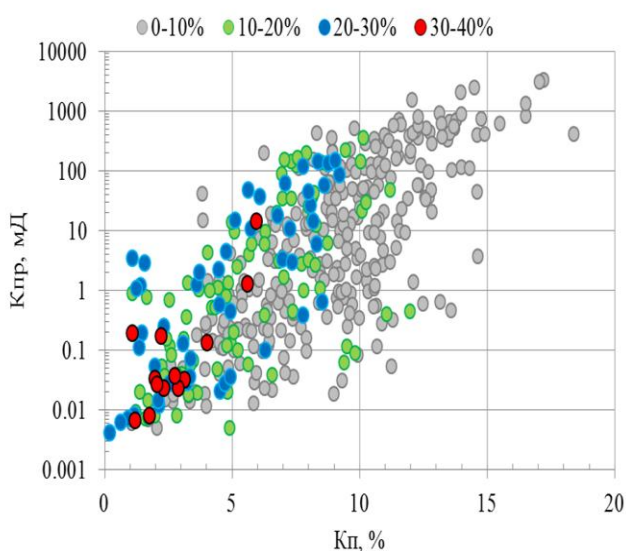
На рисунке 2.10 приведено сопоставление коэффициента пористости и объемной плотности при разных значениях содержания кварца в образцах горных пород. Серыми линиями на рисунке 2.10 нанесены минимальные и максимальные



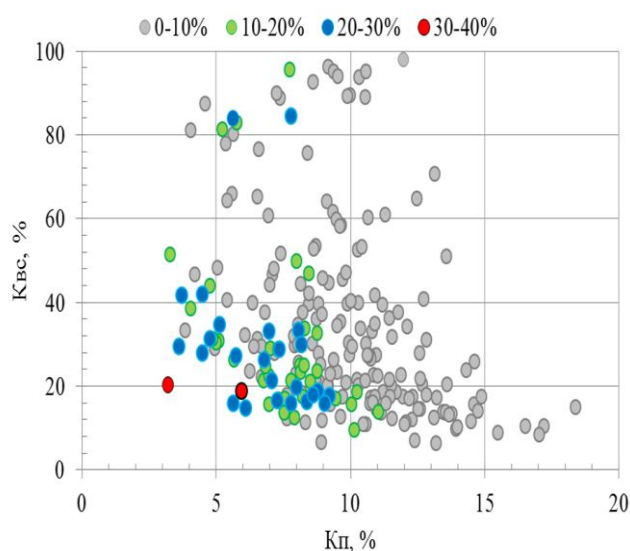
а)



б)



в)



г)

Рисунок 2.9 – Сопоставления пористости и проницаемости и пористости и водоудерживающей способности с разделением точек по содержанию цементирующего материала в образцах горных пород хамакинского горизонта. Шифр точек: а, б – содержание глинистых минералов; в, г – содержание вторичных минералов

значения минералогической плотности, полученные по результатам лабораторных исследований на керне, которые соответствуют отметкам от $\delta_{\text{мин}}=2,53$ г/см³ до $\delta_{\text{макс}}=2,79$ г/см³. Красной линии соответствует значение минералогической плотности по справочным данным для кварцевого песчаника.

Как видно из рисунка 2.10, основная часть образцов, в которых содержание кварца более 80 %, образует достаточно тесную связь между объемной плотностью и коэффициентом пористости. С увеличением Кп точки на сопоставлении группируются и приближаются к линии «кварцевого песчаника». При Кп меньше 10 % отмечается широкая область неоднозначности плотности твердой фазы горных пород, которая начинается от нижней отметки $\delta_{\text{мин}}=2,53$ г/см³ до $\delta_{\text{макс}}=2,79$ г/см³.

Вариация минералогической плотности при низких значениях Кп свидетельствует о переменном составе цементирующей части горных пород, влияние которой отражено в следующем.

Во-первых, увеличение плотности твердой фазы, в сравнении с минералогической плотностью породообразующего минерала кварца, указывает на присутствие в горных породах минералов с высокой минералогической плотностью – карбонатов и ангидрита, входящих в состав цементирующей части (рис. 2.11). Во-вторых, когда точки на сопоставлении смещены к нижней отметке $\delta_{\text{мин}}=2,53$ г/см³, снижение минералогической плотности, по всей вероятности, могло быть связано с наличием микроагрегатного халцедона, представляющего обломки пород, и с содержанием регенерационного кварца в образцах горных пород.

Как видно из рисунка 2.10, на линии $\delta_{\text{мин}}=2,53$ г/см³ группируются образцы, в которых содержание кварца в основном 90–100 %, и при этом понимается, что часть этого кварца относится к породообразующей части горных пород, а другая к цементирующей. Кроме того, уменьшение минералогической плотности могло быть связано с присутствием в образцах горных пород кристаллического галита, имеющего сравнительно низкую минеральную плотность, содержание которого зависит от содержания карбонатных минералов и ангидрита (рис. 1.12).

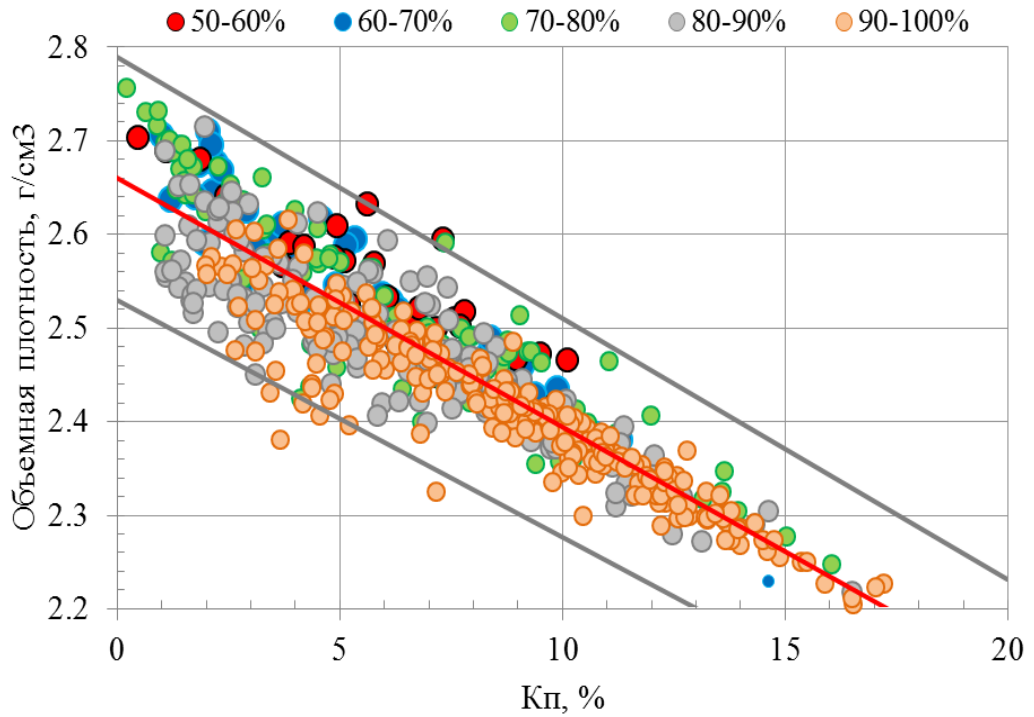


Рисунок 2.10 – Сопоставление коэффициента пористости и объемной плотности образцов горных пород хамакинского горизонта. Шифр точек: содержание кварца. Шифр линий: красная – «кварц».

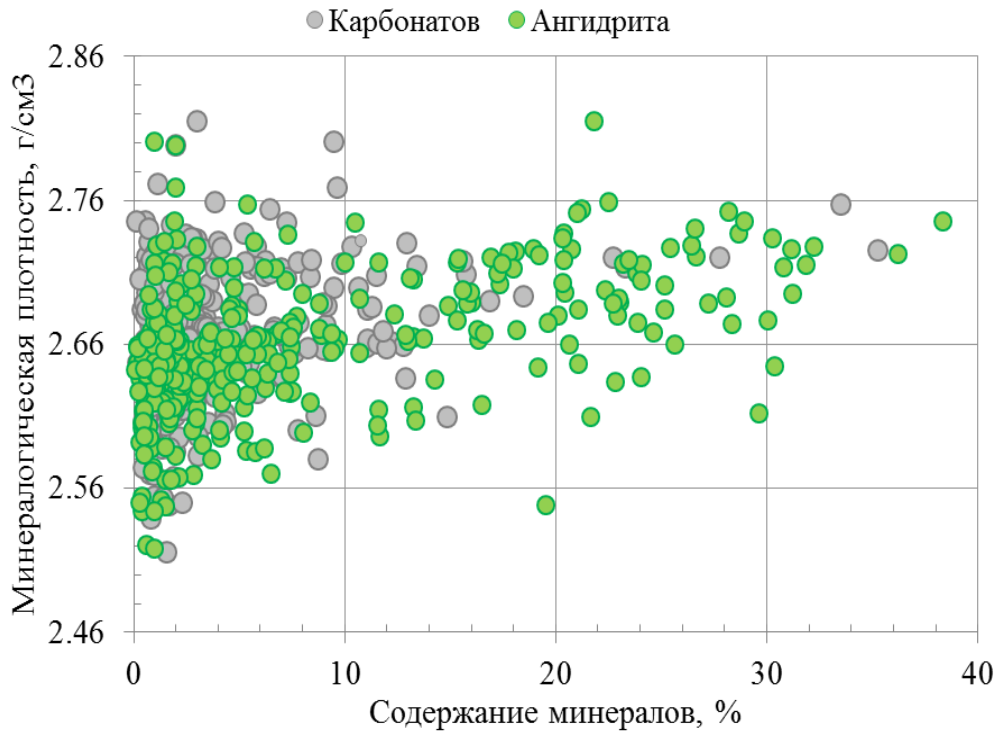


Рисунок 2.11 – Сопоставление содержания вторичных минералов и минералогической плотности образцов горных пород хамакинского горизонта

Анализ петрофизической зависимости между коэффициентом пористости и объемной плотности показал, что плотность твердой фазы для изучаемых отложений в целом определяется минеральным составом породообразующей части горных пород. Однако в области пониженной K_p вариация плотности твердой фазы тесно связана с изменением вещественного состава цементирующей части горных пород, которое вызвано влиянием эпигенетических процессов вторичного минералообразования. Вследствие этого расчет K_p по данным одного метода пористости ГИС (например, гамма-гамма плотностного или акустического каротажа) будет невозможен без учета изменения петрофизических констант (плотности твердой фазы и интервального времени пробега продольной волны твердой части горных пород) в каждом интерпретируемом пластопересечении (слое). Если пренебречь последним, то при расчете K_p , по данным гамма-гамма плотностного или акустического каротажа, абсолютная погрешность в оценки K_p будет значительна и достигает 5 %, что является недопустимым.

Основным методом, позволяющим пренебречь вышеперечисленными трудностями, является метод нейтронного каротажа [47], показания которого слабо зависят от факторов, указанных выше. Осложняющие факторы, связанные с интерпретацией данных нейтронного каротажа, определяются значительным влиянием минералов, которые характеризуются разным содержанием водорода в виде гидроксильной группы, представляющие глинистый комплекс цементирующих минералов (каолинит, хлорит, гидрослюда и ССО).

На рисунке 2.12 приведено сопоставление разности водородосодержания и пористости ($dW = W - K_p$), где оба параметра замерены непосредственно на керне, и содержания относительной глинистости в образцах горных пород хамакинского горизонта, с разделением точек по плотности твердой фазы пород. Как видно на рисунке, появление кажущегося водородосодержания за счет роста содержания глинистых минералов, независимо от характера их расположения в горных породах, приводят к тому, что при нулевой пористости горной породы водородосодержание может быть значительным. При этом стоит учитывать, что появление кажущегося водородосодержания возможно и за счет высокой

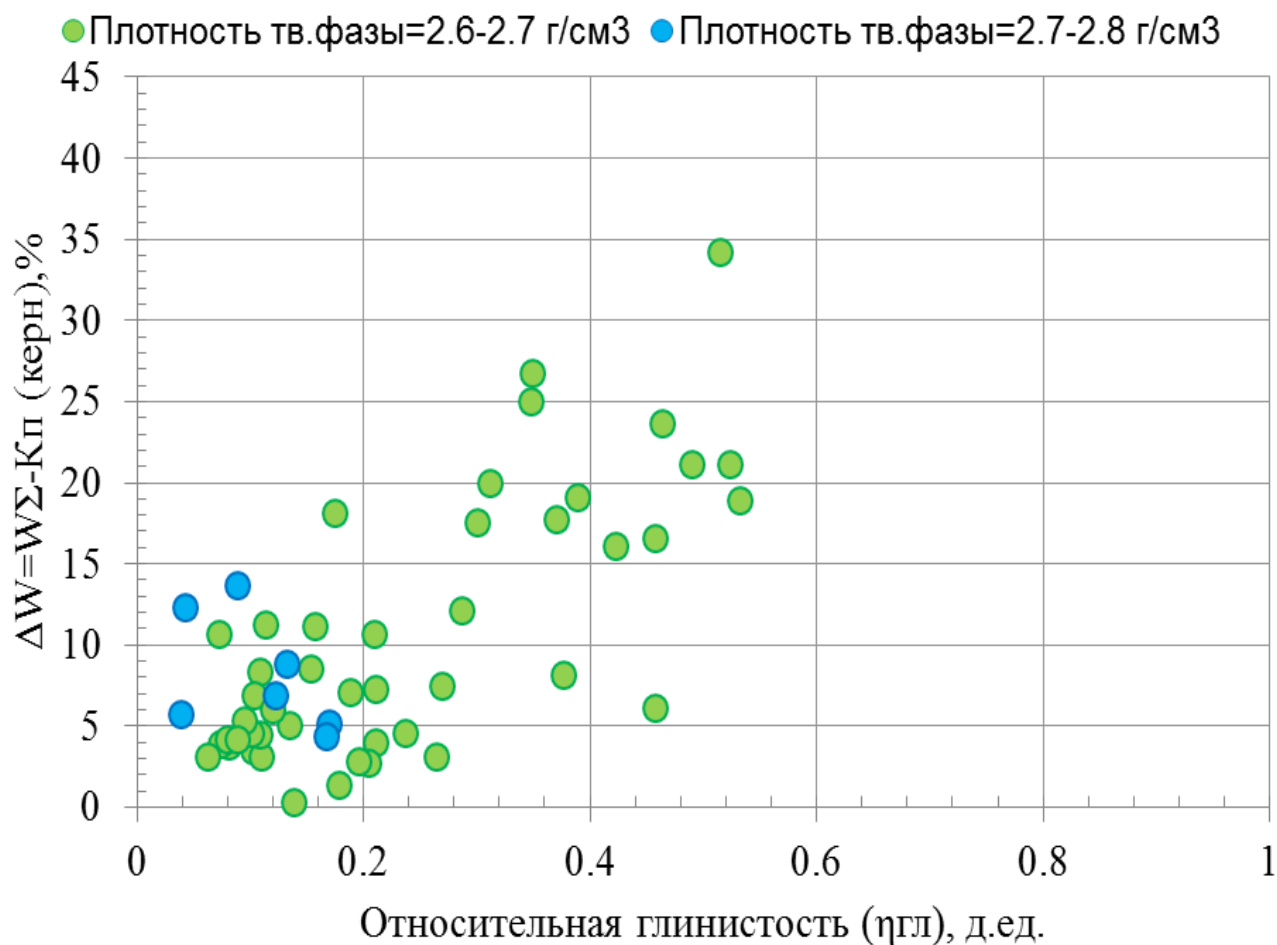


Рисунок 2.12 – Сопоставление разности водородосодержания и пористости по керну ($dW=W-K_{п}$) с относительной глинистостью и плотностью твердой фазы горных пород хамакинского горизонта

минералогической плотности вторичных минералов (плотностной эффект).

Учитывая вышеизложенное, для определения коэффициента пористости по пластопересечениям, выделяемым по разрезу хамакинского горизонта, необходимо комплексирование методов ГИС на пористость и глинистость, например, нейтронный и гамма-каротаж, показания которых практически не зависят от структурно-текстурных особенностей горных пород.

Выводы

1. В ходе анализа петрофизической информации, полученной по керну, установлено, что взаимосвязи физико-литологических параметров горных пород-коллекторов хамакинского горизонта определяются как текстурной, так и структурной неоднородностью.

2. Показано, что разделение образцов горных пород хамакинского горизонта по характеру их текстурной неоднородности не позволяет выявить особо значимой закономерности между фильтрационно-емкостными свойствами и текстурной принадлежности образцов. Исключением является сопоставление пористости и водоудерживающей способности, в котором явно отражена зависимость содержания остаточной водонасыщенности от текстурной неоднородности образцов горных пород, наличие которой необходимо учитывать при определении коэффициента нефтегазонасыщенности по данным ГИС.

3. Проведенный анализ взаимоотношений структурных параметров и фильтрационно-емкостных свойств позволил установить существенные факторы, по которым унаследована тенденция как улучшения, так ухудшения фильтрационно-емкостных свойств горных пород в текстурно-неоднородном разрезе отложений хамакинского горизонта. Эти факторы объединяются в единый основной признак – это размерность зерен породообразующих минералов, от которого собственно зависит характер взаимосвязей фильтрационно-емкостных свойств, степень заполнения порового пространства горных пород глинистыми минералами и интенсивность происходящих процессов постседиментационного эпигенетического преобразования в горных породах хамакинского горизонта.

ГЛАВА 3. ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ С ТРЕХКОМПОНЕНТНОЙ ТЕКСТУРНОЙ НЕОДНОРОДНОСТЬЮ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЕЁ ПАРАМЕТРОВ

3.1. Существующие представления о построении петрофизических моделей текстурно-неоднородных коллекторов

Текстурно-неоднородными или анизотропными коллекторами в геофизической практике принято считать неоднородные, часто чередующиеся с разной литологией, горные породы, которые отличаются друг от друга по физическим свойствам. На диаграммах методов ГИС эти горные породы выделяются в зависимости от вертикальной разрешающей способности методов ГИС и контрастности свойств чередующихся компонентов. В случае если разрешающая способность методов ГИС не обеспечивает выделение наиболее тонких прослоев или включений, то при интерпретации данных ГИС и выделении пластопересечений происходит осреднение регистрируемых параметров, которые отражают интегральную характеристику интерпретируемого пластопересечения, а не параметры прослоя представляющего коллектор.

Как уже было отмечено выше, терригенные породы-коллекторы хамакинского горизонта характеризуются сложным и неоднородным по текстуре строением, состоящим из трех компонент – песчаной, глинистой и карбонатно-ангидритовой. В пластопересечении, выделяемом по кривым ГИС, параметры песчаной компоненты представляют основную информацию о свойствах коллектора, значениях коэффициента пористости и нефтегазонасыщенности. Наличие глинистых прослоев и карбонатно-ангидритовых включений оказывают существенное влияние на показания методов ГИС, что в случае поиска прямых связей типа «керна-ГИС» приводит к значительным ошибкам в определениях как коэффициента пористости, так и нефтегазонасыщенности песчаной компоненты.

На современном этапе интерпретации материалов ГИС вопрос трехкомпонентной текстурной неоднородности должным образом не

рассматривался и требует особого внимания. Исследования в этом направлении почти не проводились, не считая работ, где ученые косвенно касаются данной проблемы.

Так, например, в статье Ж.А. Поздеева с соавторами [67] рассмотрены изменения латеральной неоднородности, обусловленной наличием плотных прослоев по данным ГИС. Авторами типизированы три вида плотных прослоев – «площадной», «линзовидный» и «удалённый». Под «площадным» и «удалённым» понимается классический «плотный» прослой, который уверенно выделяется по диаграммам ГИС. В качестве критерия выделения были использованы высокие показания по электрическим методам и соответствующие показания по геофизическим методам пористости. Интерес же представляет случай «линзовидный», когда плотной прослой, как включение, частично пересечен скважиной. На кривых методов ГИС он имеет неоднозначный признак как коллектора, так и плотного. По методам электротометрии выделяется как плотный, а на кривых методов пористости выделяется как уплотненный песчаник, вероятно относящийся к коллектору. На основе совместного анализа данных методов ГИС и материалов микросканера FMI авторами дано целостное представление о том, как проводить типизацию плотных прослоев по разрезу продуктивных отложений, расположение в вертикальном разрезе скважин которых определяется их размером и конфигурацией.

Ранее решением задачи выделения «плотного» прослоя с его типизацией по тем же признакам, о которых собственно было сказано выше, занимался В.Г. Ингерман [37]. Основное различие между работами [67] и [37] заключается в том, что в работе [37] был предложен автоматизированный способ типизации плотных прослоев в программном комплексе «АСОИГИС», а в работе [67] перешли к ручному, достоверность которого подтверждается фотографиями полноразмерного керна в ультрафиолетовом свете, а также материалами микросканера FMI.

В учебной литературе [49], а также в статье Г.Н. Шаравьева, Т.А. Коровиной, Е.П. Кропотовой и И.В. Федорцова [96] на примере юрских

отложений описана электрометрическая модель взаимосвязи удельного электрического сопротивления ($УЭС$) пачки от значений $УЭС$, слагающих её компонент (песчано-алевролитовой матрицы, глинистых прослоев и карбонатов). Значения $УЭС$, отражающие электрические параметры пачки горных пород со слоистым распределением глинистых и карбонатных прослоев, корректируются исходя из соотношения:

$$\frac{1}{\rho_{пачки}} = \frac{x_{ггл}}{\rho_{ггл}} + \frac{x_{карб}}{\rho_{карб}} + \frac{(1 - x_{ггл} - x_{карб})}{\rho_{песч}}, \quad (3.1)$$

где $x_{ггл}$, $x_{карб}$ – доли суммарной толщины глинистых и карбонатных прослоев соответственно; $\rho_{пачки}$, $\rho_{ггл}$, $\rho_{карб}$, $\rho_{песч}$ – удельное электрическое сопротивление пачки, слоев глин, карбонатов и песчаников.

В работе [96] отмечается, что сопротивление песчаных прослоев в 1,22 раза ниже сопротивления пачки в целом. При таком различии сопротивления песчаных прослоев и пачки в целом очевидно то, что в определении коэффициента нефтегазонасыщенности возникает погрешность в том случае, если расчет данного параметра будет производится напрямую, без учета удельного электрического сопротивления прослоев глин и карбонатов.

Особое внимание на учет карбонатного цемента при составлении петрофизических моделей обращает М.М. Элланский [98]. В состав уравнения петрофизической модели пористости им вводится коэффициент $K_{карб}$, который характеризует количество карбонатного материала в горной породе. Однако стоит оговориться, что коэффициентом $K_{карб}$ рассчитывается на основе представления о том, что карбонатный цемент в поровом пространстве горных пород распределен дисперсно и повсеместно встречается в разрезе исследуемого горизонта, а не по слоям образующим текстуру.

Подобный коэффициент $K_{карб}$, также используется для описания взаимосвязи коэффициента пористости от содержания цементирующих материалов в петрофизической модели Л.А. Буряковского, о которой говорится в диссертациях Е.О. Белякова [8] и А. В. Мальшакова [54].

Таким образом, обзор исследований свидетельствует о явном недостатке информации по трехкомпонентным средам, что вызывает определенную сложность в наработке информационной базы для создания петрофизической модели и применение ее в петрофизическом обеспечении интерпретации данных ГИС по разрезу изучаемых отложений.

Следует отметить, что в литературе, посвященной интерпретации результатов геофизических исследований скважин сложнопостроенных коллекторов, достаточно хорошо описаны двухкомпонентные среды, когда песчано-алевролитоглинистый разрез представляет собой тонкое чередование прослоев коллекторов песчаника или алевролитов и неколлекторов, в основном, глинистых.

Значительный вклад в изучение двухкомпонентных сред сложнопостроенных коллекторов, а также в разработку теоретических и практических основ интерпретации данных ГИС внесли работы Я.Н. Басина, Б.Ю. Вендельштейна, В.Н. Дахнова, Т.Ф. Дьяконовой, В.А. Ефимова, Б.И. Извекова, В.Г. Мамяшева, Е.А. Романова, Р.А. Резванова, А.В. Хабарова и многих других специалистов [7; 13; 21; 23; 27; 35; 53; 73; 75; 94; 101]. Основные результаты многолетних исследований отечественных и зарубежных специалистов по вопросу интерпретации и определению подсчетных параметров в текстурно-неоднородных объектах по данным ГИС были научно проанализированы и достаточно подробно описаны в диссертациях А.В. Акиньшина [1], Д.А. Асташкина [4], Е.О. Белякова [8], а также в сборниках научных трудов [83].

К настоящему времени специалистами геофизиками – петрофизиками было разработано и предложено несколько видов петрофизических моделей, описывающих разного рода влияния рассеянной, агрегатной и слоистой глинистости на петрофизические параметры горных пород. Общим [1; 4; 8; 27; 35; 75] для них является то, что петрофизическая модель горных пород-коллекторов сложной и неоднородной по текстуре строением представляет собой систему петрофизических уравнений, аддитивно связывающих петрофизическое свойство

i -той текстурной компоненты в системе горной породы и её объемную долю. В упрощенной форме система записана в следующем виде [10; 21]:

$$\bar{P} = \sum_{i=1}^n P_i X_i$$

$$\sum_{i=1}^n X_i = 1,$$
(3.2)

где \bar{P} – петрофизическое свойство пластопересечения выделенное по кривым ГИС; P_i – петрофизическое свойство i -того компонента системы (песчаной матрицы, глинистых прослоев и непроницаемых включений); X_i – объемная доля i -того компонента.

Определяющим параметром такой модели, применительно к двухкомпонентной среде, является объемная доля $x_{2л}$ микрослойков, линзочек и включений глин, о необходимости определения которой впервые было сказано в работах [13; 35]. В традиционном понимании объемная доля $x_{2л}$ наравне с другими параметрами выступает в качестве меры текстурной неоднородности, используемой при интерпретации данных ГИС в текстурно-неоднородном разрезе горных пород-коллекторов.

За петрофизическую основу, необходимую для оценки объемной доли $x_{2л}$ по данным ГИС, многими исследователями используются стандартная процедура, последовательность действий которой определяется следующими пунктами. Сначала производится количественная оценка микрослоистости на полноразмерных образцах керна, о способах измерения которой написано достаточное количество работ [1; 2; 4; 26; 35; 79; 85; 89; 94]. Затем результат этих измерений, который представлен в значениях объемной доли $x_{2л}$ по керну, функционально связывают с параметрами по ГИС. Для горных пород с двухкомпонентной текстурной неоднородностью, обусловленной глинистыми прослоями и включениями, применяют связи $x_{2л} = f(\alpha_{ПС})$, $x_{2л} = f(\Delta J_{ГК})$, $x_{2л} = f(\rho_{п}, \alpha_{ПС})$, $x_{2л} = f(\alpha_{ПС}, \Delta J_{ГК})$, как в [1; 4; 13; 21].

Непосредственно для терригенных отложений месторождения Республики Саха (Якутия) петрофизическая модель, учитывающая микрослоистость, была приведена в диссертации Л.Д. Колотущенко [42]. На основе изучения взаимосвязи интервального времени пробега продольной волны от объемной доли x_{2l} , автором [42] предлагается петрофизическая модель, которая записана следующим образом:

$$\Delta t = \Delta t_{\text{п}}(1 - x_{2l}) + \Delta t_{\text{гл}}x_{2l}, \quad (3.3)$$

где $\Delta t_{\text{п}}$ – интервальное время распространения продольных волн в песчаных прослоях, $\Delta t_{\text{гл}}$ – интервальное время в глинистых прослоях, x_{2l} – содержание глинистых прослоев в пласте.

Для определения x_{2l} , входящего в выражение (3.3), в [42] установлена зависимость типа «керна–ГИС» (рис. 3.1), где функцией является содержание глинистых прослоев x_{2l} в пластопересечении, а аргументом этой функции – значение двойного разностного параметра гамма-метода. Как видно из рисунка 3.1, функция $x_{2l} = f(\Delta J\gamma)$ описывается одной полиномиальной зависимостью, для которой характерно две точки перегиба этой функции. Следовательно, каждая точка перегиба на этой кривой отражает граничные значения объемной доли x_{2l} и двойного разностного параметра $\Delta J\gamma$ при переходе из одного типа горных пород в другой. Так, для первой точки характерен переход от однородной песчано-алевритовой горной породы с дисперсной глиной к горной породе, которая по текстурному строению состоит из песчано-алевролитовых и глинистых прослоев. Соответственно второй точке фиксируется переход от текстурно-неоднородных горных пород к неопесчаненной глине.

Главное, на что стоит обратить внимание, – расположение двух точек, которые определяют область текстурно-неоднородных горных пород: координаты объемной доли x_{2l} и двойного разностного параметра $\Delta J\gamma$ абсолютно несопоставимы. Иначе говоря, область текстурно-неоднородных горных пород определяется малым диапазоном значений двойного разностного параметра $\Delta J\gamma$ при значительном разбросе значений объемной доли x_{2l} , что в действительности

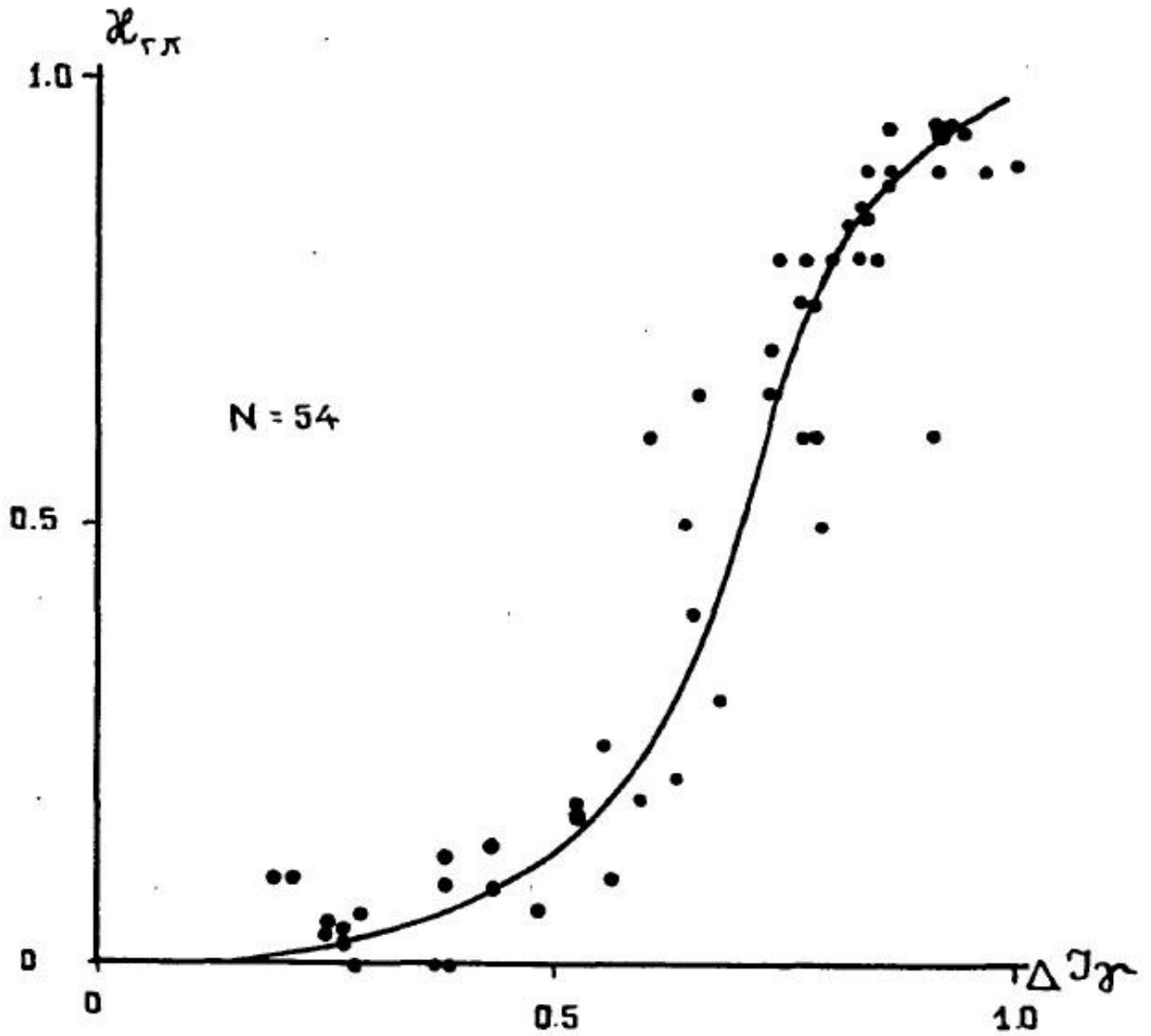


Рисунок 3.1 – Зависимость относительной величины естественной гамма-активности от слоистой глинистости для горных пород харыстанского продуктивного горизонта [42, с. 95]

не имеет физического смысла. По-видимому, такая форма связи, по [42], отражает наибольшую чувствительность гамма-метода к слоистой глинистости после допустимого порога, перед которым общая интенсивность гамма-излучения определяется только дисперсной формой распределения глинистого материала.

Наряду с объемной долей песчаника и алевролита (проницаемой матрицы), которая определяется $1-x_{2l}$, объемная доля x_{2l} характеризуются теми же петрофизическими параметрами, что и объемная доля проницаемой компоненты – это пористость, объемная глинистость, остаточная водонасыщенность, удельное электрическое сопротивление и рядом других петрофизических параметров, от которых зависит поведение физических свойств, регистрируемых методами ГИС. В связи с этим, многие исследователи уделяют большое внимание вопросу их определения, различия между которыми заключается в следующем.

По мнению одних исследователей, для упрощения модели за счет уменьшения числа неизвестных в петрофизических уравнениях часть коэффициентов, характеризующих петрофизические свойства непроницаемой компоненты, достаточно задать в виде констант, что в конечном итоге, как показано в работах [1; 8], не отразится на достоверности петрофизической модели. Другие исследователи [27; 75] придерживаются иного мнения и считают, что для достоверного описания физических явлений, происходящих как на контактах взаимодействия отдельных компонент, так и внутри их самих, требуется располагать надежными петрофизическими зависимостями, позволяющими функционально связать между собой содержание в горной породе рассматриваемой компоненты и её петрофизических параметров, основой для которых являются результаты детального петрофизического исследования керна. Однако, как показывает практика большого числа работ по изучению двухкомпонентных сред, каждый из этих подходов может быть уместен и обладает своими очевидными плюсами, что обеспечивает достижение желаемого результата.

Таким образом, характеризуя основные вопросы, связанные с построением петрофизической модели двухкомпонентной среды в целом, можно заключить,

что корректность описания петрофизических свойств текстурно-неоднородных коллекторов в рамках аддитивных схем (параллельного и последовательного соединения) расчета по уравнению (3.2) определяется достоверностью выбранных петрофизических зависимостей и необходимых для расчета петрофизических констант, что в общем случае позволяет отразить характерные черты строения горных пород в настройке петрофизической модели.

3.2. Формирование петрофизической модели терригенных пород-коллекторов с трехкомпонентной текстурной неоднородностью

Эффективность использования данных ГИС в решении задач оперативного заключения по скважине или подсчета запасов месторождений углеводородов определяется как сложностью изучаемых объектов продуктивных отложений, так и используемыми при интерпретации данных ГИС петрофизических моделей. Формирование петрофизической модели является важным и ключевым этапом создания и уточнения петрофизического обеспечения обработки и интерпретации данных ГИС для любого геологического объекта, конкретного горизонта или месторождения.

Для петрофизического обеспечения интерпретации данных ГИС текстурно-компонентную модель коллектора хамакинского горизонта можно представить как терригенную горную породу, состоящую из трех компонентов (элементов неоднородности) – песчаника (первый текстурный элемент), глинистых прослоев и включений (второй текстурный элемент) и очаговых карбонатно-ангидритовых включений (третий текстурный элемент) (рис. 3.2). Сумма объемных долей элементов неоднородностей в коллекторе равна 1, т. е.

$$x_{песч} + x_{гл} + x_{пл} = 1, \quad (3.4)$$

где $x_{песч}$, $x_{гл}$, $x_{пл}$ – объемная доля песчаника, глинистых прослоев и включений и карбонатно-ангидритовых включений соответственно.

В каждом элементе неоднородности содержание минеральных компонентов

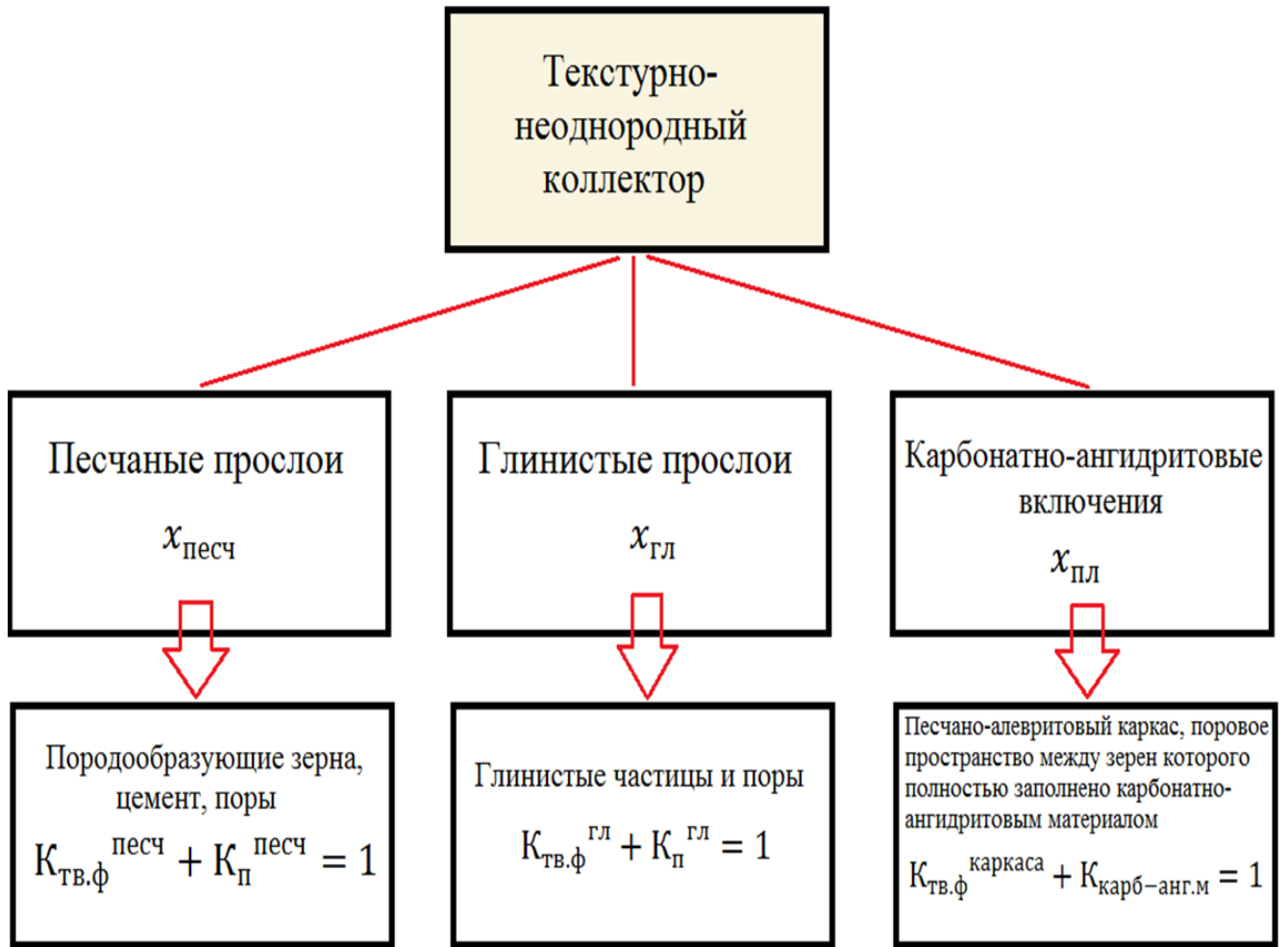


Рисунок 3.2 – Текстурно-компонентная модель коллекторов хамакинского горизонта

и объема пор нормировано на единицу (3.4): в песчанике сумма содержания твердой фазы (песчано-алевритовых зерен и цемента) и объема пор ($K_{\text{тв.ф}}^{\text{песч}} + K_{\text{п}}^{\text{песч}} = 1$); в глинистых прослоях ($K_{\text{тв.ф}}^{\text{гл}} + K_{\text{п}}^{\text{гл}} = 1$); в карбонатно-ангидритовых включениях ($K_{\text{тв.ф}}^{\text{каркаса}} + K_{\text{карб-анг.м}} = 1$). Очаговые карбонатно-ангидритовые включения в песчанике – это часть песчаника, поровое пространство которого полностью залечено карбонатно-ангидритовым материалом.

Параметры, входящие в описание этой модели, – объемная доля глинистых прослоев и включений и очаговых карбонатно-ангидритовых включений, а также их пористости – определялись на керне. Это являлось основой для разработки петрофизического обеспечения интерпретации ГИС текстурно-неоднородных коллекторов хамакинского горизонта нефтегазовых месторождений Республики Саха (Якутия).

Количественное определение содержания в горной породе элементов неоднородностей – доли глинистых прослоев и включений $x_{\text{гл}}$ и очаговых карбонатно-ангидритовых включений $x_{\text{ил}}$ на керне производилось путем компьютерной обработки фотографий полноразмерного керна, насыщенного углеводородами с помощью программного комплекса анализа фотографий «TextureRock». Алгоритм работы этого программного комплекса описан в работе [2].

С помощью данной программы в настоящей работе производились количественные определения содержания текстурных компонент в интервале глубин всего выноса керна. Длина одного выноса керна при обработке фотографий достигала от 4 до 9 м. Всего обработано 918 м керна. При этом учитывалось, что керн из поисково-разведочных скважин приближенно имеет 100 % вынос, а интервалы керна, которые имеют 80 % и меньше, в обработки не учитывались.

Вся обработка фотографий полноразмерного керна велась из соображений, что контрастность литологических разностей насыщенных и ненасыщенных

углеводородами позволяет идентифицировать непроницаемые прослои и включения по фотографии колонки кернa в ультрафиолетовом свете (рис. 3.3). Приняв то, что глинистые прослои и карбонатно-ангидритовые включения не насыщены углеводородами, в полуавтоматическом режиме обработки фотографии кернa в ультрафиолетовом свете производилось выделение двух визуально различимых областей. Одна область характеризует область свечения, то есть песчаную компоненту насыщенную углеводородами, другая - участки кернa ненасыщенного углеводородами, которыми являются глинистые прослои и карбонатно-ангидритовые включения.

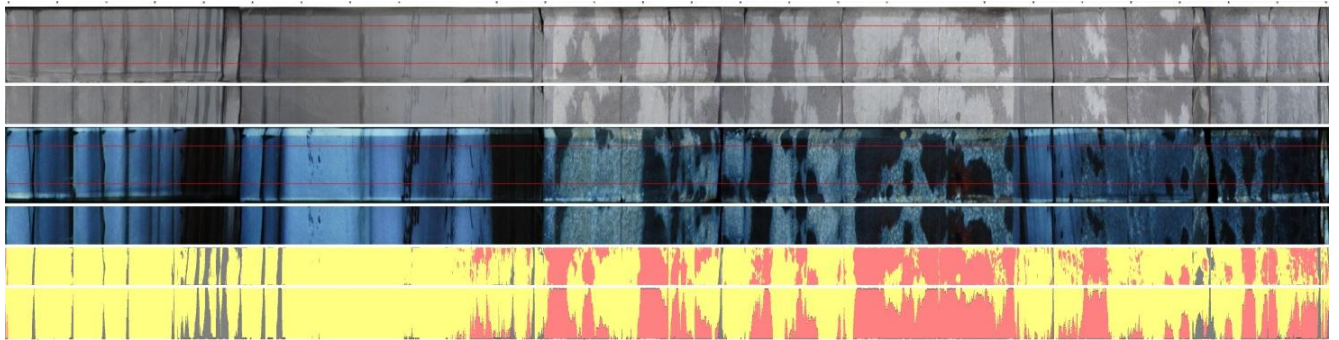


Рисунок 3.3 – Идентификация непроницаемых прослоев и включений, ненасыщенных углеводородами

Следующий шаг состоял в выделении из полученной области непроницаемых прослоев и включений отдельно области как для глинистых прослоев, так и для карбонатно-ангидритовых включений. По распределению яркости пикселей выделенной области непроницаемых прослоев и включений происходило разделение на темные и светлые участки. Темные участки представляют собой слойки и линзы глин, а светлые – карбонатно-ангидритовые включения. Темные прослои глин и округлые карбонатно-ангидритовые включения светло-серого цвета визуальнo выделяются на фоне темно-серого цвета песчано-алевролитового материала по фотографии колонки кернa в дневном свете. Пример выделения отдельных областей для глинистых прослоев и для карбонатно-ангидритовых включений приведен на рисунке 3.4, где показана

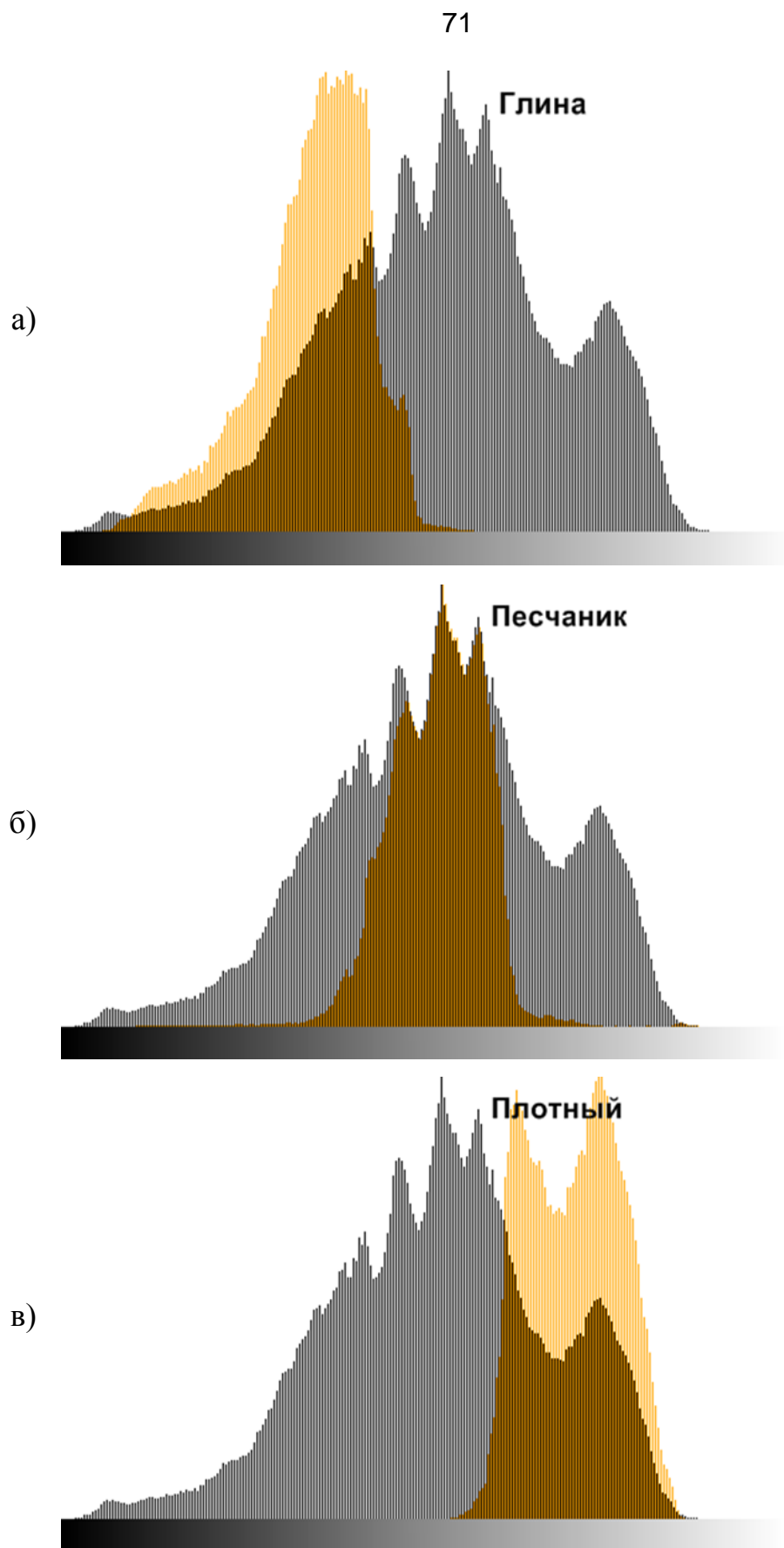


Рисунок 3.4 – Пример визуализации разделения по доли глинистой, песчаной и плотной (карбонатно-ангидритовые включения) текстурных компонент

визуализация каждой компоненты, по отображающему вкладу яркости компоненты в общее распределение яркости.

Результат компьютерной обработки фотографий трансформировался в целочисленные кривые с присвоением им обозначений доли глинистой и плотной (карбонатно-ангидритовые включения) компоненты. На рисунке 3.5 в качестве примера приведены результаты обработки фотографии колонки керна.

В последующем керновые кривые x_{gl} и $x_{пл}$ сглаживаются до вертикальной разрешающей способности радиоактивных методов ГИС (шаг квантования 0,2 м) и помещаются на геолого-геофизический планшет. Начало и конец кривых долевого содержания глинистой и плотной компоненты соответствуют кровле и подошве вынесенного в результате отбора 100 % керна. С помощью профильных методов исследования керна, результаты обработки привязываются к кривым ГИС. Снятие отчетов с кривых долевого содержания глинистой и карбонатно-ангидритовой (плотной) компоненты производится в пределах выделенного пластопересечения методами ГИС. Таким образом, геофизическое пластопересечение становится охарактеризованным керновыми определениями объемных долей глинистых прослоев x_{gl} и карбонатно-ангидритовых включений $x_{пл}$ и соответственно содержанием песчаной $(1 - x_{gl} - x_{пл})$ компоненты.

Созданный массив данных по керну (x_{gl} и $x_{пл}$) и ГИС (геофизические параметры) использовался для построения кросс-плотов определения объемной доли глинистой и карбонатно-ангидритовой компонент по данным ГИС. При получении кросс-плотов использовались параметры геофизических методов – акустического (АК), гамма-каротажа (ГК) и гамма-гамма плотностного каротажа (ГГК-П). Геофизические методы ГК и АК использовались в виде двойных разностных параметров:

$$\Delta J_{ГК} = \frac{J_{ГК} - J_{ГК}^{\min}}{J_{ГК}^{\max} - J_{ГК}^{\min}} \quad (3.5)$$

$$\Delta AK = \frac{\Delta t_n - \Delta t_n^{\min}}{\Delta t_n^{\max} - \Delta t_n^{\min}}$$

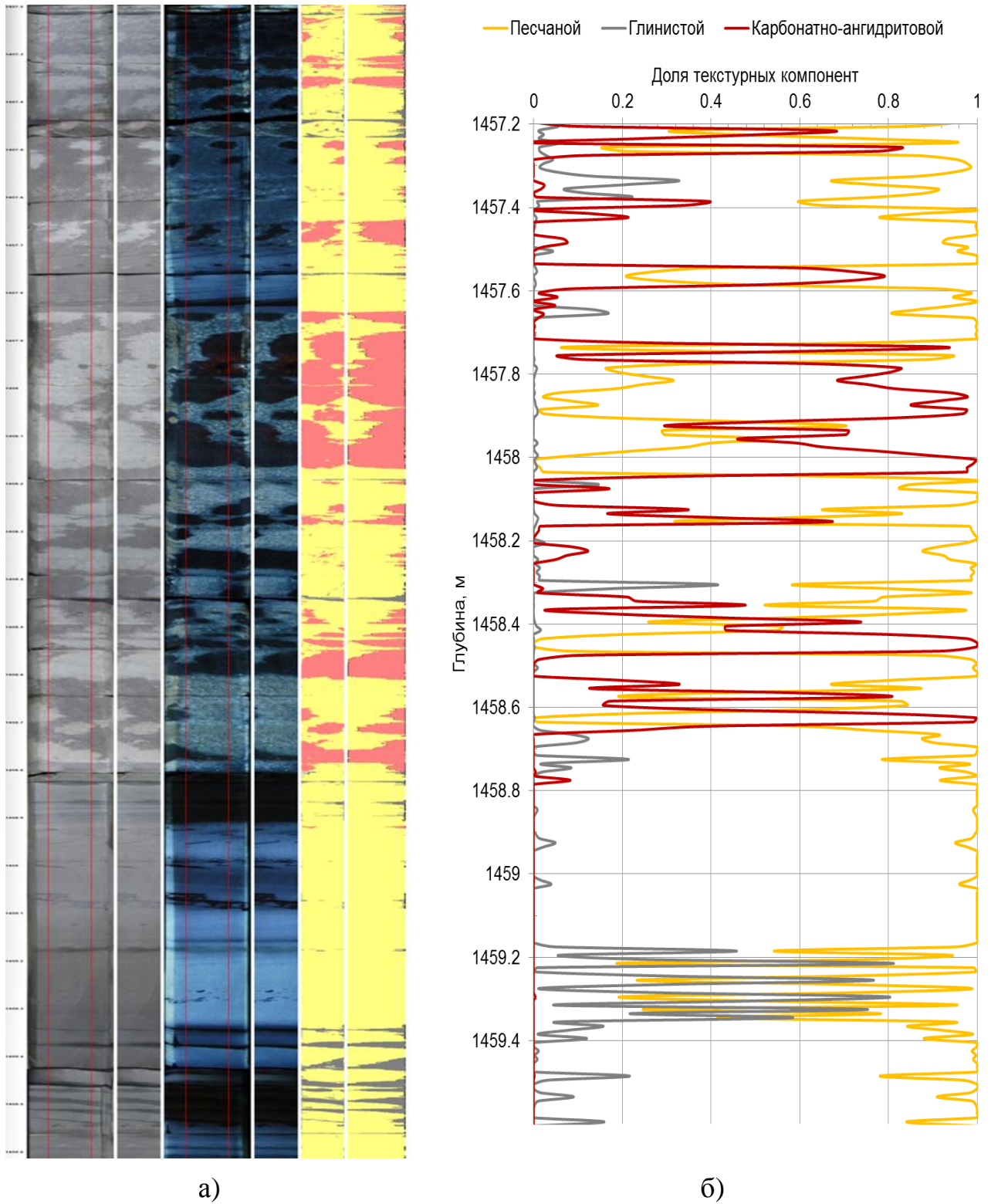


Рисунок 3.5 – Пример обработки фотографии керна: а – фотография в дневном и ультрафиолетовом свете, разделение по компонентам неоднородности; б – кривые по доле текстурных компонентов

где $\Delta J_{ГК}$ и $\Delta АК$ – двойные разностные параметры; $J_{ГК}$ и $\Delta t_{п}$ – снятые показания с кривой гамма-каротажа и интервального времени; $J_{ГК}^{\min}$ и $J_{ГК}^{\max}$ – минимальные и максимальные значения гамма-каротажа; $\Delta t_{п}^{\min}$ и $\Delta t_{п}^{\max}$ – минимальные и максимальные значения интервального времени.

Максимальные и минимальные значения (значения в опорных пластах) для методов ГК и АК снимались против глин и плотных пропластков. В качестве опорных пластов глин использовались залегающие под отложениями хамакинского горизонта и имеющие значения по ГК порядка 10–15 мкр/ч и по АК – 250–260 мкс/м. Таким же значениям соответствуют и параметры мощных аргиллитовых перемычек между пластами. В качестве опорных пластов для «плотных» использовались пластопересечения, для которых характерны высокие значения по электрическим методам ГИС, более 500 Ом*м, минимальные значения по кривой интервального времени продольной волны, на уровне 180 мкс/м и высокие показания по ГГК-П.

Для определения доли глинистых прослоев и включений строился кросс-плот $x_{зл} = f(\Delta J_{ГК}, \Delta АК)$, а доли карбонатно-ангидритовых включений – $x_{нл} = f(\Delta АК, \delta_{п})$. Аппроксимация фактических данных производилась из соображений того, что в частных случаях, например, при $\Delta J_{ГК} = 0$ или 1 значение $x_{зл}$ было равно 0 или 1. Выражение для аппроксимации фактических данных по керну записано следующим образом:

$$y = 1 - \exp\left[\frac{-c * (1 - x)}{1/b + x}\right], \quad (3.6)$$

где y - значение целевой функции ($x_{зл}$ или $x_{нл}$), x – двойной разностный параметр по гамма и акустическому каротажу $\Delta J_{ГК}$ для $x_{зл}$ или $\Delta АК$ для $x_{нл}$; c и b – эмпирические коэффициенты, связанные с параметрами $\Delta АК$ и $\delta_{п}$. Они рассчитываются по формулам:

$$\text{для } x_{зл} \quad c = 0,14 * \exp(4,41 * \Delta АК); \quad 1/b = 0,12 * c + 0,1, \quad (3.7)$$

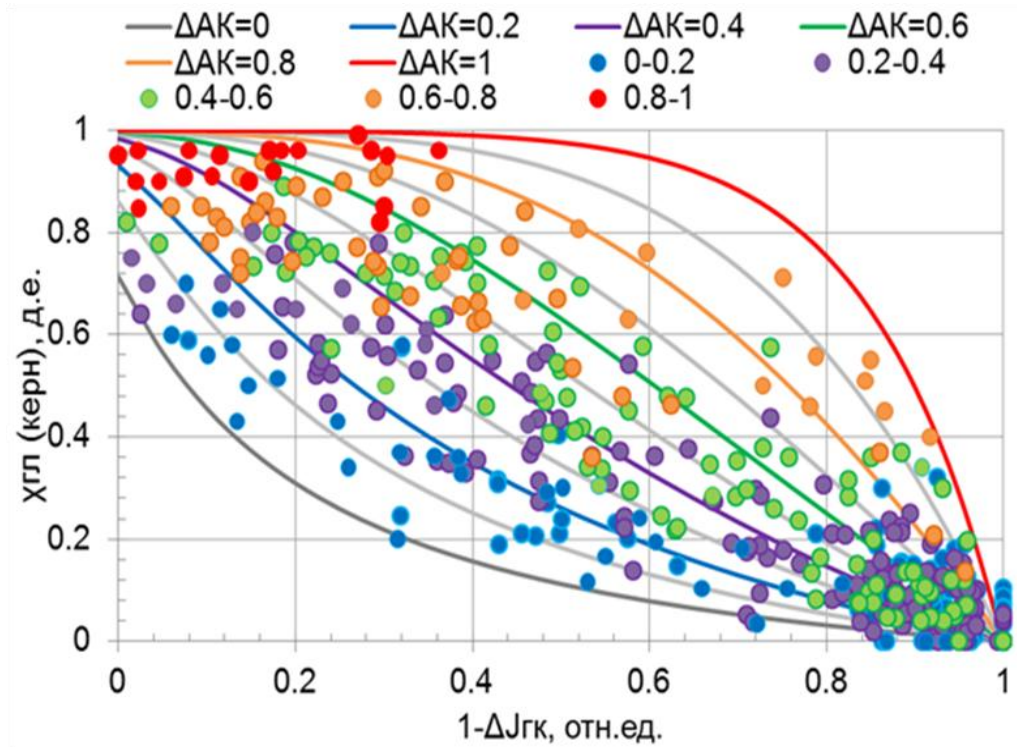
$$\text{для } x_{nl} \text{ с } = 0,03 * \exp(7,65 * \delta_n - 18,37); 1/b = 0,12 * c + 0,02. \quad (3.8)$$

Кросс-плоты для определения объемной доли глинистых прослоев и карбонатно-ангидритовых включения по показаниям методов ГИС приведены на рисунке 3.6. Построение графиков (рис. 3.6) зависимостей $x_{cl} = f(\Delta J_{ГК}, \Delta AK)$ и $x_{nl} = f(\Delta AK, \delta_n)$ произведено с шагом по $\Delta J_{ГК}$, равным 0,1.

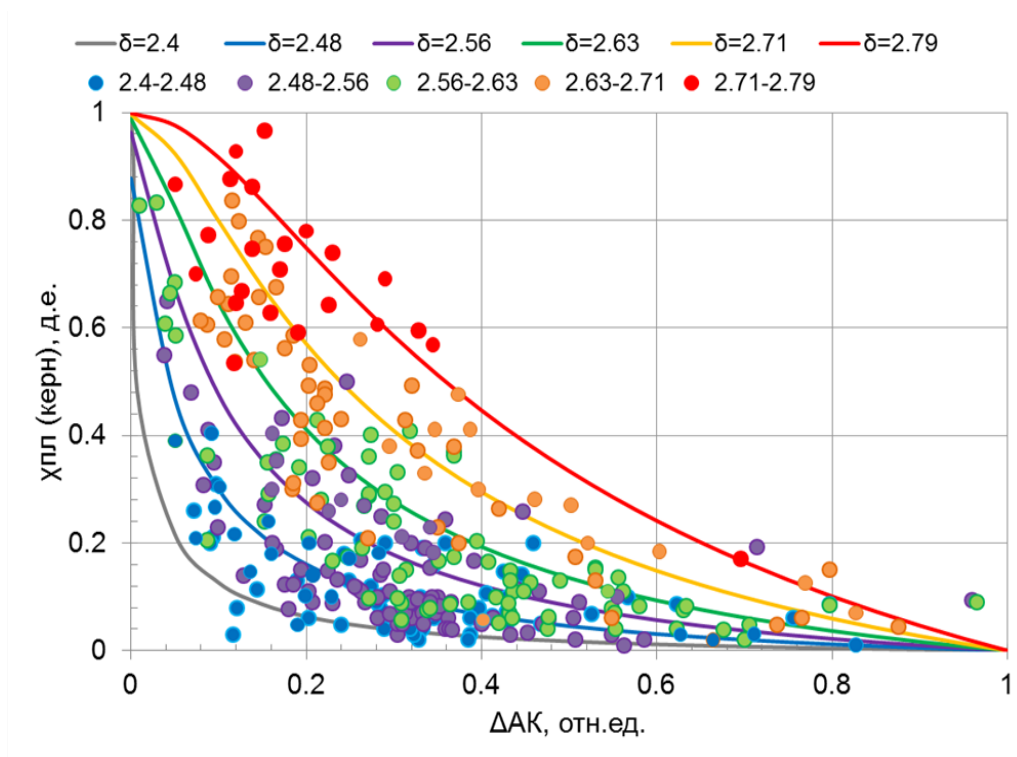
На рисунке 3.7 приведены сопоставления рассчитанных по ГИС долей глинистых прослоев и карбонатно-ангидритовых включений с долями, определенными на керне по фотографиям, с разделением точек на коллекторы и неколлекторы. Сходимость между рассчитанными по ГИС и измеренными на керне значениями параметров составляет ± 0.15 д. е.

На рисунке 3.8 приведен пример оценки объемных долей текстурных компонент по данным ГИС в пределах всего разреза отложений хамакинского горизонта по скважине. Как видно из рисунка 3.8, результат оценки объемных долей текстурных компонент по данным ГИС согласуется с фотографиями керна, на которой показано интервал одного отбора керна, с данными широкополосного акустического каротажа и динамического микроимиджера FMI. На диаграмме ФКД в интервале отбора керна наблюдается «расщепление» волновой картины за счет высокоскоростных компонент, которыми являются карбонатно-ангидритовые включения. По отрывку диаграммы динамического микроимиджера FMI также наблюдается текстурная неоднородность, которая обеспечивает неравномерное чередование проводящих и непроводящих компонентов.

Так как керн является основной исходной характеристикой, то для создания достоверного петрофизического обеспечения определения подсчетных параметров по данным геофизических методов исследований скважин в отложениях хамакинского горизонта необходимы определения на керне величин, отражающие параметры текстурных компонент, а также необходимо провести анализ и обоснование взаимосвязей параметров методов ГИС с результатами керновых определений. Как уже было отмечено выше, что для текстурно-неоднородного разреза продуктивных отложений хамакинского горизонта керновыми определениями могут быть охарактеризованы как однородные



а) Глинистые прослои $x_{gl} = f(\Delta J_{ГК}, \Delta AK)$, шифр кривых и точек ΔAK



б) Карбонатно-ангидритовые включения $x_{nl} = f(\Delta AK, \delta n)$, шифр кривых и точек δn

Рисунок 3.6 – Кросс-плоты для определения объемной доли глинистой компоненты (а) и карбонатно-ангидритовых включений (б) по данным ГИС

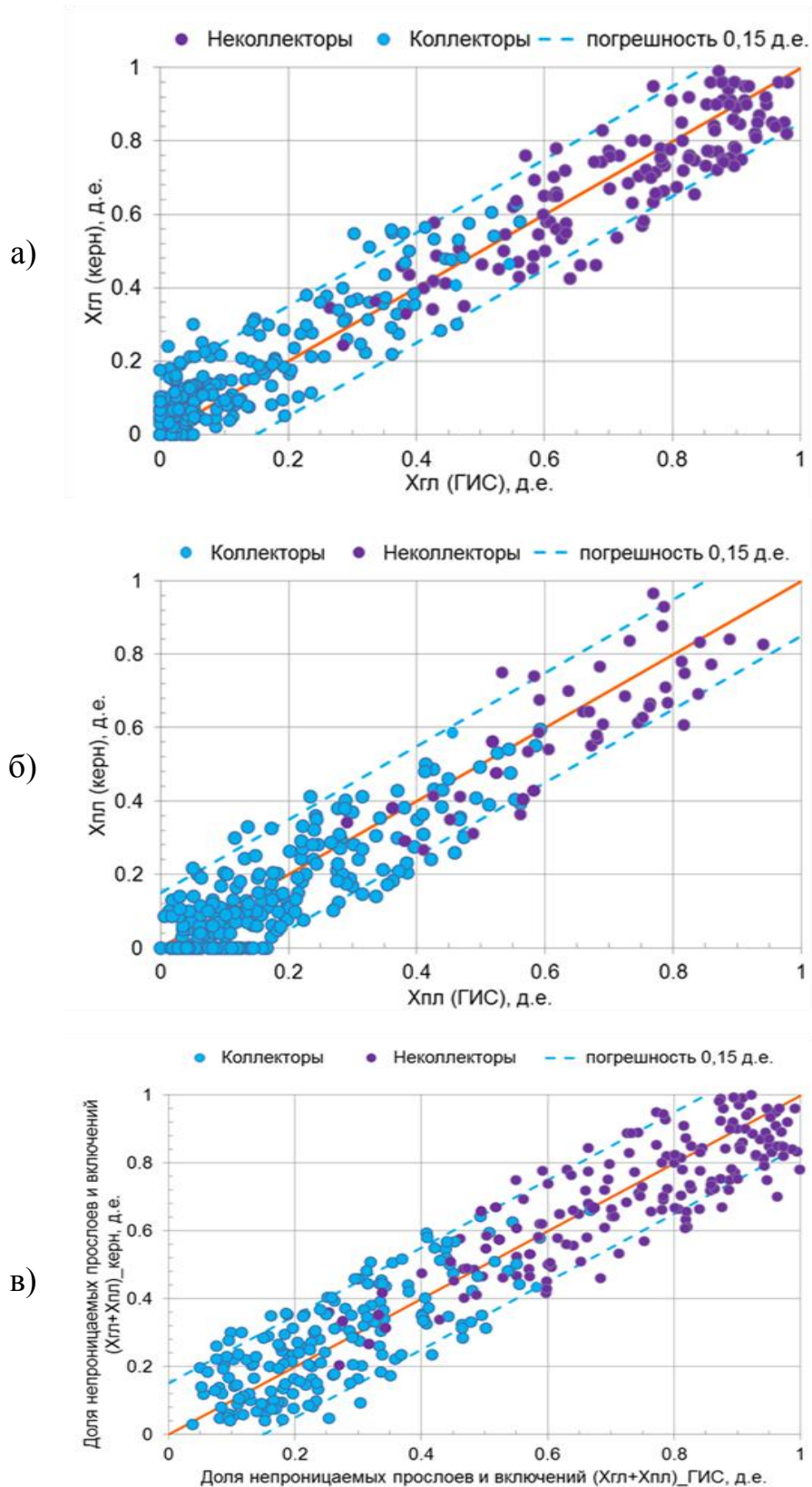


Рисунок 3.7 – Сопоставления определений доли непроницаемых прослоев и включений по данным ГИС с долями, определенными на керне по фотографиям

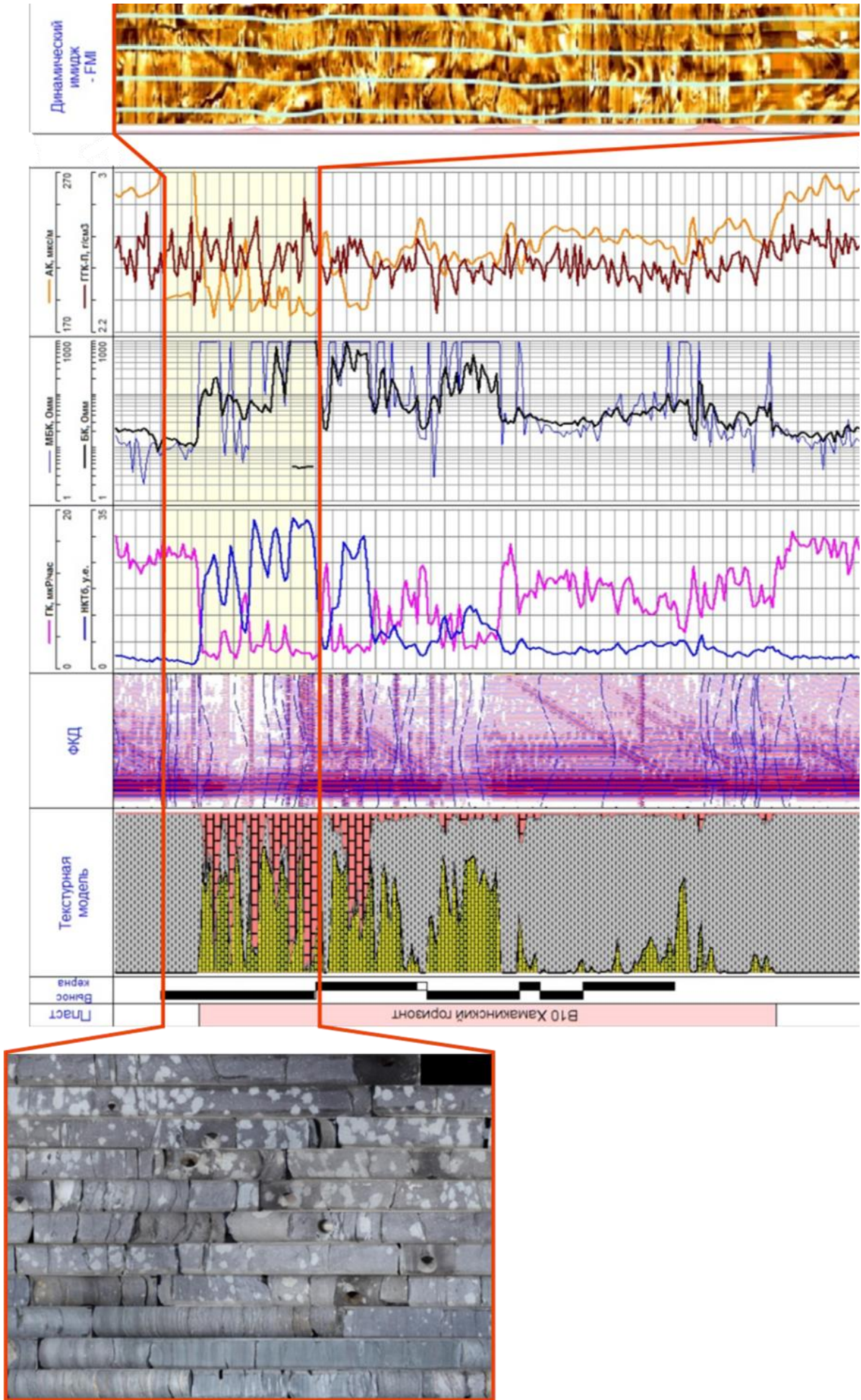


Рисунок 3.8 – Характеристика текстурно-неоднородных интервалов разреза отложений хамакинского горизонта по керну, стандартному комплексу ГИС, диаграммам ФКД и динамическому имиджеру ФМ

образцы, так текстурно-неоднородные.

Если допустить, что в пределах пластопересечения керн представлен горными породами, которые содержат несколько текстурных компонент, то измеренная, например, пористость образцов керна, отобранных из этих горных пород является интегральной величиной и будет зависеть от объёмной доли каждой текстурной компоненты в образце и её параметров (пористости). Примеры интервалов керна, в которых невозможно отобрать и изготовить образцы однородной текстуры, приведены на рисунке 3.9. В случае изготовления образцов, как показано на рисунке 3.9, будем иметь усреднённую характеристику по ГИС и интегральный (усреднённый) параметр по керну при достаточном количестве образцов на пластопересечение.

Конечно, имеют место и интервалы, в которых пластопересечения характеризуются однородной текстурой по керну, и, следовательно, параметры по керну и параметры по ГИС соответствуют одинаковому уровню неоднородности. Тому доказательством являются фотографии керна, которые приведены на рисунке 3.10.

В основном (рис. 3.11) пластопересечение характеризуется по керну как неравномерное чередование трех компонент. Оно содержит мезослои однородного песчаника, из которых, как правило, изготавливаются образцы для определения фильтрационно-емкостных свойств. В этих случаях керном охарактеризованы однородные песчаные прослои, а на показания методов ГИС оказывает влияние глинистые прослои и карбонатно-ангидритовые включения, которые входят в состав горных пород слоя.

На рисунке 3.12 приведено сопоставление количества исследованных однородных образцов песчаника, приходящихся на один метр, с долей непроницаемых прослоев и включений (глинистых и карбонатно-ангидритовых) геофизического пластопересечения. При доле непроницаемых прослоев 0,4–0,5 количество образцов, характеризующих песчаные прослои, составляет 1 образец на м, а при меньшей доле – 2 и более образцов. Для неколлекторов ($x_{2л} + x_{нл} = 0.6$ и более) песчаные прослои коллектора, как правило, не охарактеризованы

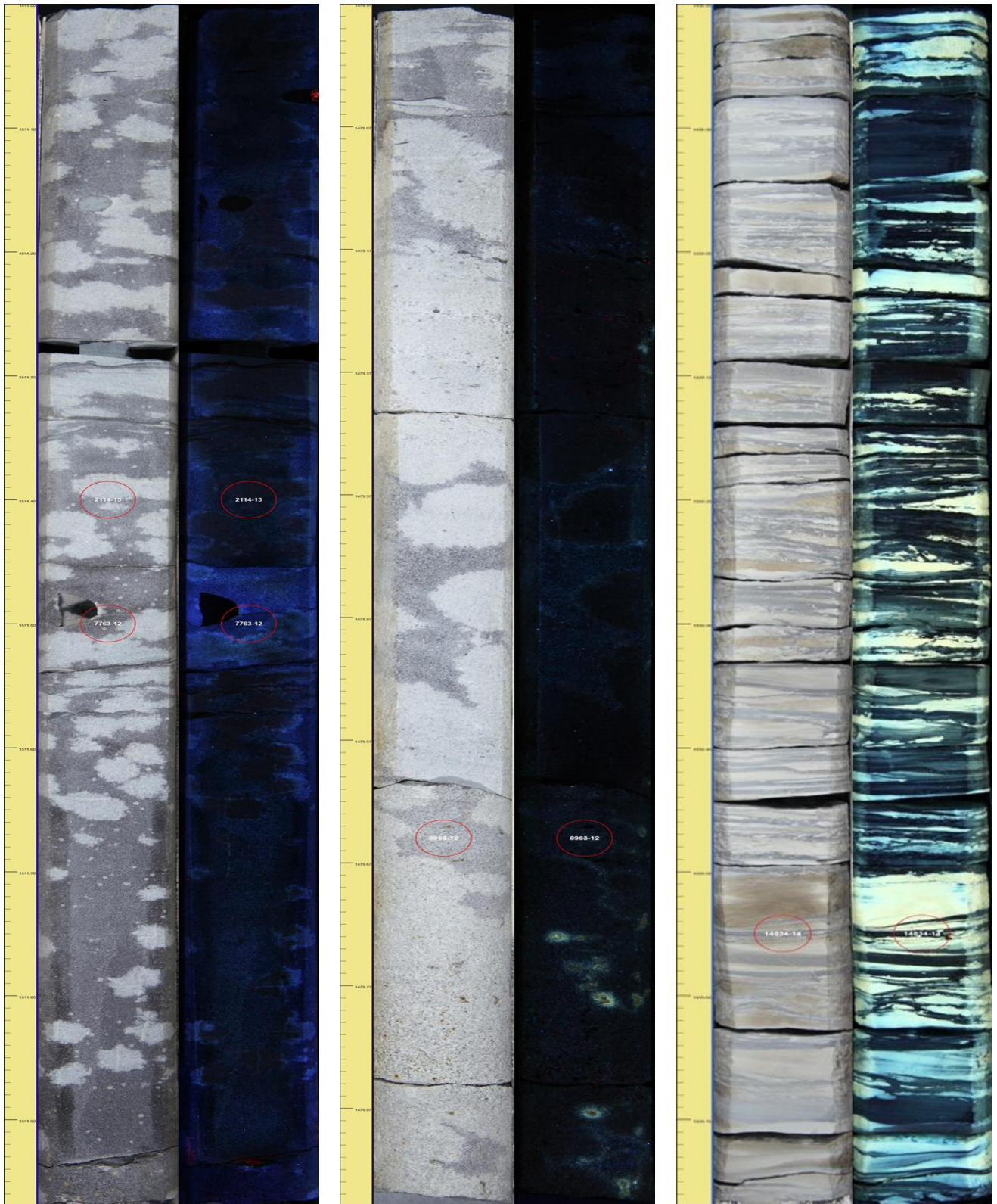


Рисунок 3.9 – Фотографии колонок керна, содержащего тонкослоистое распределение глинистых прослоев и интенсивное распределения карбонатно-ангидритовых включений (изготовление однородных образцов невозможно)



Рисунок 3.10 – Фотографии колонок однородного керна (возможно изготовление только однородных образцов)

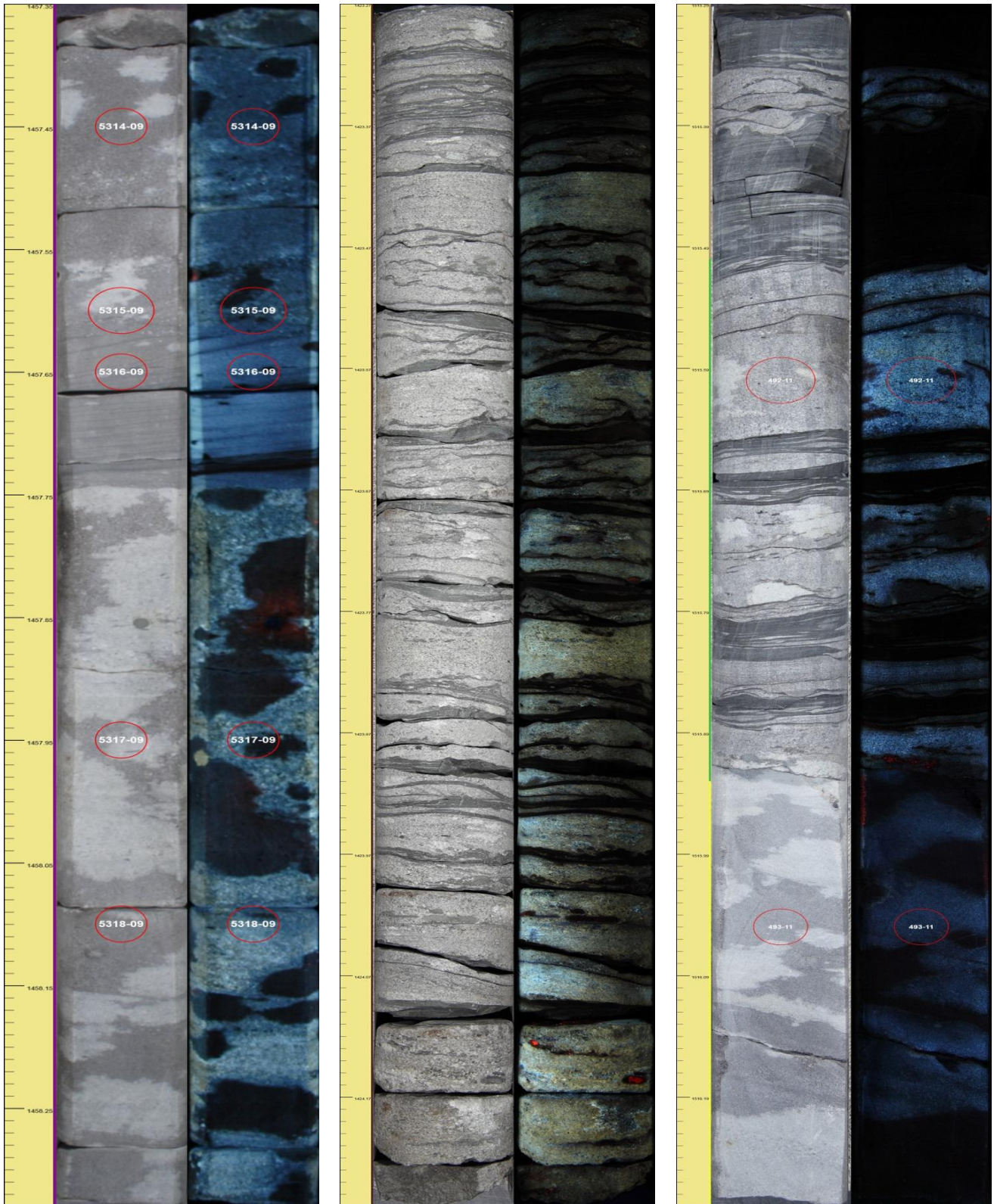


Рисунок 3.11 – Фотографии колонок керна, содержащего мезонеоднородности (возможно изготовление однородных образцов)

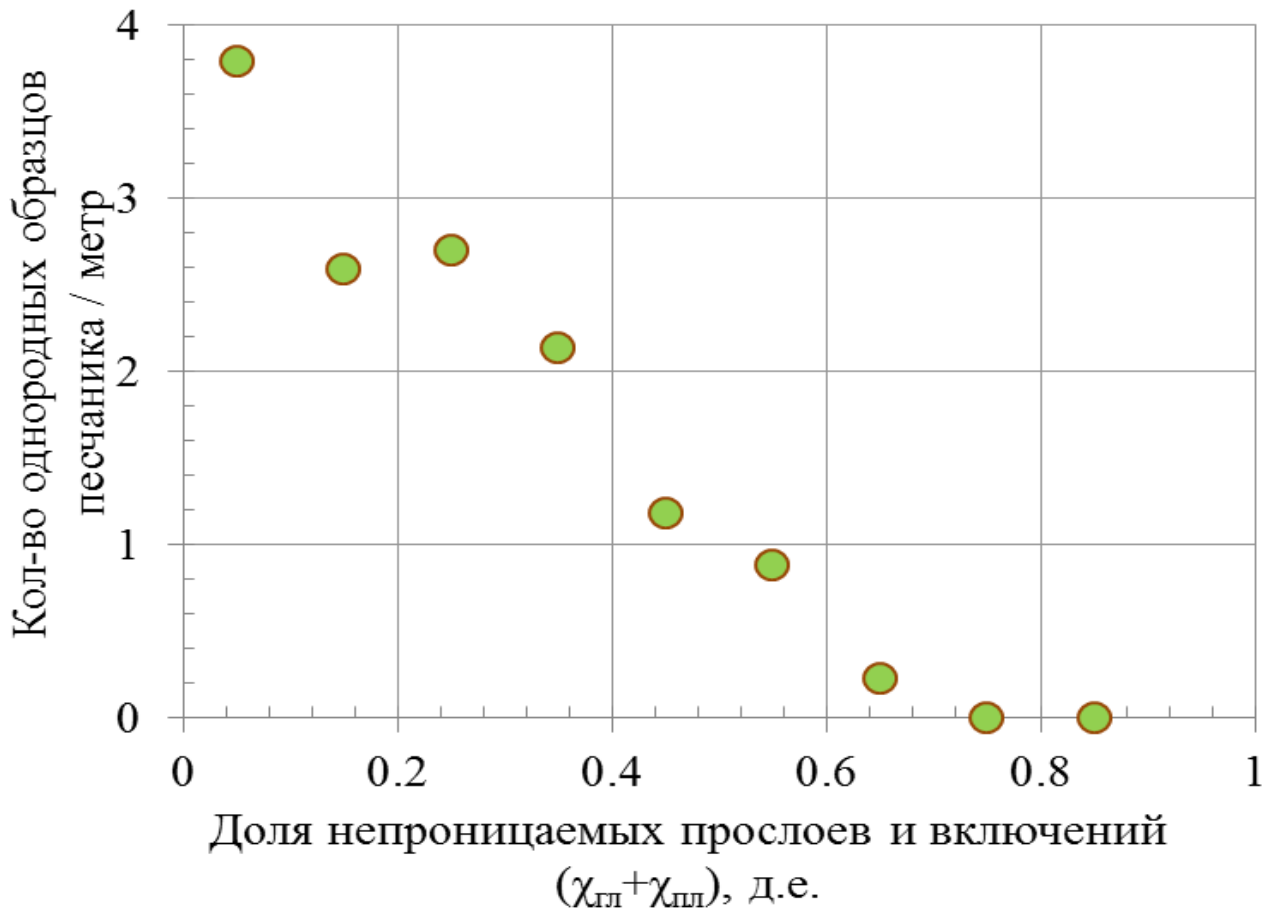


Рисунок 3.12 – Сопоставление количества однородных образцов из песчаных прослоев, приходящихся на один метр, с долей непроницаемых прослоев и включений

лабораторными исследованиями.

Исходя из вышеизложенного, можно констатировать, что параметры текстурных компонентов коллектора по керну изучаются в разных объемах в зависимости от доли непроницаемых прослоев и включений. Массовые исследования керна выполняются, как правило, на однородных по текстуре образцах керна, а исследования неколлекторской части разреза исследуются в меньшем объеме. В этой связи поиск прямых связей типа «кern–ГИС» без учета текстурной неоднородности изучаемого разреза приводит к значительным ошибкам как при определениях коэффициента пористости, так и нефтегазонасыщенности. За счет того, что сопоставляются параметры однородных образцов с усредненными параметрами ГИС, снижается достоверность связей типа «кern–ГИС». Все это подтверждает необходимость формирования петрофизической модели коллекторов с трехкомпонентной текстурной неоднородностью для уточнения методики оценки фильтрационно-емкостных свойств по данным ГИС.

При построении петрофизической модели подразумевалось, что если выделенное по кривым методов ГИС пластопересечение охарактеризовано по керну определениями долей глинистых прослоев x_{gl} и карбонатно-ангидритовых включений $x_{на}$, а также определениями ФЕС на образцах с однородной массивной текстурой, то создается благоприятная основа создания петрофизических алгоритмов определения по ГИС интегральной пористости (пористости пластопересечения в целом) и пористости песчаных прослоев. При таком подходе поиск связей типа «кern–ГИС» становится правомерным.

3.3. Удельное электрическое сопротивление терригенных пород-коллекторов с глинистыми прослоями и карбонатно-ангидритовыми включениями

Для достоверного определения коэффициента нефтегазонасыщенности ($K_{нг}$) в разрезе текстурно-неоднородных терригенных пород-коллекторов, как правило, необходимо располагать надёжными определениями удельного

электрического сопротивления (УЭС) прослоя коллектора. Вместе с тем особенности его определения для терригенных пород-коллекторов с трехкомпонентной текстурной неоднородностью заключаются в следующем. Глинистые прослои в пределах выделенного пластопересечения занижают его УЭС, а если это не учитывать, то в результате расчета Кнг будет занижен. Карбонатно-ангидритовые включения, в свою очередь, напротив, завышают показания методов сопротивления, что приводит к завышенным значениям Кнг.

Как известно из работ [8; 27], для терригенных пород-коллекторов, характеризующихся неоднородной текстурой, определение УЭС истинного прослоя коллектора решается на основе теории обобщённой проводимости гетерогенной многокомпонентной системы. При описании модели электропроводности (удельного электрического сопротивления) терригенных пород-коллекторов, содержащих глинистые прослои и карбонатно-ангидритовые включения, выделяются три компонента с разной электропроводностью - песчано-алевритовые прослои с $\sigma_{\text{песч}}$, глинистых прослои с $\sigma_{\text{гл}}$ и карбонатно-ангидритовые включения с $\sigma_{\text{нл}}$. Учет влияния текстурных компонентов производился следующим образом.

Сначала производился учет влияния карбонатно-ангидритовых включений (рис. 3.13, а) на сопротивление пластопересечения (слоя). Как следует из приведенного фрагмента фотографии керна, распределение карбонатно-ангидритовых включений в песчано-алевритовой матрице позволяет рассматривать горную породу как среду, состоящую из песчано-алевритовой матрицы с глинистыми прослоями и карбонатно-ангидритовыми включениями, для характеристики которых приемлемо использовать формулы расчета электропроводности метода «эффективной среды» [27].

Принимая, что карбонатно-ангидритовые включения изометричны и они изолированы друг от друга (рис. 3.13, а), их влияние на электропроводность может быть оценено с использованием формулы [27]:



а) Очаговая пятнистая текстура горных пород



б) Тонкослоистое распределение глинистых прослоев

$$\frac{\bar{\sigma}_n - \sigma_{пл}}{\sigma_{песч+гл} - \sigma_{пл}} * \left(\frac{\sigma_{песч+гл}}{\bar{\sigma}_n} \right)^{1-1/f} = 1 - x_{пл}, \quad (3.9)$$

где $\bar{\sigma}_n$ – электропроводность пластопересечения ($H \geq 0,8$ м); $\sigma_{пл}$ – электропроводность карбонатно-ангидритовых включений; $\sigma_{песч+гл}$ – электропроводность двухкомпонентной среды, состоящая из песчаника, в котором имеются глинистые включения и микропрослой; f – форм фактор включений, который принимался равным 1,5, так как карбонатно-ангидритовые включения, как правило, изометричной формы.

По формуле (3.9), при известных значениях УЭС пластопересечения $\rho_{п}$ ($\bar{\sigma}_n = 1/\rho_{п}$), объемной доли $x_{пл}$ карбонатно-ангидритовых включений и принимая, что $\sigma_{пл} = 0$, производится расчет электропроводности $\sigma_{песч+гл}$ (сопротивления $\rho_{песч+гл} = 1/\sigma_{песч+гл}$).

Для учета влияния на УЭС содержания глинистых прослоев, которые на керне распределены относительно песчано-алевритовых прослоев параллельно (рис. 3.13, б), наиболее приемлемым способом расчета $\rho_{песч}$ является расчет по формуле параллельного соединения проводников [1; 4; 49]:

$$\frac{1}{\rho_{песч+гл}} = \frac{1 - \frac{x_{гл}}{(1 - x_{пл})}}{\rho_{песч}} + \frac{\frac{x_{гл}}{(1 - x_{пл})}}{\rho_{гл}}, \quad (3.10)$$

где $\rho_{песч+гл}$ – УЭС песчано-глинистой компоненты в целом; $\rho_{песч}$ и $\rho_{гл}$ – УЭС песчаной и глинистой компоненты.

Из (3.10) удельное электрическое сопротивление песчаной компоненты определяется выражением:

$$\rho_{песч} = \frac{1 - \frac{x_{гл}}{(1 - x_{пл})}}{\frac{1}{\rho_{песч+гл}} - \frac{\frac{x_{гл}}{(1 - x_{пл})}}{\rho_{гл}}}. \quad (3.11)$$

При расчетах сопротивления $\rho_{песч}$ сопротивление $\rho_{гл}$ глин принимается равным 20 Ом*м, которому соответствует значения УЭС мощных глинистых покрышек верхней и нижней части паршинской свиты, а также значениям

мощных аргиллитовых перемычек между пластами.

Найденное таким образом значение величины $\rho_{\text{песч}}$ используется для определения коэффициента водонасыщенности песчаных прослоев, для надежного определения которой в дальнейшем необходимо использовать петрофизические зависимости электрических параметров, полученных на замерах однородных образцов керна горных пород.

Выводы

1. Проведен анализ состояния изученности вопроса интерпретации данных ГИС для терригенных пород-коллекторов с трехкомпонентной текстурной неоднородностью и освещены основные вопросы, связанные с построением петрофизических моделей текстурно-неоднородных коллекторов и определения их параметров.

2. Сформирована текстурно-компонентная модель коллекторов хамакинского горизонта, описывающая взаимосвязь содержания трех элементов неоднородности (песчаные прослои, глинистые прослои, карбонатно-ангидритовые включения) в коллекторе и их параметров.

3. Определение параметров петрофизической модели проводилось на основе результатов лабораторных исследований и фотографий полноразмерного керна, насыщенного углеводородами.

4. Проведен анализ соотношения содержания элементов неоднородности в горных породах хамакинского горизонта с размерами объектов их исследования (образцы керна, геофизический слой).

5. Предложен способ расчета истинного значения удельного электрического сопротивления песчаного прослоя для терригенных пород-коллекторов с трехкомпонентной текстурной неоднородностью.

ГЛАВА 4. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ С ТРЕХКОМПОНЕНТНОЙ ТЕКСТУРНОЙ НЕОДНОРОДНОСТЬЮ

4.1. Обоснование методики выделения коллекторов в отложениях хамакинского горизонта

Исследуемый разрез продуктивных отложений хамакинского горизонта представлен неравномерным чередованием песчаников, отличающихся размером зерен обломочного материала с общим трендом уменьшения зернистости к кровле пласта, а также различными по степени глинизации алевролитами, аргиллитами и плотными литологическими разностями.

При стандартном подходе [13; 20; 36; 49] литологического расчленения терригенного разреза выделение глинистых (заглинизированных алевролитов и аргиллитов) и плотных литологических разностей по комплексу методов ГИС не вызывает особых затруднений.

Заглинизированные алевролиты и аргиллиты в разрезе скважин выделяются по высоким показаниям методов гамма и акустического каротажа. Также для них характерно низкое удельное электрическое сопротивление, фиксируемое по диаграммам методов БК и МБК, на уровне порядка 20 Ом*м, которое соответствуют значениям УЭС в глинистых покрывках, располагающихся в нижней и верхней части паршинской свиты.

Под плотными литологическими разностями подразумеваются горные породы песчаников и алевролитов, поровое пространство которых залечено вторичными минералообразованиями в результате постседиментационных эпигенетических процессов карбонатизации и ангидритизации. По керну такие прослои характеризуются как непроницаемые с коэффициентом пористости от 0 до 5 %. Соответственно, по комплексу методов ГИС эти плотные прослои пород в разрезе скважин выделяются по характерным признакам:

- высокое удельное электрическое сопротивление (более 500 Ом*м) на диаграммах БК и МБК;
- высокие показания на диаграммах нейтронных методов;
- высокие показания на диаграмме гамма-гамма плотностного каротажа на уровне 2,75 – 2,8 г/см³
- низкие значения интервального времени по кривой акустического метода, близкие к интервальному времени твердой фазы скелета породы – 180 мкс/м;
- минимальные показания на диаграмме гамма – метода.

Основными коллекторами в разрезе продуктивных отложений хамакинского горизонта являются горные породы песчаника и алевролита с межзерновой пористостью. В зависимости от степени структурной и текстурной неоднородности эти горные породы могут являться как коллектором, так и неколлектором. Основная сложность при решении вопроса их выделения в интервале продуктивных отложений хамакинского горизонта относительно других литологических разностей заключается в том, что пластопересечения, выделяемые по комплексу ГИС, могут содержать одну, две и три текстурных компоненты.

По опыту работ, связанных с изучением текстурно-неоднородных коллекторов Западной Сибири, выделение прослоев анизотропных коллекторов среди квазиоднородных непроницаемых глин и уплотненных разностей пород можно проводить традиционными способами, базирующимися на прямых качественных признаках проникновения промывочной жидкости, которые устанавливаются по данным методов ГИС [58].

Однако, как показала практика применительно для геолого-технологических условий проведения ГИС [40; 41], в интервале залегания продуктивных отложений хамакинского горизонта выделение коллекторов по прямым качественным признакам не применимо или применимо с большими ограничениями. Связано это с тем, что имеющиеся прямые качественные признаки проникновения фильтра ПЖ в пласт, которые в основном отражены на радиальном градиенте сопротивлений по данным методов ВИКИЗ и БК–МБК,

отмечаются как в коллекторах, так и в горных породах, которые по керну не могут характеризоваться как коллектор. В результате получается, что пластопересечение, которое «условно» может характеризоваться как коллектор по прямым качественным признакам, в действительности не подтверждаются результатами испытания скважин. Часто бывает, что рекомендованные интервалы для испытания обладают низкими дебитами или характеризуются как «сухие».

По результатам интерпретации данных ГИС в поисково-разведочных скважинах и сопоставлении результатов интерпретации с керном и результатами испытаний скважин нами было установлено, что для приточных и неприточных интервалов разреза скважин, вскрывших отложения хамакинского горизонта, существует связь с наличием текстурной неоднородности (рис. 4.1 и 4.2).

На рисунках 4.1 и 4.2 приведены примеры по скважинам сопоставления объемной доли текстурных компонент по данным ГИС с данными испытаний и интервалами притока, выделенные по данным промыслово-геофизических исследований. Как видно из рисунка 4.1 для интервалов, которые характеризуется как «сухие», характерно высокое содержание как плотной (карбонатно-ангидритовых включений), так и глинистой компоненты. Особо нужно отметить, что высокое содержание плотной компоненты (карбонатно-ангидритовых включений) в большинстве случаев отмечается в той части разреза, для которой характерны высокие показания электрических методов и наличие градиента сопротивления разноглубинных методов ГИС, по которым собственно проводилось выделение перспективных интервалов для опробования и испытания в эксплуатационной колонне скважин. Если не учитывать, что горные породы содержат карбонатно-ангидритовые включения, то при интерпретации электрических методов ГИС можно подумать, что эти горные породы являются коллекторами, которые содержат углеводороды. Однако при испытании этих интервалов в ряде скважин не было получено промышленного притока.

Приведенные примеры на рисунке 4.2 по поисково-разведочным скважинам, в которых был получен промышленный приток углеводородов, свидетельствуют о том, что работающими интервалами в разрезе продуктивных

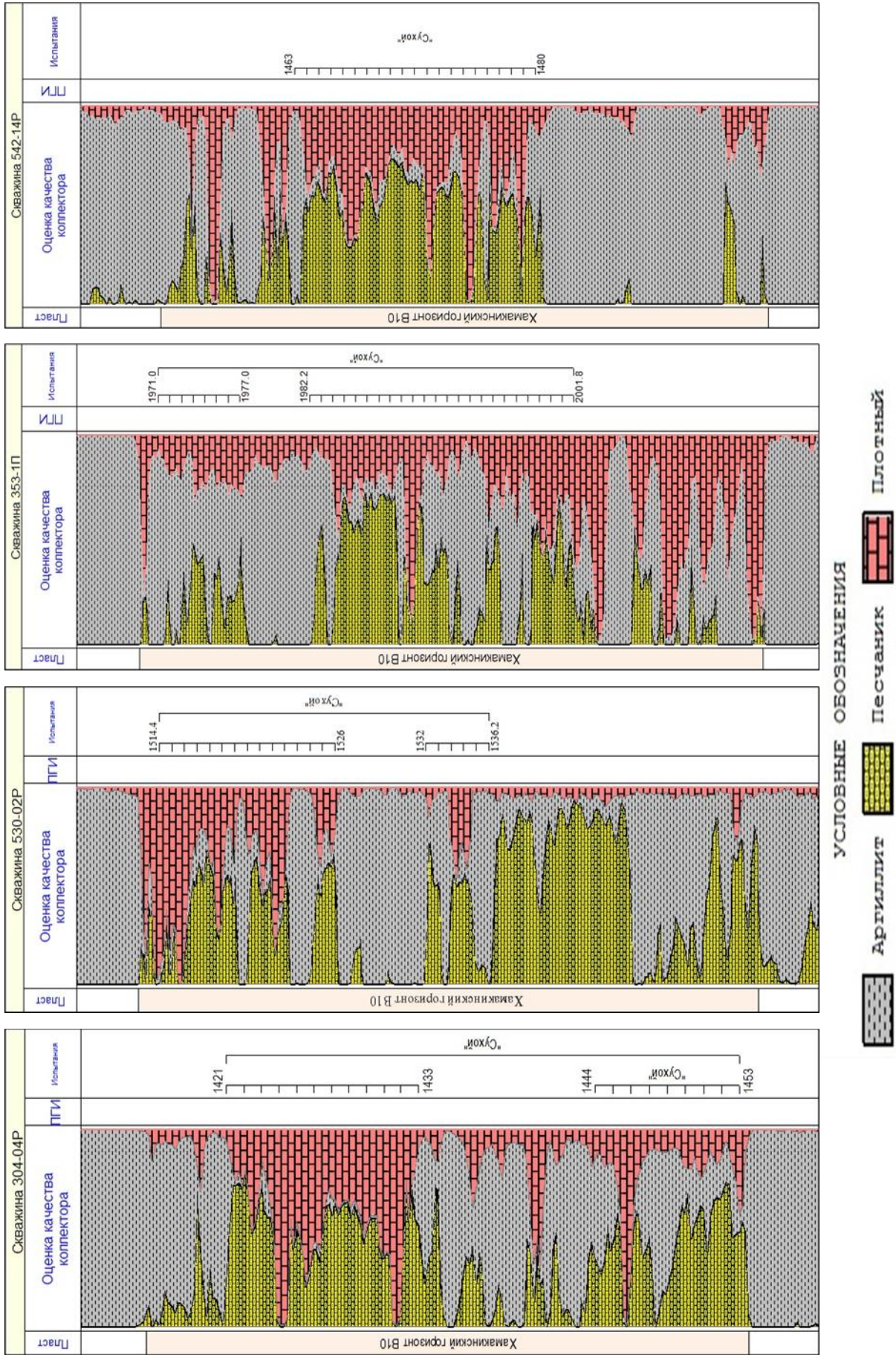


Рисунок 4.1 – Примеры для неприточных интервалов сопоставления результатов оценки содержания текстурных компонент по данным ГИС и результатов поинтервального опробования скважин

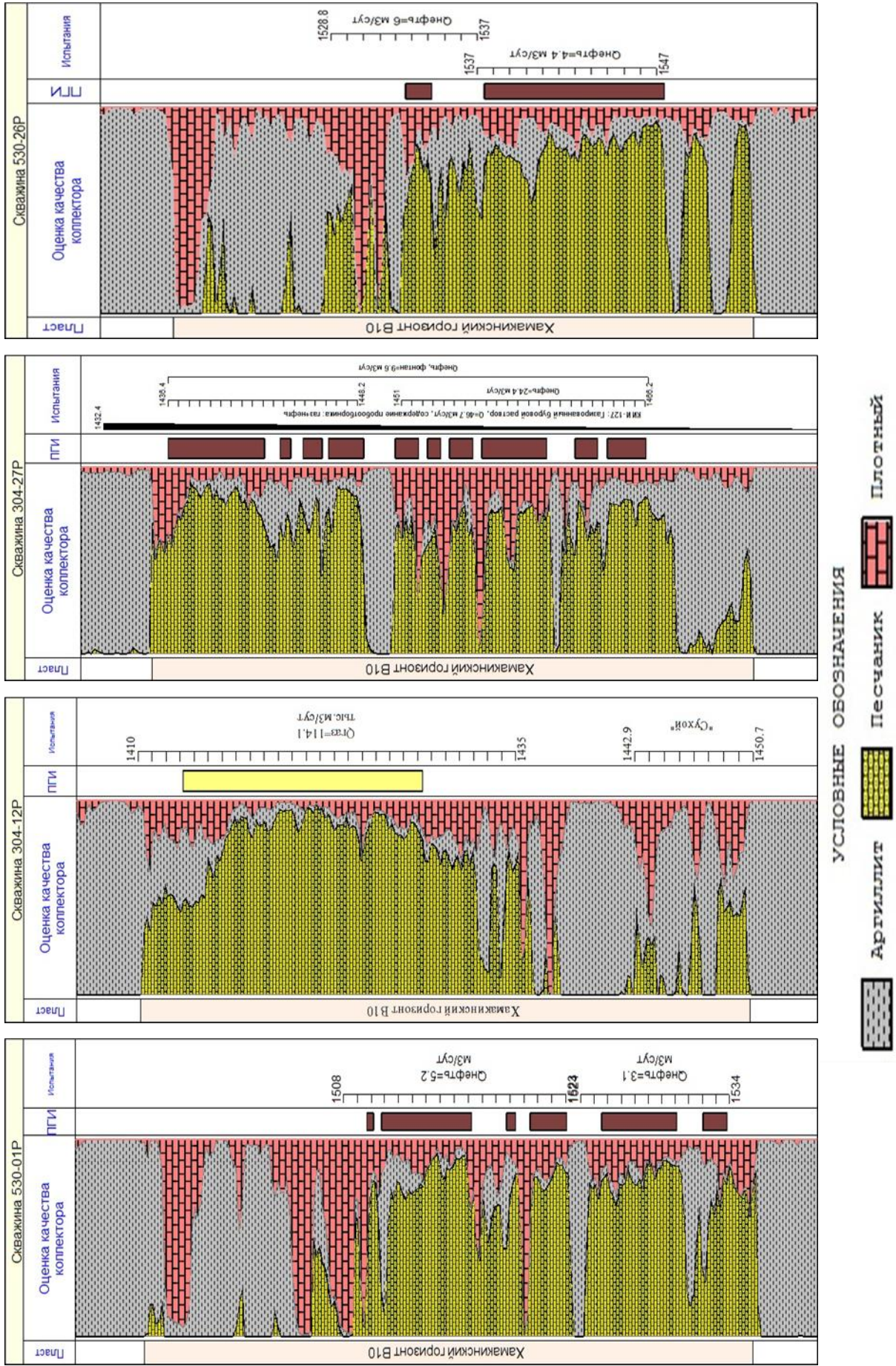


Рисунок 4.2 – Примеры для приточных интервалов сопоставления результатов оценки содержания текстурных компонент по данным ГИС и результатов поинтервального опробования скважин

отложений хамакинского горизонта могут быть только те, в которых доля песчаных прослоев превалирует над суммарной долей непроницаемых глинистых прослоев и карбонатно-ангидритовых включений.

В условиях текстурно-неоднородного разреза хамакинского горизонта выделение коллекторов предлагается проводить на основе количественного критерия по величине пористости (интегральной пористости слоя), граничное значение которой для текстурно-неоднородного коллектора зависит от содержания в коллекторе непроницаемых прослоев и включений и пористости песчаных прослоев.

Обоснование граничных значений коэффициента пористости, для случая когда горная порода представляла текстурно-однородный коллектор, проводилось на основе сопоставлений эффективной ($K_{п\text{ эф}}$) и динамической пористости ($K_{п\text{ дин}}$), с учетом граничного значения $K_{п\text{ эф}}$ при $K_{п\text{ дин}} = 0$. Для расчета $K_{п\text{ дин}}$ на керне использовались результаты экспериментальных опытов по нефтевытеснению, с определением остаточной нефтенасыщенности, для исследования которой преимущественно выбирались однородные образцы керна из монолитных по текстуре песчаников, не содержащих глинистые прослои и карбонатно-ангидритовые включения.

Всего определения остаточной нефтенасыщенности для коллекторов хамакинского горизонта выполнены на 112 образцах горных пород, с отличающимися по значениям пористости и проницаемости. Остаточная нефтенасыщенность, полученная в опытах, изменяется от 31,1 до 53,97 % при среднем значении 43,2 %, динамическая пористость - от 0,76 до 7,88 % при среднем значении 4,3 %. Собственно вся коллекция образцов, которая охарактеризована определениями остаточной нефтенасыщенности, представляла собой образцы керна, отобранного на четырех месторождений – Алинском, Восточно-Алинском, Северо-Талаканском и Южно-Талаканском.

На рисунке 4.3 представлено сопоставление эффективной и динамической пористости с разделением точек по месторождениям. Из него видно, что точки образуют единую закономерность связи $K_{п\text{ эф}} = f(K_{п\text{ дин}})$. Уравнение этой

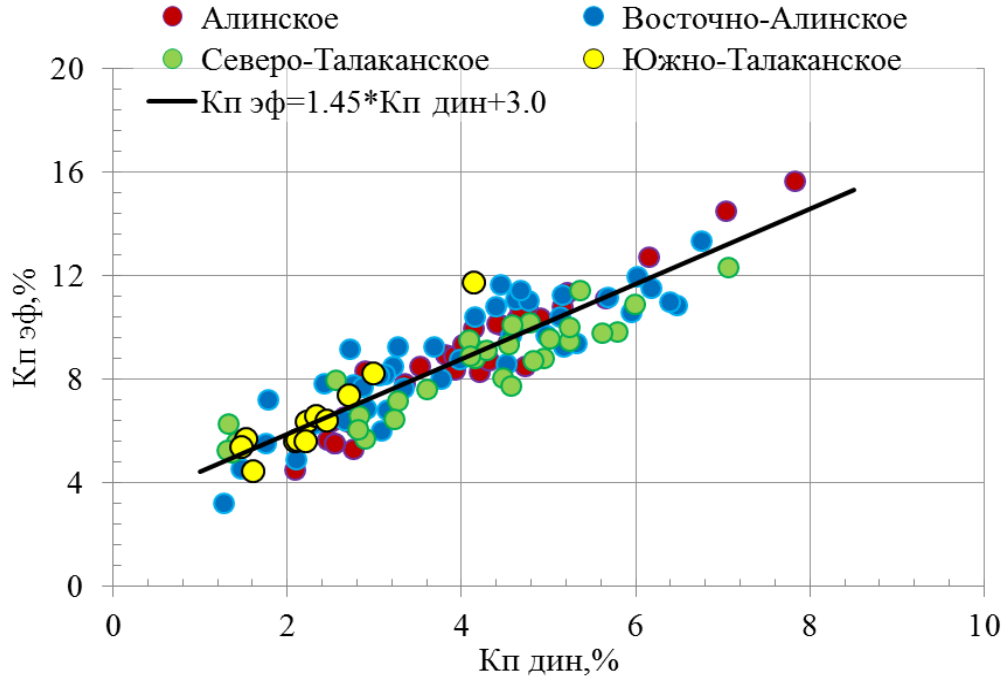


Рисунок 4.3 – Зависимость эффективной пористости от динамической для однородных образцов горных пород хамакинского горизонта

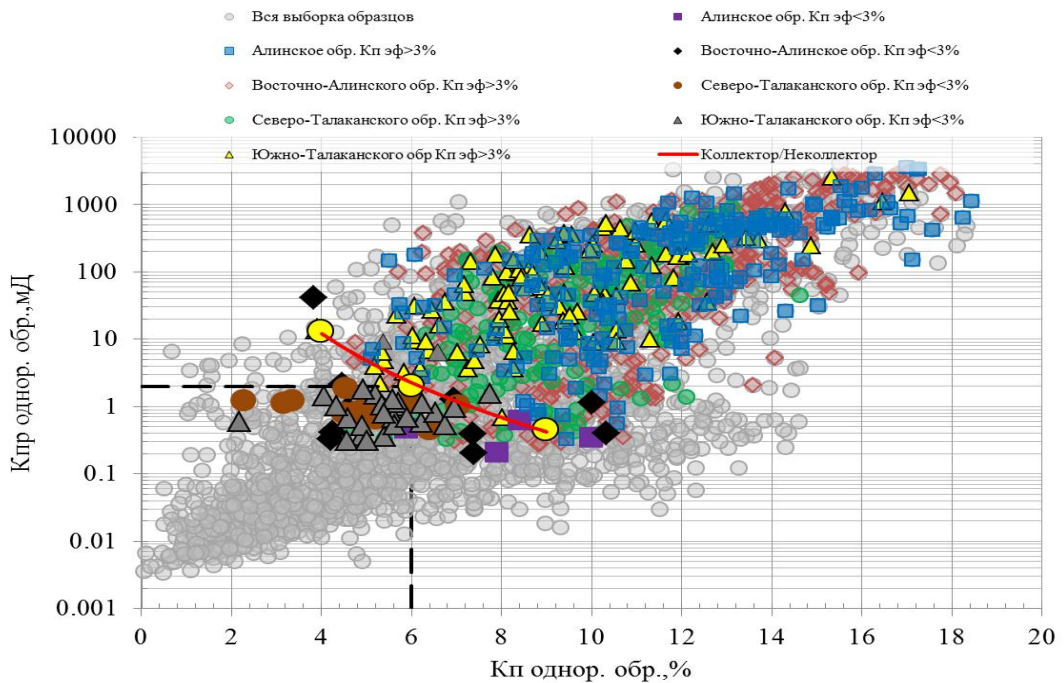


Рисунок 4.4 – Сопоставление пористости и проницаемости однородных образцов горных пород хамакинского горизонта с разделением их по граничному значению эффективной пористости

зависимости имеет вид:

$$K_{\Pi} \text{эф} = 1,45 * K_{\Pi} \text{дин} + 3,0, R=0,89. \quad (4.1)$$

Из (4.1) следует, что в качестве граничного $K_{\Pi} \text{эф}$ при $K_{\Pi} \text{дин} = 0$ для обоснования нижних пределов коэффициентов пористости и проницаемости текстурно-однородных коллекторов отложений хамакинского горизонта можно принять $K_{\Pi} \text{эф} = 3 \%$.

Используя массив данных рутинных измерений фильтрационно-емкостных свойств, выполненных на однородных образцах керна, и разделив его на две выборки – с эффективной пористостью более 3 % и менее 3 % – выполнено сопоставление пористости и проницаемости (рис. 4.4). Из сопоставления следует, что текстурно-однородных коллекторов отложений хамакинского горизонта наиболее вероятное значение граничной пористости составляет 6 % (при диапазоне неоднозначности от 4 до 9 %), а проницаемости – 2 мД (при диапазоне неоднозначности от 0,4 до 10 мД).

Граничное значение пористости для текстурно-неоднородного коллектора зависит от содержания в коллекторе непроницаемых прослоев и включений, а также пористости песчаных прослоев. На рисунке 4.5 приведено сопоставление пористости слоя, выделяемого по кривым ГИС, с долей непроницаемых прослоев коллекторов хамакинского горизонта с учетом приточных и «сухих» интервалов и с разделением точек по коэффициенту пористости песчаных прослоев. Из графика следует, что при большой доле непроницаемых включений текстурно-неоднородный коллектор может быть при высокой пористости песчаного прослоя. В соответствие с этим граница «коллектор/неколлектор» для текстурно-неоднородных (анизотропных) горных пород, слагающих преимущественно основную часть разреза хамакинского горизонта, определялась по зависимости вида:

$$\overline{K_{\Pi}} = f(x_{gl} + x_{nl}; K_{\Pi}^{\text{песч}}). \quad (4.2)$$

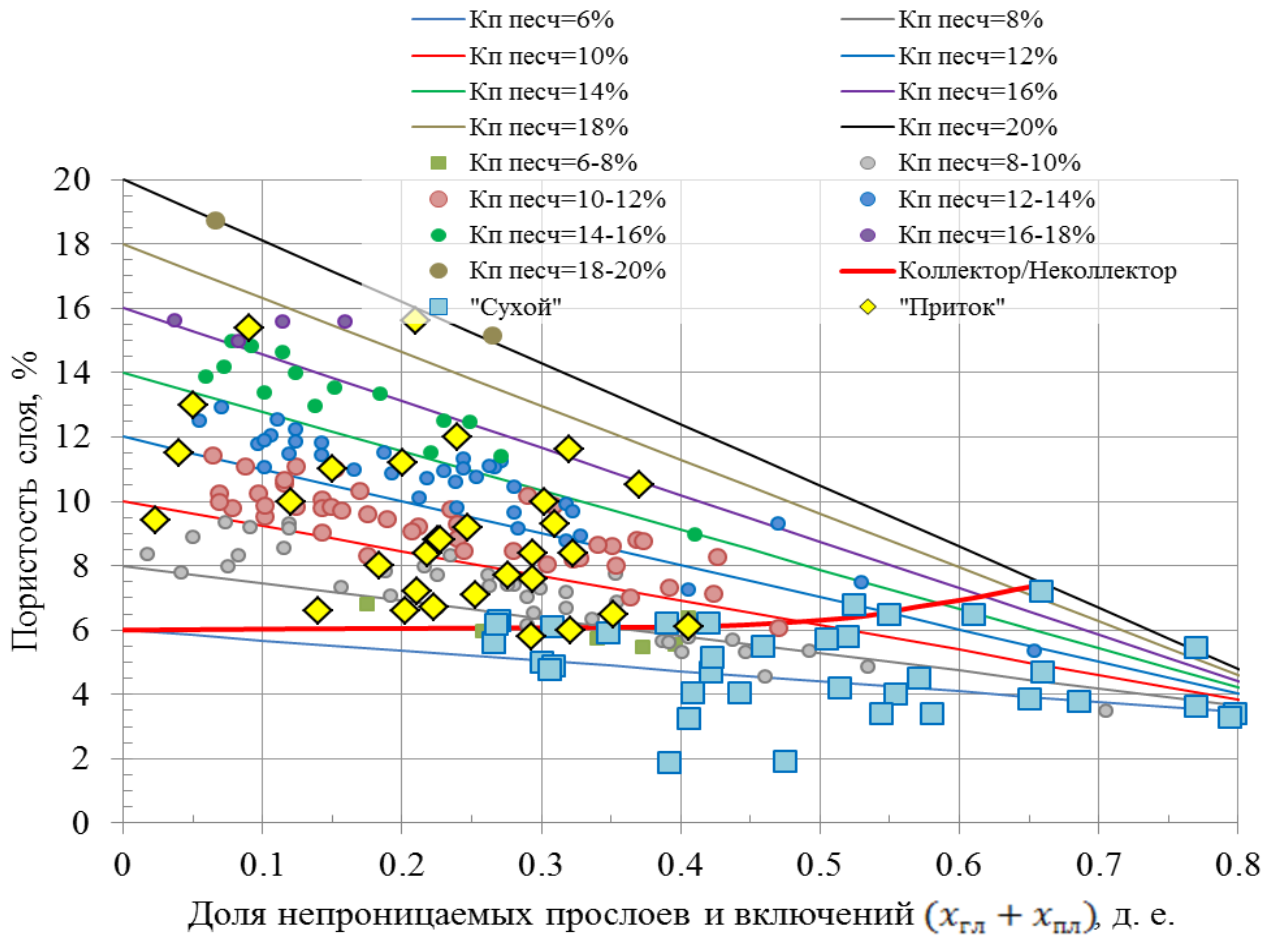


Рисунок 4.5 – Сопоставление пористости слоя с долей непроницаемых прослоев коллекторов хамакинского горизонта, построенное с учетом приточных и «сухих» интервалов и с разделением точек по коэффициенту пористости песчаных прослоев

4.2. Определение коэффициента пористости терригенных пород-коллекторов с трехкомпонентной текстурной неоднородности

Выбор текстурно-компонентной модели коллектора, в которой целевыми являются параметры песчано-алевритовой компоненты, как указывалось ранее, обусловлен необходимостью учета влияния глинистых прослоев и карбонатно-ангидритовых включений на показания геофизических методов.

Для терригенных пород-коллекторов с трехкомпонентной текстурной неоднородностью взаимосвязь между величиной коэффициента пористости породы в целом ($\overline{K}_п$), содержанием i -тых текстурных компонентов и их пористостью может быть записана как:

$$\overline{K}_п = K_п^{\text{песч}}(1 - x_{2л} - x_{пл}) + K_п^{\text{гл}}x_{2л} + K_п^{\text{пл}}x_{пл}, \quad (4.3)$$

где $\overline{K}_п$ - интегральная величина коэффициента пористости горных пород в целом; $K_п^{\text{песч}}$, $K_п^{\text{гл}}$, $K_п^{\text{пл}}$ - коэффициенты пористости песчаной, глинистой, плотной (карбонатно-ангидритовые включения) компоненты.

В петрофизической модели (4.3) коллекторов хамакинского горизонта варьируемым параметром, подлежащим определению по данным ГИС, является $K_п^{\text{песч}}$. Определение величин $x_{2л}$ и $x_{пл}$ по ГИС изложено в разделе 3.2.

Пористость глинистых прослоев ($K_п^{\text{гл}}$) обосновывается по данным рутинных керновых исследований, выполненных на образцах горных пород с литологическим описанием «аргиллит» алевритовый, алевритистый, тонкоотмученый. На рисунке 4.6 приведено распределение керновых определений коэффициента пористости, принадлежащих образцам глинистых пород в интервале отложений хамакинского горизонта. Из рисунка 4.6 видно, что для всей выборки образцов график распределения значений пористости глинистых прослоев имеет одномодальный вид при диапазоне изменения данной величины от $K_п^{\text{гл}}$ от 4 до 8 %. Небольшой диапазон изменения величины $K_п^{\text{гл}}$ позволяет принять значение равным 6 %, так как согласно работам [1; 8] значения $K_п^{\text{гл}}$

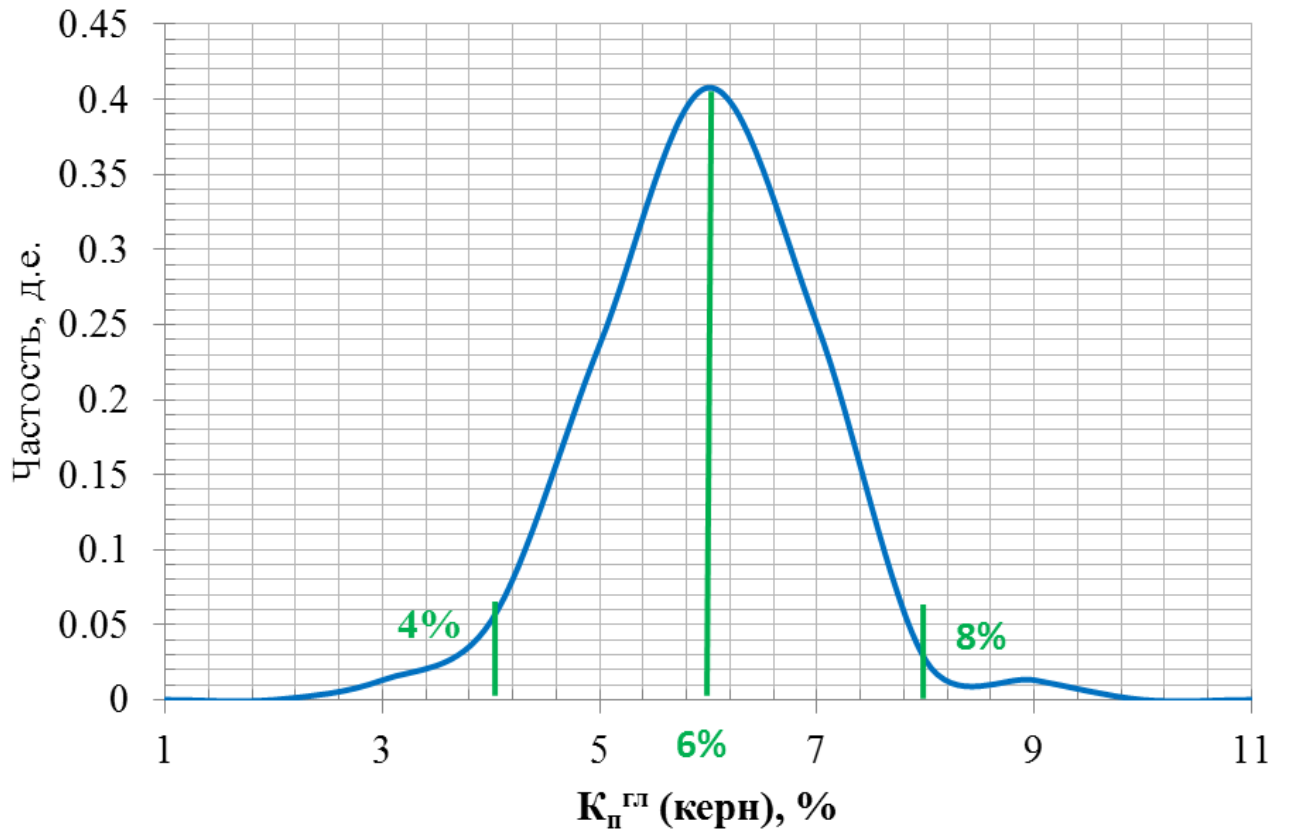


Рисунок 4.6 – Распределение коэффициента пористости образцов глин и аргиллитов

может быть константой и достоверность петрофизической модели от этого не снижается.

Таким образом, первый множитель второго слагаемого формулы (4.3) (пористость глинистой компоненты) вносит небольшой, но значимый вклад в \overline{K}_n . Первый множитель третьего слагаемого (карбонатно-ангидритовые включения) в (4.3) практически незначим и его можно принять равным нулю, за счет того, что образование карбонатно-ангидритовых включений, видимых на колонке керна темно-серого песчаника очагов белесого цвета, происходит тогда, когда поровое пространство матрицы горных пород практически полностью заполняется вторичными минералами.

Итак, в петрофизической модели (4.3), остается два неизвестных – это \overline{K}_n и $K_n^{\text{песч}}$. При определении одного из них задача нахождения емкостных параметров слоя (пластопересечения, выделяемого по кривым ГИС) и песчаного прослоя в нем будет решённой.

Учитывая вышеизложенное в разделе 3.2, для разработки алгоритма определения коэффициента пористости терригенных пород-коллекторов с трехкомпонентной текстурной неоднородностью по данным ГИС для слоя в целом и его песчаной компоненты в отдельности, сформировали массив данных для выделенных по кривым ГИС пластопересечений, которые охарактеризованы исходными кернавыми данными – пористостью однородных по текстуре образцов, долей непроницаемых прослоев и включений (глинистые прослои и карбонатно-ангидритовые включения) и геофизическими параметрами. По параметрам керна – пористости однородных по текстуре образцов и долям x_{2n} и x_{nl} – произвели расчет \overline{K}_n (керна) по выражению (4.3), а затем по полученным значениям величины \overline{K}_n (керна) и параметрам ГИС (ω_Σ и $\Delta J_{ГК}$) строился кросс-плот эмпирической связи типа «керна–ГИС».

Основой для построения эмпирической связи типа «керна–ГИС» являлся алгоритм, состоящий из целевой функции \overline{K}_n пористости слоя по керну в интервалах пластопересечений, в которых определено водородосодержание ω_Σ горных пород по данным метода нейтрон-нейтронного каратожа по тепловым

нейтронам (ННК-Т) и двойной разностный параметр гамма каротажа – $\Delta J_{ГК}$.

Выбор комплекса ГИС – ННК-Т+ГК осуществлялся из следующих соображений. Как известно из работ [27; 38], в сравнении с другими методами пористости ГИС, например ГГК-П или АК, показания ННК-Т в текстурно-неоднородных разрезах практически не зависят от характера распределения цементирующего материала, образующего первичную или вторичную текстуру. Глинистые прослои и карбонатно-ангидритовые включения оказывают однонаправленное влияние на показания ГГК-П, завышая их. На показания АК их влияние разнонаправленное, глинистые прослои приводят к повышению, а карбонатно-ангидритовые включения, наоборот, к понижению показаний. Поэтому ННК-Т использовался как базовый метод для оценки интегрального значения пористости интерпретируемого пластопересечения.

По данным $\overline{K_{п}}$ (керна), двойному разностному параметру $\Delta J_{ГК}$ гамма-каротажа и водородосодержанию ω_{Σ} , определенному по ННК-Т, построен кросс-плот для определения коэффициента пористости $\overline{K_{п}}$ пластопересечений по показаниям методов ГК и ННК-Т (рис. 4.7). Полученное уравнение имеет вид:

$$\overline{K_{п}} = a \cdot \omega_{\Sigma} - b \cdot \Delta J_{\gamma} - c, \quad (4.4)$$

где a , b , c – эмпирические коэффициенты.

Для газонасыщенной части в водородосодержание вносилась поправка за газонасыщенность прискважинной части пласта. Остаточная газонасыщенность принималась равной 30 %. Оценка значения остаточной газонасыщенности произведена по газонасыщенной части пласта с минимальным содержанием карбонатно-ангидритовых включений по комплексу методов ННК-Т+ГГК-П способом, изложенным в [64]. Величина поправки в водородосодержание $\Delta\omega$ рассчитывалась по выражению $\Delta\omega_{г} = K_{п} * K_{ГО} * (\omega_{В} - \omega_{Г})$, где $K_{п}$ и $K_{ГО}$ - коэффициент пористости и остаточной газонасыщенности; $\omega_{В}$ - водородный индекс фильтрата бурового раствора, рассчитываемый по формуле $\omega_{В} = 1 - 0.36 * C_{В}$ ($C_{В}$ – минерализация в г/см³ фильтрата бурового раствора); $\omega_{Г}$ – водородный индекс газа по результатам исследований отобранных проб и равный 0,273.

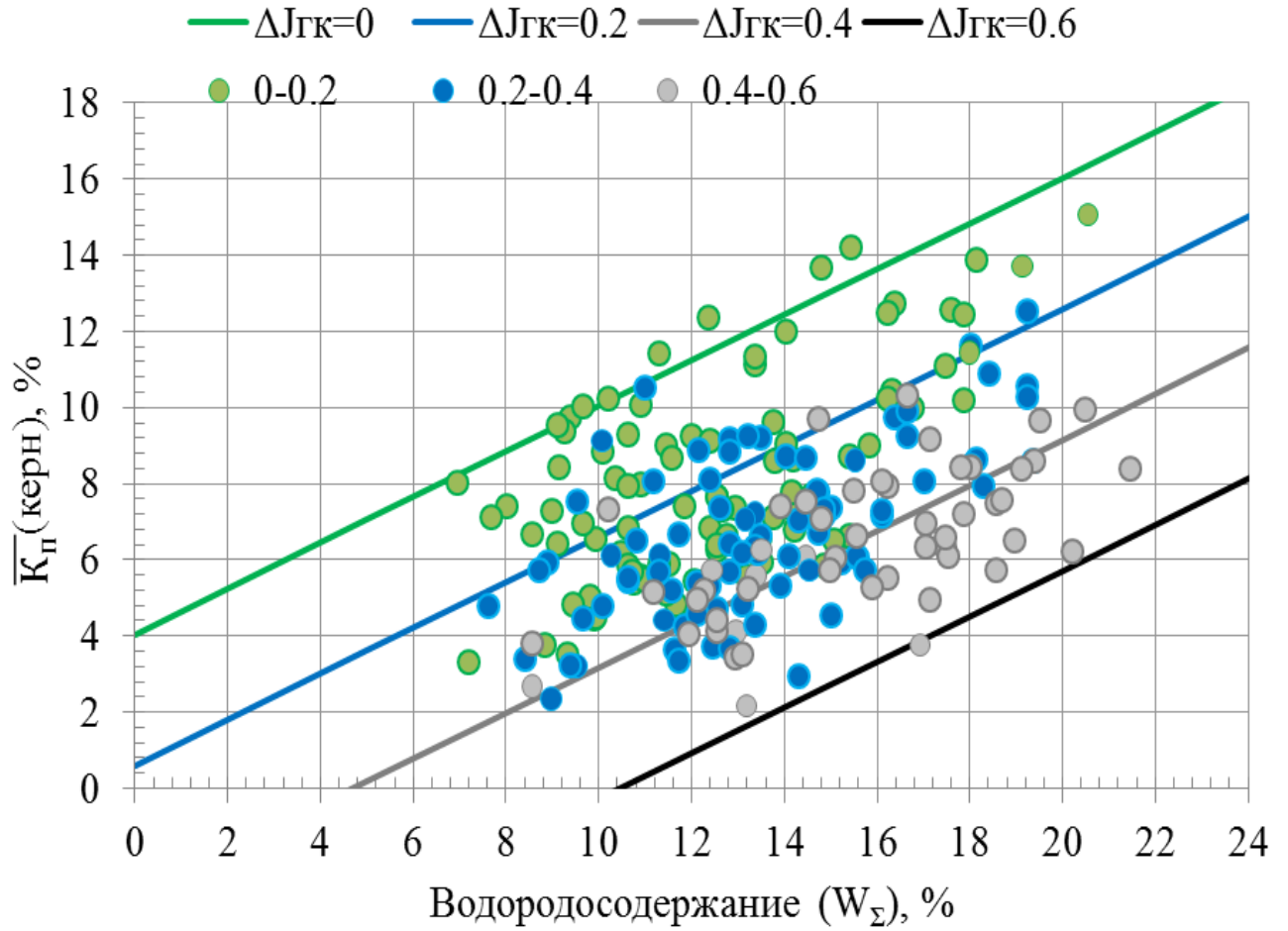


Рисунок 4.7 – Кросс-плот определения коэффициента пористости $\overline{K}_{п}$ пластопересечения по параметрам ГК и НК-Т. Шифр линий – $\Delta J_{ГК}$

Определив $\overline{K_{\Pi}}$ интерпретируемого пластопересечения по данным НК-Т и ГК и рассчитав долевое содержание текстурных компонент x_{2l} и x_{nl} по способам, изложенным в разделе 3.2, $K_{\Pi}^{\text{песч}}$ рассчитывали по формуле:

$$K_{\Pi}^{\text{песч}} = \frac{\overline{K_{\Pi}} - K_{\Pi}^{\text{гл}} x_{2l} - K_{\Pi}^{\text{пл}} x_{nl}}{(1 - x_{2l} - x_{nl})}, \quad (4.5)$$

где $\overline{K_{\Pi}}$ – рассчитывается по уравнению (4.4), x_{2l} и x_{nl} – по уравнениям (3.6)–(3.8), $K_{\Pi}^{\text{гл}}$ – принимался равным 6 %, $K_{\Pi}^{\text{пл}} = 0$ %.

Оценка достоверности определения $K_{\Pi}^{\text{песч}}$ по данным ГИС осуществлялась путем сопоставления попластовых определений коэффициента пористости по ГИС с осредненными в пластопересечениях керновыми определениями коэффициента пористости, выполненных на однородных образцах. Сопоставления производились в двух вариантах – поплавом (рис.4.8, а) и в виде распределений (рис. 4.8, б). Сходимость между значениями коэффициента пористости песчаных прослоев по ГИС с данными пористости однородных образцов керна укладывается в допустимый диапазон абсолютной погрешности ± 2.5 %.

Сравнение же $\overline{K_{\Pi}}$ интерпретируемого пластопересечения с усредненным коэффициентом пористостью образцов керна без учета их текстурных особенностей (рис. 4.9) показывает, что, чем больше однородных образцов участвует в усреднении (шифр точек на рис. 4.9 – отношение в процентах количества однородных образцов в пластопересечении к общему количеству), тем больше расхождение коэффициента пористости по ГИС и керну.

4.3. Определение коэффициента нефтегазонасыщенности и оценка характера насыщенности коллекторов хамакинского горизонта

Достоверным определением коэффициента нефтегазонасыщенности терригенных пород-коллекторов с трехкомпонентной текстурной неоднородностью является сначала расчет коэффициента нефтегазонасыщенности

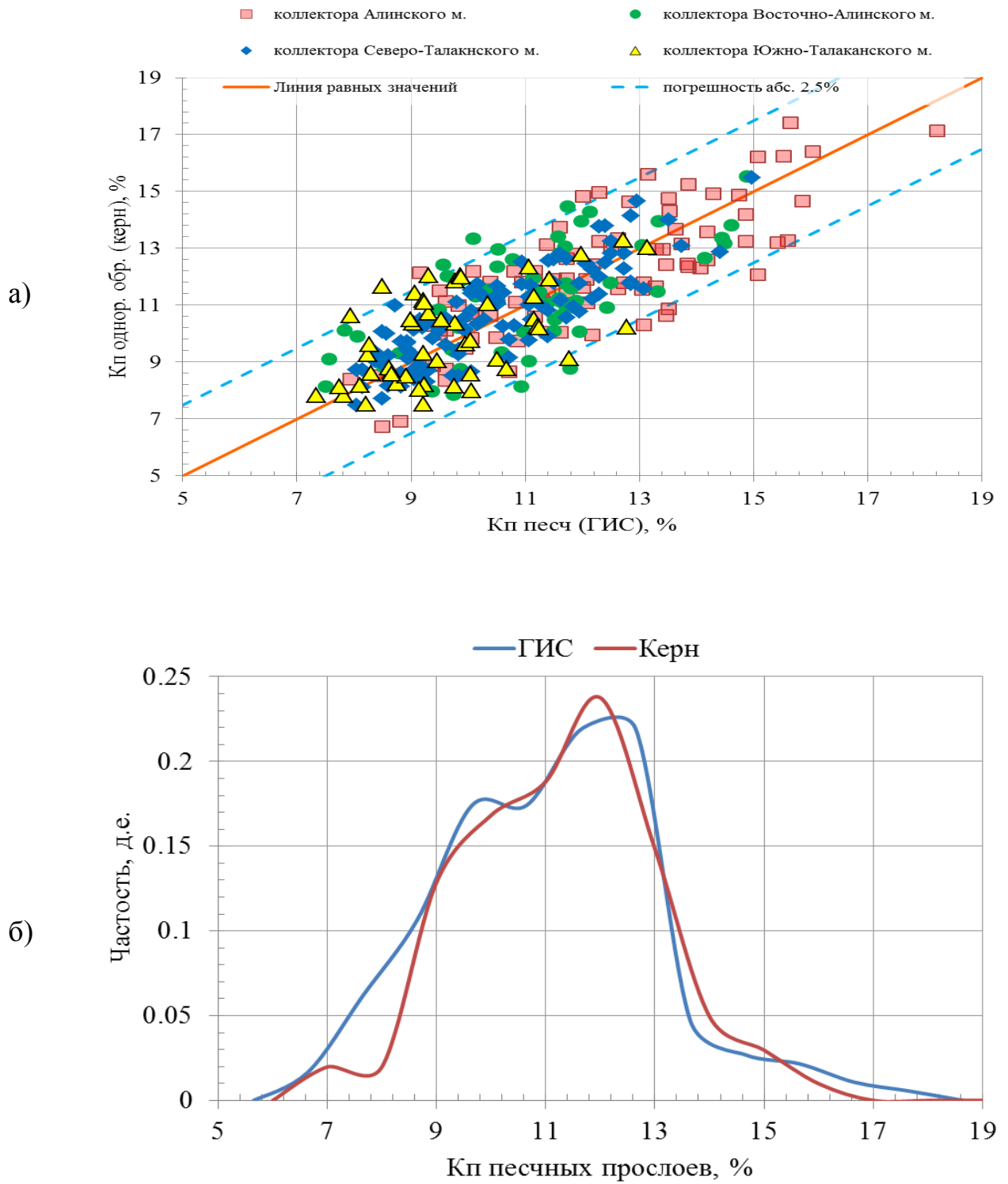


Рисунок 4.8 – Сопоставление коэффициента пористости песчаных прослоев, определенного по ГИС, с коэффициентом пористости образцов песчаника однородной текстуры по керну (а) и в виде распределений коэффициента пористости песчаных прослоев (б) коллекторов хамакинского горизонта

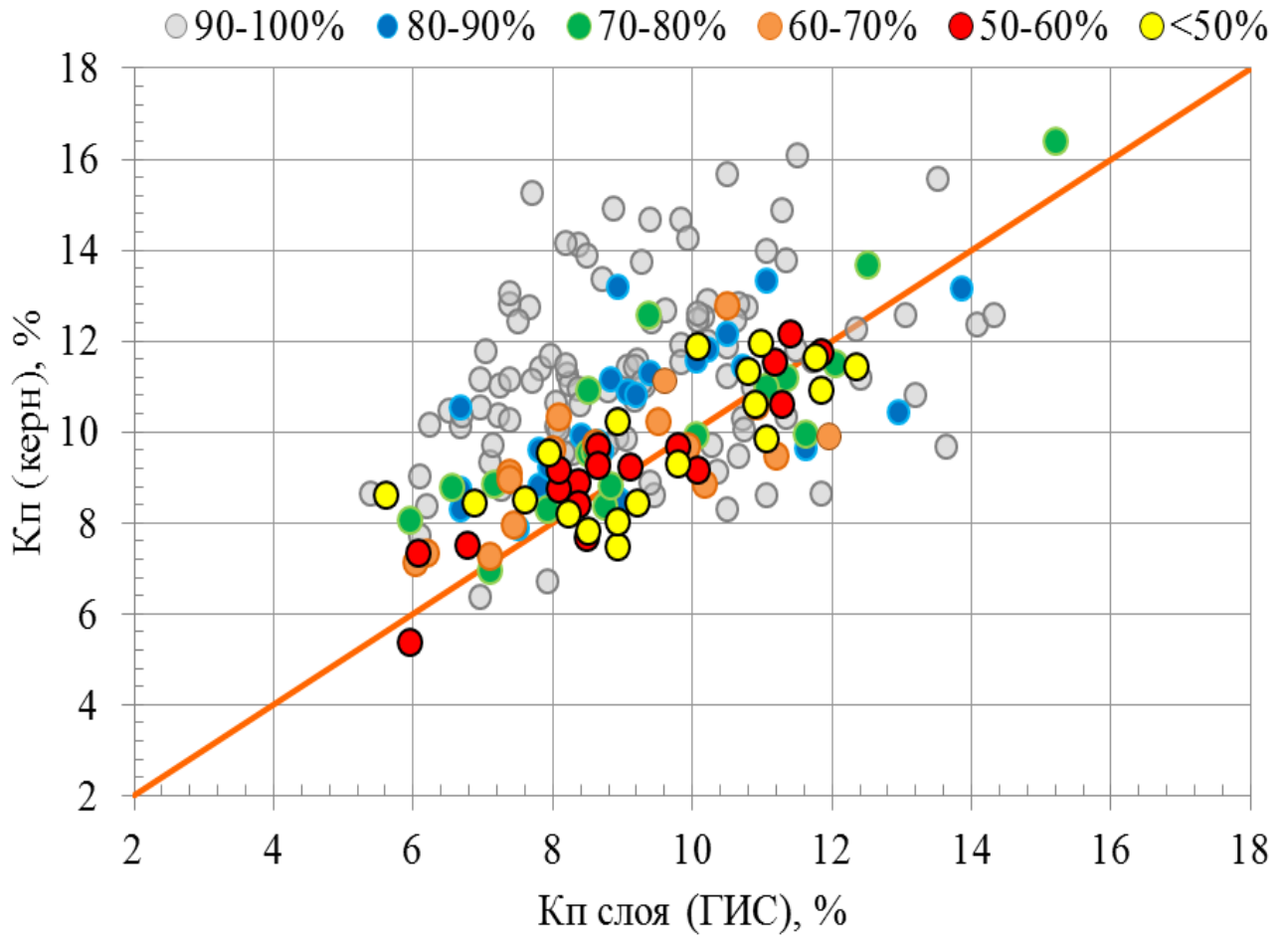


Рисунок 4.9 – Сопоставление коэффициента пористости пластопресечений, выделяемых по ГИС, с усредненными в пластопресечениях значениями коэффициента пористости образцов керна горных пород хамакинского горизонта.

Шифр точек – соотношение однородных образцов

песчаной компоненты, а затем расчет этой величины для слоя в целом по выражению:

$$\overline{K_{\text{нг}}} = \frac{K_{\text{п}}^{\text{песч}}(1 - x_{\text{зл}} - x_{\text{пл}}) * K_{\text{нг}}^{\text{песч}}}{\overline{K_{\text{п}}}}, \quad (4.6)$$

где $\overline{K_{\text{нг}}}$ и $\overline{K_{\text{п}}}$ - интегральные значения коэффициента нефтегазонасыщенности и пористости слоя в целом; $K_{\text{нг}}^{\text{песч}}$ и $K_{\text{п}}^{\text{песч}}$ - коэффициент нефтенагазосыщенности и пористости песчаного компонента.

По полученным значениям коэффициента пористости и удельного электрического сопротивления песчаных прослоев, формулы для расчета которого приведены в пункте 3.3, производился расчет коэффициента водонасыщенности песчаного прослоя по зависимости параметра влажности P_w от объемного водонасыщения $W_B = K_{\text{п}} * K_{\text{в}}$, полученной на образцах керна и пересчитанной в пластовые условия по способу Г.В. Таужнянского [87]. При расчетах коэффициентов водонасыщенности УЭС пластовой воды принято равным 0,056 Ом*м при минерализации пластовых вод 300 г/л и пластовой температуре 15 °С.

Зависимость $P_w = P_{\text{п}} * P_{\text{н}} = f(W_B)$, полученная по однородным образцам из песчаных прослоев отложений хамакинского горизонта, приведена на рисунок 4.10 и аппроксимирована следующим выражением [25]:

$$P_w = \left(\frac{W_B - W_c}{1 - W_c} \right)^{-b}, \quad (4.6)$$

где параметры W_c и b , в отличие от коэффициентов регрессии позволяют удовлетворительно описывать поле рассеивания точек во всем диапазоне изменения объемной водонасыщенности и удельного сопротивления. Коэффициент W_c равен 0,004; $b = 2.46 * K_{\text{п}}^{0.095}$.

Далее коэффициент нефтегазонасыщенности песчаной компоненты рассчитывался как:

$$K_{\text{нг}}^{\text{песч}} = 1 - \frac{W_B}{K_{\text{п}}^{\text{песч}}}. \quad (4.7)$$

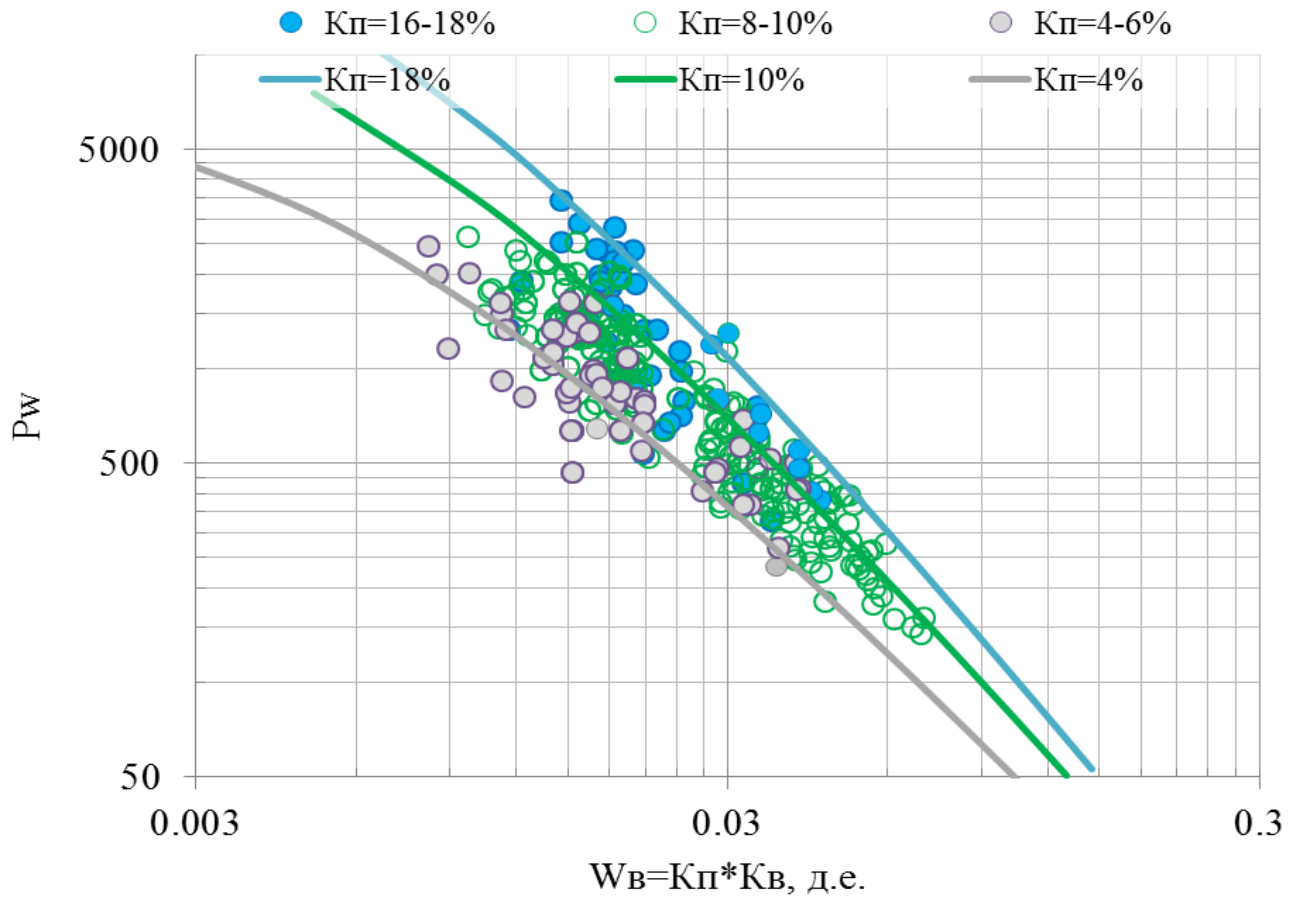


Рисунок 4.10 – Зависимость параметра влажности от объёмной водонасыщенности для однородных образцов песчаника хамакинского горизонта.

Шифр точек и линий – коэффициент пористости

Для оценки достоверности определения $K_{\text{нг}}^{\text{песч}}$ по данным ГИС выполнены сопоставления этих определений с величиной $100-K_{\text{во}}$ однородных образцов песчаников (рис. 4.11). Из сопоставления (рис. 4.11) следует, что попластовые определения $K_{\text{нг}}^{\text{песч}}$ коллекторов, рассчитанные по вышеописанному алгоритму, с усредненными в пластопересечениях значениями остаточной водонасыщенности образцов керна, отобранного по технологии «сохраненной водонасыщенности», укладываются в диапазоне абсолютной погрешности $\pm 5,0\%$, что показывает их удовлетворительную сходимость.

На рисунке 4.12 приведен пример интерпретации данных ГИС для разреза горных пород-коллекторов с трехкомпонентной текстурной неоднородностью. Результаты определения коэффициента пористости и нефтегазонасыщенности песчаной компоненты в текстурно-неоднородном разрезе горных пород сопоставлены с керновыми определениями свойств песчаной компоненты, выполненных на однородных образцах керна. По сравнению с керновыми данными, (колонки 8, 9) существенных отличий не отмечается. По данным ГИС рассчитаны доли текстурных компонент (колонка 4). Пластопересечения, в которых доля песчаной компоненты превалирует над долей непроницаемых прослоев и включений, выделены по ГИС в интервале отложений хамакинского горизонта. В данных интервалах определённые значения коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности песчаной компоненты совпадают с керновыми данными по однородным образцам в пределах достигнутой точности, имеющиеся отдельные отклонения связаны с большей детальностью определения по ГИС и наличием неучтённых керном неоднородностей горных пород хамакинского горизонта. Выделенные таким образом проницаемые интервалы совпадают с интервалами, выделяемыми по промыслово-геофизическим исследованиям контроля за освоением скважины. В колонке 3 выделены интервалы, в которых отмечаются притоки нефти по данным промысловой информации и по результатам интервального испытания скважин. В целом приведённые примеры показывают возможность проведения интерпретации по разработанным и изложенным петрофизическим алгоритмам, а также позволяют

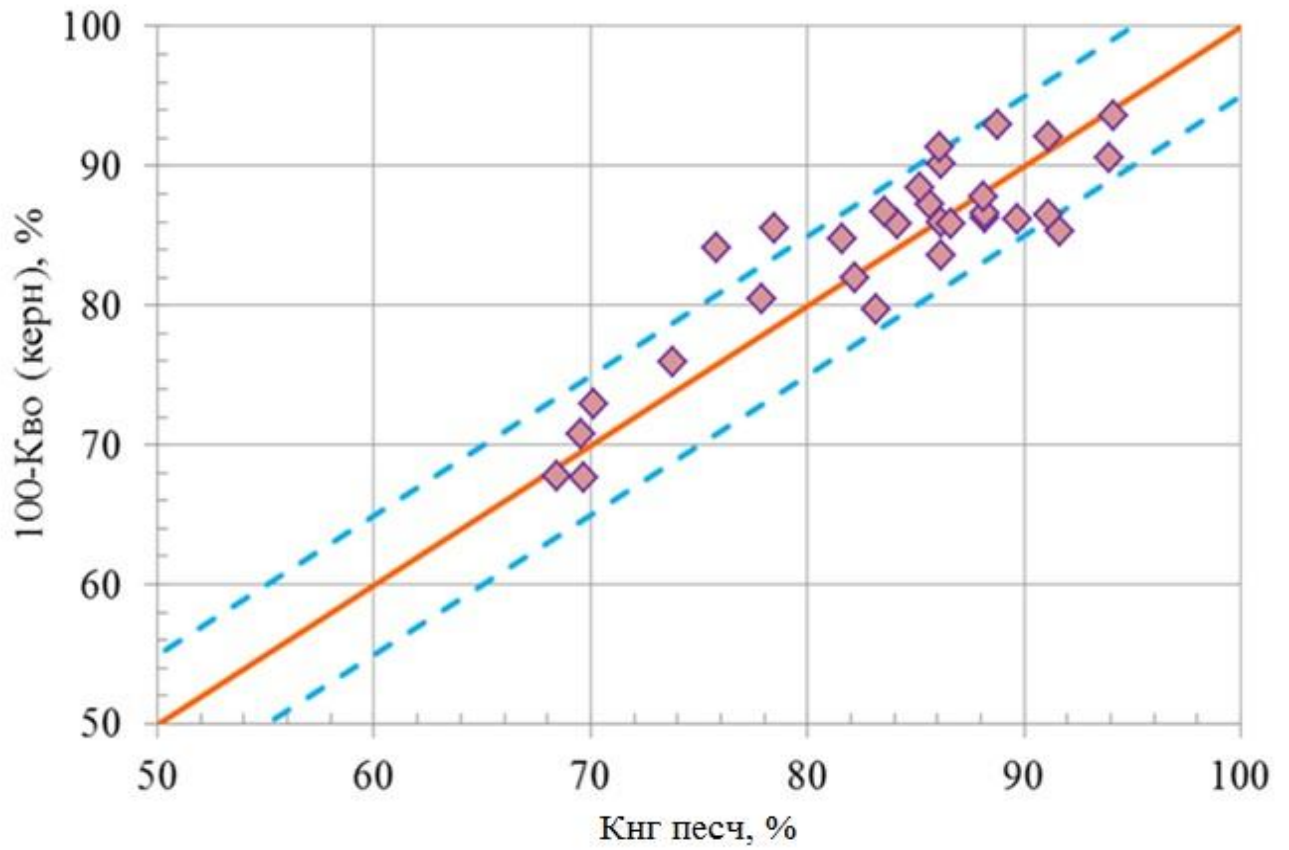


Рисунок 4.11 – Сопоставление коэффициента нефтегазонасыщенности песчаных прослоев, определенных по данным ГИС, с усредненными в пластопересечениях значений остаточной водонасыщенности по керну коллекторов хамакинского горизонта

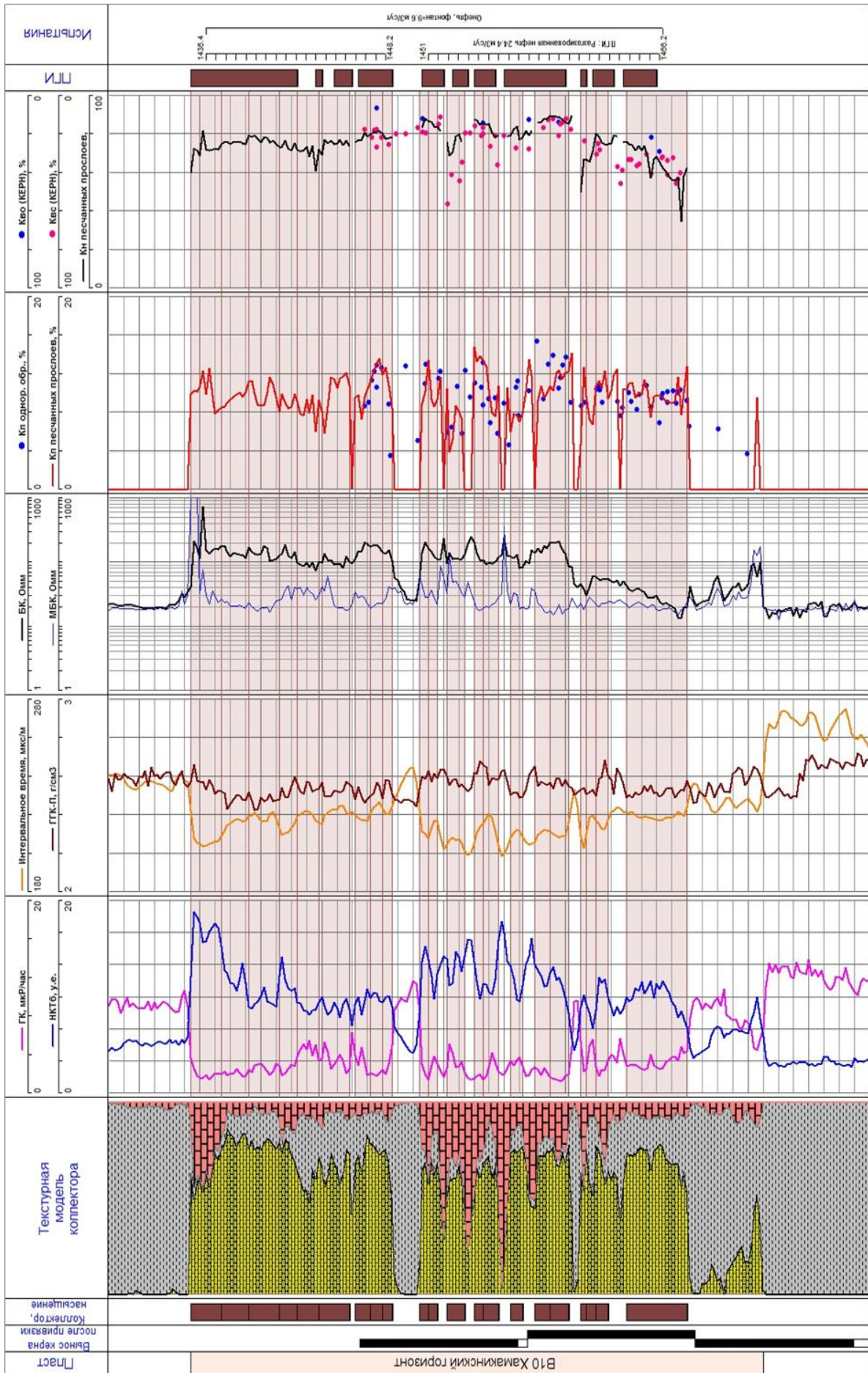


Рисунок 4.12 – Пример интерпретации ГИС терригенных пород–коллекторов с трехкомпонентной текстурной неоднородностью для определения подсчетных параметров

выбирать объект и интервал перфорации для освоения и испытания продуктивных отложений хамакинского горизонта.

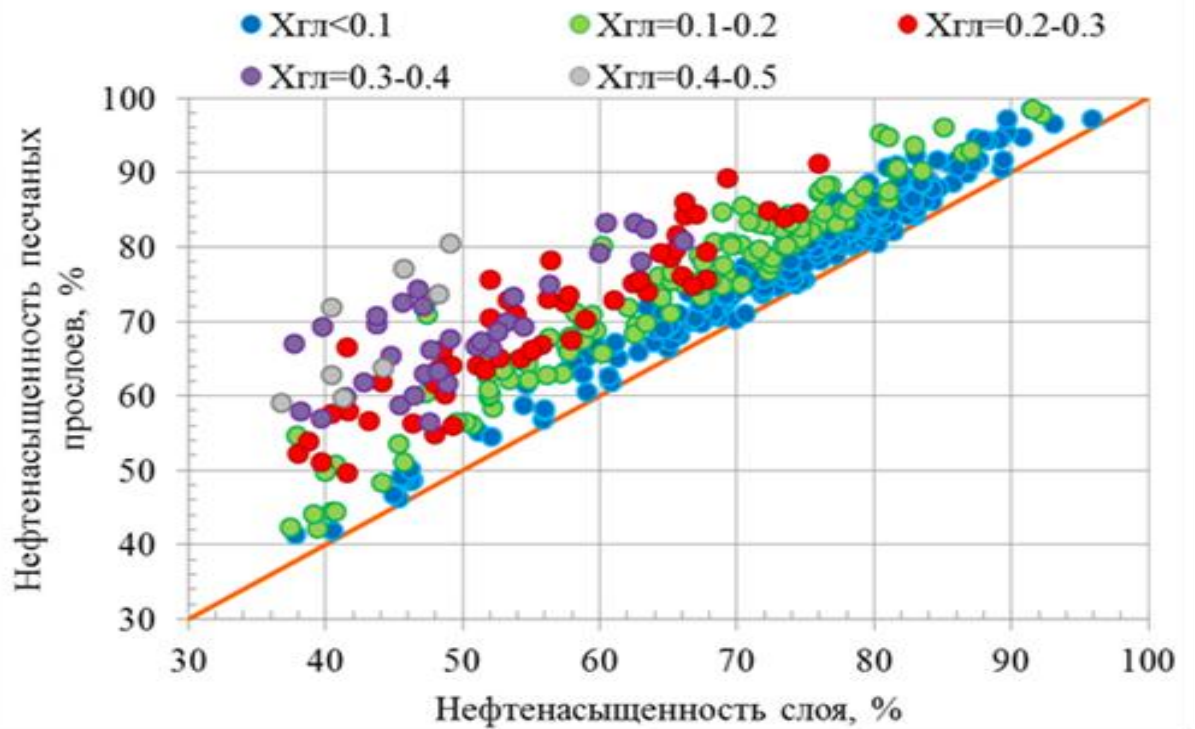
В последующем, используя выражение (4.10), производили расчет истинного значения $\overline{K_{\text{нг}}}$ пластопересечения, выделяемого по кривым методов ГИС, а также выполнили сопоставление значений этой величины со значениями $K_{\text{нг}}^{\text{песч}}$ (рис. 4.13). На рисунке 4.13 показано, как изменяется $\overline{K_{\text{нг}}}$ слоя в зависимости от содержания в нем глинистых прослоев (рис. 4.13, а) и карбонатно-ангидритовых включений (рис. 4.13, б).

Из рисунка 4.13 следует, что на расхождение $\overline{K_{\text{нг}}}$ слоя в целом с нефтенасыщенностью его песчаного компонента для коллекторов с трехкомпонентной текстурной неоднородностью влияние непроницаемых прослоев и включений разнонаправленное: с ростом содержания в слое глинистых прослоев и включений нефтенасыщенность песчаного прослоя возрастает, в то время, как с увеличением доли карбонатно-ангидритовых включений, она уменьшается. Как правило, объемные доли глинистых прослоев и карбонатно-ангидритовых включений в терригенных коллекторах с трехкомпонентной текстурной неоднородностью являются взаимосвязаны нелинейной обратной связью (рис. 4.14).

Резюмируя, можно заключить, что в зависимости от соотношения содержаний глинистых прослоев и карбонатно-ангидритовых включений истинное значение $\overline{K_{\text{нг}}}$ пластопересечения, выделяемого по кривым ГИС, в сравнении с его песчаной компонентой в коллекторов для разных случаях может завышаться, совпадать или занижаться. Разность между нефтенасыщенностью песчаных прослоев и интегральной нефтенасыщенностью слоя коллектора больше или меньше, в зависимости от содержания в слое непроницаемых глинистых прослоев и карбонатно-ангидритовых включений.

Характер насыщенности коллекторов продуктивных отложений хамакинского горизонта уточнялся по палетке зависимостей $K_{\text{в}} = f(K_{\text{п}}, K_{\text{во}}, K_{\text{в}}^*, K_{\text{в}}^{**})$, исходными данными для построения которой являлись определения остаточной $K_{\text{во}}$ и критических значений водонасыщенности $K_{\text{в}}^*$ и $K_{\text{в}}^{**}$,

а)



б)

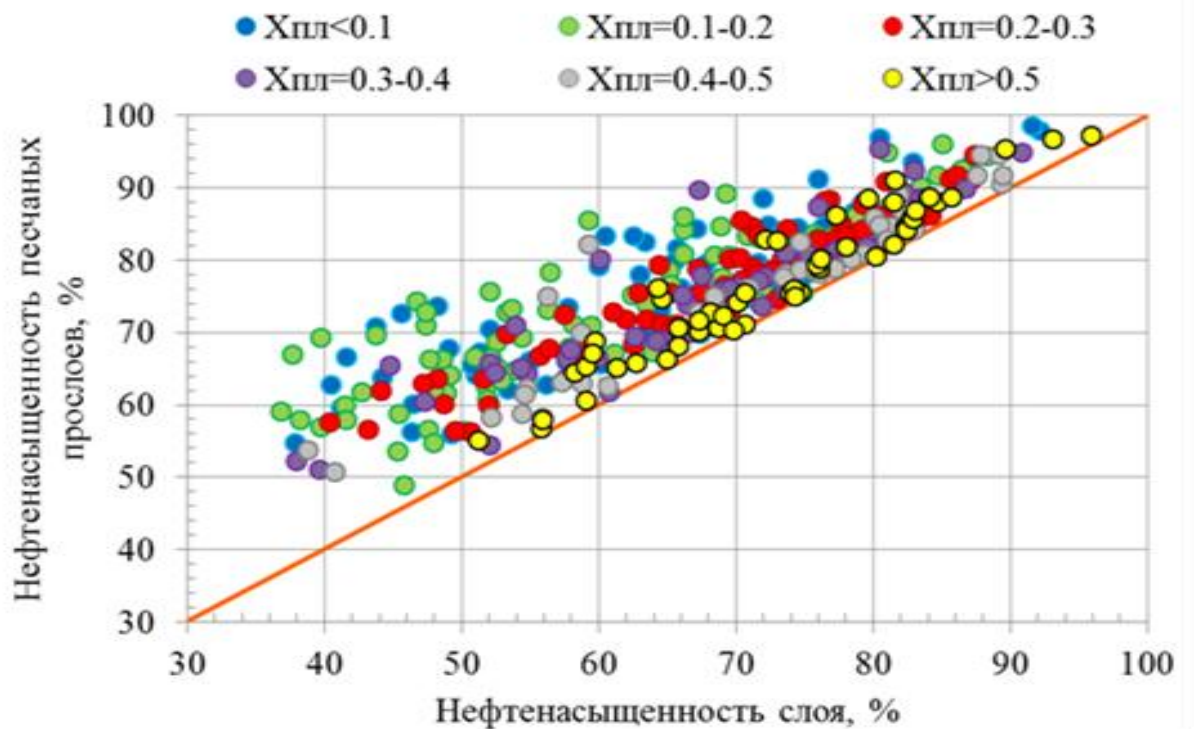


Рисунок 4.13 – Сопоставление нефтенасыщенности пластопересечений (слоя), выделяемых по ГИС, с нефтенасыщенностью их песчаных прослоев при разных значениях объемной доли непроницаемых прослоев и включений. Шифр точек:

а – доля глинистых прослоев; б – доля карбонатно-ангидритовых включений

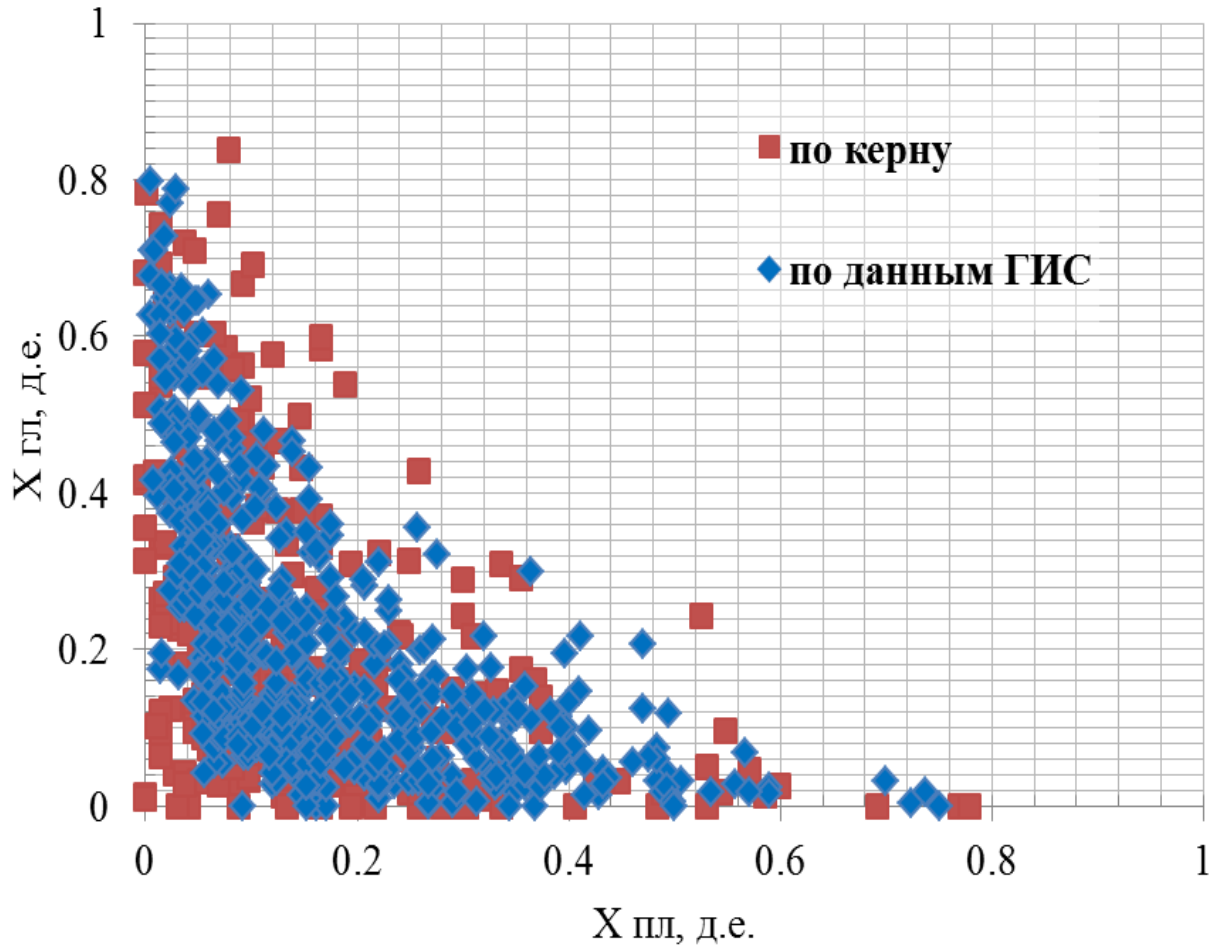


Рисунок 4.14 – Зависимость доли глинистых прослоев ($x_{гл}$) от доли карбонатно-ангидритовых включений ($x_{пл}$) для пластопересечений, охарактеризованных определениями долей по фотографиям керна и рассчитанными значениями по ГИС

установленных по кривым относительных фазовых проницаемостей и данным капилляриметрических исследований (рис. 4.15, а).

Черной линией на рисунке 4.15, а показано изменение остаточной водонасыщенности в зависимости от коэффициента пористости для образцов горных пород отложений хамакинского горизонта. Стоит заметить, что для всего диапазона пористости разность между крайними точками на графике по остаточной водонасыщенности составляет порядка 10 %. Судя по расположению точек линия, аппроксимирующая фактические данные по керну, имеет небольшой подъемом в области коллекторов с пористостью от 12 % и ниже, что по-видимому соответствует усложнению структуры порового пространства и, как следствие, незначительный рост остаточной водонасыщенности.

Синей и зеленой линиям соответствуют граничные значения коэффициента водонасыщения K_v^* и K_v^{**} для всего диапазона пористости по перспективным коллекторам, выше или ниже которых из коллекторов могут быть получены безводная нефть и чистая вода. Соответственно, область, которая находится между этими линиями, относится к коллекторам, из которых возможно получение двухфазного притока (нефть с водой или вода с нефтью).

Оценка характера насыщенности велась из соображений, что если точка, соответствующая значению пористости и водонасыщенности, определенных по данным ГИС находилась между кривыми $K_{во}$ и K_v^* , коллектор признавался продуктивным, и водонасыщенным, если выше кривой K_v^{**} . В случае расположения точки между кривыми K_v^* и K_v^{**} , коллектор признавался нефтеводонасыщенным и из него возможен двухфазный приток нефти с водой или воды с нефтью.

По итогам интерпретации данных ГИС в поисково-разведочных скважинах, результаты определения коэффициента пористости и водонасыщенности песчаных прослоев по пластопересечениям, результатами испытаний охарактеризованными, были нанесены на палетку $K_v = f(K_p, K_{во}, K_v^*, K_v^{**})$ (рис. 4.15, б). Точками разного цвета на графике показаны результаты опробований пластов – безводной нефти, нефти с водой и чистой воды.

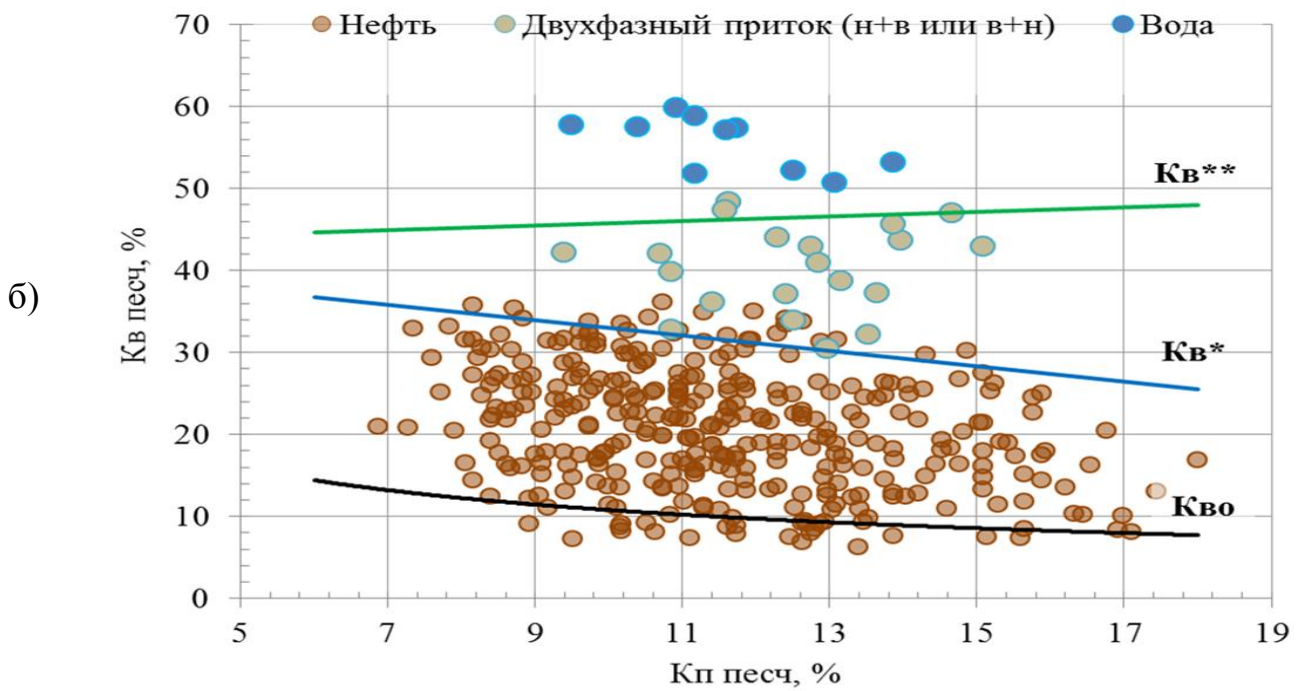
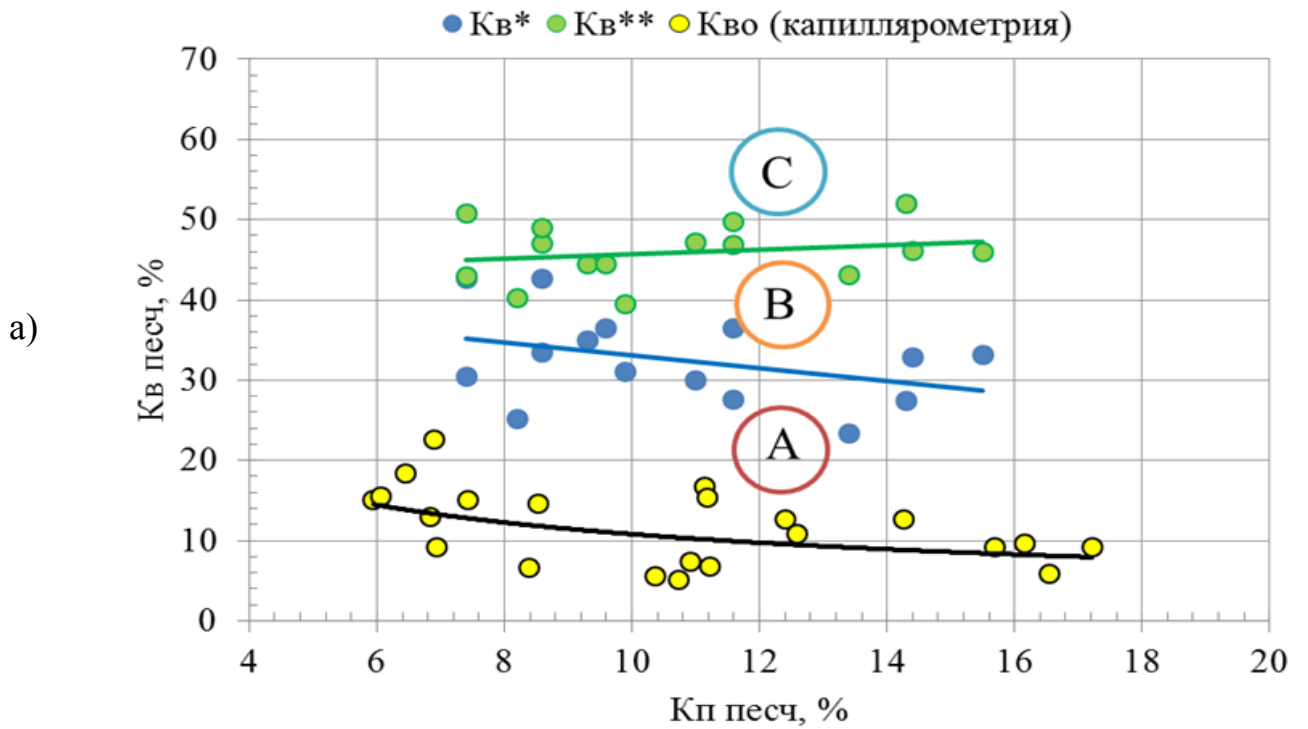


Рисунок 4.15 – Палетки $K_v=f(K_p)$ (а, б), полученные по результатам капиллярметрических исследований и ОПП однородных образцов керна горных пород хамакинского горизонта. А, В, С – области коллекторов, при испытании которых получен приток безводной нефти, совместный двухфазный приток (нефть с водой или вода с нефтью), чистой воды

Как видно на рисунке, наблюдается хорошее соответствие между расположением точек, координаты каждой из которых определены по данным ГИС и характеризуют параметры пластопересечений, характер насыщенности которых однозначно установлен по результатам опробований и линиям по керну, разделяющим область безводной нефти, переходной зоны от $K_{в}^*$ до $K_{в}^{**}$ и чистой воду выше $K_{в}^{**}$.

Таким образом, палетка зависимостей $K_{в}=f(K_{п}, K_{во}, K_{в}^*, K_{в}^{**})$, полученная на основе лабораторных исследований однородных образцов керна, может быть рекомендована для оценки характера насыщенности терригенных пород-коллекторов хамакинского горизонта по данным ГИС, эффективность которой подтверждено сходимостью прогнозируемого притока по данным экспериментальных исследований керна и фактических результатов опробования.

Отдельная и более сложная задача заключалась в разделении продуктивных коллекторов, по характеру насыщенности, на нефть и газ. Эта проблема достаточно хорошо и давно известна геофизикам и промысловым геологам, а особенностям её решения посвящено большое число научных трудов (например, [13; 20; 21; 22; 48; 58]). Согласно источникам достоверное разделение газо- и нефтенасыщенных интервалов с установлением газонефтяного контакта (ГНК) возможно только на этапе эксплуатации месторождения, когда происходит расформирование зон проникновения за счет гравитационных и диффузионных процессов.

В настоящее время, при обосновании положения ГНК по данным геофизических и промысловых методов исследования скважин, широкое применение нашла методика, основанная на проведении повторных замеров нейтронного каротажа различной модификации (НГК, ННК-Т, ННК-НТ, ИННК).

Главное преимущество методики – это идея повторных замеров, позволяющих зафиксировать изменение показаний метода ГИС во времени, учитывающая процесс расформирования зоны проникновения в интервале коллектора.

Наряду с основным преимуществом, эффективность признанной методики выделения газонасыщенных интервалов по изменению показаний повторных замеров нейтронного каротажа напрямую зависит от практически полного расформирования зоны проникновения фильтрата бурового раствора. Несмотря на это, информативность методики также зависит от ряда факторов следующего порядка:

- индивидуальных особенностей аппаратуры нейтронного каротажа;
- учета изменений литологического состава пород;
- времени, прошедшего от момента вскрытия бурением газоносного пласта до проведения измерений, достаточного для расформирования зоны проникновения фильтрата бурового раствора.

Для условий сложнопостроенных коллекторов хамакинского горизонта определение местоположения ГНК, даже на этапе промышленной эксплуатации залежи, осложняется рядом факторов литологического, структурного и текстурного характера. Обусловлено это тем, что в текстурно-неоднородных коллекторах хамакинского горизонта формируются зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости разной глубинности, расформирование которых происходят в разное время, в периоды от нескольких месяцев до года и более.

В соответствии с этим, результаты применения методики повторных замеров нейтронного каротажа, эффективность которой напрямую зависит от времени, при благоприятных условиях могут являться достоверным источником в решении вопроса о том, что произошло в период расформирования зоны проникновения. Однако, когда речь ведется об оперативном заключении по скважине, по результатам которого принимается решение о выборе места для перфорации с последующим опробованием продуктивных отложений хамакинского горизонта, эффективность этой методики вызывает сомнение, поскольку требует временных затрат.

Для снижения временных затрат на разделение газо- и нефтенасыщенных интервалов и определения ГНК, как на месторождениях с уже установленными

уровнями ГНК, так и для слабо изученных территорий, автором предложена экспресс-методика определения ГНК, позволяющая получать достоверные результаты в кратчайшие сроки после проведения каротажа на скважине и не требующая при этом привлечение дополнительной информации.

В основу разработки экспресс-методики была положена процедура взаимной корректировка и согласование показаний методов ГИС с разной петрофизической основой с помощью функционального преобразования каротажных кривых [29] в пределах всего продуктивного интервала.

Из общих физических предпосылок известно [13; 20; 21], что низкое водородосодержание и объемная плотность газа, в сравнение с этими показателями в нефти и в воде, обуславливают различие регистрируемых параметров методов пористости. Основываясь на этом, для выделения газонасыщенных интервалов коллекторов по данным массово выполняемых ГИС во всех скважинах месторождений было предложено комплексирование данных интервального времени акустического каротажа и компенсированного нейтронного каротажа, на показания которых газонасыщение влияет разнонаправленно.

Если привести к единому масштабу кривые водородосодержания, рассчитанные по диаграммам нейтронного каротажа и интервального времени, то в газонасыщенных коллекторах будет отмечено превышение показаний нормированного АК над показаниями нормированного водородосодержания так же, как и в случае расчета коэффициентов пористости по каждому из методов [22; 30].

При нормировке показаний использовался двойной разностный параметр, представляющий собой отношение разности показаний против интерпретируемого пластопересечения и плотного пластопересечения, к разности показаний против глини и плотного пластопересечения. Обозначим ΔW_{Σ} двойной разностный параметр по водородосодержанию, а $\Delta АК$ двойной разностный параметр по акустическому каротажу. Тогда нормированные значения водородосодержания и интервального времени запишутся в следующем виде:

$$\Delta W_{\Sigma} = \frac{W_{\Sigma} - W_{\Sigma}^{\min}}{W_{\Sigma}^{\max} - W_{\Sigma}^{\min}} \quad (4.11)$$

$$\Delta AK = \frac{\Delta t_n - \Delta t_n^{\min}}{\Delta t_n^{\max} - \Delta t_n^{\min}}$$

где параметры W_{Σ} и АК соответствуют снятым показаниям с кривой водородосодержания и интервального времени против данного пластопересечения. Минимальные и максимальные значения водородосодержания и интервального времени снимаются против тех же интервалов, что и при обработке кривой гамма-метода.

На рисунке 4.16 приведено сопоставление нормированных значений акустического и нейтронного каротажа ($\Delta AK - \Delta W_{\Sigma}$), при построении которого использовались поинтервальные результаты испытаний, характер притока флюида из которых установлен данным по ПГИ. Построение сопоставления $\Delta AK - \Delta W_{\Sigma}$ производилось по выборке, в которой участвовал фонд как поисково-разведочных, так и эксплуатационных скважин, вскрывших интервал продуктивных отложений хамакинского горизонта.

Из сопоставления (рис. 4.16) видно, что по кросс-плоту $\Delta AK - \Delta W_{\Sigma}$ газонасыщенные интервалы выделяются на фоне нефте- и водонасыщенных интервалов. Если принять, что ошибка расчета по каждому методу пористости (ННК-Т или АК) обусловлена флуктуацией каротажных кривых в текстурно-неоднородном разрезе и составляет $\pm 0,1$ д. е., то газонасыщенные интервалы по данному кросс-плоту могут быть выделены с вероятностью 85 % (данная вероятность получена путем деления количества газонасыщенных пластопересечений, не отличающихся по двойному разностному параметру не более, чем на 0,1 д. е., на общее количество газонасыщенных пластопересечений). При этой вероятности уверенно отделяются газонасыщенные интервалы от нефте- и водонасыщенных. Из сопоставления следует, что наиболее достоверное определение газонасыщенных интервалов возможно при ΔAK более $\Delta W_{\Sigma} + 0,1$. Однако стоит оговориться, что определение ГНК, по изложенному выше способу,

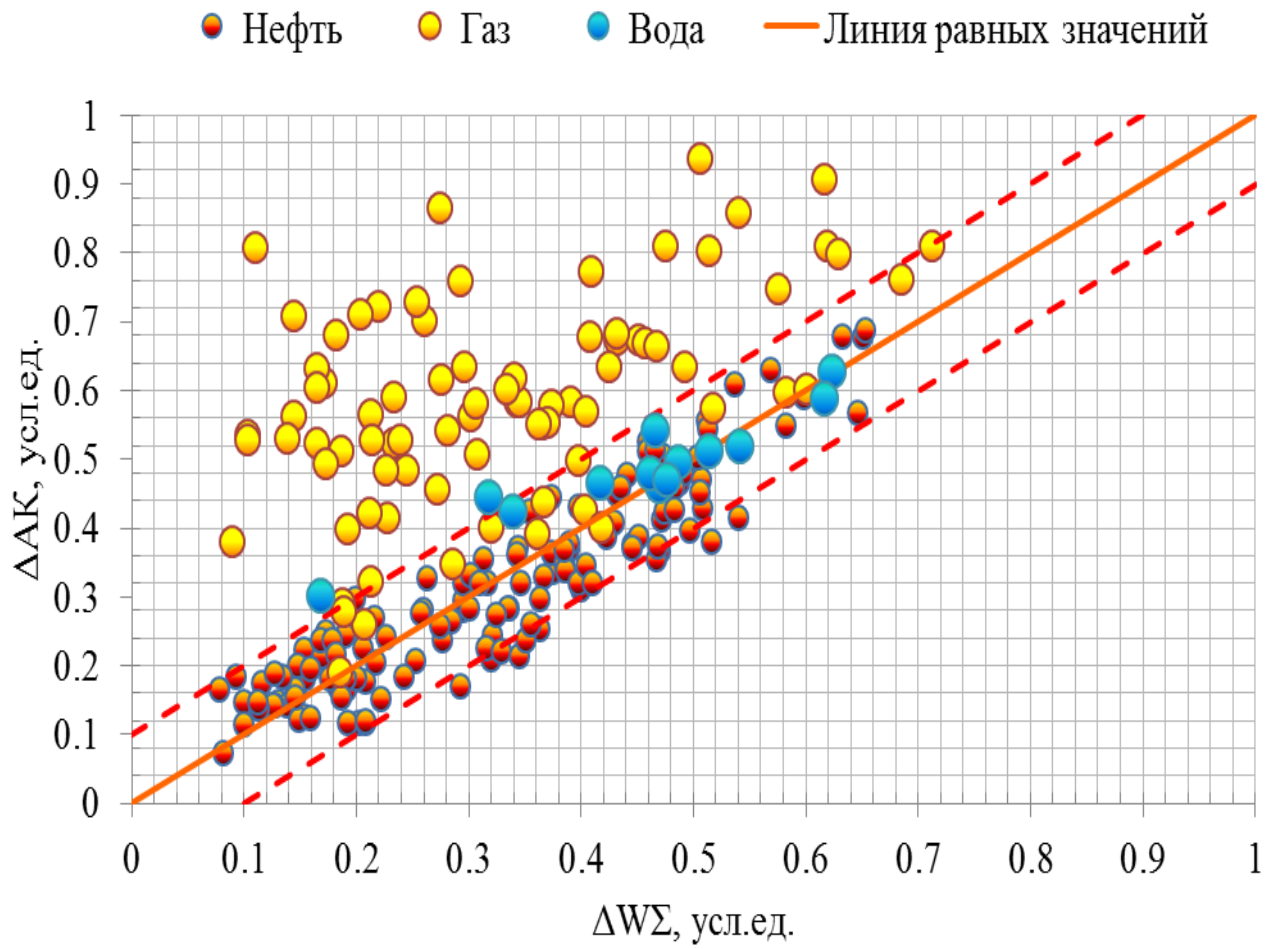


Рисунок 4.16 - Кросс-плот ΔAK – ΔW_{Σ} для разделения газо- и нефте(водо)насыщенных интервалов коллекторов в разрезе отложений хамакинского горизонта

зависит от интервала времени между вскрытием пласта и проведением ГИС: чем меньше время, прошедшее между вскрытием пласта бурением и проведением ГИС, тем выше достоверность выделения газонасыщенных интервалов.

Для оценки достоверности определения ГНК по экспресс-методике выполнено сопоставление получаемых по ней результатов с поинтервальными результатами испытаний, промыслово-геофизическими данными, результатами измерений пластового давления пластоиспытателем ХРТ (фирмы Шлюмберже) и результатами повторных временных измерений нейтронного каротажа, рисунок 4.17 и 4.18.

На рисунке 4.17 приведен планшет по эксплуатационной скважине, на котором показаны результаты обработки по методике функциональных преобразований (экспресс-методике) в сопоставлении с результатами временных исследований нейтронного каротажа и замерами пластового давления, полученными испытателем ХРТ пластов на кабеле. По временным замерам нейтронного каротажа, выполненного с промежутком через 3 года, отмечается приращение показаний НК-Т в газонасыщенных интервалах, которое обусловлено расформированием зоны проникновения. Положение ГНК, по результатам измерения пластового давления, сбивается по изменению градиента давления на той же глубине что и по экспресс-методике и методике временных замеров нейтронного каротажа.

На рисунке 4.18 приведен планшет по поисково-разведочной скважине, на котором приведены результаты обработки по методике функциональных преобразований в сопоставлении с данными испытаний и ПГИ. На фоне нефтенасыщенных коллекторов интервалы газонасыщенных коллекторов выделяются по приращению нормированных показаний акустического (ΔAK) над показаниями нейтронного (ΔW_{Σ}) каротажа. Интенсивной закраской (желтого цвета) выделено приращение между нормированным кривым W_{Σ} и АК. Как видно из рисунка 4.18, закрашенные области газонасыщенных коллекторов согласуются с результатами определения характера притока по промыслово-геофизическим методам.

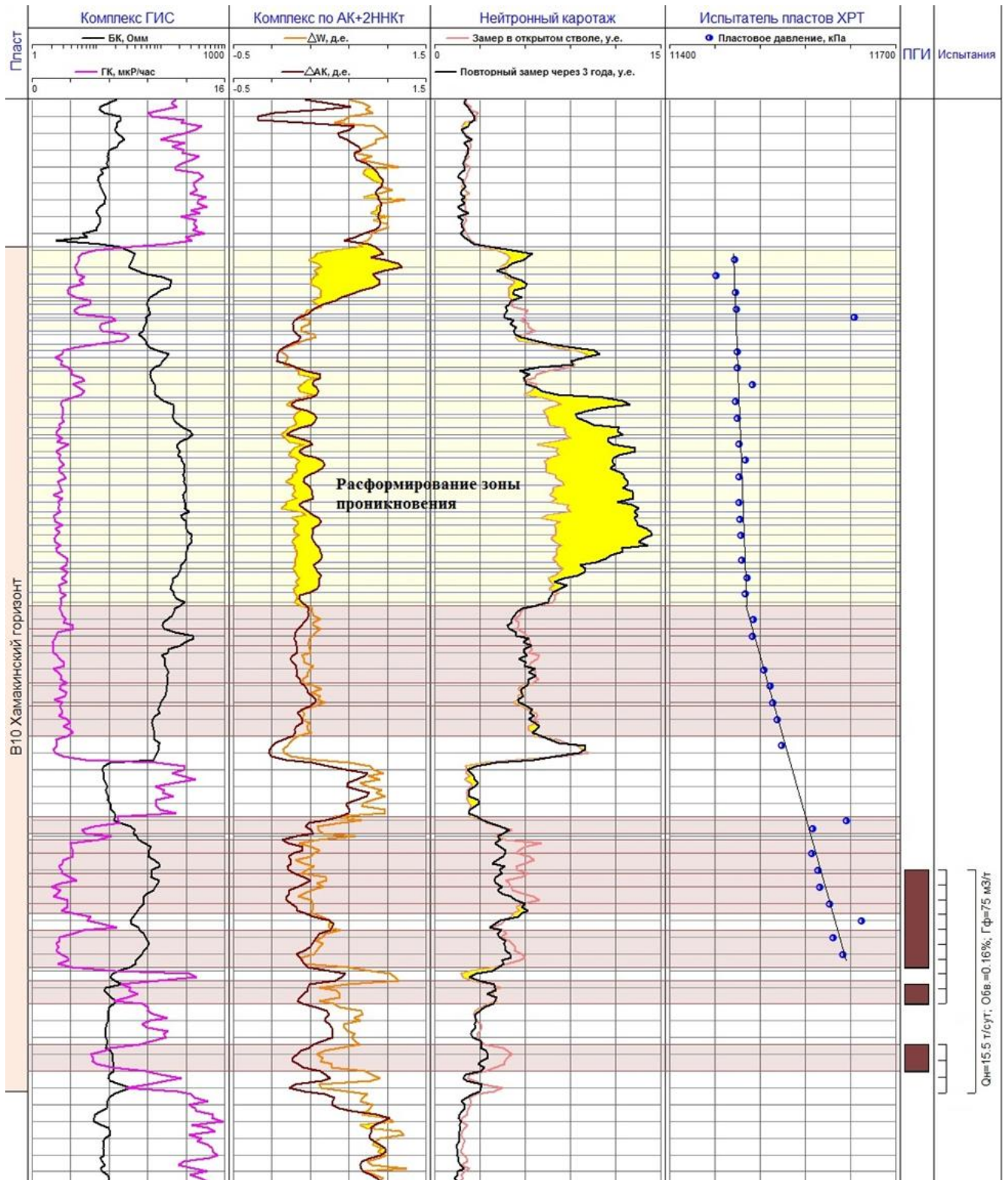


Рисунок 4.17 – Определение ГНК по нормированным показаниям АК+2ННКт и результатам временных исследований нейтронного каротажа и замеров пластового давления испытателя пластов ХРТ. Условные обозначения: нефть – коричневый, газ – желтый

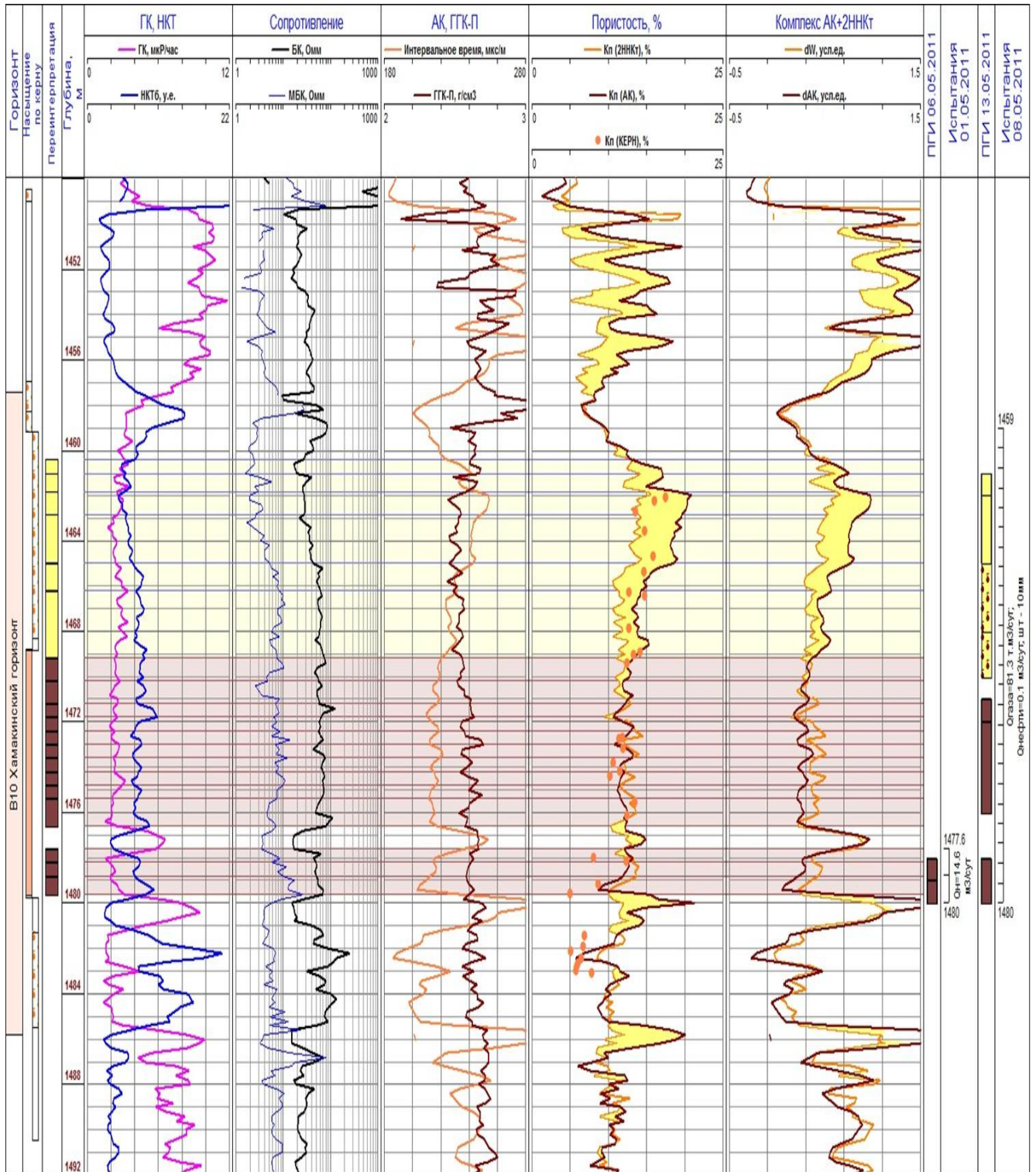


Рисунок 4.18 – Пример определения ГНК в поиско-разведочной скважине

Выводы

1. Исследован вопрос неоднозначности выделения коллекторов в текстурно-неоднородном разрезе отложений хамакинского горизонта, для достоверного решения которого предлагается проводить оценку качества вскрытого коллектора путем расчета содержания доли непроницаемых прослоев и включений и пористости песчаных прослоев.

2. На основе эмпирического подхода обоснована петрофизическая зависимость «керна–ГИС» определения интегральной пористости пластопересечения, выделяемого по кривым методов ГИС в разрезе терригенных пород-коллекторов с трехкомпонентной текстурной неоднородностью. Целевой функцией зависимости «керна–ГИС» являются параметры песчаного прослоя по керну, скорректированные за влияние непроницаемых текстурных компонент на слой в целом.

3. Разработан и апробирован алгоритм расчета коэффициента нефтегазонасыщенности песчаной компоненты, достоверность которого оценена сопоставлением с прямыми его определениями на керне. Показано, что в зависимости от соотношения содержаний глинистых и карбонатно-ангидритовых прослоев истинное значение коэффициента нефтегазонасыщенности пластопересечения, выделяемого по ГИС, может либо завышаться, либо занижаться.

4. Оценку характера насыщенности коллекторов в разрезе текстурно-неоднородных горных пород хамакинского горизонта и прогнозирования состава возможного притока при их опробовании предлагается проводить по установленным на фактическом материале керна зависимостям граничных значений коэффициента водонасыщенности от коэффициента пористости и экспресс-методике, предназначенной для выделения газонасыщенных интервалов горных пород-коллекторов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Итоги выполненных автором в работе исследований сводятся к следующим основным результатам:

1. На основе анализа петрофизической информации установлено, что основными факторами, определяющими сложное структурно-текстурное строение горных пород-коллекторов хамакинского горизонта и широкий диапазон вариации их фильтрационно-емкостных и физических свойств, являются размерность породообразующих зерен, характер распределения и содержание цементирующего материала различного генезиса.

2. Неоднородные по текстурному строению горные породы-коллекторы хамакинского горизонта представлены тремя элементами неоднородности – песчаные прослои, глинистые прослои и карбонатно-ангидритовые включения.

3. Построена текстурно-компонентная петрофизическая модель и обоснованы эмпирические связи типа «керна–керна» и «керна–ГИС» позволяющие производить расчеты объемного содержания глинистых прослоев и карбонатно-ангидритовых включений, коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности текстурно-неоднородного слоя коллектора и его песчаной компоненты.

4. Разработана методика геологической интерпретации геофизических методов исследований скважин в отложениях хамакинского горизонта для решения задач выделения коллекторов, оценки характера насыщенности и определения подсчетных параметров. Получаемые при этом результаты позволяют принимать решения по выбору интервалов перфорации и выработке эффективных рекомендаций по освоению и испытанию коллекторов.

5. Разработанная методика определения коэффициента пористости и нефтегазонасыщенности пород-коллекторов с трехкомпонентной текстурной неоднородностью использована при подсчете запасов углеводородов Алинского, Восточно-Алинского, Северо-Талаканского и Ленского нефтегазовых месторождений, запасы которых утверждены комиссией по запасам полезных ископаемых в ФБУ ГКЗ РФ в 2016 и 2017 годах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Акиншин, А. В. Повышение точности определения подсчетных параметров текстурно-неоднородных песчано-алеврито-глинистых коллекторов по данным геофизических исследований скважин (на примере викуловских отложений Красноленинского свода) : дис. ... канд. геол.-мин. наук : 25.00.12 [Текст] / А. В. Акиншин. – Тюмень, 2013. – 135 с.
2. Акиншин, А. В. Метод определения площади текстурных компонентов на фотографиях керна текстурно-неоднородной горной породы [Текст] / А. В. Акиншин // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 1. – С. 28–31.
3. Анциферов, А. С. Метаморфизм рассолов и засоление коллекторов нефти и газа в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции [Текст] / А. С. Анциферов // Геология и геофизика. – 2003. – Т. 44. – № 6. – С. 499–510.
4. Асташкин, Д. А. Разработка петрофизической модели неоднородных песчано-алевритовых пород-коллекторов с целью повышения достоверности количественной интерпретации данных ГИС (на примере некоторых месторождений Западной и Восточной Сибири) : дис. ... канд. геол.-мин. наук : 25.00.12 [Текст] / Д. А. Асташкин. – М., 2005. – 126 с.
5. Баженова, Т. К. Проблема нефтегазоносности базальных горизонтов бассейнов древних платформ в аспекте их катагенетической эволюции [Электронный ресурс] / Т. К. Баженова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – № 3. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/30_2008.pdf.
6. Барышев, Л. А. Петрофизические модели терригенных коллекторов на Непском своде [Текст] / Л. А. Барышев, В. А. Ващенко // Геофизика. – 2015. – № 4. – С. 10–15.
7. Басин, Я. Н. Методы радиоактивного и электрического каротажа при определении подсчетных параметров в песчано-глинистых полимиктовых разрезах [Текст] / Я. Н. Басин, В. А. Новгородов, М. Г. Злотников, А. Я. Фельдман, А. А. Чередниченко. – М. : ВИЭМС, 1983. – 47 с.

8. Беляков, Е. О. Построение петрофизических моделей фильтрационно-емкостных свойств текстурно-неоднородных терригенных коллекторов (на примере отложений АВ1 Самотлорского и БТ Яро-Яхинского и Заполярного месторождений) : дис. ... канд. геол.-мин. наук : 04.00.17 [Текст] / Е. О. Беляков. – Тюмень, 1998. – 276 с.
9. Берзин, А. Г. Некоторые особенности природы и строения залежей ботуобинского и хамакинского горизонтов Чадинского нефтегазоконденсатного месторождения в преддверии его разработки [Текст] / А. Г. Берзин, С. А. Берзин, Т. А. Архипова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 3. – С. 30–38.
10. Борщев, В. В. Повышение достоверности определения подсчетных параметров пластов-коллекторов нефтяных месторождений Западной Сибири : дис. ... канд. геол.-мин. наук : 25.00.12 [Текст] / В. В. Борщев. – Уфа, 2002. – 171 с.
11. Букаты, М. Б. Причины засоления нефтегазоносных коллекторов на юге Сибирской платформы [Текст] / М. Б. Букаты, В. И. Вожов, Т. А. Горохова и др. // Геология и геофизика. – 1981. – № 9. – С. 17–27.
12. Бурова, И. А. Распространение основных соленосных толщ в верхневендско-нижнекембрийском осадочном комплексе западной якутии [Электронный ресурс] / И. А. Бурова, Н. Л. Кубетова, К. В. Шосток // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 4. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/46_2011.pdf.
13. Вендельштейн, Б. Ю. Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа [Текст] / Б. Ю. Вендельштейн, Г. М. Золоева, Н. В. Царева и др. – М. : Недра, 1985. – 248 с.
14. Вожов, В. И. Вторичное минералообразование в венд-нижнекембрийских отложениях Непско-Ботуобинской антеклизы [Электронный ресурс] / В. И. Вожов, Л. С. Чернова. – Режим доступа: <http://www.geolib.ru/OilGasGeo/1999/11/Stat/stat06.html>.
15. Воробьев, С. В. Методика выделения и прогноз коллекторов в терригенном венде центральных районов Лено-Тунгусской провинции : автореф.

дис. ... канд. геол.-мин. наук : 04.00.17 [Текст] С. В. Воробьев. – Новосибирск, 1994. – 19 с.

16. Гажула, С. В. Особенности траппового магматизма в связи с условиями нефтегазоности Сибирской платформы [Электронный ресурс] / С. В. Гажула // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – Т. 3. – № 1. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/10_2008.pdf.

17. Геология нефти и газа Сибирской платформы [Текст] / А. С. Анциферов, В. Е. Бакин, И. П. Варламов и др.; ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука. – М. : Недра, 1981. – 552 с.

18. Геология и нефтегазовый потенциал юго-запада Республики Саха (Якутия) : реалии, перспективы, прогнозы [Текст] : Труды ВНИГРИ / В. С. Ситников, И. А. Кушмар, Т. К. Баженова и др.; под ред. В. С. Ситникова, О. М. Прищепы. – СПб. : ФГУП «ВНИГРИ», 2014. – 436 с.

19. Городнов, А. В. Определение фильтрационно-емкостных свойств засоленных коллекторов в терригенных отложениях непского свода Восточной Сибири [Текст] / А. В. Городнов, В. Н. Черноглазов, О. П. Давыдова // НТВ Каротажник. – 2012. – № 12. – С. 26–41.

20. Дахнов, В. Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород [Текст] : 2-е изд., перераб. и доп. / В. Н. Дахнов. – М. : Недра, 1985. – 310 с.

21. Дахнов, В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин [Текст] : Учебник для вузов. 2-е изд., перераб. / В. Н. Дахнов. – М. : Недра, 1982. – 448 с.

22. Драцов, В. Г. Оценка характера насыщенности по данным ГИС [Текст] / В. Г. Драцов, В. И. Петерсилье, Г. Г. Яценко; под ред. В. И. Петерсилье, В. И. Пороскуна, Г. Г. Яценко // Методические рекомендации по подсчету запасов нефти и газа объемным. – Москва-Тверь : ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – С. 4–12.

23. Дьяконова, Т. Ф. Определение параметров анизотропных коллекторов для подсчета запасов углеводородов и цифрового моделирования [Текст] /

Т. Ф. Дьяконова, Т. Г. Исакова, В. А. Смирнов // НТВ Каротажник. – 2014. – № 236.– С.3–17.

24. Дьяконова, Т. Ф. Особенности изучения засоленных типов разрезов методами ГИС на примере месторождений Восточной Сибири [Текст] / Т. Ф. Дьяконова, Т. Г. Исакова // Геофизика. – 2012. – Специальный выпуск к 45-летию ЦГЭ. – С.85–89.

25. Ефимов, В. А. Обоснование коэффициента нефтенасыщенности на основе изучения керна и данных геофизических исследований скважин [Текст] / В. А. Ефимов, А. В. Мальшаков, Е. А. Романов, О. В. Рогожнев // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 5.– С.41–43.

26. Ефимов, В. А. Определение доли глинистых прослоев и включений по фотографиям колонки керна [Текст] / В. А. Ефимов, А. Р. Акманаев, А. В. Акиншин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 10. – С.88–90.

27. Ефимов, В. А. Петрофизические модели сложно-построенных глинистых коллекторов для оценки их нефтегазонасыщения по данным электрометрии скважин : дис. ... канд. геол.-мин. наук : 04.00.12 [Текст] / В. А. Ефимов. – Тюмень, 1984. – 228 с.

28. Жарков, М. А. Условия накопления песчаных отложений непской свиты в зависимости от строения фундамента [Текст] / М. А. Жарков // Геология коллекторов нефти и газа венда-нижнего палеозоя Сибирской платформы : сб. науч. тр. – Ленинград : ВНИГРИ, 1986. – С. 38–43.

29. Заляев, Н. З. Методика автоматизированной интерпретации геофизических исследований скважин [Текст] / Н. З. Заляев. – Мн. : Университетское, 1990. – 144 с.

30. Зарай, Е. А. Особенности оценки фильтрационно-емкостных свойств газонасыщенных коллекторов [Текст] / Е. А. Зарай, А. В. Хабаров // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2014. – № 3. – С. 26–29.

31. Золоева, Г. М. Усовершенствование методики определения пористости в засоленных терригенных коллекторах по данным ГИС [Текст] /

Г. М. Золоева, О. Г. Никифорова, О. В. Постнова // Геофизика. – 2009. – № 4. – С. 24–28.

32. Ивановская, А. В. Вторичные изменения терригенных коллекторов Непско-Пеледуйского выступа Непско-Ботуобинской антиклизы [Текст] / А. В. Ивановская // Низкопористые породы-коллекторы и их роль в оценке нефтегазоносности. – Л. : ВНИГРИ, 1991. – С. 80–91.

33. Ивановская, А. В. Вторичные изменения терригенных коллекторов в процессе формирования и разрушения залежей УВ в северо-западной части Непско-Ботуобинской антиклизы [Текст] / А. В. Ивановская // Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения залежей углеводородов и их значение для оптимизации геологоразведочных работ. – Л. : ВНИГРИ, 1990. – С. 109–118.

34. Ивановская, А. В. Вторичные изменения состава олигомиктовых кварцевых комплексов позднего докембрия сибирской платформы в седиментолитолизе [Текст] / А. В. Ивановская // Методы оценки сложных коллекторов. – Л. : ВНИГРИ, 1988. – С. 121–128.

35. Извеков, Б. И. Методика промышленной оценки глинистых коллекторов горизонта АВ1 Самотлорского месторождения : автореф. дис. ... геол.-мин. наук : 04.00.12 [Текст] / Б. И. Извеков. – М., 1982. – 22 с.

36. Изотова, Т. С. Седиментологический анализ данных промысловой геофизики [Текст] / Т. С. Изотова, С. Б. Денисов, Б. Ю. Вендельштейн. – М. : Недра, 1993. – 176 с.

37. Ингерман, В. Г. Автоматизированная интерпретация результатов геофизических исследований скважин [Текст] / В. Г. Ингерман. – М. : Недра, 1981. – 224 с.

38. Итенберг, С. С. Интерпретация результатов каротажа сложных коллекторов [Текст] / С. С. Итенберг, Г. А. Шнурман – М. : Недра, 1984. – 256 с.

39. Клятышева, Л. Р. Зональность коллекторов и углеводородонакопления в венд-нижнекембрийском мегакомплексе Непско-Ботуобинской антеклизы [Электронный ресурс] / Л. Р. Клятышева // Нефтегазовая геология. Теория и

практика. – 2010. – Т. 5. – № 3. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/42_2010.pdf.

40. Клятышева, Л. Р. Эффективность геофизических исследований скважин при бурении на площадях Непско-Ботуобинской антеклизы [Электронный ресурс] / Л. Р. Клятышева // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – Т. 5. – № 1. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/8_2010.pdf.

41. Козяр, В. Ф. Опыт петрофизического изучения пород и коллекторов геофизическими методами (на примере сложнопостроенных разрезов Восточной Сибири) [Текст] / В. Ф. Козяр, Н. В. Козяр, А. Н. Волнухин // НТВ Каротажник. – № 6. – 2014. – С. 3–17.

42. Колотущенко, Л. Д. Основные продуктивные горизонты Ботуобинского нефтегазоносного района : дис. ... канд. геол.-мин. наук : 04.00.17 [Текст] / Л. Д. Колотущенко. – Якутск, 1984. – 182 с.

43. Коновальцева, Е. С. Условия формирования и закономерности распространения пород-коллекторов нижневендских нефтегазоносных отложений центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы : дис. ... канд. геол.-мин. наук : 25.00.06 [Текст] / Е. С. Коновальцева. – М., 2014. – 158 с.

44. Конторович, В. А. Сейсмогеологическая модель строения терригенных отложений венда центральных районов Непско-Ботуобинской антеклизы [Текст] / В. А. Конторович, С. А. Моисеев, М. Ю. Скузоватов, А. С. Следина // Геология нефти и газа. – 2009. – № 1. – С. 20–25.

45. Коробов, А. Д. Линейные зоны вторичной доломитизации пород-коллекторов Тевликанско-Русскинского месторождения — индикаторы путей миграции нефтеносного флюида [Текст] / А. Д. Коробков, Л. А. Коробова, В. П. Морозов // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 9. – С. 52–56.

46. Коровина, Т. А. Вторичные процессы в терригенных коллекторах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна [Текст] / Т. А. Коровина, Е. П. Кропотова // Минеральные индикаторы литогенеза: материалы Российского совещания с междунар. участием. – Сыктывкар : Геопринт, 2011. – С. 271–274.

47. Кошляк, В. А. Оценка емкостных свойств коллекторов радиоактивными методами [Текст] / В. А. Кошляк, Е. В. Семенов, И. Г. Жувагин. – М. : Недра, 1988. – 102 с.

48. Ларионов, В. В. Радиометрия скважин [Текст] / В. В. Ларионов. – М. : Недра, 1969. – 327 с.

49. Латышева, М. Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических исследований скважин [Текст] : Учеб. Пособие для вузов. 3-е изд., перераб. и доп. / М. Г. Латышева. – М. : Недра, 1991. – 219 с.

50. Лебедев, М. В. Фациальная модель верхней части терригенных отложений венда северо-востока Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (Сибирская платформа) [Текст] / М. В. Лебедев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 11. – С. 38–51.

51. Литология и условия формирования резервуаров нефти и газа Сибирской платформы [Текст] / Т. И. Гурова, Л. С. Чернова, М. М. Потлова и др. – М.: Недра, 1988. – 251 с.

52. Логвиненко, Н. В. Петрография осадочных пород [Текст] / Н. В. Логвиненко. – М. : «Высшая школа», 1967. – 417 с.

53. Мальшаков, А. В. Повышение достоверности определения фильтрационно-емкостных свойств микрослоистых коллекторов Шаимского района по данным геофизических исследований скважин [Текст] / А. В. Мальшаков, В. А. Ефимов, Ю. А. Кузьмин, А. А. Качкин // Особенности геологического строения и разработки месторождений Шаимского нефтегазоносного района. Сборник научных статей, посвященный добыче 200-миллионной тонны нефти на месторождении ТПП «Урайнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». – Урай-Тюмень : ГИПП «Тюмень». – 2002. – С. 161–168.

54. Мальшаков, А. В. Разработка петрофизических моделей терригенных пород-коллекторов для оценки их фильтрационно-емкостных свойств по данным геофизических исследований скважин (на примере месторождений Западной

Сибири): дис. ... канд. геол.-мин. наук : 04.00.12 [Текст] / А. В. Мальшаков. – Тюмень, 1994. – 261 с.

55. Маргулис, Л. С. Прогноз распространения литологических ловушек углеводородов в терригенных отложениях венда северо-запада Непско-Ботуобинской антеклизы [Электронный ресурс] / Л. С. Маргулис, В. П. Семенов, Т. В. Родина // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т. 10. – № 2. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/16_2015.pdf.

56. Медведский, А. С. Литолого-петрофизическая модель строения терригенных отложений венда Аянско-Дулисьминской зоны [Текст] / А. С. Медведский, А. В. Владимиров // Геология нефти и газа. – 1989. – № 9. – С. 29–41.

57. Мельников, Н. В. Литология и условия формирования вендских и кембрийских отложений в южной половине Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции [Текст] / Н. В. Мельников, Л. И. Килина // Литология и геохимия нефтегазоносных толщ Сибирской платформы: сб. статей / ред. А. А. Трофимук, А. Э. Конторович. – М. : Наука, 1981. – С. 51–56.

58. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализа керна, опробований и испытаний продуктивных пластов [Текст] / Б. Ю. Вендельштейна, В. Ф. Козяра, Г. Г. Яценко. – Калинин : НПСГ «Союзпромгеофизика», 1990. – 261 с.

59. Мигурский, А. В. Морфология и генезис дислокаций осадочного чехла Непско-Ботуобинской антеклизы и их влияние на нефтегазоносность : дис. ... канд. геол.-мин. наук : 04.00.17 [Текст] / А. В. Мигурский. – Новосибирск, 1985. – 209 с.

60. Моисеев, С. А. Геологическое строение и особенности оценки и разведки месторождений нефти и газа северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы : автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук : 04.00.17 [Текст] С. А. Моисеев. – Новосибирск, 1997. – 19 с.

61. Мятчин, О. М. Седиментационная модель непско-нижнетирских отложений Непского свода [Текст] / О. М. Мятчин // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории: Материалы VII Всероссийского литологического совещания. – Новосибирск, ИНГГ СО РАН, 2013. – Т. 2. – С. 301–304.

62. Нассонова, Н. В. Опыт изучения геологического строения Верхнечонского месторождения по данным сейсоразведки 3D [Текст] / Н. В. Нассонова, В. В. Иванюк, М. В. Лебедев, Г. А. Хохлов // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 11. – С. 38–42.

63. Непско-Ботуобинская антеклиза — новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР [Текст] / А. С. Анциферов, В. Е. Бакин, В. Н. Воробьев и др.; ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука. – Новосибирск : Наука, 1986. – 245 с.

64. Определение емкостных свойств и литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного и акустического каротажа (наставление по интерпретации с комплектом палеток) [Текст] / И. В. Головацкая, Ю. А. Гулин, Ф. Х. Еникеева и др. – Калинин : ВНИГИК, 1984. – 112 с.

65. Осадочные породы (состав, текстуры, типы разрезов) [Текст] / Ю. П. Казанский, О. А. Бетехтина, А. В. Ван и др. – Новосибирск : Наука. Сиб. отд-ние, 1990. – 269 с.

66. Петтиджон, Ф. Дж. Осадочные породы [Текст]: Пер. с англ. / Ф. Дж. Петтиджон; пер. с англ. С. Е. Алферова, Ф. А. Силонова; Ю. В. Пашкова; ред. И. М. Симановича, П. П. Тимофеева. – М. : Недра, 1981. – 751 с.

67. Поздеев, Ж. А. Учет латеральной неоднородности плотных прослоев при интерпретации ГИС [Текст] / Ж. А. Поздеев, С. В. Бабенков, А. Ю. Игнатов, Н. Ю. Москаленко // НТВ Каротажник. – 2008. – № 8. – С. 20–37.

68. Постникова, О. В. Литологические особенности и условия формирования базальных отложений венда западного склона Байкитской антеклизы [Текст] / О. В. Постникова, Л. В. Соловьева, Е. С. Коновальцева, В. В. Пошибаев // Нефть, газ и бизнес. – 2012. – № 12. – С. 26–35.

69. Постникова, О. В. Природные резервуары рифей-венд-кембрийского осадочного бассейна юга Сибирской платформы. Особенности строения и закономерности размещения [Текст] / О. В. Постникова, Л. В. Соловьева, Л. Н. Фомичева, В. В. Пошибаев, Е. С. Коновальцева // Геология нефти и газа. – 2010. – № 6. – С. 52–62.

70. Постникова, О. В. Строение аллювиально-пролювиальных природных резервуаров нижнего венда южного склона Непско-Чонского мегасвода Сибирская платформы [Текст] / О. В. Постникова, Л. В. Соловьева, Г. И. Тихомирова // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 2. – С. 24–27.

71. Постникова, О. В. Эволюция рифей-венд-кембрийского осадочного бассейна юга Сибирской платформы и его нефтегазоносность : автореф. дис. ... докт. геол.-мин. наук : 25.00.06 [Текст] О. В. Постникова. – М., 2008. – 50 с.

72. Прошляков, Б. К. Вторичные изменения терригенных пород-коллекторов нефти и газа [Текст]/ Б. К. Прошляков. – М. : Недра, 1974. – 232 с.

73. Резванов, Р. А. Каротаж тонкослоистых пластов: изучение структуры глинистой компоненты [Текст] / Р. А. Резванов // Геофизика. – 2004. – Специальный выпуск к 10-летию ЗАО «Пангея» – С. 60–64.

74. Рейнек, Г. Э. Обстановки терригенного осадконакопления [Текст] / Г. Э. Рейнек, И. Б. Синх; под ред. А. В. Коченова – М.: Недра, 1981. – 439 с.

75. Романов, Е. А. Геолого-физические особенности глинистых низкопроницаемых коллекторов алымской свиты Нижневартовского свода и их учет при подсчете запасов нефти : дис. ... канд. геол.-мин. наук : 04.00.17 [Текст] / Е. А. Романов. – Тюмень, 1985. – 199 с.

76. Самсонов, Б. В. Вторичные неоднородности вендских терригенных коллекторов газонефтяных месторождений в южной части Непско-Ботуобинской антеклизы : дис. ... канд. геол.-мин. наук : 04.00.17 [Текст] / Б. В. Самсонов. – Ленинград, 1990. – 134 с.

77. Самсонов, Б. В. Эпигенетическая цементация терригенных коллекторов и особенности распространения битумоидов на южном склоне

Непского свода [Текст] / Б. В. Самсонов, Б. Л. Рыбьяков, Л. А. Буддо, Т. В. Одинцова // Геология нефти и газа. – 1977. – № 2. – С. 18–25.

78. Сахибгареев, Р. С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей [Текст] / Р. С. Сахибгареев. – Л. : Недра, 1989. – 260 с.

79. Семенов, В. В. Изучение литологического и петрофизических неоднородностей керна профилографом для повышения достоверности ГИС [Текст] / В. В. Семенов, И. Б. Ратников, К. И. Сокова // Актуальные вопросы петрофизики. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2010. – С. 110–170.

80. Сергеева, Э. И. Эпигенез осадочных пород [Текст] : Учеб. пособие / Э. И. Сергеева. – СПб. : Изд-во С.-Петербур. ун-та, 2004. – 152 с.

81. Симанович, И. М. Кварц песчаных пород [Текст] : Труды ГИН АН СССР, вып. 314 / И. М. Симанович. – М. : Недра, 1978. – 156 с.

82. Синьков, А. В. Опыт выделения интервалов солесодержащих пород в разрезах скважин Сибирской платформы по данным нейтронных методов [Текст] / А. В. Синьков, Г. Г. Яценко // Геология нефти и газа. – 1984. – № 12. – С. 48–50.

83. Синякина, Ю. С. Особенности интерпретации данных ГИС в тонкослоистом разрезе [Текст] / Ю. С. Синякина, Т. Ф. Соколова, П. С. Куляпин // Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы 2015 : сб. статей. – М. : ООО «ЕАГЕ Геомодель», 2015. – С. 169–188.

84. Смехов, Е. М. Вторичная пористость горных пород-коллекторов нефти и газа [Текст] / Е. М. Смехов, Т. В. Дорофеева. – Л. : Недра, 1987. – 96 с.

85. Стасенков, В. В. Методы изучения геологической неоднородности нефтяных пластов [Текст] / В. В. Стасенков, И. М. Климушин, В. А. Бреев. – М. : Недра, 1972. – 176 с.

86. Тарасенко, А. Б. Литолого-генетический анализ комплекса Непско-Ботуобинской антеклизы [Текст] / А. Б. Тарасенко // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории: Материалы VII Всероссийского литологического совещания. – Новосибирск, ИНГГ СО РАН, 2013. – Т. 3. – С. 198–202.

87. Таужнянский, Г. В. Способ учета влияния термобарических условий при определении коэффициента нефтенасыщенности однородных терригенных коллекторов [Текст] / Г. В. Таужнянский // Геология нефти и газа. – 1986. – № 4. – С. 28–30.

88. Туровская, Е. М. Седиментационная модель терригенных пластов В13 и В10 Чонской группы месторождений [Текст] / Е. М. Туровская, Ю. Г. Еремин // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 74–76.

89. Усанина, Т. В. Методы изучения неоднородности Ачимовских отложений Уренгойского месторождения в связи с решением геолого-промысловых задач : автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук : 25.00.12 [Текст] / Т. В. Усанина. – Тюмень, 2006. – 18 с.

90. Федорцов, И. В. Влияние засоленности и битуминизации на лабораторное определение ФЕС пород-коллекторов продуктивных горизонтов Восточной Сибири [Текст] / И. В. Федорцов // II-ая международная научно-практическая конференция по проблемам интерпретации геолого-геофизических данных при геологическом моделировании месторождений углеводородов России. «Геомодель – 2009». – Геленджик, 2009. – С. 212–215.

91. Фомин, А. М. Вендские терригенные формации на территории Непско-Ботуобинской антеклизы [Текст] / А. М. Фомин, Л. С. Чернова // Геология и геофизика. – 1993. – Т. 34. – № 6. – С. 16–23.

92. Фомин, А. М. Продуктивные горизонты в терригенном комплексе венда центральных районов Непско-Ботуобинской антеклизы [Текст] / А. М. Фомин, С. А. Моисеев, В. А. Топешко // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2014. – Т. 2. – № 1. – С. 182–187.

93. Фролов, В. Т. Генетическая типизация морских отложений [Текст] / В. Т. Фролов. – М. : Недра, 1984. – 222 с.

94. Хабаров, А. В. Методика оценки пористости тонкослоистых пластов-коллекторов [Текст] / А. В. Хабаров, Я. Е. Волокитин, Э. Я. Боркент // НТВ «Каротажник». – 2009. – № 189. – С. 129–143.

95. Шалдыбин, М. В. Геохимические критерии оценки влияния процессов наложенного эпигенеза на фильтрационно-емкостные свойства обломочных пород-коллекторов (на примере нефтяных месторождений Томской области) : автореф. дис. ... геол.-мин. наук : 25.00.09 [Текст] / М. В. Шалдыбин. – Томск, 2005. – 22 с.

96. Шаравьева, Г. Н. Влияние литологических факторов на электрометрическую модель пласта ЮС₂ Сургутского свода [Текст] / Г. Н. Шаравьева, Т. А. Коровина, Е. П. Кропотова, И. В. Федорцов // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО (Восьмая научно-практическая конференция): сборник докладов. – Ханты-Мансийск : Путиведь, 2001. – С. 227–234.

97. Шемин, Г. Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина) [Текст] / Г. Г. Шемин. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2007. – 467 с.

98. Элланский, М. М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин (методическое пособие) – М. : РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. 2001. – 253 с.

99. Юдович, Я. Э. Геохимические индикаторы литогенеза (Литологическая геохимия) [Текст] / Я. Э. Юдович, М. П. Кетрис. – Сыктывкар, «Геопринт», 2011. – 742 с.

100. Янкова, Н. В. Некоторые аспекты образования засоленных коллекторов Верхнеченского месторождения [Текст] / Н. В. Янкова // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 2. – С. 21–23.

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

102. Thomas, E. The distribution of shale in sandstones and its effect on porosity. / E. Thomas, S. Stieber // SPWLA 16th Annual Logging Symposium. – 1975. – 15 p.